



Trabajo Fin de Grado

Título del trabajo: Ampliación del parque eólico
“Sierra de la Virgen”: Estudio de evacuación de
energía eléctrica

English tittle: “Sierra de la Virgen” wind farm
enlargement: electrical energy evacuation study

Autor

Ángel Solanas López

Director

Antonio Montañés Espinosa

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
2016



**DECLARACIÓN DE
AUTORÍA Y ORIGINALIDAD**

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./Dª. ÁNGEL SOLANAS LÓPEZ

con nº de DNI 25210421Y en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
GRADO (Título del Trabajo)

AMPLIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN": ESTUDIO DE
EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, a 20 de Junio de 2016

Fdo: Ángel Solanas López

AMPLIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO “SIERRA DE LA VIRGEN”: ESTUDIO DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUMEN

El objetivo principal del presente estudio es el diseño del sistema necesario a implantar para la evacuación de energía eléctrica en el parque eólico “Sierra de la Virgen” (Calatayud, Zaragoza) debido a la ampliación del mismo.

Construido para evacuar una energía de 26MVA, correspondiente a trece aerogeneradores de 2MVA cada uno de ellos, se ha realizado una ampliación con dos nuevos circuitos. El primero de ellos consta de diez aerogeneradores de 2MVA y el segundo de ocho aerogeneradores, ambos del mismo modelo.

La energía generada por los aerogeneradores se transportará mediante una red subterránea de 20kV hasta la red de transporte. La subestación del parque eólico de 20/132kV permite elevar la tensión a los niveles de la red de transporte, evacuando y distribuyendo posteriormente la energía.

Inicialmente, la subestación del parque eólico contaba con un transformador de potencia de 30MVA, pero debido a la ampliación será necesario introducir un nuevo transformador de potencia de 40MVA para evacuar dicha energía.

El estudio se centra por un lado en diseñar los cables y aparente relativos a la ampliación, pero por otro lado, abarca la comprobación de si la aparente instalada inicialmente es adecuada y pueden soportar las nuevas intensidades provocadas por la ampliación de dicho parque eólico.

En primer lugar, se seleccionan y dimensionan los cables enterrados bajo tierra, relativos a la ampliación que transportarán la energía desde los aerogeneradores hasta las cabinas, conforme a la normativa vigente. Más tarde, se comprueba que cumplen con los criterios de intensidad máxima admisible, cortocircuito en conductor y pantalla y caída de tensión. Se ha decidido instalar dos centros de seccionamiento al final de cada uno de los dos circuitos correspondientes a la ampliación, para reducir el número de cables que llegan a la subestación, evitando el uso de dobles ternas.

A continuación, se ha realizado un estudio de las intensidades de cortocircuito del parque eólico en su conjunto. Se han analizado seis nudos correspondientes a las zonas donde se ubican los disyuntores.

La realización del estudio de cortocircuitos ha permitido seleccionar la aparente relativa a la ampliación del parque. Asimismo, se puede determinar a modo de conclusión que los equipos y aparente dispuestos originalmente son adecuados tras la ampliación, por lo que no hay que reemplazarlos.

TABLA DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN.....	5-7
1.1.	ANTECEDENTES.....	5
1.2.	OBJETO.....	5
1.3.	ALCANCE.....	6-7
2.	NORMATIVA Y BIBLIOGRAFÍA.....	8
3.	MEMORIA DESCRIPTIVA.....	9-13
4.	SELECCIÓN DE CABLES MEDIA TENSIÓN (MT).....	13-39
4.1.	DATOS DE RED Y CONSUMO.....	13-16
4.2.	CARACTERÍSTICAS DEL CABLE.....	17-20
4.3.	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	21-25
4.4.	PÉRDIDAS TÉRMICAS EFECTO JOULE.....	26-30
4.5.	PÉRDIDAS DIELÉCTRICAS.....	30-31
4.6.	INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR.....	32-33
4.7.	INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR LA PANTALLA DEL CABLE.....	34-35
4.8.	NIVEL DE AISLAMIENTO.....	36
4.9.	RADIO DE GIRO.....	36-37
4.10.	CAÍDA DE TENSIÓN.....	37-39
5.	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.....	40-42
6.	SELECCIÓN Y COMPROBACIÓN DE APARAMENTA.....	43-49
7.	CONCLUSIONES.....	50-51
8.	ANEXOS.....	52
8.1.	ANEXO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	
8.2.	ANEXO II: PLANOS Y ESQUEMAS	

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

El parque eólico “Sierra de la Virgen” se ubica en Calatayud, Zaragoza. Inicialmente, fue construido para evacuar una energía de 26MVA, correspondiente a trece aerogeneradores de 2MVA cada uno de ellos. Por este motivo, se instaló un transformador de potencia de 30MVA y un sistema de cables enterrados directamente así como la apertura y protecciones adecuadas.

Sin embargo, se ha realizado una ampliación de dicho parque al ubicar dos nuevos circuitos: el circuito número uno que consta de diez aerogeneradores de 2MVA y el circuito número dos que contiene ocho aerogeneradores idénticos a los anteriores. La disposición de los aerogeneradores se muestra en el plano de la planta directora recogido en el Anexo II.

1.2. OBJETO

El objetivo principal del presente estudio es el diseño del sistema necesario a implantar para la evacuación de energía eléctrica en el parque eólico “Sierra de la Virgen” debido a la ampliación del mismo.

Se incluye el dimensionamiento de los cables directamente enterrados desde los aerogeneradores hasta la subestación, conforme a la normativa vigente, así como la selección de la apertura necesaria para la protección de equipos y personas.

Por otro lado, otro objetivo relevante del estudio es comprobar si los equipos y la apertura instalados en un inicio son adecuados y pueden soportar las nuevas intensidades provocadas por la ampliación de dicho parque eólico.

1.3. ALCANCE

La energía generada se transportará desde cada uno de los aerogeneradores hasta la red de transporte, siendo necesario el diseño de una red subterránea de 20kV así como la instalación de un segundo transformador de potencia adicional en la subestación de 20/132kV. Esta subestación permitirá elevar la tensión hasta los niveles adecuados de la red de transporte, pudiendo evacuar la energía producida por el parque eólico en su conjunto (incluida la ampliación) y distribuirla correctamente.

El estudio se enmarca dentro del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.

En cuanto a la metodología empleada, se ha realizado un estudio previo de la normativa vigente para la selección de cables y cálculo de intensidades de cortocircuito, recopilándose en un programa ofimático Excel, y por último, se aportarán los planos geológicos del parque así como los esquemas unifilares realizados mediante AutoCad.

A continuación, se diseñarán los cables y equipos correspondientes a la ampliación, y se comprobarán si siguen siendo válidos los relativos al parque original.

En primer lugar, se han seleccionado los cables de media tensión correspondientes a la parte de la ampliación. Para ello, se ha estudiado la normativa vigente que consta de normas UNE y el Reglamento de Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), en concreto la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 para líneas subterráneas con cables aislados.

Para la elección de las características del tipo de cable (materiales de conductor y cubierta, resistencia e inductancia, diámetro del conductor y exterior del cable, etc) se ha acudido al catálogo el fabricante Prysmian.

Una vez recopilada esta información, se han programado en Excel y realizado los cálculos para cada conductor.

Se ha comprobado para cada conductor que la intensidad que circula por el mismo sea inferior a la máxima intensidad admisible según la disposición de la instalación. Asimismo, se ha verificado que cumple con los criterios de intensidad de cortocircuito en conductor y pantalla, y con el criterio de caída de tensión, estableciendo el límite en 2,5% de caída de tensión porcentual. También se han calculado las pérdidas de potencia, así como las pérdidas por efecto joule y dieléctricas en el cable.

Para concluir este apartado, cabe destacar que se han colocado dos centros de seccionamiento de doble entrada y una salida, uno para cada circuito de la ampliación, con el fin de llevar sólo un único cable por circuito a la subestación, en vez de optar por dobles ternas. Las celdas de cada aerogenerador serán de un tipo u otro en función de su conexión.

En segundo lugar, una vez seleccionados los cables de media tensión que conectarán los aerogeneradores entre sí, con los centros de seccionamiento y con la subestación, se va a realizar un cálculo de intensidades de cortocircuito para elegir posteriormente la apertura de la ampliación y comprobar la que había inicialmente.

Como punto de partida, se han calculado las corrientes de cortocircuito en seis nudos, especificados más adelante, donde se ubicarán los disyuntores.

En relación al cálculo de cortocircuitos, se ha definido en primer lugar tres zonas con una misma potencia base y su correspondiente tensión base. El objetivo es trabajar por unidad. Por este motivo, se han transformado a por unidad las reactancias de los cables, transformadores y aerogeneradores.

A continuación, se han calculado las corrientes de cortocircuito en cada nudo incluyendo la ampliación del parque eólico. Para cada nudo, se han tenido en cuenta las dos contribuciones vistas a cada lado del nudo.

Se ha despreciado las resistencias frente a la reactancia de los cables. También se ha supuesto que las impedancias de los circuitos del parque original y de la ampliación son similares puesto que la potencia a transportar es parecida. En cada nudo, se han ido

agrupando las impedancias y obteniendo la potencia de cortocircuito y por tanto, su intensidad de cortocircuito.

Tras finalizar el cálculo de cortocircuitos, se ha comprobado en primer lugar que la apertura instalada originalmente en el parque eólica es capaz de soportar las nuevas intensidades puesto que han aumentado debido a la ampliación.

Una vez verificado lo anterior, se procede a elegir la apertura correspondiente a la parte de la ampliación: autoválvulas, seccionadores, disyuntores, transformadores de intensidad, de tensión y de potencia, tanto para el lado de alta tensión como para el de media tensión. Para la selección, se han consultado los catálogos de los fabricantes ABB y MESA.

Dicha apertura se puede observar en los esquemas unifilares realizados en AutoCad para el lado de alta 132kV y media tensión 20kV. Por último, se analizan las conclusiones del estudio.

2. NORMATIVA Y BIBLIOGRAFÍA

Para el dimensionamiento de los cables y el cálculo de las corrientes de cortocircuito se ha precisado de las normas técnicas y reglamentos presentados a continuación:

- Reglamento de Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), aprobado por Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero de 2008 (BOE 19 de marzo de 2008)
- Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06. Líneas subterráneas con cables aislados.
- NORMA UNE-EN 60228:2005: Conductores de cables aislados.
- NORMA UNE 211003:2001: Límites de temperatura en cortocircuito en cables eléctricos.
- NORMA UNE 211435:2007: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0.6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.
- NORMA UNE 12192:1992: Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- Catálogo fabricante PRYSMIAN, basado en UNE 20435, reemplazada por UNE 211435:2007.
- UNE 21144-1-1:2012
- HD 620 S1:1996: Cálculo de radios de giro de cables unipolares apantallados.

Adicionalmente, a modo de bibliografía se ha consultado:

- Memoria de cálculo: “Implantación de un parque eólico de 21,25MW y su conexión a la red de 132kV”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla.
- Catálogos de los siguientes fabricantes: Prysmian (cables MT), MESA (cabinas), ABB (aparmenta), GAMESA (aerogeneradores), Hc Energía (transformadores de potencia) y IMEFY (transformadores de potencia de los aerogeneradores).

Por último, los programas de software empleados en el estudio han sido:

- Hoja de cálculo Excel
- AutoCad

3. MEMORIA DESCRIPTIVA

Se va a proceder a describir el emplazamiento del parque eólico “Sierra de la Virgen”, las características y aparente del mismo en momento de su construcción (sin incluir la parte de la ampliación).

Como se puede observar en las imágenes inferiores, el parque eólico “Sierra de la Virgen” se encuentra ubicado entre Sestrica y Calatayud, Zaragoza.

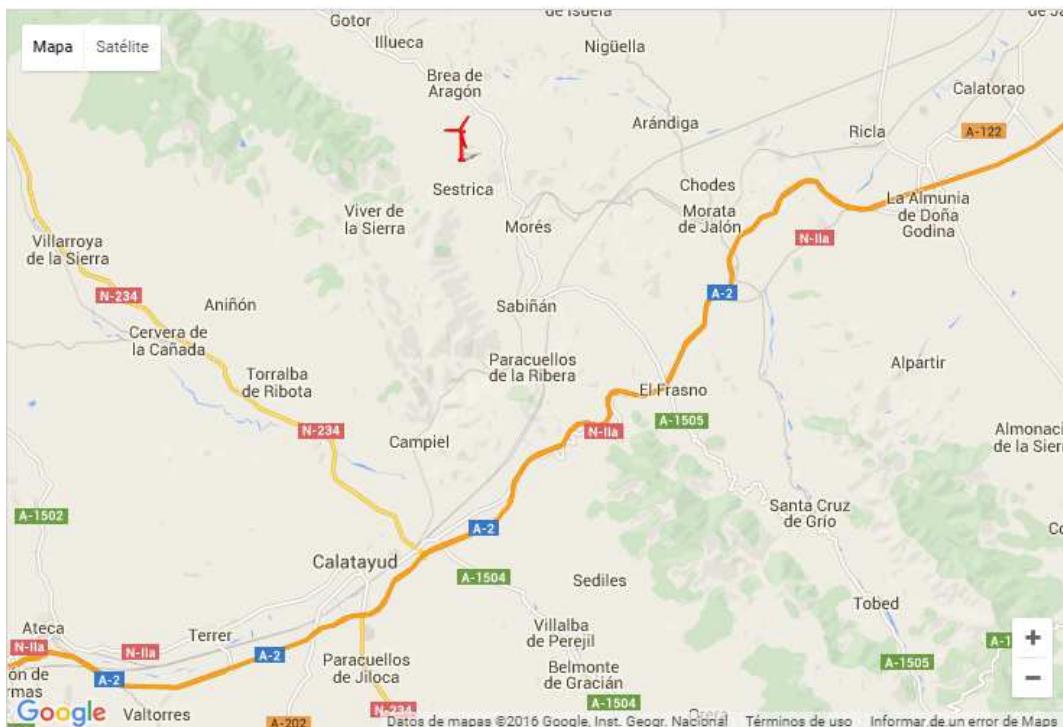


Figura 1: Emplazamiento parque eólico “Sierra de la Virgen”

Fuente: Google Maps

El parque eólico fue inicialmente construido para trece aerogeneradores GAMESA G97 de 2MVA, por lo que se dispuso de un transformador de potencia hc energía modelo ET/5101 de 30MVA. Se pensó en una posible futura ampliación a la hora de su construcción.

La ampliación consta de dos circuitos de diez y ocho aerogeneradores respectivamente, idénticos a los existentes. Por este motivo, se decidió añadir un transformador hc energía modelo ET/5101 de 40MVA para evacuar dicha energía.

La disposición de los aerogeneradores iniciales y los de la ampliación se muestran en los planos realizados por el topógrafo. Se trata de la planta directora así como del resto de plantas y perfiles recogidas en el Anexo I.

Las características de los aerogeneradores GAMESA G97 2MVA, se recogen a continuación [1]:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS			
Datos Generales		Torres	
Potencia nominal	2.0 ⁽¹⁾ MW	Altura	78, 90, 100, 104 ⁽²⁾ , 120 m
Clase de viento	IIA/IIIA		
Nivel de emisión de ruido	104,5 dB(A) a potencia nominal		
Control de ruido	Gamesa NRS*		
Rango de temperatura	-30°C a +40°C (+45°C con de rating)		
Opciones ambientales	Disponibles versiones para emplazamientos en altitud y para ambientes polvorientos y de alta corrosión.		
Velocidad de cut-in	3 m/s		
Velocidad de cut-out	25 m/s (filtro de 100s)		
Rotor		Multiplicadoras	
Diámetro	97 m	Tipo	1 etapa planetaria
Área de barrido	7.390 m ²	Ratio	2 etapas de ejes paralelos 1:106,8 (50Hz) 1:1271 (60Hz)
Velocidad de giro	9,6 - 17,8 rpm		
Control	Pitch y velocidad variable		
Palas		Generador	
Longitud	47,5 m	Tipo	Generador doblemente alimentado.
Perfil	Gamesa	Tensión	690 V AC
Material	Fibra de vidrio pré-impregnado de resina epoxi + fibra de carbono	Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
		Clase de protección	IP54
		Factor de potencia	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencia
HITOS PRINCIPALES			
		G97 IIIA	
		Primer prototipo	2011
		Producción en serie	2011
		Certificado Tipo	Disponible (DNV)
		G97 IIA	
		Primer prototipo	2012
		Producción en serie	2012
		Certificado Tipo	Disponible (DNV)

(1) Upgrade a 2.1 MW de potencia nominal disponible según emplazamiento.

(2) Close S.

Figura 3: Especificaciones técnicas aerogeneradores GAMESA G97

Fuente: Catálogo GAMESA

Se optó por un modelo G97 en vez de G90 puesto con un rotor de 97 metros se obtiene hasta un 14% más de energía anual^[1].

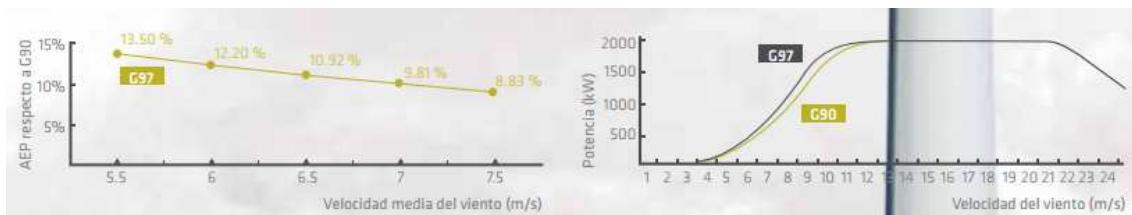


Figura 4: Diferencias aerogeneradores GAMESA G97 y G90

Fuente: Catálogo GAMESA

La reactancia subtransitoria de los aerogeneradores es de $X_d' = 17\%$ y constan de un transformador de potencia 20/0,69kV de 2500KVA del fabricante IMEFY con una reactancia de cortocircuito $U_{cc} = 6\%$. El resto de características se muestran en la imagen inferior, extraída del catálogo de IMEFY^[2].

[1]: Catálogo GAMESA G97 2MVA

[2]: Catálogo IMEFY

POTENCIA (kVA)	NIVEL DE AISLAM. (kV)	TENSIÓN DE CC (%)	PÉRDIDAS (W)	DIMENSIONES APROXIMADAS (mm)						PESOS (kg)				NIVEL DE RUIDO dB (A) PRESIÓN	
				COBRE			ALUMINIO			COBRE		ALUMINIO		0,3m	1m
				Largo(A)	Ancho(B)	Alto(C)	Largo(A)	Ancho(B)	Alto(C)	Aceite	Total	Aceite	Total		
2500	24	6	CkE0	2420	1470	2000	2590	1500	2100	1280	6000	1530	6290	68	63
			CkD0	2420	1470	2000	2590	1500	2100	1280	6000	1530	6290	68	63
			BkB0	2470	1410	2080	2550	1370	2100	1360	6280	1700	7000	58	53
			BkA0	2380	1410	2100	2450	1410	2290	1320	7000	1750	8150	63	47
	36	6	Bk36C036	2420	1470	2150	2590	1500	2100	1280	5770	1530	6300	68	63
			Bk36B036	2420	1470	2150	2590	1500	2100	1280	5950	1530	6300	68	63
			Ak36A036	2470	1460	2080	2530	1450	2180	1340	5740	1570	8350	65	60
			Bk(+10%)A0(+15%)	2430	1410	2180	2460	1410	2310	1300	6700	1680	7400	63	47

Figura 5: Características transformadores de potencia aerogeneradores

Fuente: Catálogo IMEFY

El transformador de potencia (con regulación) hc energía modelo ET/5101 de 30/40MVA ONAN/ONAF 132±8x1,25, instalado originalmente, presentaba las siguientes características [3]:

- Servicio: continuo
- Instalación: exterior-intemperie
- Nº de fases: tres
- Nº de devanados: tres
- Aislamiento: aceite
- Refrigeración: ONAN/ONAF
- Tipo de núcleo: columnas
- Tipo de cuba: convencional
- Frecuencia: 50Hz
- Conexión arrollamiento AT: estrella, con neutro accesible sobre tapa
- Conexión arrollamiento BT: estrella, con neutro accesible sobre tapa y aislamiento pleno
- Conexión arrollamiento Terciario: Triángulo, accesible con dos bornas sobre tapa, puenteadas y a tierra.
- Grupo de conexión: YNyn0-d11
- Cambiador de tomas en carga: tipo MR (Vacutap) en el lado AT
- Regulador automático de tensión: REG-DA
- Transformador de intensidad: para Imagen Térmica, montado en borna central BT
- Reactancia de cortocircuito: Ucc(%)=10%
- Pérdidas en el hierro a 100% tensión nominal: 20 [kW]
- Pérdidas en el cobre a 75°C: 17 [kW]

Salvo las pérdidas en hierro y cobre, el transformador de potencia que se colocará para la ampliación presentará las mismas características que el anterior. Se tratará, por tanto, de un transformador de potencia (con regulación) hc energía modelo ET/5101 de 40/52MVA ONAN/ONAF 132±8x1,25.

[3]: Catálogo hc Energía

La aparente instalada inicialmente para el lado de AT, se menciona a continuación:

- **Autoválvulas**

Modelo ABB PEXLIM 145kV de red e intensidad de descarga 10kA.

- **Seccionadores**

MESA AT 145/2750A con doble apertura lateral.

- **Disyuntores**

ABB Tipo LTB 145kV/3150A/40kA.

- **Transformadores de corriente**

Transformador de corriente aislado en aceite ABB IBM 145kV 300-600A.

- **Transformadores de tensión**

Modelo ABB CPA 145kV.

Por otro lado, la aparente instalada inicialmente desde la barra de 132kV hasta el lado de AT del transformador de 30MVA es la siguiente:

- Seccionadores, autoválvulas, disyuntores y transformadores de tensión con las mismas características que los anteriores.
- Transformadores de intensidad: Transformador de corriente aislado en aceite ABB IBM 145kV 200-400A.

En el lado de baja tensión también se añadieron autoválvulas ABB PEXLIM R 24kV/10kA. Las cabinas, tanto las ya construidas como las nuevas a instalar, son del fabricante MESA modelo DV CAS 24kV; 2500A; 31,5kA, las cuales permiten la conexión de cables hasta 630 mm² de sección nominal. Su descripción completa se encuentra en el esquema unifilar de los aerogeneradores (cada uno con un tipo de cabina dentro del Anexo II).

La aparente correspondiente a la parte de la ampliación puede verse reflejada con más detalle en los esquemas unifilares del Anexo II. En dichos esquemas se muestra el lado de alta y media tensión así como las cabinas.

Finalmente, existen dos líneas que conectan a la red de 132kV y con potencia de cortocircuito igual a Scc=2000MVA cada una de ellas. La energía que generan los aerogeneradores es transportada por cables enterrados directamente bajo tierra (en el apartado siguiente se dimensionarán los correspondientes a la ampliación) hasta la subestación de 20/132kV. Dicha subestación elevará la tensión hasta el nivel de la red de transporte para su posterior distribución.

En los siguientes apartados se detallará el cálculo de cables de media tensión, intensidades de cortocircuito y aparente adecuada que sería necesario instalar en la parte de la ampliación.

4. SELECCIÓN DE CABLES MEDIA TENSIÓN (MT)

El presente documento tiene como objeto la justificación de los cables empleados para evacuar la potencia requerida por la ampliación del parque eólico “Sierra de la Virgen” desde los aerogeneradores hasta la subestación 132/20 kV.

A continuación, se van a realizar los cálculos de cableado de acuerdo con la normativa anteriormente descrita, comprobando que éstos cumplan con los criterio de máxima intensidad admisible (conductor y pantalla) y caída de tensión.

Se va a aplicar dichos cálculos a un ejemplo concreto para su correcta comprensión. El resto de cables se seleccionarán de forma análoga.

Se va a analizar el tramo dos del circuito de aerogeneradores número uno. Este tramo conecta el aerogenerador tres con el cinco.

Los apartados a considerar serán los siguientes:

4.1.DATOS DE RED Y CONSUMO

En este apartado se indicarán el nombre de la instalación (Subestación 20/132 kV Sierra de la Virgen) y se definen las características de la red.

En primer lugar, se ha de determinar la categoría de dicha red. La Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 para líneas subterráneas con cables aislados, establece tres tipos de categoría en función de la duración máxima de un defecto a tierra.

- Categoría A: Los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de un minuto.
- Categoría B: En caso de defecto, la red sólo funciona con una fase a tierra durante un tiempo limitado, generalmente inferior a una hora. En una red en la que un defecto a tierra no se elimina automática y rápidamente, los esfuerzos suplementarios soportados por el aislamiento de los cables y accesorios durante el defecto, reducen la vida de éstos. Si se prevé que una red va a funcionar frecuentemente con un defecto permanente, puede ser económico clasificar dicha red en la categoría C.
- Categoría C: Red no incluida en la categoría A ni en la B.

En este estudio, se ha considerado que la red pertenece a la categoría A y que la duración de los defectos a tierra es inferior a un minuto.

Por otro lado, completan las características de la red su frecuencia (50 Hz), su potencia de cortocircuito así como la tensión nominal.

Inicialmente, para la selección de cables se ha considerado una potencia de cortocircuito de $S_{cc}=1000$ MVA aunque más adelante, en el apartado de cálculo de cortocircuitos, se justificará que esta potencia es menor (en torno a 400-450MVA), por lo que se ha sobredimensionado (si estuviesen los dos transformadores conectados ascendería hasta unos 800MVA).

También se ha añadido la tensión nominal de los cables (20 kV), la cuál debe estar normalizada. Se tratará de una red de transporte y distribución de 20 kV.

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_o) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

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

Tabla 1: Tensiones nominales normalizadas

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 1

A partir del valor de la tensión nominal y conocida la categoría de la red, se obtiene la tensión más elevada de red (U_m).

Se puede observar en la tabla inferior que para una red de categoría A y $U_n=20$ kV, la tensión más elevada será de $U_s=U_m=24$ kV. El valor de $U_p=125$ [kV] se refiere al valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta.

También se aprecia que el nivel de aislamiento mínimo que tendrá que soportar el cable elegido será de $U_o/U=12/20$ kV, donde U_o es la tensión asignada eficaz entre cada conductor y pantalla del cable, y U es la tensión asignada eficaz entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

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

Tensión nominal de la red U_n kV	Tensión más elevada de la red U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			$U_o/U_{\text{ó}} U_{\text{o}}$ kV	U_p Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C	8,7/15	95
10	12	A-B	12/20	125
		C	15/25	145
15	17,5	A-B	18/30	170
		C	26/45	250
20	24	A-B	36	(1)
		C	64	(1)
25	30	A-B	76	(1)
		C	87	(1)
30	36	A-B	127	(1)
		C	220	(1)
45	52	A-B		
66	72,5	A-B		
110	123	A-B		
132	145	A-B		
150	170	A-B		
220	245	A-B		
400	420	A-B		

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

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

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 2

En cuanto a la potencia a transportar por el cable, hay que tener en cuenta su conexión. El aerogenerador tres, presenta una entrada en su cabina del cable procedente del aerogenerador cuatro, su propio generador y otra salida con el cable que lo unirá con el aerogenerador cinco.

Por tanto, para dimensionar el cable de salida (del aerogenerador tres al cinco) se deberán considerar ambos aportes de energía: los 2MVA del aerogenerador tres más los 2MVA del generador cuatro anterior (4MVA en total). Esta potencia acumulada variará en función de cada aerogenerador.

A continuación, conocida la potencia acumulada a transportar, se calcula la intensidad que circulará por dicho cable mediante la siguiente expresión:

$$\text{Intensidad a transportar } (Is) = \frac{S}{U_n * \sqrt{3}} = \frac{4000 [kVA]}{20[kV] * \sqrt{3}} = 115,470 [A]$$

Suponiendo que la potencia de cortocircuito para el cálculo el cable de media tensión es de 1000MVA, se procederá a calcular la intensidad de cortocircuito en el conductor a soportar:

$$Z_{cc} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(20 [kV])^2}{1000[MVA]} = 0,4 [\Omega]$$

$$S_{cc} = \sqrt{3} * U * I_{cc}$$

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{cc}} = \frac{20 [kV]}{\sqrt{3} * 0,4 [\Omega]} = 28,87 [kA]$$

De este modo, la intensidad de cortocircuito a soportar en el conductor será de 28,87 [kA]. Asimismo, se ha considerado una duración del cortocircuito en conductor de 0,5 segundos. La intensidad de cortocircuito a soportar en la pantalla del cable será de 1 [kA] y la duración de dicho cortocircuito en pantalla de 1 segundo.

La siguiente imagen recoge los datos anteriores:

DATOS DE RED Y CONSUMO

Nombre de la instalación	SUBESTACIÓN 20/132 kV SIERRA DE LA VIRGEN		
Categoría de la red	Categoría A		
Tensión nominal de la red (kV)	Un	20	
Tensión más elevada (kV)	Um	24	kV
Frecuencia nominal		50	Hz
Potencia a transportar		4000	KVA
Intensidad a transportar	Is	115,470	A
Factor de corrección de intensidad		1	
Intensidad de cálculo	Is	115,470	A
Intensidad de cortocircuito en conductor kA		28,87	KA Intensidad de cc. a soportar
Duración del cortocircuito en condutor		0,5	s
Intensidad de cortocircuito en pantalla		1	KA Intensidad de cc. a soportar
Duración del cortocircuito en pantalla		1	s

4.2. CARACTERÍSTICAS DEL CABLE

Se ha optado en este tramo por el siguiente cable: VOLTALENE RHV 12/20kV 1x240 (Cu) +H16, enterrados directamente. El cable es tipo VOLTALENE cuyo fabricante es PRYSMIAN.

Se trata de un cable unipolar, con un conductor de cobre de 240 mm^2 , aislado con XLPE, apantallado con una corona de hilos de cobre de sección total de 16 mm^2 (sin armado), para una tensión nominal de 12/20kV y con cubierta exterior de PVC. A continuación, se explican las razones.

- Material conductor: Se ha escogido Cobre en vez de Aluminio porque presenta una mayor conductividad eléctrica a pesar de que es más caro.
- Material del aislamiento: Se ha elegido Polietileno Reticulado (XLPE) debido a que se trata de un cable con buenas propiedades de pérdidas en el dieléctrico, resistividad térmica y eléctrica, y rigidez dieléctrica. Debido a la ubicación del parque, la humedad no será un problema.
- Material de la cubierta: Se ha optado por cloruro de polivinilo (PVC) como material de cubierta por su alta resistencia a impactos y a la abrasión, y por su baja absorción de la humedad.
- Nivel de aislamiento: Se elige uno igual o superior al requerido. En este caso, igual y de valor 12/20kV.
- Sección nominal conductor: Se ha elegido de 240 mm^2 de cobre. Posteriormente, se justificará que cumple con el criterio de intensidad máxima admisible.
- Sección nominal pantallas (hilos Cu): Se ha escogido una sección de 16 mm^2 , correspondiente a 20 hilos de Cobre de 1 mm de diámetro.

Tabla secciones nominales y resistencias en pantallas UNE 211435

Sección	Cu Ohm/km	número hilos	diámetro hilos	Número de hilosxDiámetro
10	0,83	20	0,8	20 x 0,8mm D
16	1,15	20	1	20 x 1mm D
25	0,727	32	1	32 x 1mm D
35	0,524	23	1,4	23 x 1,4mm D
50	0,387	32	1,4	32 x 1,4mm D

Tabla 3: Secciones nominales y resistencias en pantallas

Fuente: UNE 211435

A continuación, se determinarán las temperaturas máximas y en cortocircuito en función del conductor y material de pantalla, según ITC-LAT 06 y UNE 21144-1-1:2012. Para el cable en cuestión serán:

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

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Tabla 4: Temperaturas máximas asignadas al conductor
Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 5

Como el material de aislamiento es polietileno reticulado (XLPE), la temperatura máxima de servicio será de 90°C y la temperatura máxima en cortocircuito del conductor será de 250°C.

Por otro lado, el material de cubierta es PVC, por lo que la temperatura máxima de servicio en la pantalla será de 70°C y la temperatura máxima en cortocircuito en pantalla será de 200°C.

Tabla de material de cubierta	T _{serv}	T _{cc}
Cloruro de Polivinilo (PVC)	70	200
Poliolefina termoplástica (Z1)	70	180
Polietileno (PE)	70	180

Tabla 5: Temperaturas máximas asignadas según material cubierta
Fuente: UNE 21144-1-1:2012

Finalmente, una vez elegido el cable, se seleccionan del catálogo del fabricante PRYSMIAN los diámetros del conductor y diámetro exterior según la sección escogida.

DIÁMETROS BAJO AISLAMIENTO DE CABLES VOLTALENE (UNIPOLARES Y TRIPOLARES)

Sección mm ²	d Cuerda mm	d' Semic. int. mm	D sobre aislamiento						
			1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
Conductor de Cu									
35	7	8	11	13	14,8	17	19	-	-
50	8,3	9,3	12,3	14,3	16,1	18,3	20,3	22,9	25,3
70	9,9	10,9	13,9	15,9	17,7	19,9	21,9	24,5	26,9
95	11,6	12,6	15,6	17,6	19,4	21,6	23,6	26,2	28,6
120	13,1	14,1	17,1	19,1	20,9	23,1	25,1	27,7	30,1
150	14,3	15,3	18,3	20,3	22,1	24,3	26,3	28,9	31,3
185	16	17	20	22	23,8	26	28	30,6	33
240	18,7	20,1	22,7	25,3	26,9	29,1	31,1	33,7	36,1
300	20,6	22	24,6	27,6	28,8	31	33	35,6	38
400	23,1	24,5	27,1	30,5	31,3	33,5	35,5	38,1	40,5
500	26,4	28,4	30,8	34,8	35,2	37,4	39,4	42	44,4
Conductor de Al									
35	7	8	11	13	14,8	17	19	-	-
50	8,1	9,1	12,1	14,1	15,9	18,1	20,1	22,7	25,1
70	9,8	10,8	13,8	15,8	17,6	19,8	21,8	24,4	26,8
95	11,2	12,2	15,2	17,2	19	21,2	23,3	25,8	28,3
120	12,7	13,7	16,7	18,7	20,5	22,7	24,7	27,3	29,7
150	14	15	18	20	21,8	24	26,1	28,6	31,2
185	16,1	17,1	20,1	22,1	23,9	26,1	28,1	30,7	33,1
240	17,9	19,3	21,9	24,5	26,1	28,3	30,2	32,9	34,5
300	20,6	22	24,6	27,6	28,8	31	33	35,6	38
400	23,1	24,5	27,1	30,5	31,3	33,5	35,5	38,1	40,6
500	26,3	28,3	30,7	34,7	35,1	37,3	39,3	41,9	44,3

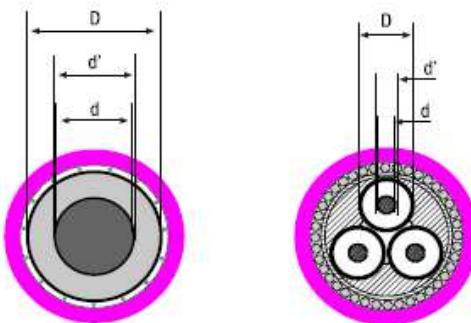


Tabla 6: Diámetros bajo aislamiento de cables VOLTALENE unipolares

Fuente: Catálogo fabricante PRYSMIAN

Como se observa, para una sección nominal de 240 mm², el diámetro del conductor (dc) será igual a 18,7 mm. Por otro lado, el diámetro exterior sabiendo que el cable es de tipo no armado, será de 37,8 mm, como se puede comprobar en la tabla inferior.

DIÁMETROS EXTERIORES Y PESOS DE CABLES VOLTALENE

Sección nominal mm ²	Ø ext. mm	Peso kg/km	Ø ext. mm	Peso kg/km	Ø ext. mm	Peso kg/km
	Tipo H (no armado)		Tipo HFA (armado flejes Al)		Tipo HMA (armado alambres Al)	
Unipolares - 12/20 kV (Conductores de cobre)						
1 x 35	25.1	1010	30.7	1325	31.4	1440
1 x 50	26.4	1155	32.0	1490	32.9	1620
1 x 70	28.0	1395	33.8	1760	35.3	1965
1 x 95	29.9	1700	35.5	2065	37.2	2305
1 x 120	31.4	1965	37.2	2365	38.7	2595
1 x 150	32.8	2240	38.4	2640	40.1	2900
1 x 185	34.9	2660	40.7	3100	42.2	3355
1 x 240	37.8	3305	43.6	3775	45.1	4045
1 x 300	39.9	3910	45.7	4400	48.4	4845
1 x 400	42.6	4715	48.4	5230	51.1	5705
1 x 500	46.1	5865	52.1	6445	54.8	6970
Unipolares - 12/20 kV (Conductores de aluminio)						
1 x 35	27.5	795	30.7	1115	31.4	1225
1 x 50	28.5	855	31.8	1190	32.7	1320
1 x 70	30.2	960	33.7	1325	35.2	1530
1 x 95	31.7	1020	35.1	1450	36.8	1680
1 x 120	33.2	1200	36.8	1600	38.3	1820
1 x 150	34.4	1260	38.1	1715	39.8	1970
1 x 185	36.9	1535	40.8	1980	42.3	2230
1 x 240	40	1640	42.9	2210	44.4	2480
1 x 300	42	2040	45.7	2530	48.4	2975
1 x 400	45	2400	48.9	2925	51.6	3410
1 x 500	48.4	2700	52.5	3385	55.2	3905

Tabla 7: Diámetros exteriores de cables VOLTALENE unipolares

Fuente: Catálogo fabricante PRYSMIAN

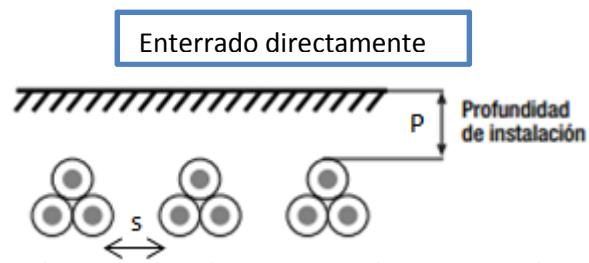
En resumen, el cable presenta las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE

Material conductor	<input checked="" type="radio"/> Cobre <input type="radio"/> Aluminio	Polietileno Reticulado (XLPE)
Material aislamiento		Cloruro de Polivinilo (PVC)
Material cubierta		Uo/U = 12/20kV
Nivel de aislamiento		240
Sección nominal conductor		16
Sección nominal pantalla (hilos Cu)		Cu, Circular, cableado, Secado e impregnado
Tipo de conductor		
Designación del cable (teórica)	RHV 12/20kV 1x240 (Cu) +H16	
Temperatura máxima de servicio	90	º C
Temperatura máxima en CC conductor	250	º C
Temperatura máxima de servicio pantalla	70	º C
Temperatura máxima en CC pantalla	200	º C
Diametro del conductor (dc)	18,7	mm
Diámetro exterior del cable (De)	37,8	mm

4.3.CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Todos los cables irán enterrados directamente a una profundidad de 1 metro. El número máximo de circuitos enterrados que irán en zanja será de uno puesto que en el corto tramo que puedan llegar a coincidir antes del centro de seccionamiento, cada circuito irá a un lado del vial, en zanjas distintas. Asimismo, el número máximo de ternas que se darán será de uno ya que se dispone de dos centros de seccionamientos (uno para el circuito uno y otro para el dos) en donde llegarán dos cables y saldrá sólo uno hacia la subestación.



Para el cable en cuestión, estará enterrado directamente a un metro de profundidad. No estará por tanto expuesto a la luz solar. La temperatura ambiente será de 40°C y la temperatura del terreno de 25°C. En cuanto al terreno, se considera arenosos muy seco con una resistividad térmica de 1,5 [K*m/W].

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Tabla 8: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y grado de humedad.

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 9

Una vez conocido cómo van a ir los cables en la instalación y sus características, se procede a comprobar si para la selección nominal del cable escogido, se cumple con el criterio de intensidad máxima admisible.

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

Tabla 9: Intensidades máximas admisibles para cables unipolares directamente enterrados.

Fuente: ITC-LAT 06; UNE 211435:2007

Para una sección nominal de 240 mm², aislamiento XLPE y conductor de cobre, la intensidad máxima admisible que circula por un cable es **I_{1adm}=440 [A]**.

A continuación, se determinarán los factores de corrección en función de la instalación.

➤ Factor de corrección de temperatura (F_{TT})

$$F_{TT} = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 25}} = \sqrt{\frac{90 - 25}{90 - 25}} = 1$$

Donde θ_s es la temperatura máxima de servicio del material de aislamiento y θ_a es la temperatura del terreno. En este caso, como la temperatura del terreno es 25°C, se obtiene un factor de corrección de temperaturas igual a la unidad, como se puede comprobar en la tabla inferior.

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

Tabla 10: Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 7

➤ **Factor de corrección por la resistividad térmica del terreno (F_{RT})**

Conforme al ITC-LAT 06, como la resistividad del terreno es de 1,5 [K*m/W] para cables enterrados directamente y de 240 mm², se obtiene un factor $F_{RT}=1$.

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
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
Cables en interior de tubos enterrados	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 11: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 Km/W

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 8

➤ **Factor de corrección de profundidad de enterramiento (F_p)**

Como el cable está enterrado directamente a una distancia de un metro, dicho factor de corrección será igual a la unidad ($F_p=1$).

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

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
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

Tabla 12: Factor de corrección para profundidades de instalación distintas de 1m

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 11

➤ Factor de corrección por agrupamiento (F_A)

Sólo estará enterrado un cable por zanja por lo que el factor de agrupamiento F_A será igual a la unidad.

Tabla de factores de corrección por agrupamiento (F_a) de cables enterrado UNE 211435:2007						
Nº circuitos agrupados	Distancias entre cables s(mm)					
	0	200	400	600	800	
1	1	1	1	1	1	
2	0,76	0,82	0,86	0,88	0,9	
3	0,65	0,73	0,78	0,82	0,85	
4	0,58	0,68	0,75	0,79	0,83	
5	0,53	0,64	0,72	0,77	0,81	
6	0,5	0,61	0,7	0,76	0,8	
7	0,47	0,59	0,68	0,74	0,79	
8	0,45	0,57	0,67	0,74	-	
9	0,43	0,56	0,66	0,73	-	
10	0,42	0,55	0,65	-	-	

Tabla 13: Factor de corrección por agrupamiento de cables enterrados

Fuente: UNE 211435:2007

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	-	-	-	
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49	
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58	
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-	
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-	

Tabla 14: Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 10

➤ Factor de corrección del aire (Faire)

Para una temperatura de servicio del material aislante de 90°C y considerada una temperatura del aire de 40°C, se obtiene un factor de corrección del aire igual a la unidad.

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

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

Tabla 15: Factor de corrección para temperatura del aire distinta de 40°C

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 14

➤ Factor corrección por exposición a la luz solar (Fs)

Como el cable está enterrado directamente, no estará expuesto a la luz solar y en consecuencia dicho factor de corrección será igual a la unidad. En caso contrario, éste sería igual a 0,89.

De este modo, el factor de corrección total será:

$$F_{total} = F_{tt} * F_{rt} * F_p * F_a * F_{aire} * F_s = 1$$

Considerando una sola terna se obtiene una intensidad admisible por una terna (I_{1T}):

$$I_{1T} = I_{1adm} * F_{total} = 440[A] * 1 = 440[A]$$

Por último, se calcula la intensidad máxima admisible total:

$$I_{máx} = I_{1T} * n^{\circ} ternas = 440[A] * 1 = 440[A]$$

Finalmente, se compara esta intensidad máxima obtenida a partir de las características del cable y de la instalación, con la intensidad a transportar (I_s) hallada anteriormente. Como la intensidad a transportar (I_s) es superior a la intensidad máxima admisible total ($I_{máx}$), entonces se cumple el criterio de intensidad máxima admisible ($I_s > I_{máx}$).

En consecuencia, la sección de 240 mm² del cable cumple es adecuada ya que cumple con dicho criterio.

En general, se procede de este modo para calcular la sección de cada cable. Se comienza con la menor, dentro de las normalizadas (95 mm²) y se comprueba si cumple con la condición de intensidad ($I_{máx} < I_s$). De no cumplirse, se incrementa la sección (240, 400, 630 mm²) hasta que se verifique la condición.

4.4. PÉRDIDAS TÉRMICAS EFECTO JOULE

- **Resistencia en corriente continua**

En primer lugar, se selecciona la resistencia en corriente continua del conductor Ro [Ω/km] a 20°C. Acorde con IEC 60228, en función de la sección nominal, se selecciona dicho valor. En este caso, para cobre recocido (alambre desnudo) y 240 mm^2 de sección nominal, se obtiene Ro=0,0754 [Ω/km].

Sección nominal (mm^2)	Resistencia máxima del conductor a 20°C		
	Conductor cobre recocido		Conductores de aluminio o aleación de aluminio (Ω/km)
	alambres desnudos (Ω/km)	alambres recubiertos de una capa metálica (Ω/km)	
0,5	36	36,7	
0,75	24,5	24,8	
1	18,1	18,2	
1,5	12,1	12,2	
2,5	7,41	7,56	
4	4,61	4,7	
6	3,08	3,11	
10	1,83	1,84	3,08
16	1,15	1,16	1,91
25	0,727	0,734	1,2
35	0,524	0,529	0,868
50	0,387	0,391	0,641
70	0,268	0,27	0,443
95	0,193	0,195	0,32
120	0,153	0,154	0,253
150	0,124	0,126	0,206
185	0,0991	0,1	0,164
240	0,0754	0,0762	0,125
300	0,0601	0,0607	0,1
400	0,047	0,0475	0,0778
500	0,0366	0,0369	0,0605
630	0,0283	0,0286	0,0469
800	0,0221	0,0224	0,0367
1000	0,0176	0,0177	0,0291
1200	0,0151	0,0151	0,0247
1400	0,0129	0,0129	0,0212
1600	0,0113	0,0113	0,0186
1800	0,0101	0,0101	0,0165
2000	0,009	0,009	0,0149
2500	0,0072	0,0072	0,0127

Tabla 16: Resistencia cables cc. A 20°C

Fuente: IEC 60228

A continuación, se calcula el recorrido del cable (266 metros en este tramo), obteniéndose un valor de $Ro [\Omega]$:

$$Ro[\Omega] = 0,0754 \left[\frac{\Omega}{km} \right] * 0,266[km] = 0,0201[\Omega]$$

Según la norma UNE 21144-1-1:2012, se determina el factor por variación de la resistividad debido a la temperatura (α_{20}) y la temperatura máxima de servicio en función del material de aislamiento. Para un cable de cobre, le corresponde $\alpha_{20}=3,93*10^{-3}$. Como el material de aislamiento empleado ha sido polietileno reticulado (XLPE), la temperatura máxima de servicio (θ) será de 90°C, tal y como se ha expuesto anteriormente basándose en la norma UNE 21144-1-1:2012.

MATERIAL	$\rho (\Omega \cdot m)$	α
Cobre	1,72E-08	3,93E-03
Aluminio	2,83E-08	4,03E-03

Tabla 17: Resistividad eléctrica y coeficiente de variación de la resistividad con la temperatura de los metales utilizados
Fuente: Tabla 1 UNE 21144-1-1:2012

Recogiendo los datos anteriores, se determina el valor de la resistencia del conductor en corriente continua (R'):

$$\begin{aligned} R'[\Omega] &= Ro[\Omega] * [1 + \alpha_{20} * (\theta - 20)] = \\ &= 0,0201[\Omega] * [1 + 3,93 * 10^{-3} * (90^{\circ}\text{C} - 20)] = 0,0256[\Omega] \end{aligned}$$

- **Efecto pelicular**

El efecto pelicular se suele presentar en alterna, donde es mayor la densidad de corriente en la superficie que en el centro, provocando variaciones en la resistencia eléctrica del cable. Se va a analizar cómo influye dicho efecto.

Observándose la tabla inferior extraída de la Tabla 2 UNE 21144-1-1:2012, se puede identificar que para cables de cobre, circular, secados e impregnados, le corresponde un coeficiente experimentalmente hallados de efecto pelicular con valor de $k_S=1$.

	Tipo de conductor	Secado e impregnado o no	k_s	k_p
Cobre	Cu, Circular, cableado, Secado e impregnado	SI	1	0,8
	Cu, Circular, cableado, NO Secado e impregnado	NO	1	1
	Cu, Circular, segmentado		0,435	0,37
	Cu, Hueco, cableado helicoidal, Secado e impregnado	SI	0,095	0,8
	Cu, Sectoral, Secado e impregnado	SI	1	0,8
	Cu, Sectoral, NO Secado e impregnado	NO	1	1
Aluminio	Al, Circular, cableado	Ambos	1	0,8
	Al, Circular, 4 segmentos	Ambos	0,28	0,37
	Al, Circular, 5 segmentos	Ambos	0,19	0,37
	Al, Circular, 6 segmentos	Ambos	0,12	0,37
	Al, Segmentado con cableado periférico	Ambos	1	0,8

Tabla 18: Efectos pelicular y de proximidad. Valores experimentales de los coeficientes k_s y k_p para conductores de cobre

Fuente: Tabla 2 UNE 21144-1-1:2012

Por tanto, el factor de efecto pelicular (y_s) se calculará del siguiente modo:

$$Xs^2 = \frac{8\pi f}{R'} * 10^{-7} * ks$$

Donde:

f: frecuencia, igual a 50Hz

R': resistencia del conductor en corriente continua

ks: coeficiente experimental efecto pelicular

$$Xs^2 = \frac{8\pi * 50[Hz]}{0,0256[\Omega]} * 10^{-7} * 1 = 4,91 * 10^{-3}$$

Seguidamente, se calcula y_s :

$$y_s = \frac{Xs^4}{192 + 0,8Xs^4} = 1,26 * 10^{-7}$$

Como se puede observar, la contribución de este efecto es muy pequeña.

- Efecto proximidad**

Se va a analizar la influencia en la resistencia eléctrica del cable que supone que éstos estén dispuestos de forma próxima. En el estudio, se ha considerado que los cables irán enterrados en zanja en solitario, sin coexistir con otros cables en esa misma zanja, por lo que dicho efecto debería ser prácticamente nulo. No obstante, se van a realizar los

cálculos suponiendo una separación $s=200\text{mm}$, por si en adelante se tuvieran que hacer modificaciones a la hora de construir el parque.

De la tabla 2 UNE 21144-1-1:2012, se extrae un coeficiente experimental de efecto pelicular para un cable de cobre, circular, seco e impregnado de $k_p=0,8$.

A continuación, se realizan cálculos análogos a los del apartado anterior, hasta calcular el factor de efecto proximidad (y_p):

$$Xp^2 = \frac{8\pi f}{R'} * 10^{-7} * k_p$$

Donde:

f : frecuencia, igual a 50Hz

R' : resistencia del conductor en corriente continua

k_p : coeficiente experimental efecto proximidad

$$Xp^2 = \frac{8\pi * 50[\text{Hz}]}{0,0256[\Omega]} * 10^{-7} * 0,8 = 3,93 * 10^{-3}$$

Seguidamente, se calcula y_p :

$$y_p = \frac{Xp^4}{192 + 0,8Xp^4} * \left(\frac{dc}{s} \right)^2 * \left[0,312 \left(\frac{dc}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{Xp^4}{192 + 0,8Xp^4} + 0,27} \right] = 3,08 * 10^{-9}$$

Donde:

d_p : diámetro del conductor. En este caso, $d_p=18,7\text{mm}$

s : separación entre ternas. En este caso, suponiendo, $s=200\text{mm}$

k_p : coeficiente experimental efecto proximidad

Se comprueba de este modo que la contribución del efecto de proximidad es prácticamente nula, e inferior a la contribución por efecto pelicular.

- **Resistencia del conductor en corriente alterna**

En función del tipo de instalación, se calcula de una forma u otra.

$$\text{Al aire libre} \rightarrow R = R' * [1 + y_s + y_p]$$

$$\text{Enterrado directamente o bajo tubo} \rightarrow R = R' * [1 + 1,5(y_s + y_p)]$$

Al estar el cable enterrado directamente, la resistencia en corriente alterna será:

$$R = R' * [1 + 1,5(y_s + y_p)] = 2,56 * 10^{-2} * [1 + 1,5(1,26 * 10^{-7} + 3,08 * 10^{-9})] \\ \approx 2,56 * 10^{-2} [\Omega]$$

Finalmente, se calculan las pérdidas térmicas en el cable por efecto Joule, conociendo la intensidad a transportar (I_s), del siguiente modo:

$$\text{Pérdidas térmicas} = W = R * I^2 = 2,56 * 10^{-2} * 115,470[A] = 340,986[W]$$

Expresando dichas pérdidas por unidad de longitud:

$$\frac{340,986[W]}{266 [m]} = 1,282 \left[\frac{W}{m} \right]$$

4.5. PÉRDIDAS DIELÉCTRICAS

Las pérdidas dieléctricas dependen de la tensión y llegan a ser importantes para ciertos niveles de material aislante utilizado. Según la Tabla 3 UNE 21144-1-1:1997, para materiales de aislamiento EPR y XLPE, se consideran pérdidas dieléctricas para valores de $U_0 >= 63,5$ kV. Por tanto, se va a comprobar que en el estudio dichas pérdidas no serán muy relevantes.

Como se ha considerado como material de aislamiento XLPE, según la tabla 3 de la norma UNE 21144-1-1:1997 los valores de permisividad relativa (ϵ) y factor de pérdidas de los aislamientos ($\operatorname{tg} \delta$) serán los siguientes.

Tipo de cable	ϵ	$\operatorname{tg} \delta$
<i>Cables aislados con papel impregnado</i>		
Tipo "sólido", de impregnación total, preimpregnado o impregnado con materia no migrante	4	0,01
De aceite fluido, con cubierta metálica (véase CEI 141-1)	Hasta $U_0 = 36$ kV Hasta $U_0 = 87$ kV Hasta $U_0 = 160$ kV Hasta $U_0 = 220$ kV	3,6 3,6 3,5 3,5
De presión de aceite, tipo en tubo (véase CEI 141-4)	3,7	0,0045
De presión externa de gas (véase CEI 141-3)	3,6	0,004
De presión interna de gas (véase CEI 141-2)	3,4	0,0045
<i>Cables aislados con otros materiales (véase UNE 21123)</i>		
Goma butílica	4	0,05
EPR		
Cables de tensiones inferiores o iguales a 18/30 (36) kV	3	0,02
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV	3	0,005
PVC	8	0,1
PE (HD y LD)	2,3	0,001
XLPE		
Cable de tensiones inferiores o iguales a 18/30 (36) kV (no "cargado")	2,5	0,004
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV (no "cargado")	2,5	0,001
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV ("cargados")	3	0,005

Tabla 19: Valores numéricos de la permisividad relativa y del factor de pérdidas de los aislamientos utilizados en los cables de alta tensión y media tensión a la frecuencia industrial

Fuente: UNE 21144-1-1, Tabla 3

A partir de dichos valores, se calcula la capacidad por unidad de longitud:

$$C = \frac{\epsilon}{18 \ln\left(\frac{D_{ext}}{dc}\right)}$$

Donde:

ϵ : permisividad relativa

Dext: Diámetro exterior del aislamiento con exclusión de la pantalla en mm

dc: diámetro del conductor en mm

$$C = \frac{2,5}{18 \ln\left(\frac{37,8 - 1[\text{mm}]}{18,7[\text{mm}]}\right)} * 10^{-9} = 2,05 * 10^{-10} \left[\frac{F}{m}\right]$$

Las pérdidas dieléctricas serán por tanto:

$$Wd = \omega * C * Uo^2 * \operatorname{tg}\delta$$

Donde:

ω : frecuencia angular=2π*frecuencia (50Hz)

C: Capacidad

Uo: tensión asignada eficaz entre cada conductor y pantalla del cable

$\operatorname{tg}\delta$: factor de pérdidas de los aislamientos

$$Wd = 2\pi * 50[\text{Hz}] * 2,05 * 10^{-10} \left[\frac{F}{m}\right] * 12^2 * 0,004 = 3,71 * 10^{-8} \left[\frac{W}{m}\right]$$

$$Wd = 3,71 * 10^{-8} \left[\frac{W}{m}\right] * 266[m] = 9,88 * 10^{-6}[W]$$

Se puede comprobar que las pérdidas dieléctricas en el cables son despreciables, tal y como consideraba la norma. Dicha norma explica que en el caso de cables con materiales de aislamiento XLPE y $Uo < 63,5[\text{kV}]$, las pérdidas dieléctricas no deberán tenerse en cuenta, como ocurre en el cable de estudio ($Uo = 12\text{kV}$).

Tipo de cable	U_0 (kV)
<i>Cables aislados con papel impregnado</i>	
Tipo "sólido"	38
Con aceite fluido y presión de gas	63,5
<i>Cables aislados con otros materiales</i>	
Goma butílica	18
EPR	63,5
PVC	6
PE (HD y LD)	127
XLPE (no "cargado")	127
XLPE ("cargado")	63,5

Tabla 20: Valores de U_0 (iguales o superiores) para los que deberán tenerse en cuenta las pérdidas dieléctricas

Fuente: UNE 21144-1-1

4.6. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR

Como se ha establecido en el apartado de datos de red y consumo, la duración del cortocircuito en el conductor será de 0,5 segundos.

La sección total del circuito será:

$$Sección\ total = Sección\ conductor * n^o\ ternas = 240[mm^2] * 1 = 240[mm^2]$$

Conforme a la norma UNE 21144-1-1:2012 se obtienen las constantes K y β dependiendo del material conductor, para el cable de estudio se considera cobre.

Tablas de material del conductor

	K	β	σ	ρ 20
Cobre	226	234,5	3,45E+06	1,72E-08
Aluminio	148	228	2,50E+06	2,83E-08

Tabla 21: Parámetros característicos del material del conductor

Fuente: UNE 21144-1-1:2012

La intensidad de cortocircuito admisible por el conductor será:

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{K^2 S^2 \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}}$$

Donde:

S: Sección total del conductor [mm²]

θ_f: Temperatura final=Temperatura máxima en cortocircuito de conductor. Para un material de aislamiento XLPE será de 250°C, conforme a la ITC-LAT 06, Tabla 5.

θ_i: Temperatura inicial=Temperatura máxima de servicio de conductor. Para un material de aislamiento XLPE será de 90°C, conforme a la ITC-LAT 06, Tabla 5.

K: constante, depende del material conductor [A s^{1/2}/mm²]

β: constante, depende del material conductor [K]

t: tiempo de duración del cortocircuito en el conductor

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{226^2 240^2 \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{0,5}} = 48564,15[A] \cong 48,564[kA]$$

El valor de la intensidad de cortocircuito en el conductor fijada por las condiciones de red de la instalación (suponiendo 1000MVA), era de 28,87 [kA]. Como el conductor

puede llegar a soportar intensidades de cortocircuito mayores: $48,564[\text{kA}] > 28,87[\text{kA}]$, se cumple con el criterio de intensidad de cortocircuito en el conductor.

Más adelante, en el cálculo de cortocircuitos, se comprobará que la potencia de cortocircuito en la cabina número 3 (punto 5) y cabina número 4 (punto 6) es de $\text{Scc}(5)=434\text{MVA}$ y $\text{Scc}(6)=451,5\text{MVA}$ respectivamente. Esta es la potencia que afecta a los cables, en vez de la supuesta inicialmente de 1000MVA. Recalculando los cálculos para dichas Scc, se obtendrían unas intensidades de cortocircuito cercanas a $10-13[\text{kA}]$, por lo que se seguiría cumpliendo el criterio ($48,564[\text{kA}] > 10-13[\text{kA}]$).

Los datos obtenidos se recogen en la siguiente imagen:

INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR

Duración del cortocircuito en conductor	t	0,5	s
Sección total del circuito	S	240	mm^2
Factor K del material conductor	K	226	$\text{A}\cdot\text{s}^{1/2}/\text{mm}^2$
Factor b del material conductor	β	234,5	K
Temperatura inicial	θ_i	90	°C
Temperatura final	θ_f	250	°C
Intensidad de cortocircuito admisible	I_{cc}	48564,153	A
CUMPLE			

4.7.INTENSIDAD DE CORTOIRCUITO ADMISIBLE POR LA PANTALLA DEL CABLE

La composición de la pantalla ha sido determinada según la UNE 211435 y la ITC-LAT 06, de forma que para una sección de pantalla de 16 mm^2 , el número de hilos de cobre y diámetro es $20 \times 1\text{mm D}$.

Tabla secciones nominales y resistencias en pantallas UNE 211435

Sección	Cu Ohm/km	número hilos	diámetro hilos	Número de hilosxDiámetro
10	0,83	20	0,8	$20 \times 0,8\text{mm D}$
16	1,15	20	1	$20 \times 1\text{mm D}$
25	0,727	32	1	$32 \times 1\text{mm D}$
35	0,524	23	1,4	$23 \times 1,4\text{mm D}$
50	0,387	32	1,4	$32 \times 1,4\text{mm D}$

Tabla 3: Secciones nominales y resistencias en pantallas
Fuente: UNE 211435

De este modo, la sección total será:

$$S = \pi \left(\frac{D}{2} \right)^2 = \pi \left(\frac{1\text{mm}}{2} \right)^2 = 0,785 [\text{mm}^2]$$

La duración del cortocircuito en pantalla, según ha quedado establecido en el apartado primer de datos de red y consumo, es de 1 segundo.

Los parámetros K y β vienen determinados por el material conductor. Al tratarse de cobre, $K=226 [\text{A s}^{1/2}/\text{mm}^2]$ y $\beta=234,5 [\text{K}]$, como se justifica en la Tabla 20.

En cuanto a las temperaturas, éstas dependen ahora del material de cubierta (PVC).

θ_f : Temperatura final=Temperatura máxima de cortocircuito en pantalla. Para un material de cubierta PVC será de 200°C , conforme a la UNE 21144-1-1:2012 (Tabla 4).

θ_i : Temperatura inicial=Temperatura máxima de servicio en pantalla. Para un material de cubierta PVC será de 70°C , conforme a la UNE 21144-1-1:2012 (Tabla 4).

Con los datos anteriores, se calcula el factor ε de corrección por proceso no adiabático.

$$\varepsilon = \sqrt{1 + FA \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 B \left(\frac{t}{S} \right)^2}$$

Según catálogo, no existe ninguna una tabla de relación general. Los factores A y B y el factor térmico F, variarán en cada caso dependiendo del material de aislamiento y del de cubierta. Valores típicos en el caso de XLPE y Z1 según fabricante podrían ser A=0,41 B=0,12 C=0,5. Aunque no se disponga de la información de dichos factores por parte

del fabricante, se ha establecido que el factor de corrección ϵ es similar a la unidad considerando el proceso casi adiabático.

Por otro lado, se calcula la intensidad de cortocircuito admisible en un hilo:

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{K^2 S^2 \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}}$$

Donde:

S : Sección total de la pantalla (hilos cobre) [mm²]

θ_f : Temperatura final=Temperatura máxima de cortocircuito en pantalla. Para un material de cubierta PVC será de 200°C, conforme a la UNE 21144-1-1:2012 (Tabla 4).

θ_i : Temperatura inicial=Temperatura máxima de servicio en pantalla. Para un material de cubierta PVC será de 70°C, conforme a la UNE 21144-1-1:2012 (Tabla 4).

K : constante, depende del material de cubierta [A s^{1/2}/mm²]

β : constante, depende del material de cubierta [K]

t : tiempo de duración del cortocircuito en pantalla

$$I_{cc1} = \sqrt{\frac{226^2 0,785^2 \ln\left(\frac{200 + 234,5}{70 + 234,5}\right)}{1}} = 105,78[A] \cong 0,106[kA]$$

La intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla será:

$$I_{cc} = I_{cc1} * \epsilon * n^{\text{º hilos}} = 105,78[A] * 1 * 20 = 2116,72[A] \cong 2,12[kA]$$

El valor de la intensidad de cortocircuito en pantalla fijada por las condiciones de red de la instalación, era inicialmente de 1 [kA]. Como el cable puede llegar a soportar intensidades de cortocircuito en pantalla hasta 2,12 [kA], el cable cumple con el criterio de intensidad de cortocircuito en el conductor (2,12kA]>1[kA]).

A continuación, se recogen la información anterior:

INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR LA PANTALLA DEL CABLE

Composición de la pantalla
Duración del cortocircuito en pantalla
Sección total del circuito
Factor K del material conductor
Factor b del material conductor
Temperatura inicial
Temperatura final
Factor de corrección proceso no adiabático
Intensidad cortocircuito admisible 1 hilo adiabático
Intensidad cortocircuito admisible pantalla

Según hipótesis UNE 211435 20 x 1mm D
t 1
S 0,7854
K 226
β 234,5
θ_i 70
θ_f 200
ϵ 1
I_{cc1} 105,836
I_{cc} 2116,719
CUMPLE

4.8. NIVEL DE AISLAMIENTO

A partir del valor de la tensión nominal de red $U_n=20\text{kV}$ y conocida su categoría (A), se obtiene el nivel de aislamiento mínimo que tendrá que soportar el cable elegido.

Con estas características, la ITC-LAT 06 en su tabla dos establece un nivel mínimo de aislamiento de $U_o/U=12/20 \text{ kV}$. U_o representa la tensión asignada eficaz entre cada conductor y pantalla del cable, y U es la tensión asignada eficaz entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Como se ha elegido un cable de 12/20kV, se cumple con el criterio de aislamiento ya que el aislamiento del cable debe de ser igual o superior a requerido por la red según la tensión nominal.

4.9. RADIO DE GIRO

El cálculo del radio de giro estenio en cuenta en la construcción y excavación del parque. Dicho cálculo, se ha basado en la norma HD 620 S1:1996 para cables unipolares apantallados.



El criterio de radio de curvatura mínimo elegido para el cable unipolar apantallado ha sido de diez veces superior al suma de diámetro del conductor diámetro exterior del cable, obteniéndose un radio d curvatura mínimo de 565 mm.

Tabla de criterio de radio de curvatura mínimo

Tipo de cable	Criterio	Radio mínimo curvatura R (mm)
Multipolar apantallado	$7,5 \cdot (D + d)$	423,75
Unipolar apantallado	$10 \cdot (D + d)$	565
	$15 \cdot D$ (Norma HD 620 S1:1996)	567
Para cable 26/45kV;36/66 en adelante	$16 \cdot D$	604,8

Tabla 22: Tabla de criterio de radio de curvatura mínimo

Fuente: Norma HD 620 S1:1996

La información anterior se puede ver reflejada en la imagen inferior:

RADIO DE GIRO

Criterio de radio de curvatura mínimo cable	$10 \cdot (D + d)$
Diámetro conductor	d 18,7 mm
Diámetro exterior del cable	D 37,8 mm
Radio de curvatura mínimo	R 565 mm

4.10. CAÍDA DE TENSIÓN

En primer lugar se ha establecido como caída de tensión máxima permitida un 2,5% y un factor de potencia del circuito de 0,995.

Se parte de los siguientes datos anteriormente desarrollados:

- Longitud de la línea: 0,266 km
- Temperatura ambiente: 40°C
- Temperatura máxima de servicio del conductor (aislamiento XLPE): 90°C
- Intensidad máxima del cable en servicio: 440 A
- Intensidad de cálculo del cable: 115,47 A
- Resistencia a 20°C = Resistencia conductor c.a./Longitud línea = $9,61 \cdot 10^{-2} [\Omega/\text{km}]$
- Reactancia cable (X_L): Según la sección de cable y fabricante. Por ejemplo, para 240 mm² la reactancia es 0,119[Ω/km] y para 400 mm² es de 0,101[Ω/km].

A continuación, se calculan los siguientes parámetros:

- Temperatura del cable:

$$T^a_{\text{cable}} = T^a_{\text{ambiente}} + \left(\frac{\text{Int. cálculo}}{\text{Int. máx.}} \right)^2 * (T^a_{\text{máx. servicio}} - T^a_{\text{ambiente}})$$

$$T^a_{\text{cable}} = 40[\text{°C}] + \left(\frac{115,47[\text{A}]}{440[\text{A}]} \right)^2 * (90 - 40)[\text{°C}] = 43,4\text{°C}$$

- Resistencia en el punto de trabajo:

$$R_{\text{pto. trabajo}} = R_{20} * \left[1 + \frac{T^a_{\text{cable}} - 20}{\beta_{\text{conductor}} + 20} \right]$$

$$R_{\text{pto. trabajo}} = 9,61 * 10^{-2} [\Omega/\text{km}] * \left[1 + \frac{43,4 - 20}{234,5 + 20} \right] = 0,105 [\Omega/\text{km}]$$

- Caída de tensión

$$\Delta U = \text{Longitud} * \left(\frac{\text{Int. cálculo}}{n^{\circ}_{\text{terna}}} \right) * \sqrt{3} * [(R_{\text{pto. trabajo}} * \cos\varphi) + (X_L * \sin\varphi)]$$

$$\Delta U = 0,266[\text{km}] * \left(\frac{115,47[\text{A}]}{1} \right) * \sqrt{3}$$

$$* \left[\left(0,105 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] * 0,995 \right) + \left(0,119 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] * 0,0999 \right) \right] = 6,206[\text{V}]$$

De este modo, la caída de tensión porcentual:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_n} * 100 = \frac{6,206[\text{V}]}{20 * 10^3[\text{V}]} * 100 = 0,031\%$$

- Pérdidas de potencia:

$$P = 3 * R. pto. trabajo * \left(\frac{\text{Longitud}}{n^o \text{ ternas}} \right) * \text{Int. cálculo}^2$$

$$P = 3 * 0,105 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] * \left(\frac{0,266[\text{km}]}{1} \right) * 115,47^2[\text{A}] = 1120,43[\text{W}]$$

Por tanto, la pérdida porcentual de potencia será:

$$P(\%) = \frac{P}{S_{\text{transportar}} * \cos\varphi} * 100 = \frac{1120,43[\text{W}]}{4000 * 10^3[\text{VA}] * 0,995} * 100$$

$$= 0,0282\%$$

La caída de tensión obtenida para el cable (aproximadamente 0,03%) es inferior al límite permitido (2,5%), por lo que el cable cumple con el criterio de caída de tensión.

Los datos se recogen en la siguiente imagen:

CAÍDA DE TENSIÓN

Caída de tensión máxima permitida		2,5	%
Longitud de la línea (Recorrido) en km		0,266	km
Factor de potencia del circuito	cosφ	0,995	
Temperatura ambiente		40	º C
Temperatura máxima de servicio		90	º C
Intensidad máxima del cable en servicio		440	A
Intensidad de cálculo del cable		115,470	A
Temperatura del cable		43,4	º C
Resistencia a 20 ºC (1 cable)	R	9,61E-02	Ω/km
Resistencia en el punto de trabajo		1,05E-01	Ω/km
Reactancia de los cables	XL	0,119	Ω/km
Caída de tensión	ΔU	6,206	V
Caída de tensión porcentual	ΔU (%)	0,0310	%
Pérdida de potencia	P	1120,443	W
Pérdida de potencia porcentual	P(%)	0,0282	%
		CUMPLE	

Finalmente, se recogen las comprobaciones de todos los requisitos detallados anteriormente en el siguiente cuadro resumen:

CUADRO RESUMEN DE VALIDEZ

	Instalación	Máximo admisible	Validez
Criterio intensidad máxima admisible total	115,470	440,003 A	CUMPLE
Criterio intensidad cortocircuito en conductor	28,87	48,564 kA	CUMPLE
Criterio intensidad cortocircuito en pantalla	1	2,117 kA	CUMPLE
Criterio nivel de aislamiento	12/20 kV	12/20kV	CUMPLE
Criterio caída de tensión	0,0310	2,5 %	CUMPLE

De forma análoga a la anterior, se elegirían el resto de cables atendiendo a los criterios detallados en este apartado.

La tabla resumen de los cables escogidos correspondientes a la parte de la ampliación se muestra en el Anexo I.

En dicha tabla, se pueden observar que las caídas de tensión acumuladas en los cables son inferiores al límite establecido de 2,5%. A su vez, las intensidades de cortocircuito en conductor y pantalla se encuentran en el rango adecuado, y la máxima caída porcentual de potencia en los cables es de 0,5% por lo que se considera adecuada la selección.

5. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

Se ha realizado un estudio de cortocircuito del parque eólico considerando tanto el parque inicialmente existente como la ampliación.

El estudio de cortocircuito nos permitirá seleccionar los dispositivos de protección así como la apertura de corte (disyuntores) en función de las intensidades de cortocircuito obtenidas en los puntos estudiados.

De esta manera, el estudio de cortocircuitos también comprobará si la apertura de corte del parque eólico inicial puede soportar las intensidades procedentes de la contribución de la ampliación al parque.

Para el cálculo se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito de las líneas es de $S_{cc}=2000[\text{MVA}]$.
- La resistencia se desprecia frente a la reactancia en transformadores y generadores.

$$R \ll X \text{ transformadores y } X \text{ generadores}$$

- En un primer momento, se desprecia la resistencia de los cables. Más tarde, se calcularon las impedancias de los cables, como muestran las tablas inferiores, y se observó que su valor en por unidad era mucho menor que el de la reactancia de los aerogeneradores, transformador de los aerogeneradores y transformadores de potencia.

$$X_{\text{cables}} \ll X \text{ transformadores y } X \text{ generadores}$$

IMPEDANCIAS CABLES (MT) CIRCUITO AEROGENERADORES N°1

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Z [Ω/km]	Z [Ω]	Z [p.u.]
1		4	3	0,142	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,02244	0,11221
2		3	5	0,266	0,105	0,119 0,105+0,119j	0,04221	0,21107
3		5	6	0,358	0,107	0,119 0,107+0,119j	0,05729	0,28646
4		6	7	0,166	0,109	0,119 0,109+0,119j	0,02679	0,13394
5		8	9	0,155	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,02450	0,12248
6		9	10	0,192	0,105	0,119 0,105+0,119j	0,03047	0,15235
7		11	10	0,818	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,12928	0,64639
8		10	7	0,536	0,109	0,119 0,109+0,119j	0,08650	0,43249
9		7	Centro seccionamiento	2,4	0,121	0,101 0,121+0,101j	0,37827	1,89136
10		12	Centro seccionamiento	0,551	0,104	0,101 0,104+0,101j	0,07988	0,39940
11	Centro seccionamiento		SET	0,749	0,120	0,098 0,120+0,098j	0,11604	0,58022

IMPEDANCIAS CABLES (MT) CIRCUITO AEROGENERADORES N° 2

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Z [Ω/km]	$ Z [\Omega]$	$ Z [p.u.]$
1		13	1	0,157	0,104	0,119	$0,104+0,119j$	0,02481
2		1	2	0,177	0,105	0,119	$0,105+0,119j$	0,02809
3		2	17	0,152	0,107	0,119	$0,107+0,119j$	0,02432
4		18	17	0,694	0,104	0,119	$0,104+0,119j$	0,10968
		Centro						
5		17	seccionamiento	0,303	0,109	0,119	$0,109+0,119j$	0,04890
6		15	14	0,254	0,104	0,119	$0,104+0,119j$	0,04014
7		16	14	0,364	0,104	0,119	$0,104+0,119j$	0,05753
		Centro						
8		14	seccionamiento	0,361	0,107	0,119	$0,107+0,119j$	0,05777
		Centro						
9	seccionamiento		SET	0,046	0,288	0,101	$0,288+0,101j$	0,01404
								0,07020

Por tanto, se comprueba que las impedancias de los cables su pueden despreciar puesto que al pasarlos por unidad son valores muy pequeños en comparación con las reactancias de los aerogeneradores.

- La reactancia de cortocircuito de los transformadores de potencia (30MVA; 132/20kV) es del 10%.

$$U_{cc} = 10\%$$

- Las reactancias de cortocircuitos de los transformadores de los aerogeneradores (20/0,69kV) son del 6%.

$$U_{cc} = 6\%$$

- La reactancia subtransitoria de los aerogeneradores es del 17%.

$$X_{d'} = 17\%$$

- Debido a que tanto el parque inicial como la ampliación transportan una potencia similar, se ha considerado que la impedancia del parque inicial es similar a la calculada para la ampliación, puesto que la disposición general y el número de aerogeneradores no difiere en gran medida.

- Se desprecian las capacidades de las líneas y las resistencias de arco ^[4].
- Cuando se produce un cortocircuito trifásico, la corriente de cortocircuito se establece simultáneamente entre las tres fases ^[4].
- El número de fases afectadas no se modifica durante el cortocircuito ^[4].
- Se supone que las tensiones no varían durante el cortocircuito ^[4].

- Los reguladores y conmutadores de tomas se encuentran en posición intermedia [4].

El cálculo completo de corrientes de cortocircuito se recoge en el Anexo I. Los nudos analizados se corresponden con las zonas donde se colocan los disyuntores y se observan a modo de esquema en el Anexo II.

A modo de resumen, se han obtenido las siguientes potencias e intensidades de cortocircuito:

Número nudo	Scc [MVA]	Icc [kA]
1	2220	9,71
2	4115	18
3	4107	18
4	364,5	10,5
5	434	12,5
6	451,5	13

[4] Memoria de cálculo Implantación de un parque eólico de 21,25MW y su conexión a la red de 132 kV, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla.

6. SELECCIÓN Y COMPROBACIÓN DE APARAMENTA

En este apartado se va a comprobar si la apertura existente en el parque original cuando se construyó puede soportar las nuevas intensidades originadas por la ampliación del parque eólico.

Se analiza en primer lugar el lado de alta tensión (AT).

1) Parque inicial: Línea II de 132kV

Previamente a la ampliación, la apertura del lado de AT en el parque original era la siguiente:

- **Autoválvulas**

Se escogió el modelo ABB PEXLIM R, adecuado puesto que presenta las siguientes características:

- Tensión máxima de red de 170 kV, siempre superior a los 132/145kV de red.
- Intensidad de descarga=10kA.



GAMA DE PRODUCTOS.

Familia de productos	Clasificación de descargadores ¹⁾	Modelo	Tensión de red máxima ²⁾	Tensión nominal ²⁾	Requisitos energéticos/Intensidad de descarga eléctrica	Resistencia mecánica ³⁾
			Um kV _{rms}	Ur kV _{rms}		Nm
PEXLIM • Descargadores con revestimiento de polímero de silicona,	10 kA, IEC clase 2 10 kA, IEC clase 3 20 kA, IEC clase 4	PEXLIM R PEXLIM Q PEXLIM P	24 - 170 52 - 420 52 - 420	18 - 144 42 - 360 42 - 360	Moderada Alta Muy alta	1 600 4 000 4 000
Excelentes para aplicaciones con requisitos de bajo peso, espacios reducidos, montaje flexible, robustez y seguridad adicional del personal. Componente principal del concepto PEXLINK™ para protección de líneas de transporte de energía.						

Figura 6: Características autoválvulas ABB

Fuente: Catálogo ABB

- **Seccionadores**

Se seleccionó el modelo MESA AT con doble apertura lateral, 145kV e intensidad nominal hasta 2750A, superior a la obtenida considerando la ampliación (306,17A). Por tanto, los seccionadores dispuestos inicialmente son adecuados.

$$Imáx = \frac{30 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} + \frac{40 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 131,22 + 174,95 = 306,17A$$

		Apertura lateral	Apertura central	Doble ap. lateral	Puesta a tierra	Pantógrafo
KV	A					
≤ 36	≤ 2750	✓	✓ ⁽¹⁾	✓	✓	
52	≤ 2750	✓	✓ ⁽²⁾	✓	✓	
72,5	≤ 2750	✓	✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓
123	≤ 2750		✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓
145	≤ 2750		✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓
170	≤ 2750		✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓ ⁽³⁾
245	≤ 2750		✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓ ⁽³⁾
420	≤ 4000			✓	✓	✓ ⁽³⁾

(1) En apertura central sólo se puede suministrar hasta 1250A.

(2) En apertura central de 52kV a 245kV se puede suministrar hasta 3150A.

(3) Se puede suministrar hasta 4000A.

Figura 7: Características seccionadores MESA
Fuente: Catálogo MESA

• Disyuntores

Se escogieron disyuntores ABB Tipo LTB 145. La corriente nominal que podría llegar a pasar sería de 3150A.

Previo a la ampliación, la intensidad que circulaba por la línea era de 131,22A. Sin embargo, tras ampliar el parque la intensidad será:

$$I_{\text{máx}} = \frac{30 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} + \frac{40 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 131,22 + 174,95 = 306,17A$$

Como pueden llegar a pasar hasta 3150A, el disyuntor es válido ya que puede soportar las nuevas intensidades procedentes de la ampliación.

Asimismo, la corriente nominal de corte es de 40kA, superior a la máxima obtenida en el nodo 1 de 9,71kA, considerando la ampliación.

Tension nominal	CEI ANSI	KV KV	Tipo LTB....D1		
			72,5 72,5	145 145	170 169
Tension soportada a frecuencia industrial					
* 1 min seco	CEI	kV	140	275	325
* 1 min humedo	CEI	kV	140	275	325
* 1 min seco	ANSI	kV	160	310	365
* 10 segundos humedo	ANSI	kV	140	275	315
Tension soportada onda tipo rayo (LIWL)					
* Onda completa 1,2 / 50 ms	CEI	kV	325	650	750
* Onda cortada 2 ms	ANSI	kV	350	650	750
* Onda cortada 3 ms	ANSI	kV	452	838	968
		kV	402	748	862
Linea de fuga nominal a tierra					
* Normal		mm	3800	3800	4887
* Larga		mm	4335	4335	5550
Corriente nominal normal		A		3150	
Corriente nominal de corte		kA		40	
Factor del primer polo que extingue				1,5	
Corriente de cierre/cresta	CEI ANSI	kA kA		100	108
Duracion del cortocircuito		seg		3	
Tiempo de cierre		ms		40	
Tiempo de apertura		ms		20	
Tiempo de interrupcion		ms		40	
Tiempo muerto		ms		300	
Secuencia nominal de operación	CEI y ANSI ANSI			A - 0,3 seg - CA - 3 min - CA	CA - 15 seg - CA

Figura 8: Características disyuntores alta tensión ABB
 Fuente: Catálogo ABB

- Transformadores de corriente**

Se optó por transformador de corriente aislado en aceite ABB IBM 145 300-600. Se eligieron de 300 puesto que la corriente inicial era de 131,22A.

Debido a la ampliación, la corriente que circula asciende a 306,17A. Sin embargo, es adecuado el modelo escogido porque presenta una gama extendida de 1,2 (hasta $1,2 \times 300 = 360$ A). Además, los transformadores de intensidad trabajan con mayor precisión en la zona alta de saturación, por lo que si se eligiera de 600, como la intensidad es de 306,17A, trabajaría muy bajo y la precisión sería menor.

Tipo	Máxima tensión de la red (Um)	Prueba de tensión de CA, 1 minuto	Impulso de descarga 1,2/50 µs	Impulso de funcionamiento 250/2500 µs	Tensión de prueba RIV	Nivel RIV máximo
	kV	kV	kV	kV	kV Máx.	µV
IMB 36	36	70/70	170	-	-	-
IMB 72	72,5	140/140	325	-	-	-
IMB 123	123	230/230	550	-	78	2500
IMB 145	145	275/275	650	-	92	2500
IMB 170	170	325/325	750	-	108	2500
IMB 245	245	460/460	1050	-	156	2500
IMB 300	300	-/460	1050	850	191	2500
IMB 362	362	-/510	1175	950	230	2500
IMB 420	420	-/630	1425	1050	267	2500
IMB 420	420	-/630	1425	1050	267	2500
IMB 550	550	-/680	1550	1175	334	2500
IMB 800	765	-/975	2100	1550	486	2500

Las tensiones indicadas arriba se aplican a alturas inferiores o iguales a 1000 metros sobre el nivel del mar.

CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Tipo	Devanado primario	Corriente normal	Corriente con bridas de refrigeración	Corriente con refrigerador	Máxima corriente de corto circuito 1 seg	Máxima corriente de corto circuito 3 seg	Máxima corriente dinámica
		A	A	A	kA	kA	Valor de cresta kA
IMB 36-170	1	2400	-	3150	63	40	160
	2	1200	-	1500	40	40	100
	4	300	-	-	31,5	18	80
	8	150	-	-	16	9	40
IMB 245-362	1	1600	2500	3150	63	63	160
	2	720	1200	1200	40	40	100
	4	300	-	-	31,5	18	80
	8	150	-	-	16	9	40
IMB 420-550	1	2500	-	4000	63	40	160
	2	1200	-	1500	40	40	100
IMB 800	1	-	-	4000	63	40	160

Figura 9: Características transformadores de intensidad ABB
 Fuente: Catálogo ABB

- **Transformadores de tensión**

Se eligieron por tensión ABB CPA 145, por lo que resultan adecuados.

Tipo	Máxima tensión de la red(Um)	1 min. húmedo/seco	LWLV* 1,2/50 µs	Impulso de funcionamiento 250/2500 µs	Tensión de prueba PD	Nivel PD máx.	Tensión de prueba RIV	Nivel RIV
	kV	kV	kV	kV	kV	pC	kV Máx.	µV
CPA/CPB 72	72,5	140/140	325	-	46	10	-	-
CPA/CPB 123	123	230/230	550	-	78	10	78	2500
CPA/CPB 145	145	275/275	650	-	92	10	92	2500
CPA/CPB 170	170	325/325	750	-	108	10	108	2500
CPA/CPB 245	245	460/460	1050	-	156	10	156	2500
CPA/CPB 300	300	-/460	1050	850	191	10	191	2500
CPA/CPB 362	362	-/510	1175	950	230	10	230	2500
CPA/CPB 420	420	-/630	1425	1050	267	10	267	2500
CPA/CPB 550	525	-/680	1550	1175	350	10	349	2500
CPB 800	765	-/975	2100	1425	508	10	508	2500

Las tensiones de prueba indicadas arriba son válidas para altitudes inferiores o iguales a 1000 metros sobre el nivel del mar.
* Nivel de Resistencia al Impulso.

CARGA TOTAL MÁXIMA APROXIMADA EN VA.

Devanado de medición				
Clase más alta	Factor de tensión (1,5°)		Factor de tensión (1,9°)	
	CPA	CPB	CPA	CPB
0,2	70	120	40	100
0,5	200	400	125	300
3P	400	400	200	400

Devanado de pérdida a tierra, sin considerar el factor de tensión			
3P/6P	100	100	100

Figura 10: Características transformadores de tensión ABB
Fuente: Catálogo ABB

2) Parque inicial: barra 132kV hasta transformador de potencia (30MVA)

Inicialmente se habían elegido seccionadores, autoválvulas y transformadores de tensión como los indicados anteriormente para la línea II, por lo que son adecuados.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se eligieron de 200-400 ya que la intensidad que circulaba era de 131,22A.

Se ha optado por los mismos disyuntores. La intensidad de cortocircuito en el nudo 2 teniendo en cuenta la ampliación es de 18kA, pero soporta hasta 40kA por lo que son válidos.

Por último, se escogió un transformador con regulación de 30MVA Ynd11 adecuado ya que hay 13 aerogeneradores de 2MVA cada uno (26MVA de potencia total a evacuar).

A continuación, se va a indicar la aparente que se debería instalar correspondiente a la parte de alta tensión de la ampliación conforme a las tensiones, intensidades y cálculo de cortocircuitos descritos en apartados anteriores.

3) Ampliación: Línea I 132kV

Se seleccionaría la misma apertura que en la línea II de 132kV.

4) Parque inicial: barra 132kV hasta transformador de potencia (40MVA)

Se escogerían seccionadores, autoválvulas y transformadores de tensión como los descritos para la línea I, por lo que son adecuados.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se elegirían de 200-400 ya que intensidad 174,95A.

Se escogerían los mismos disyuntores. La intensidad de cortocircuito en el nudo 3 teniendo en cuenta la ampliación es de 18kA, pero soportan hasta 40kA por lo que resultarían válidos.

Por último, se seleccionaría un transformador de regulación de 40MVA necesario para evacuar la potencia de 18 aerogeneradores de 2MVA cada uno (36MVA de potencia total).

En segundo lugar, se va analizar la parte de media tensión (MT).

Previamente a la ampliación, la apertura del lado de MT en el parque original era la siguiente:

- Lado de media tensión del transformador de potencia hasta celdas**

Autoválvulas ABB PEXLIM R 24kV, superior a la tensión de 20kV y Idescarga=10kA, por lo que resultan adecuadas.

A continuación, se va a indicar la apertura que sería necesaria instalar en la parte de baja tensión de la ampliación conforme a las tensiones, intensidades y cálculo de cortocircuitos descritos en apartados anteriores.

1) Lado de media tensión del transformador de potencia hasta cabinas

Se elegirían autoválvulas ABB PEXLIM R 24kV por lo explicado anteriormente.

2) Entrada a celdas por cabina 2

Se ha escogido un cable 3x3x1x500 mm² Al, puesto que se ha comprobado que puede soportar la potencia del transformador, cumpliendo con los criterios de intensidad máxima admisible y cortocircuito, y caída de tensión.

$$I = \frac{40 * 10^6 [MVA]}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 1154,7[A]$$

Circularían 1154,7[A] y el cable admite hasta 1546,18[A] y cumple con el criterio de cortocircuito y tensión, por lo que es adecuado.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se elegirían por tanto de 1200-2400.

Los disyuntores serán ABB VD4 24, para 24kV, 1600A y un poder de corte de 25kA puesto que la intensidad de cortocircuito en el nudo 5 es de 12,5kA.

INTERRUPTOR		VD4 12	VD4 17	VD4 24
Normas	IEC 62271-100 CEI 17-1 (Fascículo 1375)	*	*	*
Tensión asignada	Ur [kV]	12	36	40,5
Tensión asignada de aislamiento	Us [kV]	12	36	40,5
Tensión de ensayo a 50 ciclos	Ud (1min) [kV]	28	95 (seco) / 80 (mojado)	95 (seco) / 80 (mojado)
Tensión de ensayo al impulso	Up [kV]	75	200	200
Frecuencia asignada	fr [Hz]	50 - 60	50 - 60	50 - 60
Corriente térmica asignada (40°C)	Ir (Al aire libre) [A] Isc [kA]	630 - 2500 16 - 31,5	630 - 2500 16 - 31,5	630 - 2500 16 - 31,5
Poder de corte asignado				
Corriente asignada de corta duración (3s)	Ik [kA] Ip [kA]	16 - 31,5 40 - 80	16 - 31,5 40 - 80	16 - 31,5 40 - 63
Poder de cierre asignado				
Secuencia de operaciones	[O-0, 3s-CO-15s-CO]		*	*
Tiempo de apertura	[ms]	45	45	45
Tiempo de arco	[ms]	10 a 15	10 a 15	10 a 15
Tiempo total de interrupción	[ms]	55-60	55-60	55-60
Tiempo de cierre	[ms]	80	80	80
Dimensiones máximas (Interruptor fijo)	Altura (H) [mm] Ancho (L) [mm] Profundidad (P) [mm] Distancia entre polos (I) [mm]	461 - 616 450 - 700 420 - 419 150 - 275 de -5 a +40	461 - 616 450 - 700 420 - 419 150 - 275 de -5 a +40	631 - 661 700 419 210 - 275 de -5 a +40
Temperatura de operación	[°C]	*	*	*
Tropicalización	IEC: 60068-2-30, 721-2-1			
Compatibilidad electromagnética	IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4	*	*	*

Figura 11: Características disyuntores media tensión ABB

Fuente: Catálogo ABB

Los seccionadores serían en consonancia de 24kV/1250A.

3) Salida cabina 3 (Circuito 1)

Esta celda comunica con el circuito número uno de la ampliación, compuesto por diez aerogeneradores de 2MVA cada uno de ellos. La intensidad a transportar será:

$$I = \frac{20 * 10^6 [MVA]}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 577,35[A]$$

El cable elegido ha sido de RHV 12/20kV 3x1x500 (Cu) +H16 que como se ha comprobado en la selección de cables de media tensión cumple con los requisitos de intensidad de cortocircuito y caída de tensión.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se elegirían por tanto de 300-600.

Los disyuntores serán ABB VD4 24, para 24kV, 1250A y un poder de corte de 25kA puesto que la intensidad de cortocircuito en el nudo 5 es de 12,5kA.

Los seccionadores serían en consonancia de 24kV/630A.

4) Salida cabina 4 (Circuito 2)

Esta celda comunica con el circuito número dos de la ampliación, compuesto por ocho aerogeneradores de 2MVA cada uno de ellos. La intensidad a transportar será:

$$I = \frac{16 * 10^6 [MVA]}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 461,88[A]$$

El cable elegido ha sido RHV 12/20kV 3x1x400 (Cu) +H16 que como se ha comprobado en la selección de cables de media tensión cumple con los requisitos de intensidad de cortocircuito y caída de tensión.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se elegirán por tanto de 300-600.

Los disyuntores serán ABB VD4 24, para 24kV, 1600A y un poder de corte de 25kA puesto que la intensidad de cortocircuito en el nudo 6 es de 13kA.

Los seccionadores serían de 24kV/630A.

5) Cabinas restantes

La cabina uno presenta transformadores de tensión de 22kV (serie 24kV).

La cabina cinco consta de seccionadores y disyuntores con las mismas características que los de las cabinas tres y cuatro; así como transformadores de intensidad toroidales de relación 400/5-5

La cabina cinco está unida con la siete mediante cable, donde se alojan las que baterías de condensadores de 12MVAr serie 24kV para compensar la reactiva.

La cabina seis consta de un seccionador ruptofusible de corte en carga (serie 24kV/630A). Desde allí, mediante cable, se alimentará el transformador de servicios auxiliares de 20000/420 V para alumbrado, baterías de continua, etc. Se ha elegido un cable tipo 3x1x500mm² Al ya que cumple con los criterios de intensidad admisible, de cortocircuito y caída de tensión.

La aparente seleccionada para la parte correspondiente a la ampliación, tanto para la parte de alta como la de media tensión, puede observarse en los esquemas unifilares incluidos en el Anexo II.

En los esquemas unifilares también se han detallado los sistemas de protecciones, aunque no son objeto de estudio.

7. CONCLUSIONES

Cumplimiento de los objetivos

Tras la finalización del estudio se demuestra lo siguiente que se cumple el objetivo principal:

- La aparamenta instalada inicialmente en el parque es adecuada puesto que soporta las nuevas intensidades generadas por la ampliación del mismo y no es necesario sustituirla.
- Se puede llevar a cabo la ampliación del parque eólico considerando los siguientes aspectos:
 - Para la evacuación de la energía generada por la ampliación hasta la red de transporte será necesario añadir un transformador de potencia de 40MVA en la subestación y la nueva aparamenta detallada en el estudio.
 - Los cables subterráneos (enterrados directamente) diseñados conforme a la normativa cumplen con los requisitos de intensidad máxima admisible, intensidad de cortocircuito (en conductor y pantalla) y caída de tensión.

Posibilidades de ampliación, mejora y/o aplicación del trabajo desarrollado

Una vez realizado el estudio, se estaría en condiciones de comenzar con el diseño de la instalación. De hecho, el presente estudio serviría como base para poder redactar el anteproyecto.

Dado que se ha realizado una ampliación del parque eólico “Sierra de la Virgen”, se está produciendo una mayor cantidad de energía que se podría emplear en negociar con los clientes para intentar venderla. Este aspecto correría a cargo de la empresa.

En consecuencia, con esta ampliación, se consigue una mayor potencia de energía limpia a nivel autonómico y nacional, contribuyendo así con la sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental.

Valoración personal

Gracias a la realización de este estudio he podido comprender el funcionamiento de las subestaciones eléctricas así como a normativa asociada a cables de media tensión, como complemento adicional a asignaturas estudiadas en el grado de ingeniería de tecnologías industriales.

También he aprendido a representar esquemas unifilares, hasta entonces no estudiados en profundidad en el grado.

Toda la normativa de cables de media tensión fue implementada en una hoja de cálculo, por lo que variando parámetros de red y características de cables puede determinarse el cable idóneo para cualquier instalación.

En general, considero que ha sido una experiencia muy enriquecedora como complemento a los estudios de grado, donde con ayuda de mi tutor, he podido desenvolverme entre normativas y en el ámbito de las subestaciones (hasta entonces no estudiados en detalle en el grado), por lo que la valoración personal final es muy positiva.

Zaragoza, a 23 de Junio de 2016

El graduado en Ingeniería de Tecnologías Industriales:

Ángel Solanas López



8. ANEXOS

8.1. ANEXO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

- Tabla resumen de los cables eléctricos de media tensión correspondientes a la ampliación.
- Estudio y cálculo de intensidades de cortocircuitos.

8.2. ANEXO II: PLANOS Y ESQUEMAS

- Plano planta directora y perfiles del terreno.
- Plano esquema unifilar ampliación 132/20kV.
- Plano esquema unifilar ampliación 20kV.
- Plano esquema unifilar circuitos ampliación 20kV.
- Esquema estudio cortocircuitos.

ANEXO I: TABLA RESUMEN CÁLCULO CABLES MT

CIRCUITO DE AEROGENERADORES N° 1

			Tensión nominal Factor de potencia generador	20 Kv 0,995	Resistividad térmica del terreno Temperatura máxima terreno			1,5 25 °C	K*m/W	Profundidad de instalación general Límite de caída de tensión en circuito			1 2,5 %	Scc red Icc red			1000 MVA 28,87 KA	Zcc red	0,4 Ω																
Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Potencia aparente aerog. [kVA]	Potencia aparente acumulada [kVA]	Potencia aerog. [kW]	Potencia acumulada [kW]	Longitud tramo [km]	Número total ternas en zanja [mm]	Separación número ternas tramo	Descripción del cable	Nivel de aislamiento	Factor corrección temperatura terreno(Ft)	Factor resistividad profundidad (Fp)	Factor corrección agrupamiento (Fa)	Factor corrección Temp. Aire	Factor exposición luz solar (Fs)	Factor corrección instalación en tramo [A]	Intensidad máxima admisible [A]	Margen de seguridad (%)	Icc admisible conductor [kA]	Icc admisible pantalla del cable [kA]	Temperatura máxima alcanzada en el cable [°C]	Temperatura alcanzada en punto de trabajo [°C]	Resistencia [Ω/km] en punto de trabajo	Caída de tensión acumulada U [V]	Pérdidas térmicas Efecto Joule [W/m]	Pérdidas dieléctricas Efecto Joule [W/m]	Pérdidas dieléctricas Pérdidas Joule [W]	Potencia pérdidas [kW]	Potencia pérdidas en tramo (%)	Diámetro del conductor [dc] (mm)	Diámetro exterior del cable [De] (mm)	Radio de giro [mm]		
1	4	3	2000	2000	1990	1990	0,142	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	57,735	440	662,102	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	1,642	0,0082	0,320	45,507	3,71E-08	5,27E-06	0,148	0,007	18,7	37,8	565
2	3	5	2000	4000	1990	3980	0,266	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	115,470	440	281,051	48,564	2,117	90	43,4	0,105	0,119	7,848	0,0392	1,282	340,986	3,71E-08	9,88E-06	1,12	0,028	18,7	37,8	565
3	5	6	2000	6000	1990	5970	0,358	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	173,205	440	154,034	48,564	2,117	90	47,7	0,107	0,119	18,557	0,0928	2,884	1032,571	3,71E-08	1,33E-05	3,447	0,058	18,7	37,8	565
4	6	7	2000	8000	1990	7960	0,166	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	230,940	440	90,526	48,564	2,117	90	56,8	0,109	0,119	26,57	0,1329	5,128	851,182	3,71E-08	6,16E-06	2,904	0,036	18,7	37,8	565
5	8	9	2000	2000	1990	1990	0,155	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	1,793	0,0090	0,320	49,674	3,71E-08	5,75E-06	0,161	0,008	18,7	37,8	565
6	9	10	2000	4000	1990	3980	0,192	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	115,470	440	281,051	48,564	2,117	90	43,4	0,105	0,119	6,273	0,0314	1,282	246,125	3,71E-06	7,13E-06	0,809	0,020	18,7	37,8	565
7	11	10	2000	2000	1990	1990	0,818	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	70,9	0,104	0,119	9,461	0,0473	0,32	262,149	3,71E-08	3,04E-05	0,8	0,040	18,7	37,8	565
8	10	7	2000	8000	1990	7960	0,536	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	230,940	440	90,526	48,564	2,117	90	53,8	0,109	0,119	41,608	0,2080	5,128	274,395	3,71E-08	1,99E-05	9,377	0,118	18,7	37,8	565
9	7 Centro seccionamiento	Centro seccionamiento	2000	18000	1990	17910	2,4	1	200	RHV 12/20kV 3x1x400 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	519,615	560	7,772	80,94	2,117	90	83,0	0,121	0,101	349,543	1,7477	25,958	6230,366	4,27E-08	1,03E-04	234,792	1,311	23,1	42,6	657
10	12 Centro seccionamiento	Centro seccionamiento	2000	2000	1990	1990	0,551	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	6,373	0,0319	0,32	176,582	3,71E-08	2,05E-05	0,575	0,0289	18,7	37,8	565
11	Centro seccionamiento	SET	20000	19900	0,749	1	200	1	RHV 12/20kV 3x1x500 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	577,350	635	9,985	101,175	2,117	90	81,3	0,12	0,098	452,757	2,2638	32,048	24003,588	4,69E-08	3,52E-05	89,96	0,452	26,4	46,1	725	

CIRCUITO DE AEROGENERADORES N° 2

			Tensión nominal Factor de potencia generador	20 Kv 0,995	Resistividad térmica del terreno Temperatura máxima terreno			1,5 25 °C	K*m/W	Profundidad de instalación general Límite de caída de tensión en circuito			1 2,5 %	Scc red Icc red			1000 MVA 28,87 KA	Zcc red	0,4 Ω																	
Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Potencia aparente aerog. [kVA]	Potencia aparente acumulada [kVA]	Potencia aerog. [kW]	Potencia acumulada [kW]	Longitud tramo [km]	Número total ternas en zanja [mm]	Separación número ternas tramo	Descripción del cable	Nivel de aislamiento	Factor corrección temperatura terreno(Ft)	Factor resistividad profundidad (Fp)	Factor corrección agrupamiento (Fa)	Factor corrección Temp. Aire	Factor exposición luz solar (Fs)	Factor corrección instalación en tramo [A]	Intensidad máxima admisible [A]	Margen de seguridad (%)	Icc admisible conductor [kA]	Icc admisible pantalla del cable [kA]	Temperatura máxima alcanzada en el cable [°C]	Temperatura alcanzada en punto de trabajo [°C]	Resistencia [Ω/km] en punto de trabajo	Caída de tensión acumulada U [V]	Caida de tensión acumulada ΔU [%]	Reactancia [Ω/km]	Efecto Joule [W/m]	Pérdidas térmicas Efecto Joule [W/m]	Pérdidas dieléctricas Efecto Joule [W]	Pérdidas dieléctricas Pérdidas Joule [W]	Potencia pérdidas [kW]	Potencia pérdidas en tramo (%)	Diámetro del conductor [dc] (mm)	Diámetro exterior del cable [De] (mm)	Radio de giro [mm]
1	13	1	2000	2000	1990	1990	0,157	1	200	RHV 12/20kV 3x1x40 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2																

ANEXO I: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

Se ha realizado un estudio de cortocircuito del parque eólico considerando tanto el parque inicialmente existente como la ampliación.

El estudio de cortocircuito nos permitirá seleccionar los dispositivos de protección así como la apertura de corte (disyuntores) en función de las intensidades de cortocircuito obtenidas en los puntos estudiados.

De esta manera, el estudio de cortocircuitos también comprobará si la aparente de corte del parque eólico inicial puede soportar las intensidades procedentes de la contribución de la ampliación el parque.

Para el cálculo se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito de las líneas es de $S_{cc}=2000$ [MVA].
 - La resistencia se desprecia frente a la reactancia en transformadores y generadores.

R << X transformadores y X generadores

- En un primer momento, se desprecia la resistencia de los cables. Más tarde, se calcularon las impedancias de los cables, como muestran las tablas inferiores, y se observó que su valor en por unidad era mucho menor que el de la reactancia de los aerogeneradores, transformador de los aerogeneradores y transformadores de potencia.

Xcables << X transformadores y Xgeneradores

IMPEDANCIAS CABLES (MT) CIRCUITO AEROGENERADORES N°1

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Z [Ω/km]	I _{ZI} [Ω]
1		4	3	0,142	0,104	0,119	0,104+0,119j
2		3	5	0,266	0,105	0,119	0,105+0,119j
3		5	6	0,358	0,107	0,119	0,107+0,119j
4		6	7	0,166	0,109	0,119	0,109+0,119j
5		8	9	0,155	0,104	0,119	0,104+0,119j
6		9	10	0,192	0,105	0,119	0,105+0,119j
7		11	10	0,818	0,104	0,119	0,104+0,119j
8		10	7	0,536	0,109	0,119	0,109+0,119j
9		Centro seccionamiento	2,4	0,121	0,101	0,121+0,101j	0,37827
10							
11	Centro seccionamiento	SET	0,749	0,120	0,098	0,120+0,098j	0,11604

IMPEDANCIAS CABLES (MT) CIRCUITO AEROGENERADORES N° 2

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Z [Ω/km]	I _{ZI} [Ω]
1		13	1	0,157	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,02481
2		1	2	0,177	0,105	0,119 0,105+0,119j	0,02809
3		2	17	0,152	0,107	0,119 0,107+0,119j	0,02432
4		18	17	0,694	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,10968
		Centro seccionamiento					
5		17	seccionamiento	0,303	0,109	0,119 0,109+0,119j	0,04890
6		15	14	0,254	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,04014
7		16	14	0,364	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,05753
		Centro seccionamiento					
8		14	seccionamiento	0,361	0,107	0,119 0,107+0,119j	0,05777
		Centro seccionamiento		SET	0,046	0,288 0,288+0,101j	0,01404

Más tarde, se comprobará que las impedancias de los cables su pueden despreciar puesto que al pasarlos por unidad son valores muy pequeños en comparación con las reactancias de los aerogeneradores.

- La reactancia de cortocircuito de los transformadores de potencia (30MVA; 132/20kV) es del 10%.

$$U_{cc} = 10\%$$

- Las reactancias de cortocircuitos de los transformadores de los aerogeneradores (20/0,69kV) son del 6%.

$$U_{cc} = 6\%$$

- La reactancia subtransitoria de los aerogeneradores es del 17%.

$$X_{d'} = 17\%$$

- Debido a que tanto el parque inicial como la ampliación transportan una potencia similar, se ha considerado que la impedancia del parque inicial es similar a la calculada para la ampliación, puesto que la disposición general y el número de aerogeneradores no difiere en gran medida.

- Se desprecian las capacidades de las líneas y las resistencias de arco ^[4].
- Cuando se produce un cortocircuito trifásico, la corriente de cortocircuito se establece simultáneamente entre las tres fases ^[4].
- El número de fases afectadas no se modifica durante el cortocircuito ^[4].
- Se supone que las tensiones no varían durante el cortocircuito ^[4].
- Los reguladores y conmutadores de tomas se encuentran en posición intermedia ^[4].

[4] Memoria de cálculo Implantación de un parque eólico de 21,25MW y su conexión a la red de 132 kV, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla.

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

Para obtener las intensidades de cortocircuito se va a trabajar por unidad, estableciendo una potencia base y tres zonas a analizar determinadas por los transformadores.

Los valores base por zonas son los siguientes:

$$S_b = 2000 \text{ [MVA]}$$

- Zona 1: Zona de las líneas de 132kV.

$$S_b = 2000/3 \text{ [MVA]}$$

$$U_{b1} = 132/\sqrt{3} \text{ [kV]}$$

$$I_{b1} = \frac{S_b}{U_{b1}} = \frac{2000 * 10^6 / 3}{132 * 10^3 / \sqrt{3}} = 8747,73[A] \cong 8,747[kA]$$

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_b} = \frac{(132 * 10^3 / \sqrt{3})^2}{2000 * 10^6 / 3} = 8,712[\Omega]$$

- Líneas I y II 132kV

$$X_{\text{línea}} (\text{p.u.}) = \frac{X^*}{100} * \left(\frac{U_{b\text{antigua}}}{U_{b1}} \right)^2 * \frac{S_b}{S_{b\text{antigua}} (S_{cc})}$$

Se considera que pasa toda la corriente ($X^*=100\%$)

$$X_{\text{línea}} = \frac{100}{100} * \left(\frac{132/\sqrt{3}}{132/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{2000/3} = 1 \text{ p.u.}$$

- Transformador de potencia del parque inicial (30MVA; 132/20kV; Ucc=10%).

$$X_{trf_pot} (\text{p.u.}) = \frac{U_{cc}}{100} * \left(\frac{U_{b\text{antigua}}}{U_{b1}} \right)^2 * \frac{S_b}{Strafo}$$

$$X_{trf_pot} = \frac{10}{100} * \left(\frac{132/\sqrt{3}}{132/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{30/3} = 6,67 \text{ p.u.}$$

- Transformador de potencia de la ampliación (40MVA; 132/20kV; Ucc=10%)

$$X_{trf_pot_ampl} (\text{p.u.}) = \frac{U_{cc}}{100} * \left(\frac{U_{b\text{antigua}}}{U_{b1}} \right)^2 * \frac{S_b}{Strafo}$$

$$X_{trf_pot_ampl} = \frac{10}{100} * \left(\frac{132/\sqrt{3}}{132/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{40/3} = 5 \text{ p.u.}$$

- Zona 2: Zona comprendida por las líneas hasta los transformadores de los aerogeneradores.

$$Sb = 2000/3 [MVA]$$

$$Ub2 = 20/\sqrt{3} [kV]$$

$$Ib2 = \frac{Sb}{Ub2} = \frac{2000 * 10^6 / 3}{20 * 10^3 / \sqrt{3}} = 57735,03[A] \cong 57,74[kA]$$

$$Zb2 = \frac{Ub2^2}{Sb} = \frac{(20 * 10^3 / \sqrt{3})^2}{2000 * 10^6 / 3} = 0,2[\Omega]$$

- Transformador interno de los propios aerogeneradores (2MVA; 0,69/20kV; Ucc=6%)

$$XtrafoAEi (p.u.) = \frac{Ucc}{100} * \left(\frac{Ubantigua}{Ub2} \right)^2 * \frac{Sb}{Strafo}$$

$$XtrafoAEi = \frac{6}{100} * \left(\frac{20/\sqrt{3}}{20/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{2/3} = 60 p.u.$$

Donde i=1,2...18, se refiere al número de aerogenerador correspondiente.

- Zona 3: Zona de los aerogeneradores.

$$Sb = 2000/3 [MVA]$$

$$Ub3 = 132/\sqrt{3} [kV]$$

$$Ib3 = \frac{Sb}{Ub3} = \frac{2000 * 10^6 / 3}{690/\sqrt{3}} = 1,673 * 10^6 [A] \cong 1,673 * 10^3 [kA]$$

$$Zb3 = \frac{Ub3^2}{Sb} = \frac{(690/\sqrt{3})^2}{2000 * 10^6 / 3} = 2,381 * 10^{-4} [\Omega]$$

- Reactancia subtransitoria de los aerogeneradores (Xd'=17%)

$$XgAEi (p.u.) = \frac{Ucc}{100} * \left(\frac{Ubantigua}{Ub3} \right)^2 * \frac{Sb}{Strafo}$$

$$XgAEi = \frac{17}{100} * \left(\frac{690/\sqrt{3}}{690/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{2/3} = 170 p.u.$$

Donde i=1,2...18, se refiere al número de aerogenerador correspondiente.

Para comprobar si se pueden despreciar las reactancias de los cables frente a las de los aerogeneradores y transformadores, se van a transformar a por unidad las impedancias de los cables dividiendo por la impedancia base, en este caso $Z_{b2}=0,2[\Omega]$.

A modo de ejemplo, se calculará la impedancia por unidad correspondiente al tramo del cable con mayor impedancia. Se trata del tramo 9, correspondiente al cable que conecta al aerogenerador número 7 con el centro de seccionamiento:

$$X_{tramo9} \text{ (p.u.)} = \frac{X_{tramo9}}{Z_{b2}} = \frac{0,37827[\Omega]}{0,2 [\Omega]} = 1,8914[\Omega]$$

Del mismo modo, se obtienen todas las impedancias o reactancias (se desprecia la parte resistiva) en por unidad.

CIRCUITO AEROGENERADORES N°1

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Z [Ω/km]	Z [Ω]	Z [p.u.]
1	4	3	0,142	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02244	0,11221
2	3	5	0,266	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,04221	0,21107
3	5	6	0,358	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05729	0,28646
4	6	7	0,166	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,02679	0,13394
5	8	9	0,155	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02450	0,12248
6	9	10	0,192	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,03047	0,15235
7	11	10	0,818	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,12928	0,64639
8	10	7	0,536	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,08650	0,43249
9	7	Centro secc.	2,4	0,121	0,101	0,121+0,101j	0,37827	1,89136
10	12	Centro secc.	0,551	0,104	0,101	0,104+0,101j	0,07988	0,39940
11	Centro secc.	SET	0,749	0,120	0,098	0,120+0,098j	0,11604	0,58022

CIRCUITO AEROGENERADORES N° 2

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Z [Ω/km]	Z [Ω]	Z [p.u.]
1	13		1	0,157	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,02481	0,12406
2	1	2	0,177	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,02809	0,14045
3	2	17	0,152	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,02432	0,12162
4	18	17	0,694	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,10968	0,54840
5	17	Centro secc.	0,303	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,04890	0,24448
6	15	14	0,254	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,04014	0,20071
7	16	14	0,364	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,05753	0,28763
8	14	Centro secc.	0,361	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05777	0,28886
9	Centro secc.	SET	0,046	0,288	0,101	0,288+0,101j	0,01404	0,07020

Se puede observar que dichos valores son muy inferiores al de las reactancias de los de los aerogeneradores y transformadores, por lo que no se tendrán en cuenta las reactancias de los cables para el cálculo de cortocircuitos.

$$X_{cables} \ll X_{gAEi} \text{ (170 p.u.)}$$

$$X_{cables} \ll X_{trfAEi} \text{ (60p.u.)}$$

Donde $i=1,2\dots 18$, se refiere al número de aerogenerador correspondiente.

A continuación, se van a calcular las corrientes de cortocircuito en cada uno de los nodos definidos en el plano esquema de cortocircuitos (Anexo II), necesarios para poder elegir más tarde la apertura de corte asociada en cada caso (autoválvulas, seccionadores, disyuntores, interruptores diferenciales, etc).

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 1

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$S_{cc}(1) = \frac{S_b}{X_{eq}(1)}$$

Donde X_{eq} se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 1:

- Lado Línea I 132kV

$$X_{eq}(1) = 1 \text{ p.u.}$$

$$S_{cc}(1) = \frac{S_b}{X_{eq}(1)} = \frac{2000[MV]}{1 \text{ p.u.}} = 2000[MVA]$$

- Contribución línea II 132kV, aerogeneradores circuitos número 1 y 2

Acorde con la disposición de los aerogeneradores, según se muestra en el plano esquema cortocircuitos, se van a agrupar las reactancias hasta obtener la reactancia equivalente.

No se tendrán en cuenta las impedancias de los cables conforme a lo justificado anteriormente.

- 1) Ampliación: Circuito de aerogeneradores número 1 (Cabina 3)

$$X_i = X_{trafoAEi} + X_{gAEi} = 60 \text{ p.u.} + 170 \text{ p.u.} = 230 \text{ p.u.}$$

Donde $i=1,2\dots 18$, se refiere al número de aerogenerador correspondiente.

Se calcula el paralelo de las impedancias de las líneas de los aerogeneradores 3 y 4 del siguiente modo, al ser iguales las impedancias:

$$\frac{1}{X(3; 4)} = \frac{1}{X1} + \frac{1}{X2} = \frac{X2 + X1}{X1 * X2} \rightarrow X(3; 4) = \frac{X1 * X2}{X1 + X2}$$

$$X(3; 4) = \frac{X1 * X2}{X1 + X2} = \frac{230p.u.* 230p.u.}{230p.u.+230p.u.} = 115 p.u.$$

Del mismo modo, se obtiene el paralelo de las líneas de los aerogeneradores 5 y 6.

$$X(5; 6) = \frac{X5 * X6}{X5 + X6} = \frac{230p.u.* 230p.u.}{230p.u.+230p.u.} = 115 p.u.$$

El paralelo de las impedancias de las líneas de los aerogeneradores 3, 4, 5 y 6 será:

$$X(3; 6) = \frac{X(3; 4) * X(5; 6)}{X(3; 4) + X(5; 6)} = \frac{115p.u.* 115p.u.}{115p.u.+115p.u.} = 57,5 p.u.$$

Por otro lado, se obtiene la impedancia equivalente entre las líneas de los aerogeneradores 8 y 9:

$$X(8; 9) = \frac{X8 * X9}{X8 + X9} = \frac{230p.u.* 230p.u.}{230p.u.+230p.u.} = 115 p.u.$$

Esta última reactancia $X(8;9)$ estará en paralelo con la línea del aerogenerador 11:

$$X(8; 11) = \frac{X(8; 9) * X11}{X(8; 9) + X11} = \frac{115p.u.* 230p.u.}{115p.u.+230p.u.} = 76,67 p.u.$$

La reactancia $X(8;9)$ está, a su vez, en paralelo con la impedancia de la línea el aerogenerador número 10:

$$X(8; 10) = \frac{X(8; 11) * X10}{X(8; 11) + X10} = \frac{76,67p.u.* 230p.u.}{76,67p.u.+230p.u.} = 57,5 p.u.$$

Asimismo, se calcula el paralelo entre las reactancias $X(3;6)$ y $X(8;10)$, que a su vez estarán en paralelo con la impedancia de la línea del aerogenerador 7.

$$X(3; 10) = \frac{X(3; 6) * X(8; 10)}{X(3; 6) + X(8; 10)} = \frac{57,5p.u.* 57,5p.u.}{57,5p.u.+57,5p.u.} = 28,75 p.u.$$

$$X(7; 3_10) = \frac{X(3; 10) * X7}{X(3; 10) + X7} = \frac{28,75p.u.* 230p.u.}{28,75p.u.+230p.u.} = 25,56 p.u.$$

A continuación, se calcula el paralelo entre X(7;3_10) y la impedancia de la línea del aerogenerador número 12, obteniendo así la impedancia equivalente del circuito número 1 puesto que se desprecian las impedancias del resto de cables (centro e seccionamiento a cabina 3).

$$X(7; 12) = \frac{X(7; 3_10) * X12}{X(7; 3_10) + X12} = \frac{25,56 \text{ p.u.} * 230 \text{ p.u.}}{25,56 \text{ p.u.} + 230 \text{ p.u.}} = 23 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq1} = X(7; 12) = 23 \text{ p.u.}$$

2) Ampliación: Circuito de aerogeneradores número 2 (Cabina 4)

En primer lugar, se calcula el paralelo entre las impedancias de las líneas correspondientes a los aerogeneradores número 1, 2 y 13.

$$X(13; 1) = \frac{X13 * X1}{X13 + X1} = \frac{230 \text{ p.u.} * 230 \text{ p.u.}}{230 \text{ p.u.} + 230 \text{ p.u.}} = 115 \text{ p.u.}$$

$$X(13; 2) = \frac{X(13; 1) * X2}{X(13; 1) + X2} = \frac{115 \text{ p.u.} * 230 \text{ p.u.}}{115 \text{ p.u.} + 230 \text{ p.u.}} = 76,67 \text{ p.u.}$$

A su vez, esta impedancia X(13;2) está dispuesta en paralelo con las reactancias de las líneas de los aerogeneradores número 18 y 17.

$$X(13; 18) = \frac{X(13; 2) * X18}{X(13; 2) + X18} = \frac{76,67 \text{ p.u.} * 230 \text{ p.u.}}{76,67 \text{ p.u.} + 230 \text{ p.u.}} = 57,5 \text{ p.u.}$$

$$X(13; 17) = \frac{X(13; 18) * X17}{X(13; 18) + X17} = \frac{57,5 \text{ p.u.} * 230 \text{ p.u.}}{57,5 \text{ p.u.} + 230 \text{ p.u.}} = 46 \text{ p.u.}$$

Por otro lado, se obtiene la impedancia equivalente entre las líneas de los aerogeneradores 14, 15 y 16. Las tres están dispuestas en paralelo.

$$X(15; 16) = \frac{X15 * X16}{X15 + X16} = \frac{230 \text{ p.u.} * 230 \text{ p.u.}}{230 \text{ p.u.} + 230 \text{ p.u.}} = 115 \text{ p.u.}$$

$$X(15; 14) = \frac{X(15; 16) * X14}{X(15; 16) + X14} = \frac{115 \text{ p.u.} * 230 \text{ p.u.}}{115 \text{ p.u.} + 230 \text{ p.u.}} = 76,67 \text{ p.u.}$$

Finalmente, se calcula el paralelo entre las reactancias X(15;14) y X(13;17). Como las impedancias de los cables que conectan el centro de seccionamiento el circuito número 2 con la cabina 4 no son significativas (prácticamente despreciables), la siguiente impedancia representará la impedancia equivalente del circuito número 2.

$$X_{eq2} = \frac{X(15; 14) * X(13; 17)}{X(15; 14) + X(13; 17)} = \frac{76,67 \text{ p.u.} * 46 \text{ p.u.}}{76,67 \text{ p.u.} + 46 \text{ p.u.}} = 28,75 \text{ p.u.}$$

Por tanto, la impedancia equivalente de los dos circuitos de la ampliación será:

$$X_{circuitos\ ampl} = \frac{X_{eq1} * X_{eq2}}{X_{eq1} + X_{eq2}} = \frac{23p.u.* 28,75p.u.}{23p.u.+28,75p.u.} = 12,78 p.u.$$

Dicha reactancia está conectada en serie con la reactancia del transformador de potencia de la ampliación, resultando:

$$\begin{aligned} X_{ampliación} &= X_{circuitos\ ampl} + X_{trf\ pot\ ampl} \\ &= 12,78p.u.+5p.u.= 17,78 p.u. \end{aligned}$$

3) Parque eólico existente inicialmente

A continuación se va a calcular la impedancia equivalente del parque existente inicialmente. La reactancia del transformador del parque inicial es de 6,67 p.u.

$$X_{trf\ pot} = 6,67 p.u.$$

Puesto que tanto el parque inicial como la ampliación transportan una potencia similar y el número de aerogeneradores y su disposición no varían en gran medida, se ha considerado una impedancia similar a la calculada para la ampliación.

Por estos motivos, se considerará una impedancia de líneas hasta el transformador de potencia de aproximadamente 12 p.u. (similar a los 12,78 p.u. de los dos circuitos de la ampliación).

$$X_{circuito\ inicial} = 12 p.u. \approx X_{circuitos\ ampl}$$

Ambas reactancias están dispuestas en serie, por lo que la reactancia del parque eólico inicial será:

$$\begin{aligned} X_{inicial} &= X_{trf\ pot} + X_{circuito\ inicial} = 6,67p.u.+12p.u. \\ &= 18,67 p.u. \end{aligned}$$

Finalmente, la reactancia equivalente en el nudo 1 teniendo en cuenta la contribución de la línea II de 132kV, la potencia de los aerogeneradores del parque inicial y la de los aerogeneradores de la ampliación será el paralelo de dichas reactancias será la siguiente:

$$\frac{X_{línea} * X_{inicial}}{X_{línea} + X_{inicial}} = \frac{1p.u.* 18,67p.u.}{1p.u.+18,67p.u.} = 0,949p.u.$$

$$X_{eq(1)} = \frac{0,949 p.u.* X_{ampliación}}{0,949 p.u.+X_{ampliación}} = \frac{0,949 p.u.* 17,78 p.u.}{0,949 p.u.+17,78 p.u.} = 0,901p.u.$$

$$Scc(1) = \frac{Sb}{Xeq(1)} = \frac{2000[MVA]}{0,901 \text{ p.u.}} = 2219,76[MVA] \cong 2220[MVA]$$

Se elige la potencia de cortocircuito mayor puesto que será el caso más desfavorable. En este caso, la potencia de cortocircuito procedente al considerar la línea II de 132kV junto con los aerogeneradores es superior a la potencia considerando sólo la línea I de 132kV.

En dicha potencia $Scc(1)=2220[MVA]$, se observa el aporte de la línea I de 2000[MVA] de potencia y la contribución de los aerogeneradores con 220[MVA] aproximadamente.

La intensidad de cortocircuito en el nudo 1 será:

$$Scc(1) = \sqrt{3} * U * Icc(1)$$

$$Icc(1) = \frac{Scc(1)}{\sqrt{3} * U} = \frac{2219,76 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 9708,93[A] \cong 9,71[kA]$$

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 2

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$Scc(2) = \frac{Sb}{Xeq(2)}$$

Donde Xeq se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 2:

- Contribución aerogeneradores circuito inicial

Anteriormente se ha calculado la reactancia equivalente correspondiente al transformador de potencia y aerogeneradores del parque eólico inicial.

$$X_{inicial} = X_{trf.pot} + X_{circuito.inicial} = 6,67 \text{ p.u.} + 12 \text{ p.u.} = 18,67 \text{ p.u.}$$

Esta reactancia será corresponderá con la reactancia equivalente en el nudo 2.

$$Xeq(2) = X_{inicial} = 18,67 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$Scc(2) = \frac{Sb}{Xeq(2)} = \frac{2000[MV]}{18,67 \text{ p.u.}} = 107,12[MVA]$$

- Contribución líneas I y II 132kV, y aerogeneradores circuitos 1 y 2 de la ampliación

Se van a tener en cuenta dichas aportaciones:

- 1) Línea I 132kV

$$X_{\text{línea}} = 1 \text{ p.u.}$$

- 2) Línea II 132kV

$$X_{\text{línea}} = 1 \text{ p.u.}$$

- 3) Agrupación circuitos 1 y 2 junto con transformador de potencia de la ampliación

Corresponde con la calculada en el apartado anterior.

$$\begin{aligned} X_{\text{ampliación}} &= X_{\text{circuitos ampl}} + X_{\text{trf. pot. ampl}} \\ &= 12,78 \text{ p.u.} + 5 \text{ p.u.} = 17,78 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

A continuación, se calcula la reactancia equivalente en paralelo de las tres líneas anteriores.

$$\frac{1 \text{ p.u.} * 1 \text{ p.u.}}{1 \text{ p.u.} + 1 \text{ p.u.}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq}(2) = \frac{0,5 \text{ p.u.} * 17,78 \text{ p.u.}}{0,5 \text{ p.u.} + 17,78 \text{ p.u.}} = 0,486 \text{ p.u.}$$

$$Scc(2) = \frac{Sb}{X_{eq}(2)} = \frac{2000[\text{MVA}]}{0,486 \text{ p.u.}} = 4115,23[\text{MVA}] \cong \mathbf{4115[\text{MVA}]}$$

Se ha escogido la potencia de cortocircuito mayor puesto que será el caso más desfavorable. En este caso, corresponde con la contribución de las líneas I y II de 132kV, y los aerogeneradores de los circuitos 1 y 2 de la ampliación.

Se aprecia en dicha potencia de cortocircuito, la contribución de 4000[MVA] de las dos líneas de 132kV y el aporte de los aerogeneradores de la ampliación, aproximadamente 115[MVA].

La intensidad de cortocircuito en el nudo 2 será:

$$Scc(2) = \sqrt{3} * U * Icc(2)$$

$$Icc(2) = \frac{Scc(2)}{\sqrt{3} * U} = \frac{4115,27 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 17999,46[A] \cong \mathbf{18[\text{kA}]}$$

Se empleará la intensidad de cortocircuito en el nudo 2 para comprobar si la aparenta inicial en el parque eólico original puede soportar las nuevas intensidades debidas a la ampliación del mismo.

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 3

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$Scc(3) = \frac{Sb}{Xeq(3)}$$

Donde Xeq se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 3:

- Contribución aerogeneradores circuitos 1 y 2 de la ampliación

La reactancia equivalente para el nudo 3, será la hallada anteriormente correspondiente al transformador de potencia y los aerogeneradores de los circuito 1 y 2 de la ampliación.

$$\begin{aligned} Xeq(3) &= X_{ampliación} = X_{circuitos.\ ampl} + X_{trf.\ pot.\ ampl} \\ &= 12,78\ p.u. + 5\ p.u. = 17,78\ p.u. \end{aligned}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$Scc(3) = \frac{Sb}{Xeq(3)} = \frac{2000[MV]}{17,78\ p.u.} = 112,49[MVA]$$

- Contribución líneas I y II de 132kV, y transformador de potencia y aerogeneradores del parque original.

La reactancia equivalente se obtiene con el paralelo de dichas líneas.

$$X_{línea1} = 1\ p.u.$$

$$X_{línea2} = 1\ p.u.$$

$$\begin{aligned} X_{inicial} &= X_{trf.\ pot} + X_{circuito.\ inicial} = 6,67\ p.u. + 12\ p.u. \\ &= 18,67\ p.u. \end{aligned}$$

$$\frac{1\ p.u.* 1\ p.u.}{1\ p.u. + 1\ p.u.} = 0,5\ p.u.$$

$$Xeq(3) = \frac{0,5\ p.u.* 18,67\ p.u.}{0,5\ p.u. + 18,67\ p.u.} = 0,487\ p.u.$$

La potencia de cortocircuito se calculará de la siguiente forma.

$$Scc(3) = \frac{Sb}{Xeq(3)} = \frac{2000[MV]}{0,487 \text{ p.u.}} = 4106,78[MVA] \cong \mathbf{4107[MVA]}$$

Se elige la mayor potencia de cortocircuito, en este caso 4106,78 [MVA], considerando el caso más desfavorable. Detalladamente, las dos líneas aportan 4000[MVA] y los aerogeneradores del circuito original alrededor de 107 [MVA].

La intensidad de cortocircuito en el nudo 3 será:

$$Scc(3) = \sqrt{3} * U * Icc(3)$$

$$Icc(3) = \frac{Scc(3)}{\sqrt{3} * U} = \frac{4106,78 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 17962,5[A] \cong \mathbf{18[kA]}$$

Las intensidades de cortocircuito en los nudos 2 y 3 son muy similares puesto que para el cálculo se ha considerado que la reactancia del circuito de aerogeneradores del parque inicial era similar a la calculada en los circuitos de la ampliación.

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 4

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$Scc(4) = \frac{Sb}{Xeq(4)}$$

Donde Xeq se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 4:

- Contribución aerogeneradores circuitos 1 y 2 de la ampliación

Como se ha demostrado con anterioridad, la reactancia de los circuitos 1 y 2 de la ampliación es la siguiente.

$$Xeq(4) = Xcircuito.ampl = 12,78 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$Scc(4) = \frac{Sb}{Xeq(4)} = \frac{2000[MV]}{12,78 \text{ p.u.}} = 156,5[MVA]$$

- Contribución líneas I y II 132kV, transformador de potencia de la ampliación, transformador de potencia y aerogeneradores originales

La reactancia equivalente se obtiene realizando el paralelo entre las impedancias de las líneas de 132kV y el circuito de aerogeneradores inicial, para posteriormente sumarle la reactancia en serie del transformador de potencia de 40MVA de la ampliación.

$$X_{\text{línea}1} = 1 \text{ p.u.}$$

$$X_{\text{línea}2} = 1 \text{ p.u.}$$

$$\begin{aligned} X_{\text{inicial}} &= X_{\text{trf.pot}} + X_{\text{circuito.inicial}} = 6,67 \text{ p.u.} + 12 \text{ p.u.} \\ &= 18,67 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$\frac{1 \text{ p.u.} * 1 \text{ p.u.}}{1 \text{ p.u.} + 1 \text{ p.u.}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$\frac{0,5 \text{ p.u.} * 18,67 \text{ p.u.}}{0,5 \text{ p.u.} + 18,67 \text{ p.u.}} = 0,487 \text{ p.u.}$$

$$\begin{aligned} X_{\text{eq}(4)} &= X_{\text{trf.pot.ampl}} + 0,487 \text{ p.u.} = 5 \text{ p.u.} + 0,487 \text{ p.u.} \\ &= 5,487 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

La potencia de cortocircuito se calculará de la siguiente forma.

$$S_{\text{cc}}(4) = \frac{S_b}{X_{\text{eq}(4)}} = \frac{2000[\text{MV}]}{5,487 \text{ p.u.}} = 364,49[\text{MVA}] \cong \mathbf{364,5[\text{MVA}]}$$

Se escoge la mayor potencia de cortocircuito puesto que se considera el caso más desfavorable, en este caso con valor de $S_{\text{cc}}(4)=364,5[\text{MVA}]$.

La intensidad de cortocircuito en el nudo 4 será:

$$S_{\text{cc}}(4) = \sqrt{3} * U * I_{\text{cc}}(4)$$

$$I_{\text{cc}}(4) = \frac{S_{\text{cc}}(4)}{\sqrt{3} * U} = \frac{364,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 10522,21[\text{A}] \cong \mathbf{10,5[\text{kA}]}$$

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 5

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$Scc(5) = \frac{Sb}{Xeq(5)}$$

Donde Xeq se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 5:

- Contribución del circuito de aerogeneradores número 1 (hasta cabina 3)

Como se ha demostrado con anterioridad, la reactancia equivalente correspondiente al circuito número 1 de la ampliación es de:

$$Xeq(5) = Xeq1 = X(7; 12) = 23 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$Scc(5) = \frac{Sb}{Xeq(5)} = \frac{2000[MV]}{23 \text{ p.u.}} = 86,96[MVA] \cong 87[MVA]$$

- Contribución líneas I y II 132kV, aerogeneradores circuito original y aerogeneradores ampliación circuito número 2 (Cabina 4)

La reactancia equivalente se obtiene realizando el paralelo entre las impedancias de las líneas de 132kV y el circuito de aerogeneradores inicial, para posteriormente sumarle la reactancia en serie del transformador de potencia de 40MVA de la ampliación y finalmente, realizar el paralelo con la reactancia del circuito ampliación aerogeneradores número 2.

$$Xl\acute{e}nea1 = 1 \text{ p.u.}$$

$$Xl\acute{e}nea2 = 1 \text{ p.u.}$$

$$\begin{aligned} X_{inicial} &= Xtrf.pot + Xcircuito.inicial = 6,67 \text{ p.u.} + 12 \text{ p.u.} \\ &= 18,67 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$\frac{1 \text{ p.u.} * 1 \text{ p.u.}}{1 \text{ p.u.} + 1 \text{ p.u.}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$\frac{0,5 \text{ p.u.} * 18,67 \text{ p.u.}}{0,5 \text{ p.u.} + 18,67 \text{ p.u.}} = 0,487 \text{ p.u.}$$

$$Xtrf.pot.ampl + 0,487 \text{ p.u.} = 5 \text{ p.u.} + 0,487 \text{ p.u.} = 5,487 \text{ p.u.}$$

$$Xeq2 = 28,75 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq}(5) = \frac{5,487 \text{ p.u.} * 28,75 \text{ p.u.}}{5,487 \text{ p.u.} + 28,75 \text{ p.u.}} = 4,61 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$Scc(5) = \frac{Sb}{X_{eq}(5)} = \frac{2000[\text{MV}]}{4,61 \text{ p.u.}} = 433,84[\text{MVA}] \cong 434[\text{MVA}]$$

Se escoge la mayor potencia de cortocircuito puesto que se considera el caso más desfavorable, en este caso con valor de $Scc(5)=434[\text{MVA}]$.

La intensidad de cortocircuito en el nudo 5 será:

$$Scc(5) = \sqrt{3} * U * Icc(5)$$

$$Icc(5) = \frac{Scc(5)}{\sqrt{3} * U} = \frac{433,84 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 12523,88[\text{A}] \cong 12,5[\text{kA}]$$

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 6

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$Scc(6) = \frac{Sb}{X_{eq}(6)}$$

Donde X_{eq} se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 6:

- Contribución del circuito de aerogeneradores número 2 (hasta cabina 4)

Como se ha demostrado con anterioridad, la reactancia equivalente correspondiente al circuito número 1 de la ampliación es de:

$$X_{eq}(6) = X_{eq}2 = 28,75 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará de la siguiente forma.

$$Scc(6) = \frac{Sb}{X_{eq}(6)} = \frac{2000[\text{MV}]}{28,75 \text{ p.u.}} = 69,57[\text{MVA}] \cong 69,6[\text{MVA}]$$

- Contribución líneas I y II 132kV, aerogeneradores circuito original y aerogeneradores ampliación circuito número 1 (Cabina 3)

La reactancia equivalente se obtiene realizando el paralelo entre las impedancias de las líneas de 132kV y el circuito de aerogeneradores inicial, para posteriormente sumarle la reactancia en serie del

transformador de potencia de 40MVA de la ampliación y finalmente, realizar el paralelo con la reactancia del circuito ampliación aerogeneradores número 1.

$$X_{línea1} = 1 \text{ p.u.}$$

$$X_{línea2} = 1 \text{ p.u.}$$

$$\begin{aligned} X_{inicial} &= X_{trf.pot} + X_{circuito.inicial} = 6,67 \text{ p.u.} + 12 \text{ p.u.} \\ &= 18,67 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$\frac{1 \text{ p.u.} * 1 \text{ p.u.}}{1 \text{ p.u.} + 1 \text{ p.u.}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$\frac{0,5 \text{ p.u.} * 18,67 \text{ p.u.}}{0,5 \text{ p.u.} + 18,67 \text{ p.u.}} = 0,487 \text{ p.u.}$$

$$X_{trf.pot.ampl} + 0,487 \text{ p.u.} = 5 \text{ p.u.} + 0,487 \text{ p.u.} = 5,487 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq1} = 23 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq(6)} = \frac{5,487 \text{ p.u.} * 23 \text{ p.u.}}{5,487 \text{ p.u.} + 23 \text{ p.u.}} = 4,43 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$S_{cc(6)} = \frac{S_b}{X_{eq(6)}} = \frac{2000[MV]}{4,43 \text{ p.u.}} = 451,47[MVA] \cong \mathbf{451,5[MVA]}$$

Se escoge la mayor potencia de cortocircuito puesto que se considera el caso más desfavorable, en este caso con valor de $S_{cc(6)}=451,5[MVA]$.

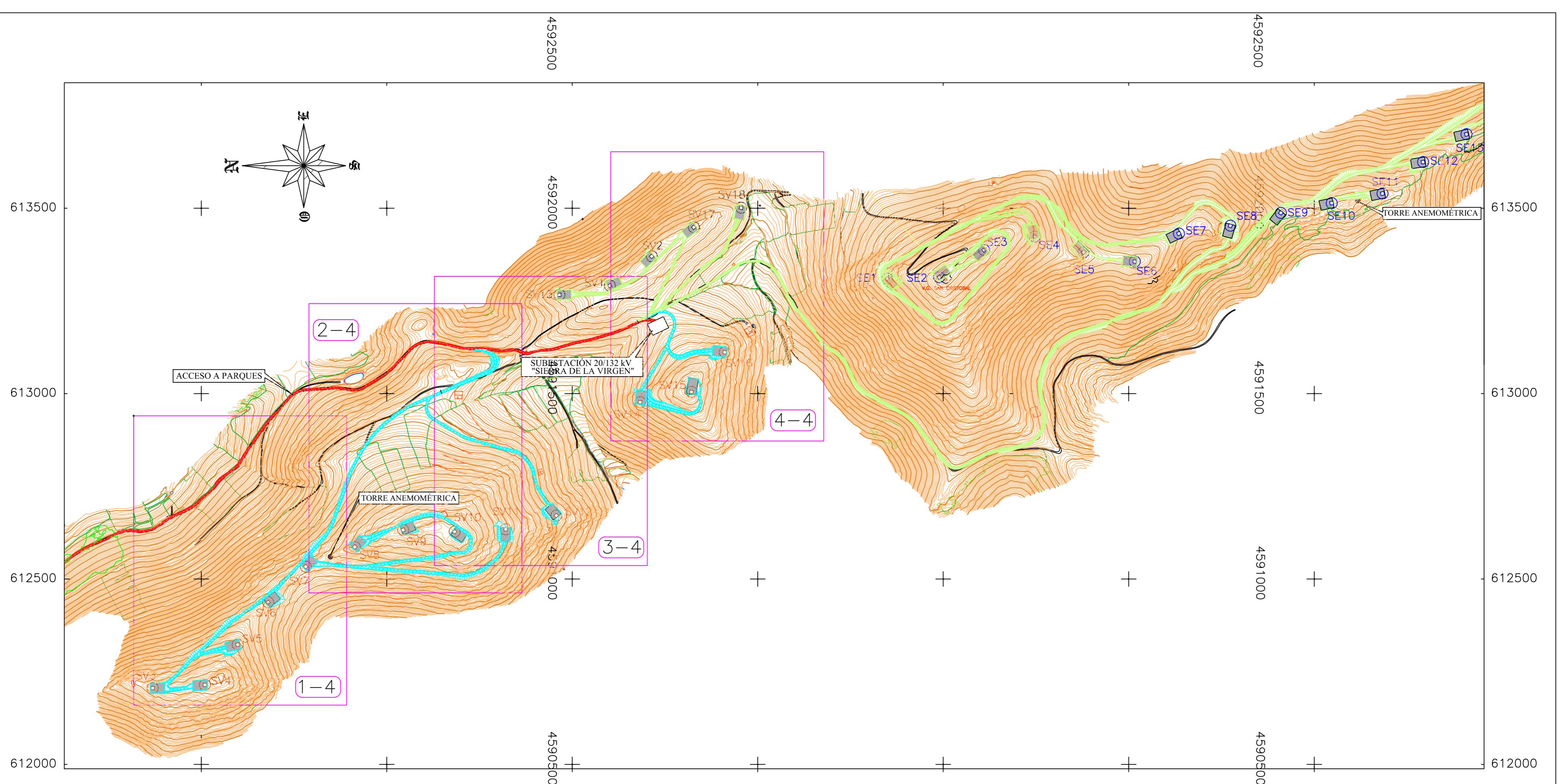
La intensidad de cortocircuito en el nudo 6 será:

$$S_{cc(6)} = \sqrt{3} * U * I_{cc(6)}$$

$$I_{cc(6)} = \frac{S_{cc(6)}}{\sqrt{3} * U} = \frac{451,47 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 13032,82[A] \cong \mathbf{13[kA]}$$

En resumen, las corrientes de cortocircuito obtenidas son las siguientes

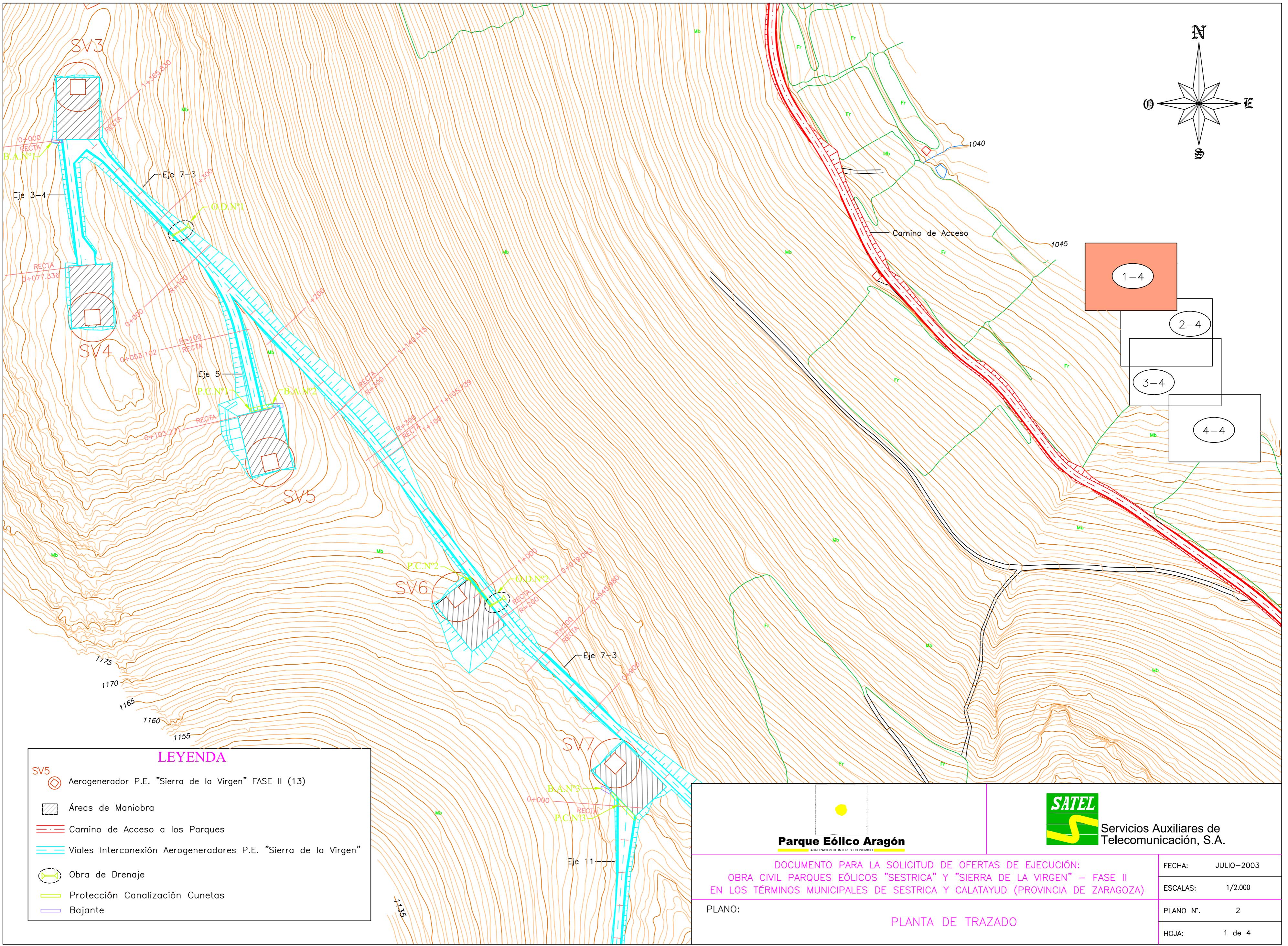
Número nudo	Scc [MVA]	Icc [kA]
1	2220	9,71
2	4115	18
3	4107	18
4	364,5	10,5
5	434	12,5
6	451,5	13

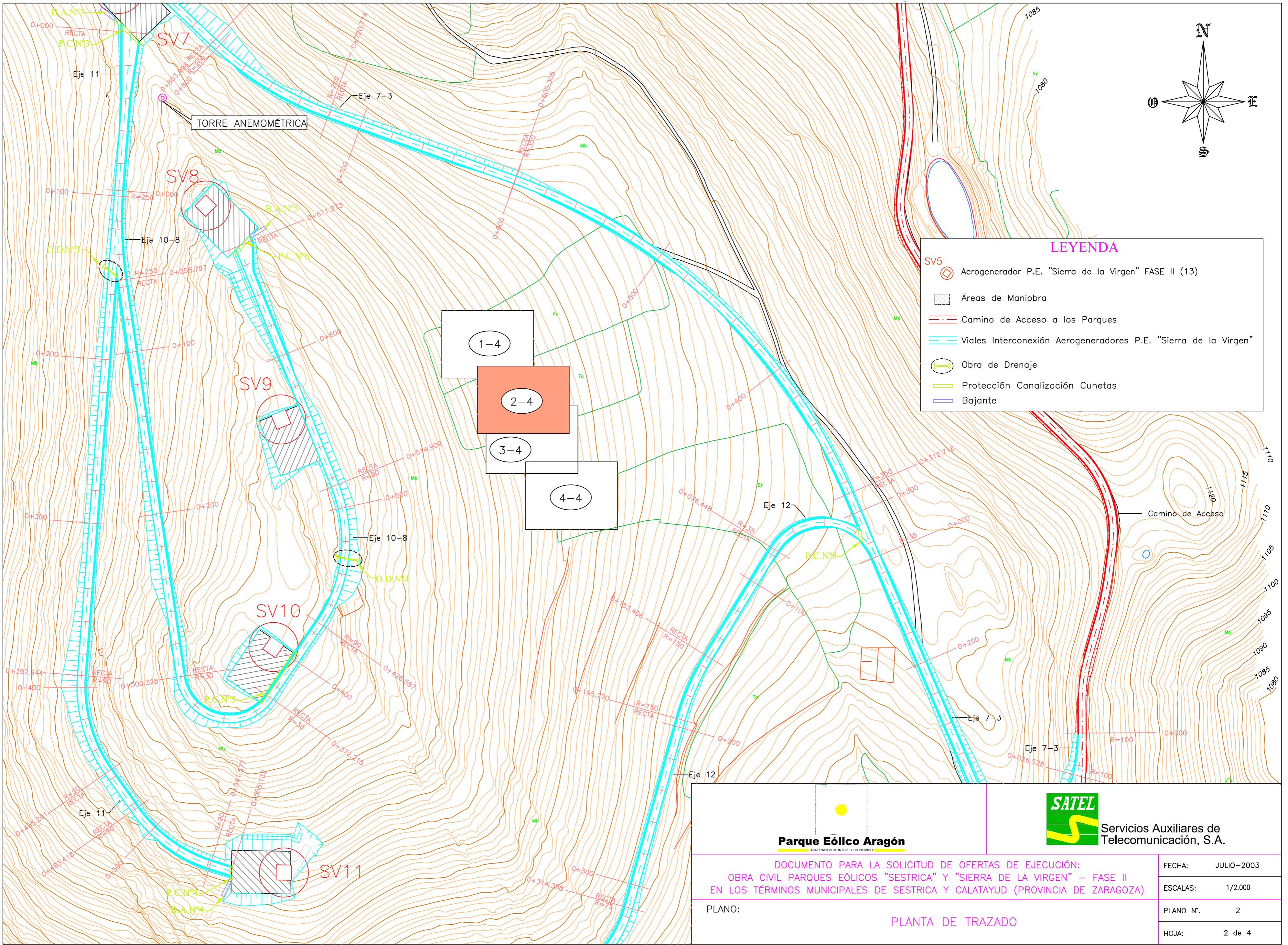


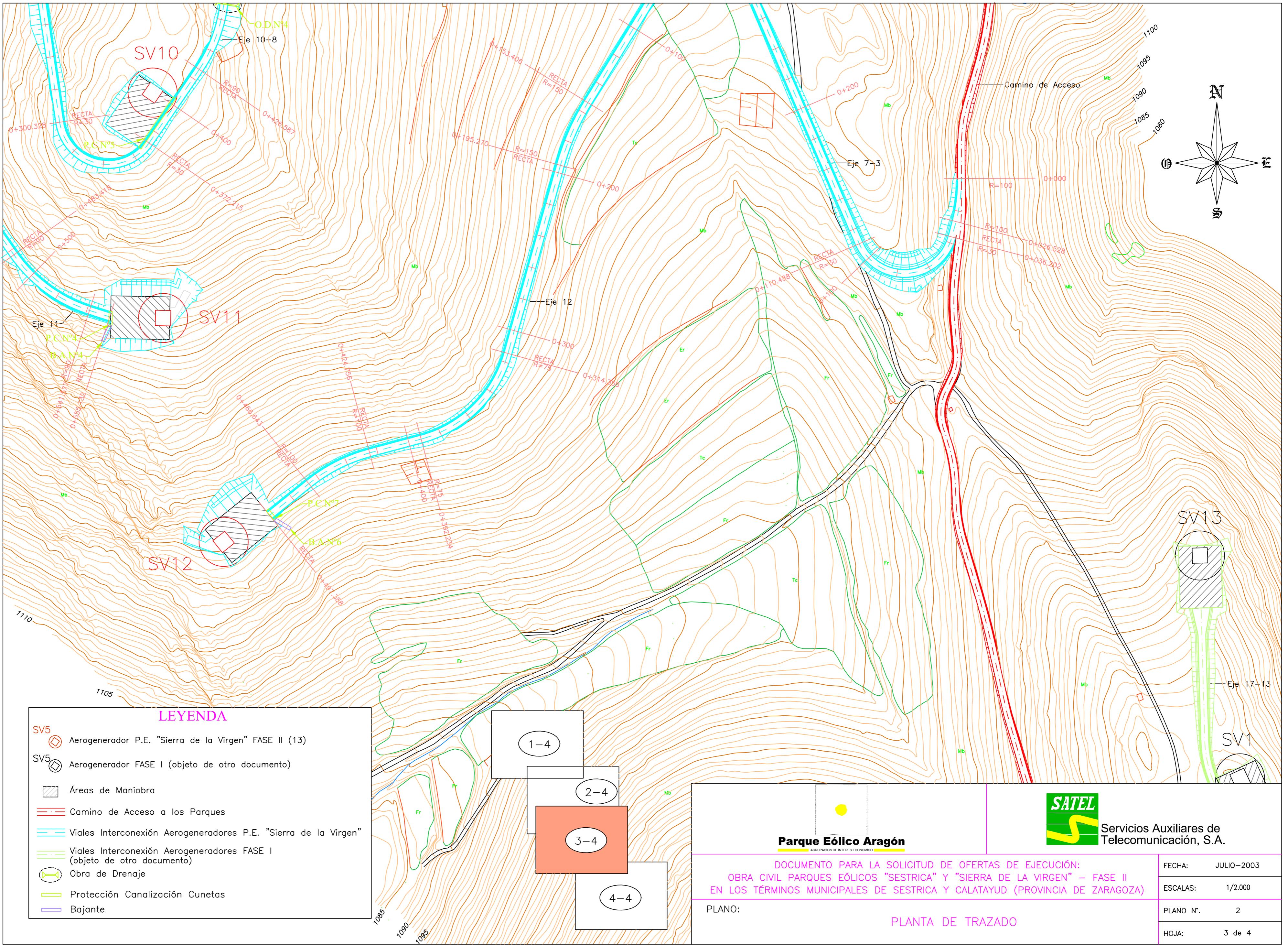
Parque Eólico Aragón ASOCIACIÓN DE INTERÉS ECONÓMICO		FECHA: JULIO-2003
DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN: OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" - FASE II EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)		ESCALAS: 1/10.000
PLANO:	PLANTA GENERAL DIRECTORA	PLANO N.º 1
		HOJA: 1 de 1

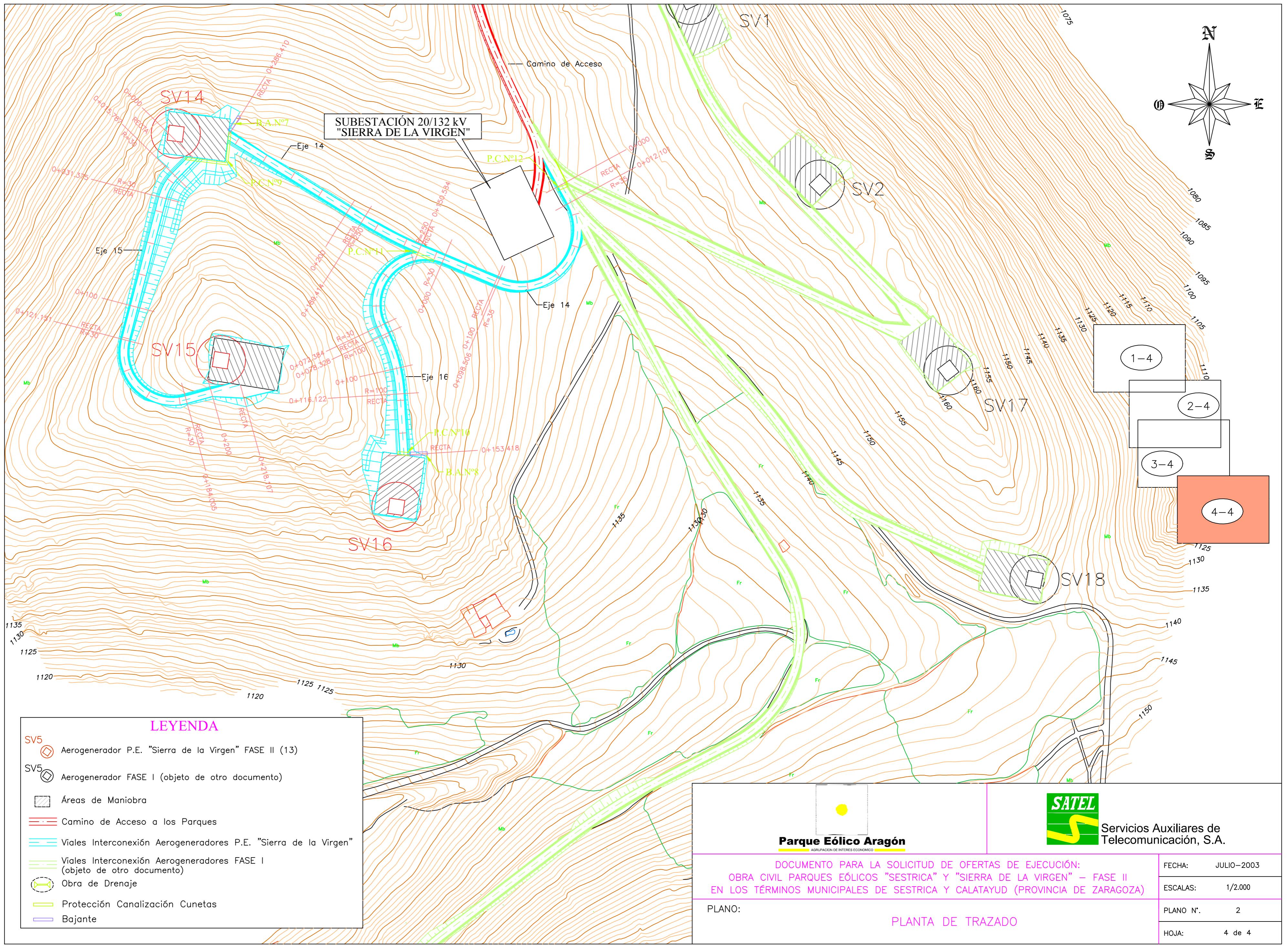


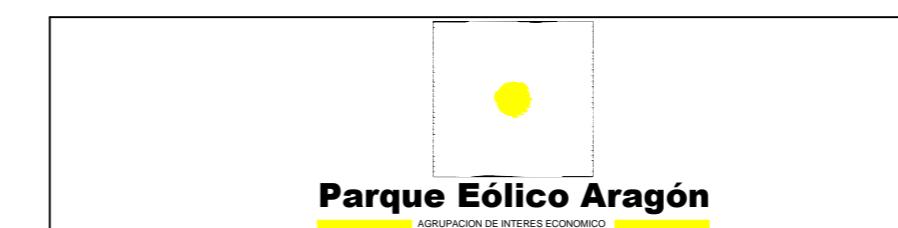
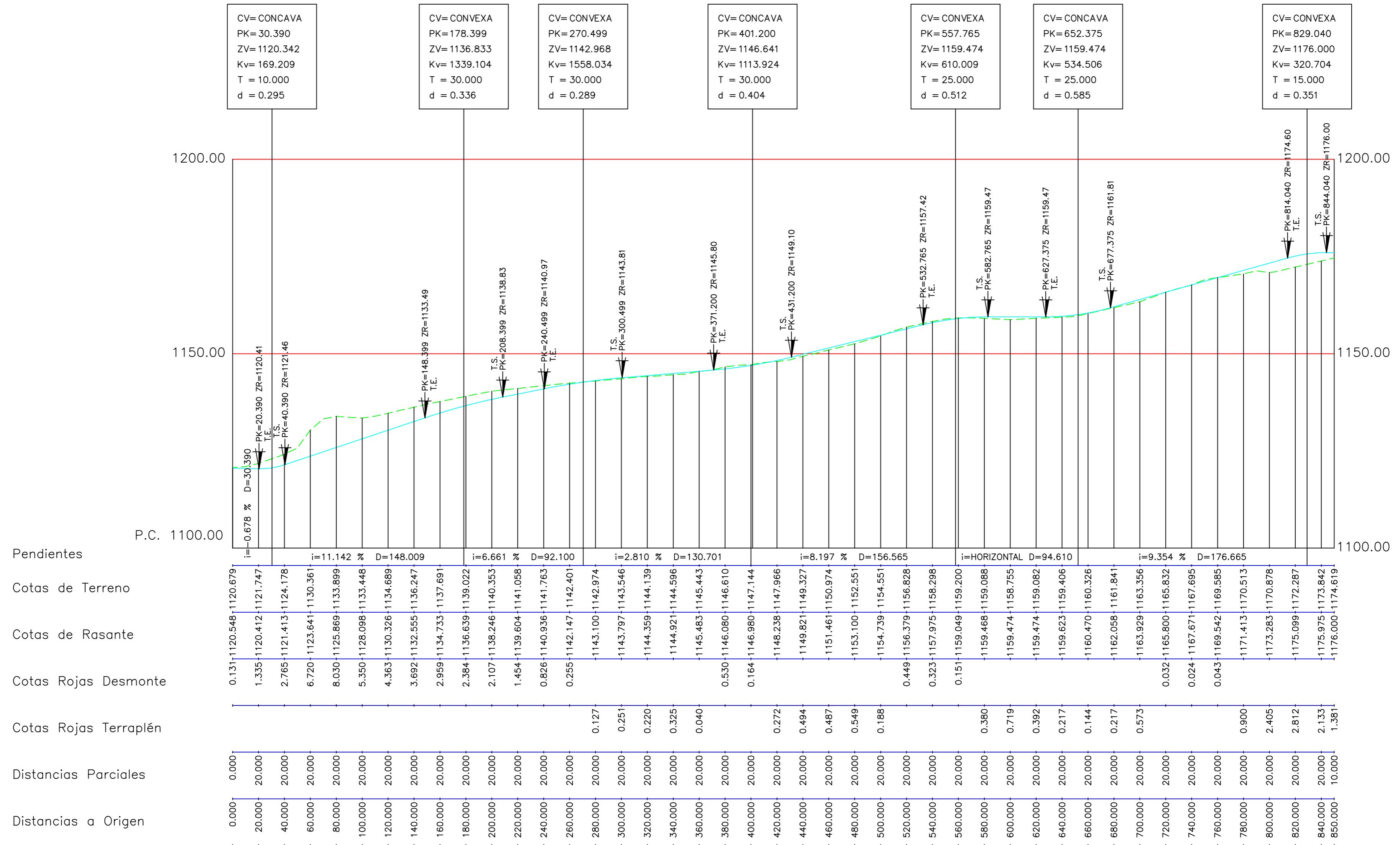
Servicios Auxiliares de
Telecomunicación, S.A.







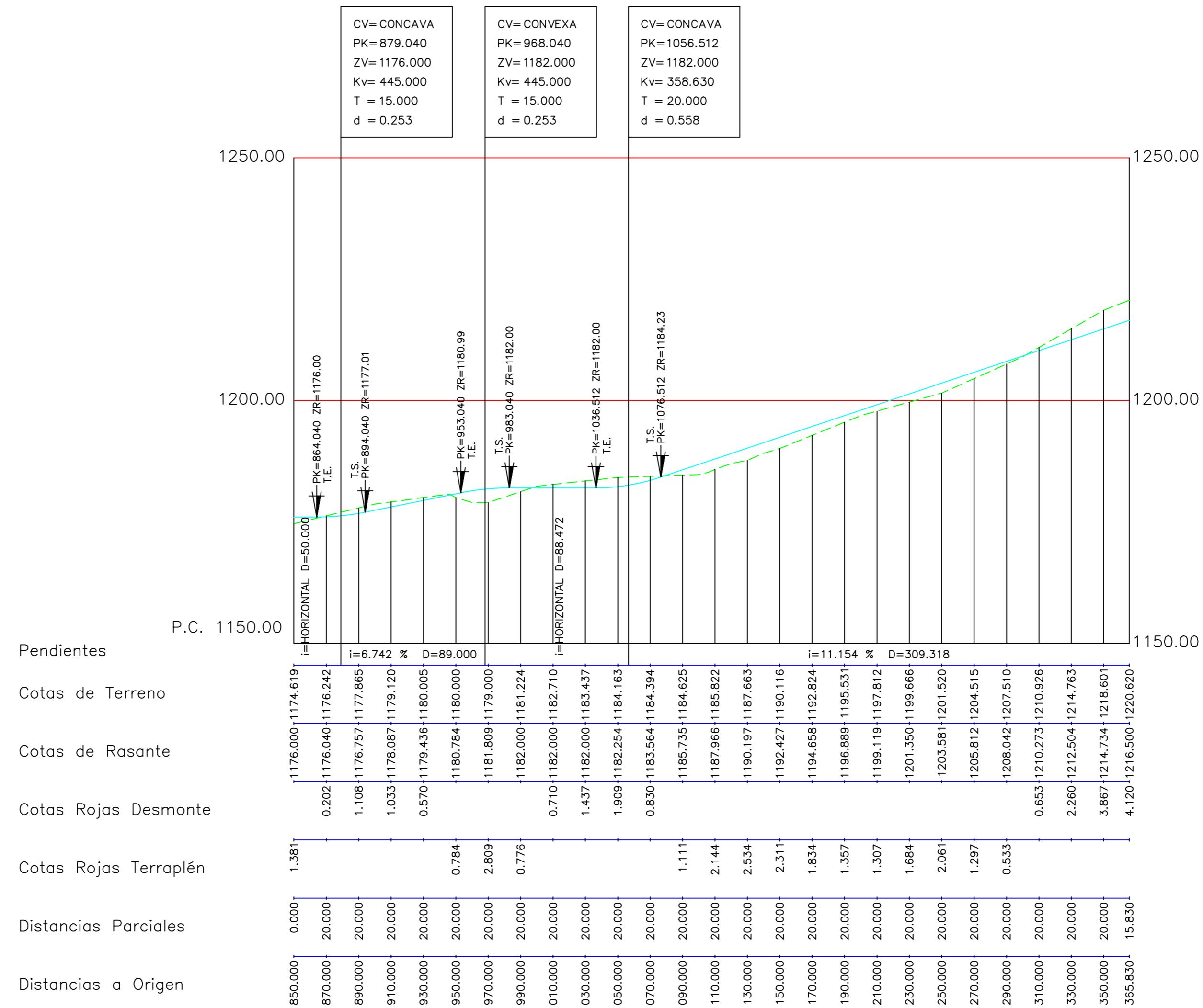




**DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 7-3

FECHA: JULIO-2003
ESCALAS: H=1/3.000 V=1/1.000
PLANO N°. 3
HOJA: 1 de 11



**DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 7-3**



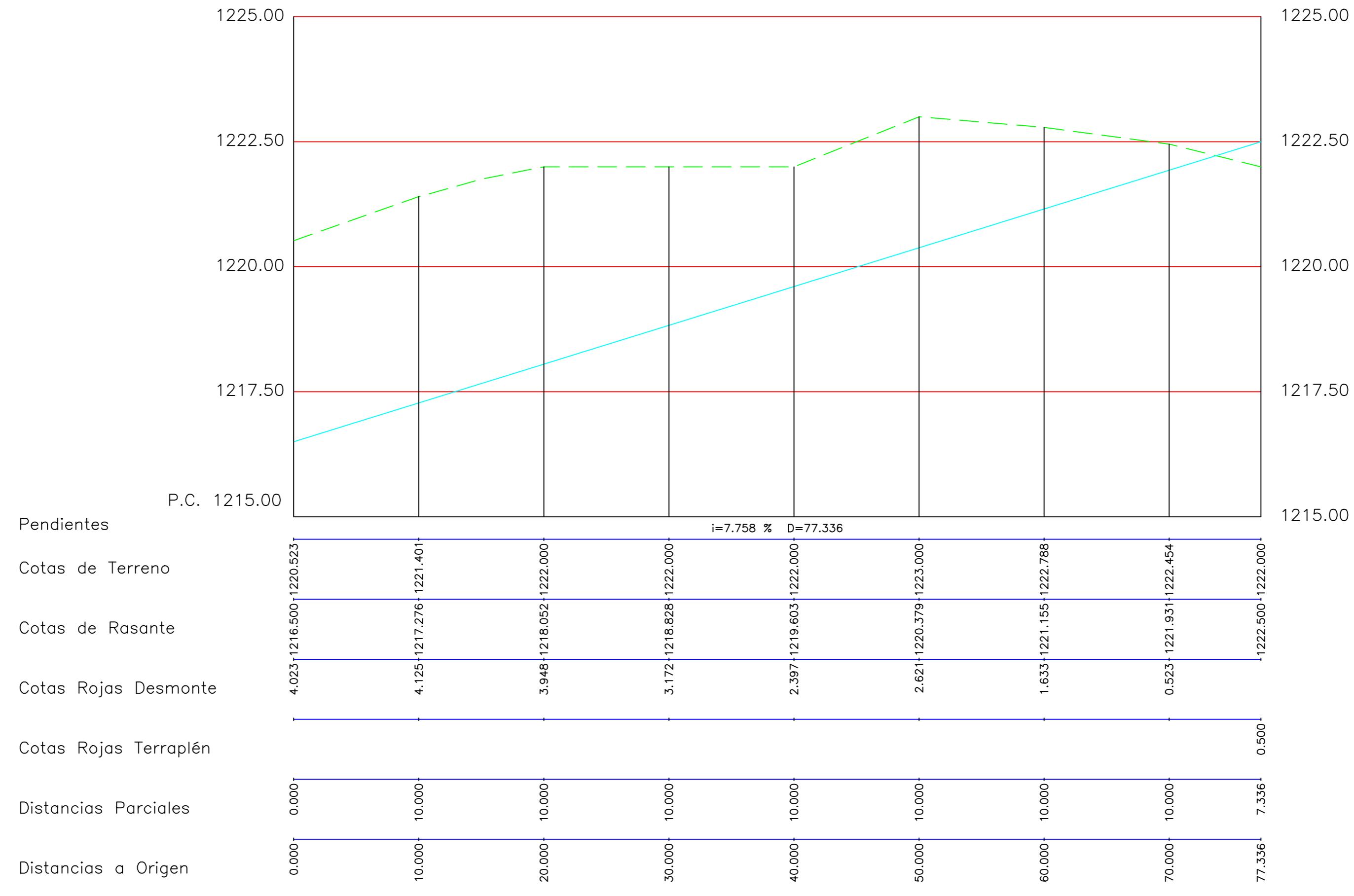
Servicios Auxiliares de Telecomunicación, S.A.

FECHA: JULIO=2003

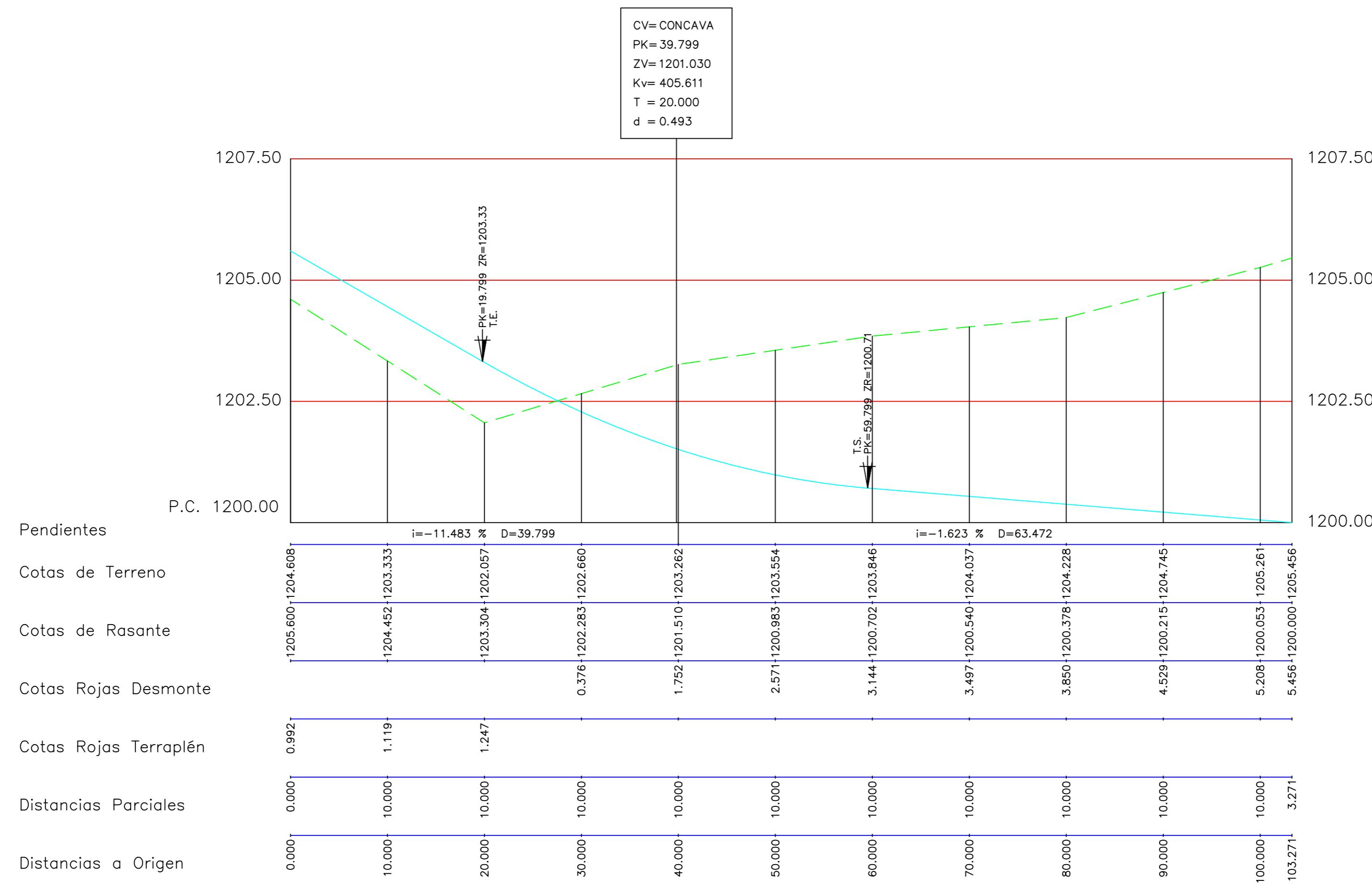
ESCALAS: H=1/3.000 V=1/1.000

PLANO N°.

HOJA: 2 de 11



Parque Eólico Aragón AGRUPACION DE INTERES ECONOMICO		SATEL Servicios Auxiliares de Telecomunicación, S.A.
DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN: OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)	FECHA: JULIO-2003	
PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN" PERFILES LONGITUDINALES EJE 3-4	ESCALAS: H=1/400 V=1/100	PLANO N.º 3
		HOJA: 3 de 11



Servicios Auxiliares de Telecomunicación, S.A.

Parque Eólico Aragón

**DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

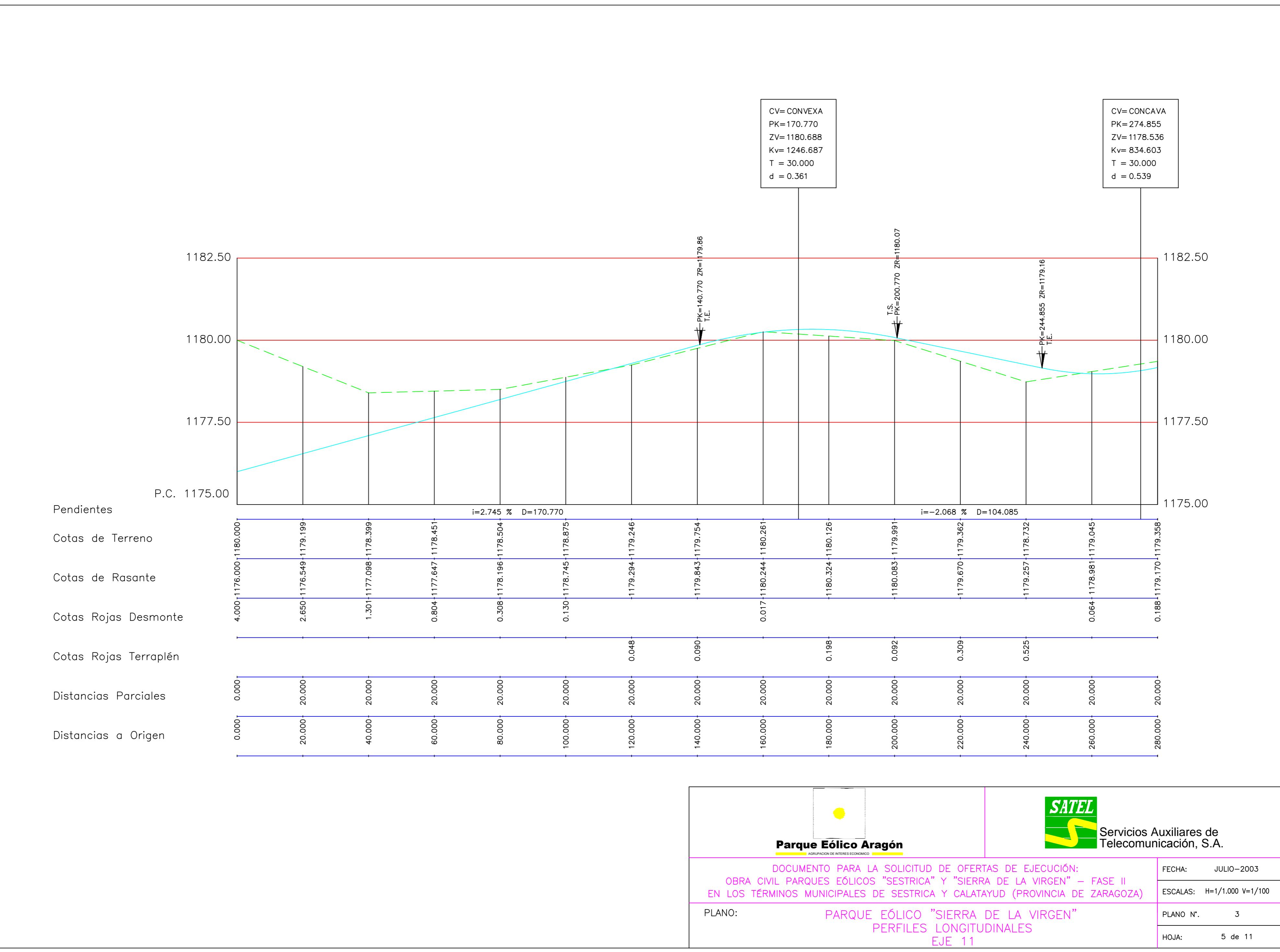
PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 5

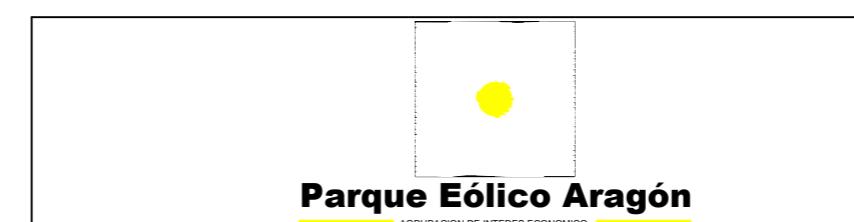
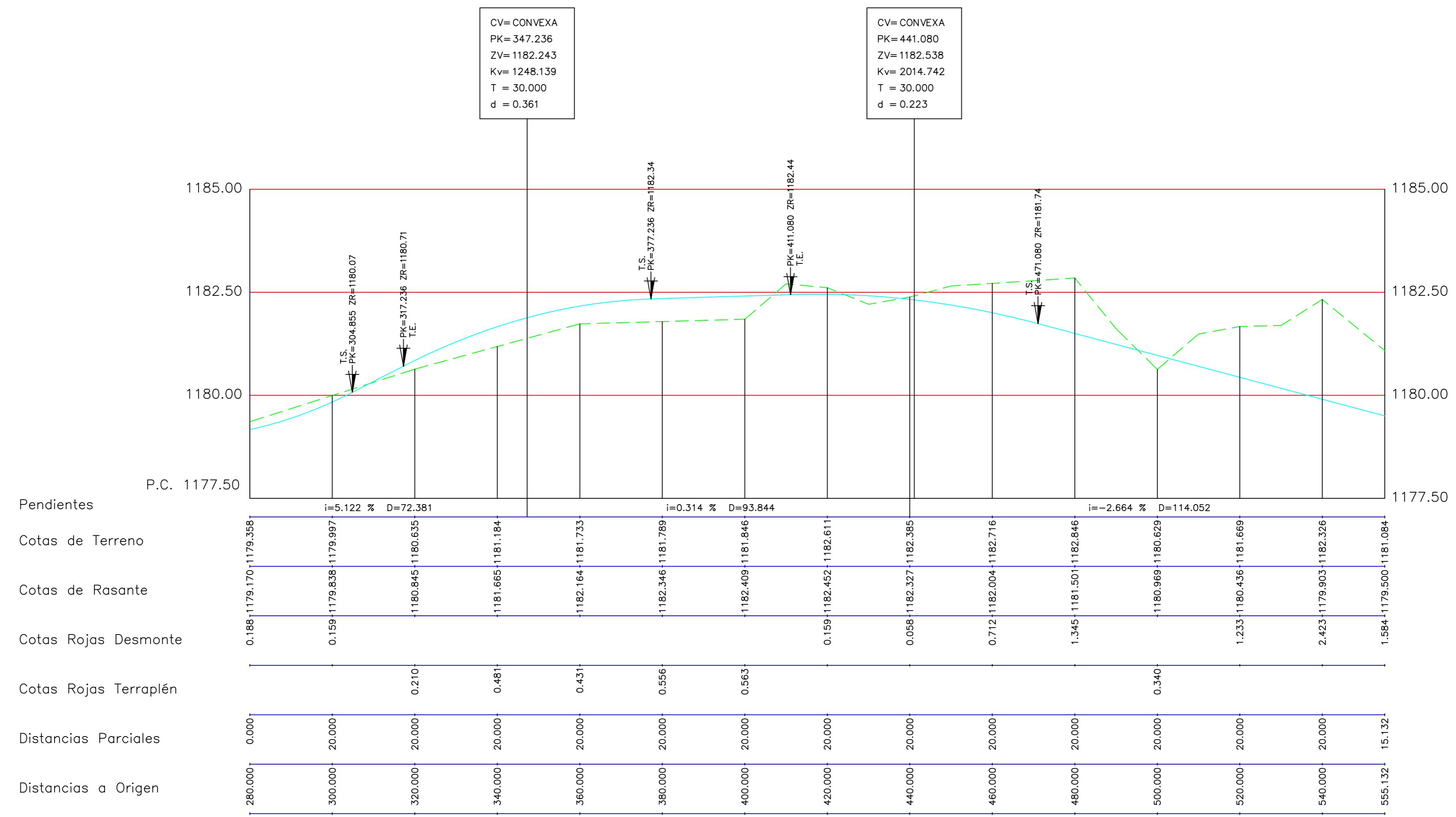
FECHA: MAYO-2003

ESCALAS: H=1/500 v=1/100

PLANO N°. 3

HOJA: 4 de 11

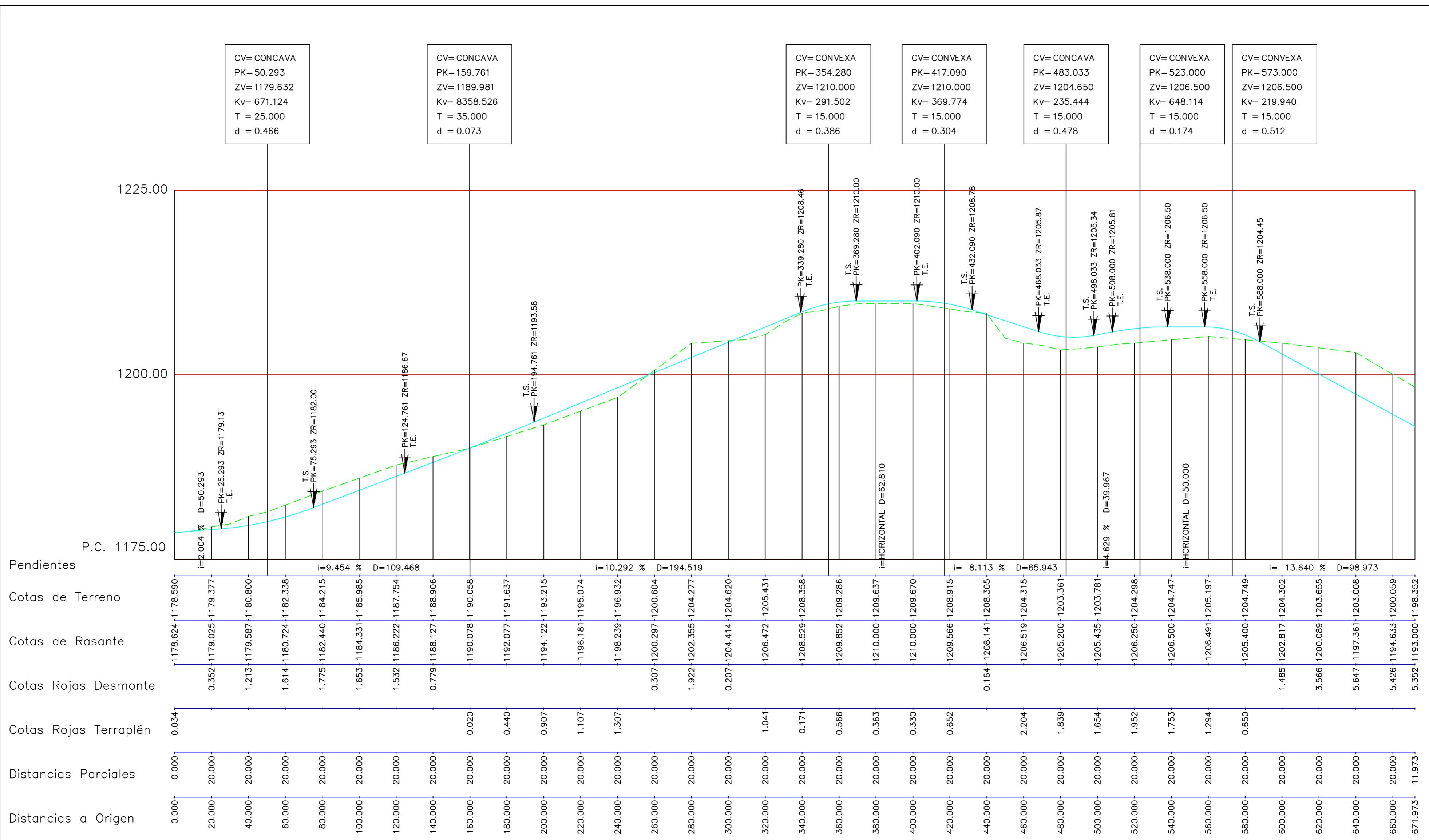




**DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 11**

FECHA: JULIO-2003
ESCALAS: H=1/1.000 V=1/100
PLANO N°. 3
HOJA: 6 de 11



**DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

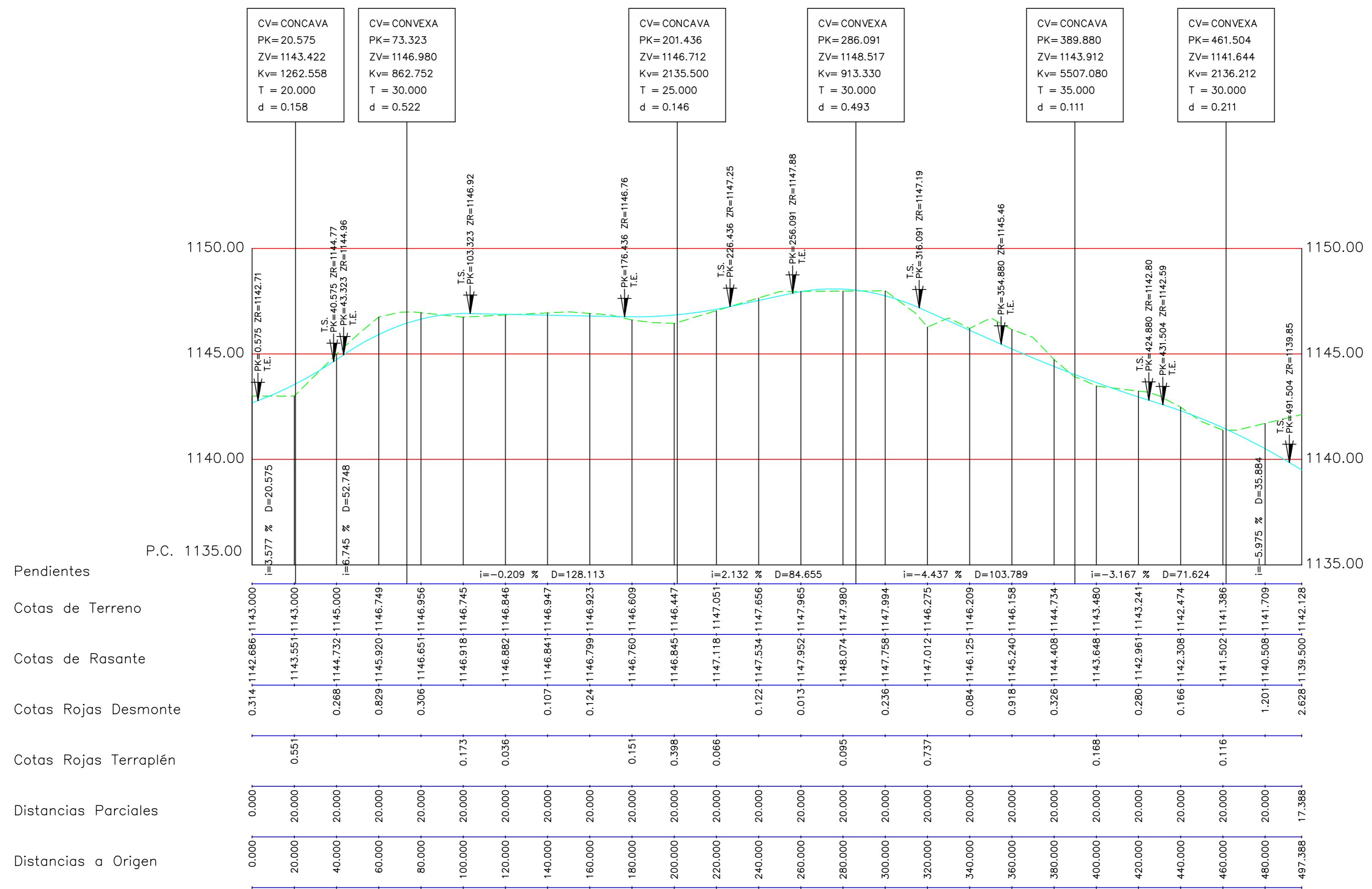
PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 10-8

FECHA: JULIO-2003

ESCALAS: H=1/2.000 V=1/500

PLANO N°. 3

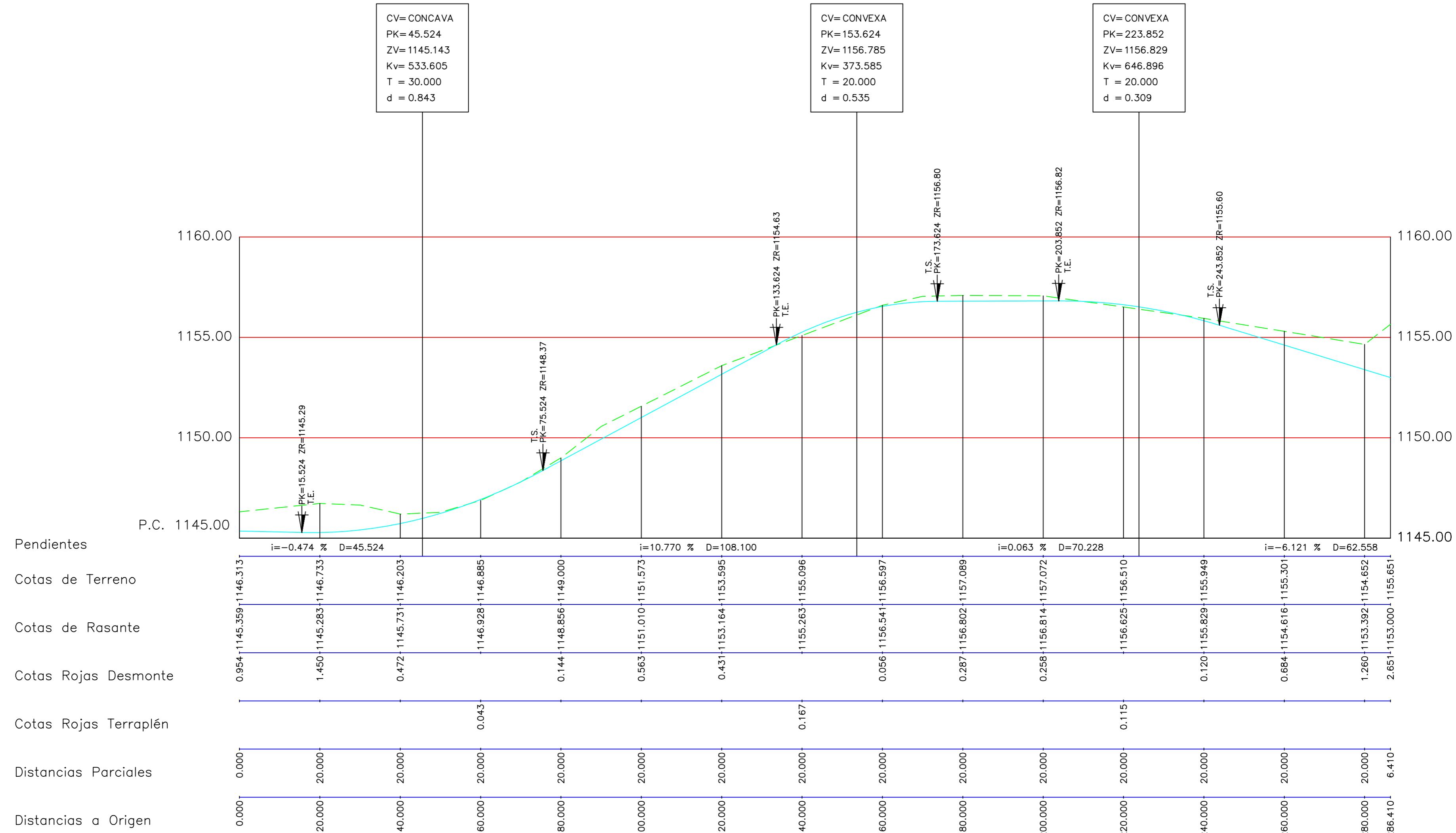
HOJA: 7 de 11



**DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 12

FECHA: JULIO-2003
ESCALAS: H=1/2.000 V=1/200
PLANO N°. 3
HOJA: 8 de 11



**DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

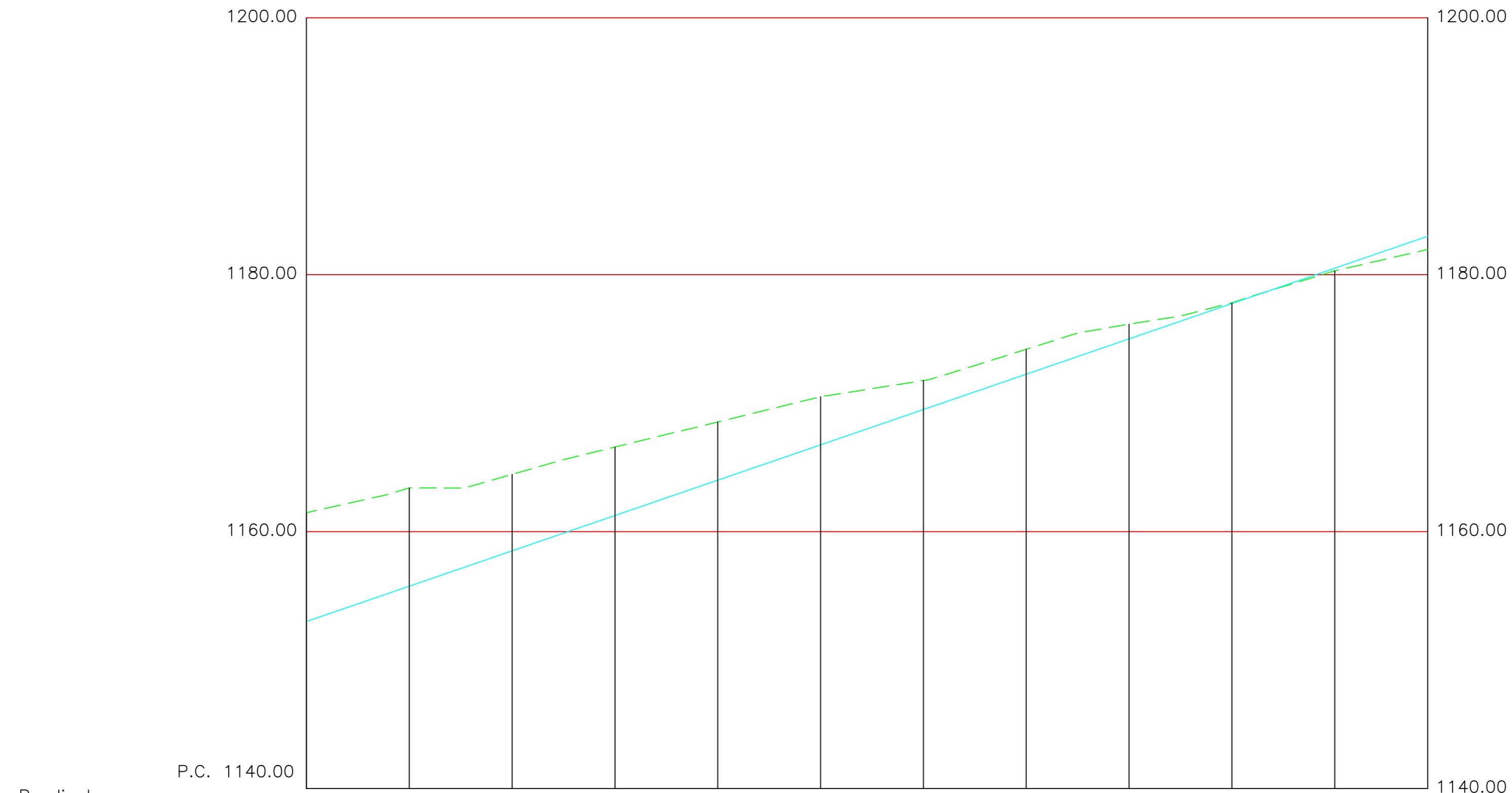
PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 14

FECHA: JULIO-2003

ESCALAS: H=1/1.000 V=1/200

PLANO N° 3

HOJA: 9 de 11



Pendientes
Cotas de Terreno
Cotas de Rasante
Cotas Rojas Desmonte
Cotas Rojas Terraplén
Distancias Parciales
Distancias a Origen

8.472-1153.000-1161.472	7.660-1155.751-1163.411	5.958-1158.502-1164.460	5.333-1161.253-1166.585	4.540-1164.004-1168.544	3.748-1166.755-1170.503	2.260-1169.506-1171.765	1.937-1172.257-1174.194	1.148-1175.008-1176.156	0.057-1177.758-1177.815	-1180.309-1180.302	-1183.000-1181.968
0.000	20.000	40.000	60.000	80.000	100.000	120.000	140.000	160.000	180.000	200.000	218.107
0.000	20.000	40.000	60.000	80.000	100.000	120.000	140.000	160.000	180.000	200.000	1.032
0.000	20.000	40.000	60.000	80.000	100.000	120.000	140.000	160.000	180.000	200.000	0.207
0.000	20.000	40.000	60.000	80.000	100.000	120.000	140.000	160.000	180.000	200.000	1140.00

Parque Eólico Aragón

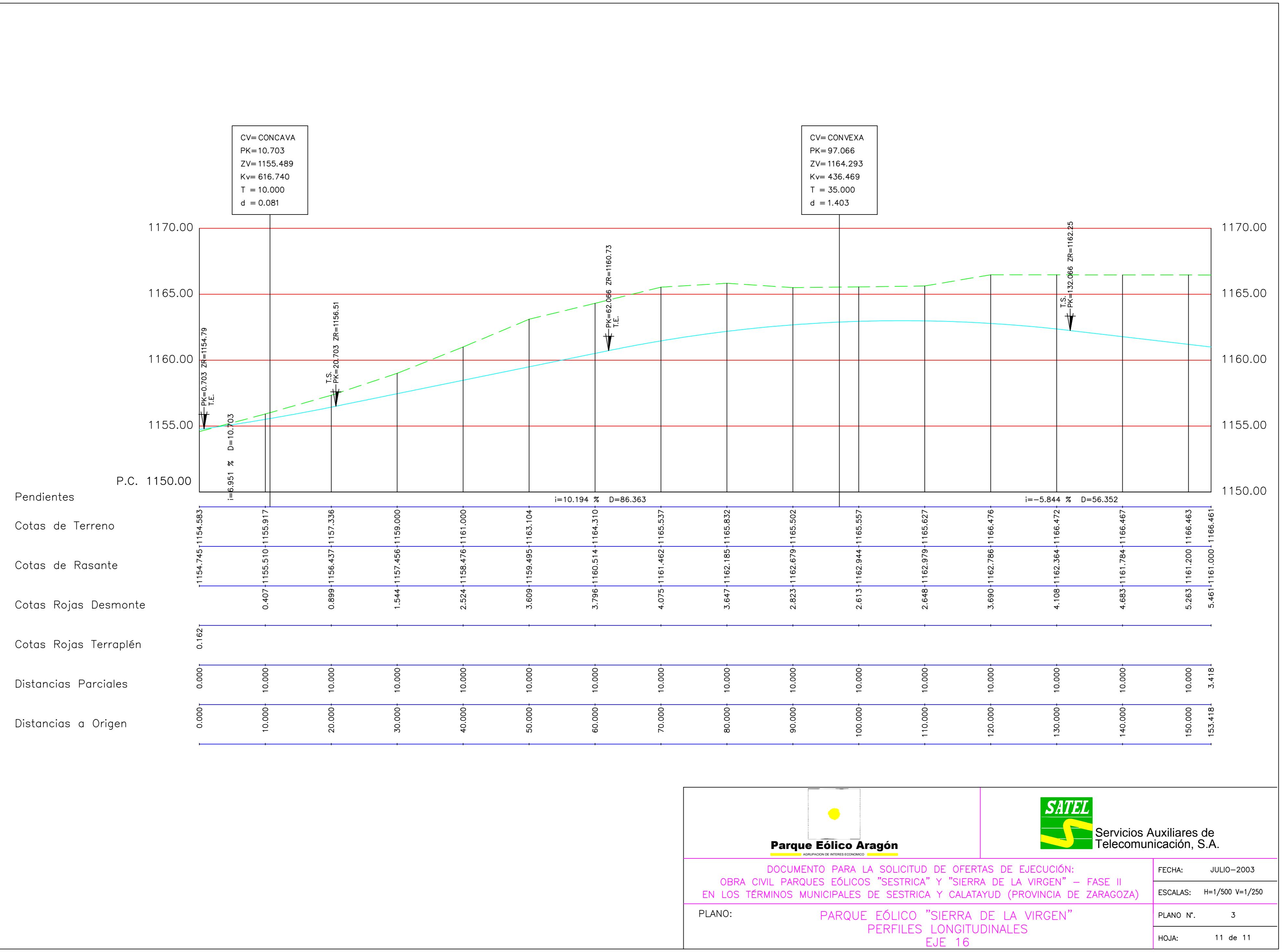
DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" - FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)

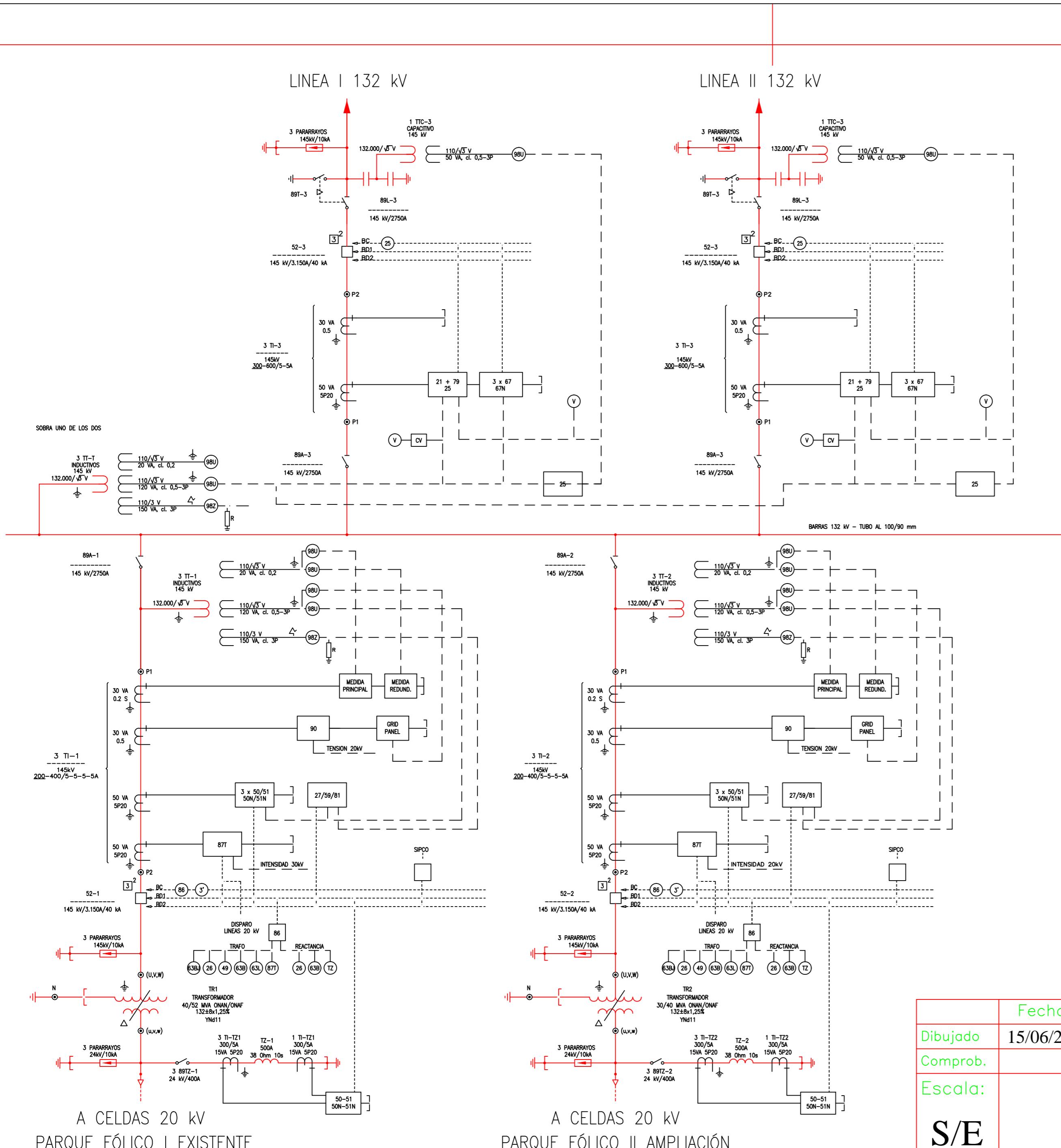
PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 15



Servicios Auxiliares de
Telecomunicación, S.A.

FECHA:	JULIO-2003
ESCALAS:	H=1/1.000 V=1/400
PLANO N.º:	3
HOJA:	10 de 11





CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE DISEÑO

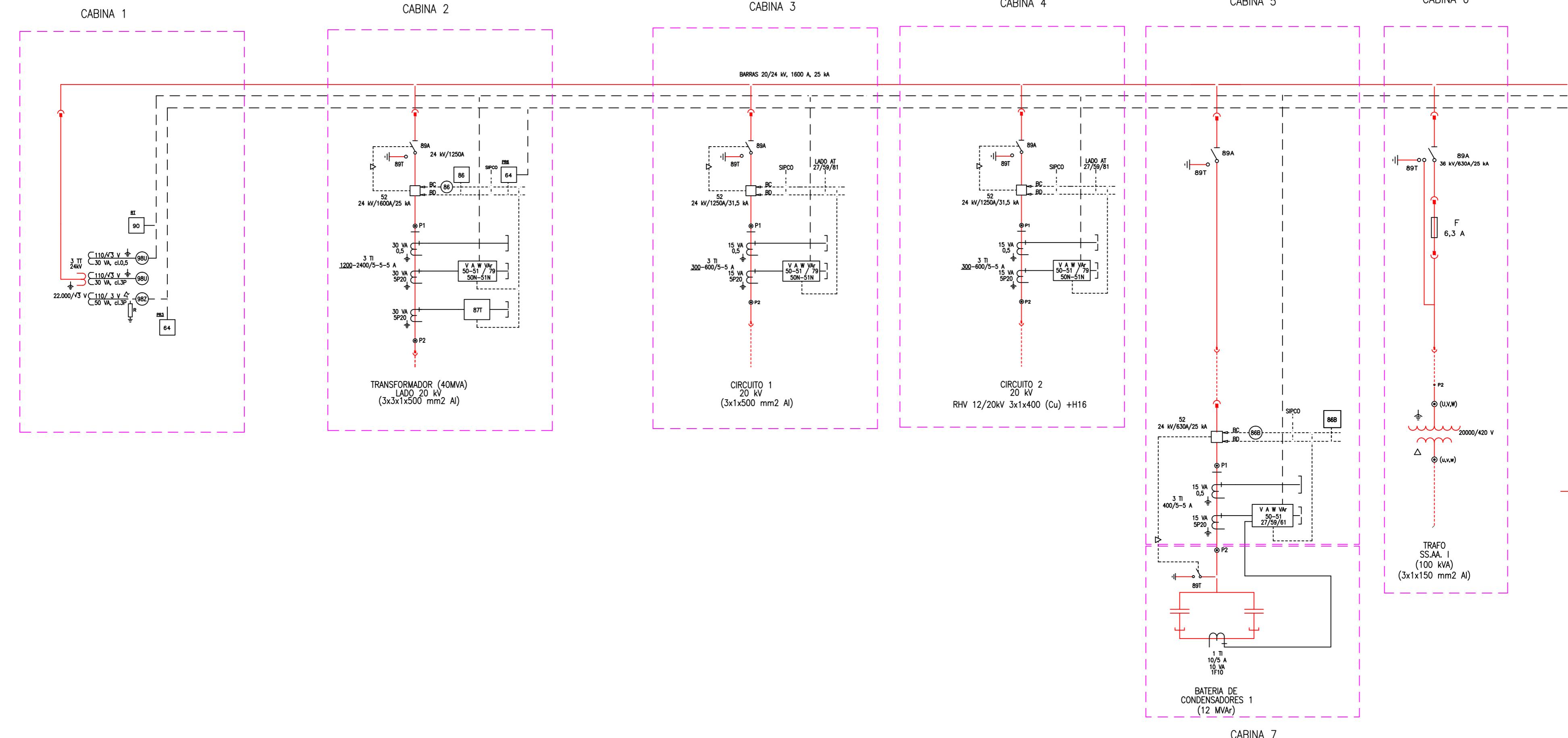
- | | |
|--|-----------------------------|
| - TENSIÓN DE SERVICIO | 132 kV |
| - TENSIÓN MÁXIMA EN SERVICIO | 145 kV |
| - TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL | 145 kV |
| - TENSIÓN NOMINAL IMPULSO TIPO RAYO | 650 kV (550 kV) |
| - TENSIÓN FREC. INDUSTRIAL | 275 kV |
| - RÉGIMEN DE NEUTRO | RÍGIDO A TIERRA |
| - DURACIÓN DE CORTOCIRCUITO | 1 s |
| - TENSIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES | 125 V c.c. ; 400/230 V c.a. |

LEYENDA

52	INTERRUPTOR AUTOMATICO
89	SECCIONADOR
98	INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO
50-51	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE FASES
50N-51N	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE NEUTRO
67N	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DIRECCIONAL DE NEUTRO
32F	PROTECCIÓN DE MÁXIMA POTENCIA
27	PROTECCIÓN DE MÍNIMA TENSIÓN
59	PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN
81	PROTECCIÓN DE MÁXIMA / MÍNIMA FRECUENCIA
64	PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN HOMOPOLAR
85	TELEPROTECCION
49	PROTECCION DE IMAGEN TERMICA
86	RELE DE DISPAROS CON BLOQUEO Y REARME
21	PROTECCIÓN DE DISTANCIA
90	REGULADOR DE TENSIÓN
CP	CONVERTIDOR DE POTENCIA ACTIVA
CQ	CONVERTIDOR DE POTENCIA REACTIVA
CT	CONVERTIDOR DE TENSION
96D	ORDEN DE TELEAPERTURA
3	VIGILANCIA CIRCUITOS DE DISPARO
52CM	COMUTADOR DE MANDO DE INTERRUPTOR
25	COMPROBACION DE SINCRONISMO
87T	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

	Fecha	Nombre	Firma	
Dibujado	15/06/2016	Ángel Solanas López		
Comprob.				
Escala:				Plano: 05
S/E				Hoja:
				Especialidad:

**Esquema Unifilar
132/20 kV**



LEYENDA

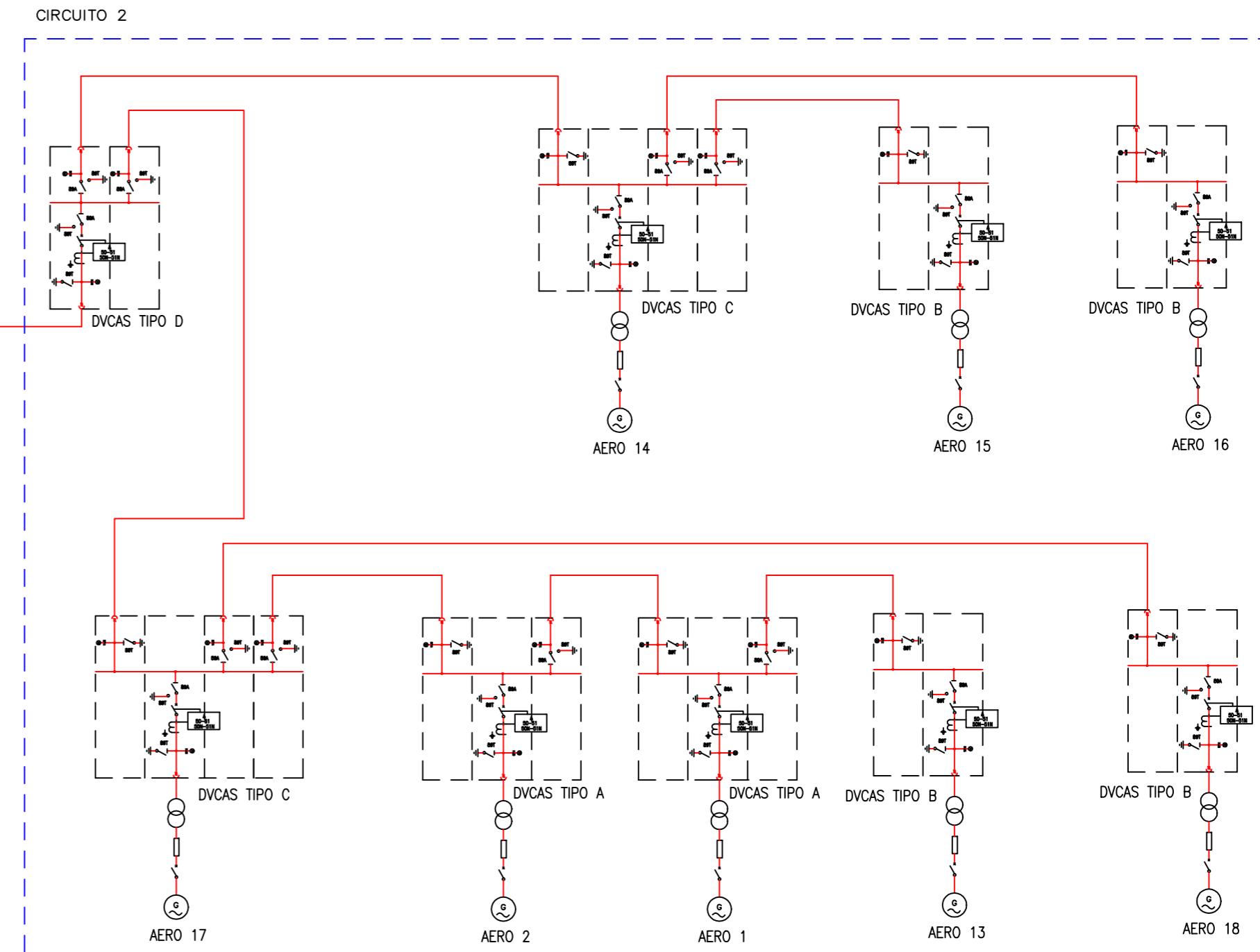
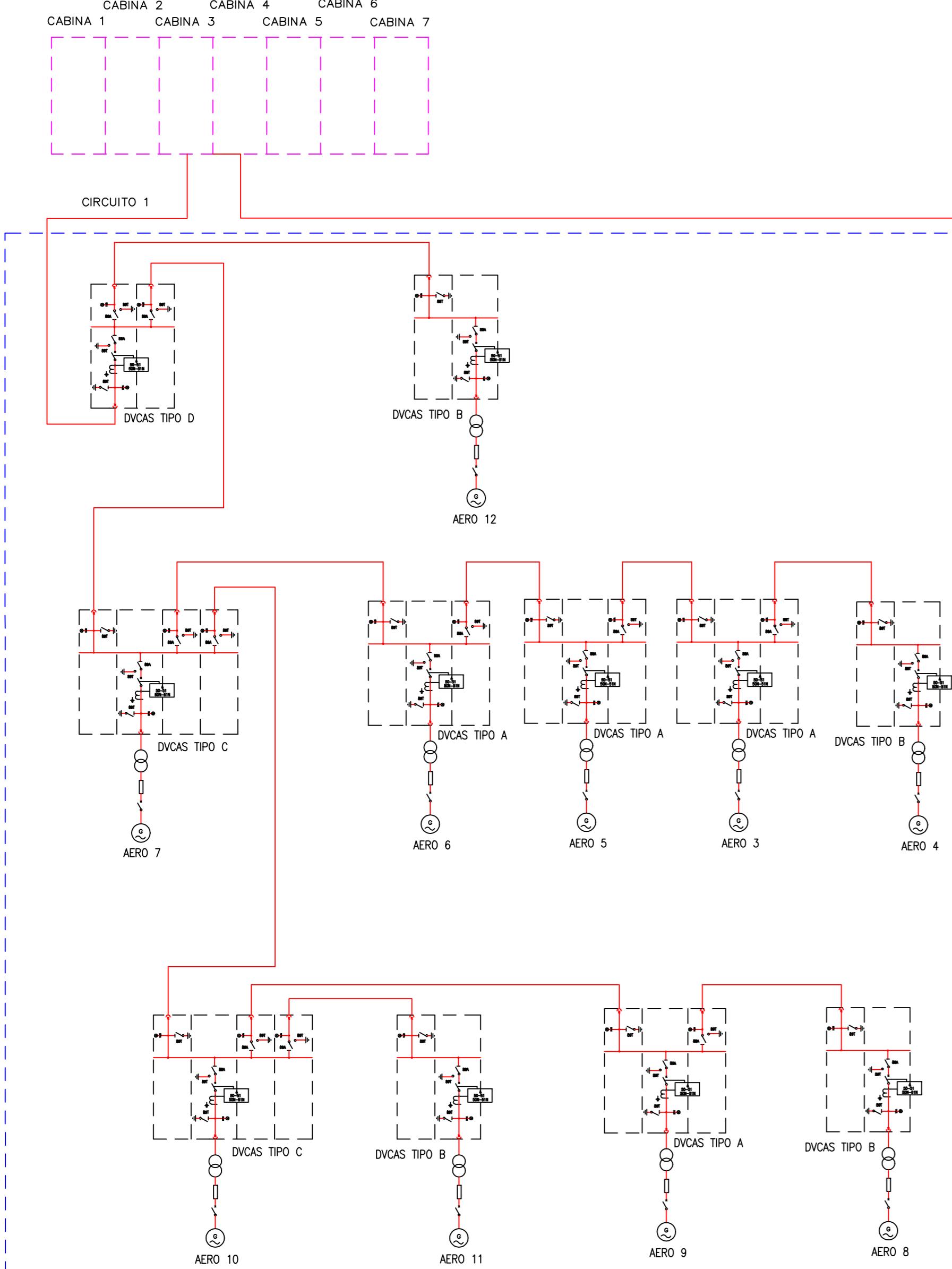
61	PROTECCIÓN DE DESEQUILIBRIO
50-51	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE FASES
50N-51N	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE NEUTRO
52	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
52CM	CONMUTADOR DE MANDO DE INTERRUPTOR
59	PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN
64	PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN HOMOPOLAR
67N	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DIRECCIONAL DE NEUTRO
81	PROTECCIÓN DE MÁXIMA / MÍNIMA FRECUENCIA
86	RELE DE DISPAROS CON BLOQUEO Y REARME
87T	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR
89	SECCIONADOR
98	INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE DISEÑO

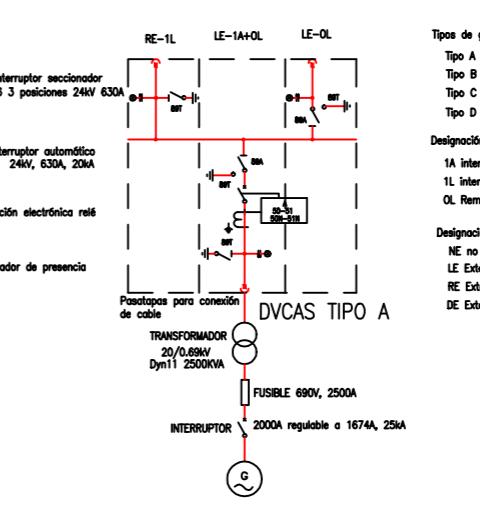
- TENSIÓN NOMINAL DE LA RED 20 kV
- TENSIÓN MÁXIMA EN SERVICIO 24 kV
- TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL 24 kV
- TENSIÓN IMPULSO TIPO RAYO 125 kV
- RÉGIMEN DE NEUTRO PAT CON REACTANCIA

Fecha	Nombre	Firma
Dibujado	15/06/2016	Ángel Solanas López
Comprob.		
Escala:		Plano: 06
S/E	Esquema Unifilar 20 kV	
	Hoja:	
	Especialidad:	

CELDAS (20 kV)
EN EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (120/20 kV)



CELDAS (MESA) DVCAS 24kV, 2500A, 31,5KA



Dibujado 15/06/2016 Ángel Solanas López

Comprob.

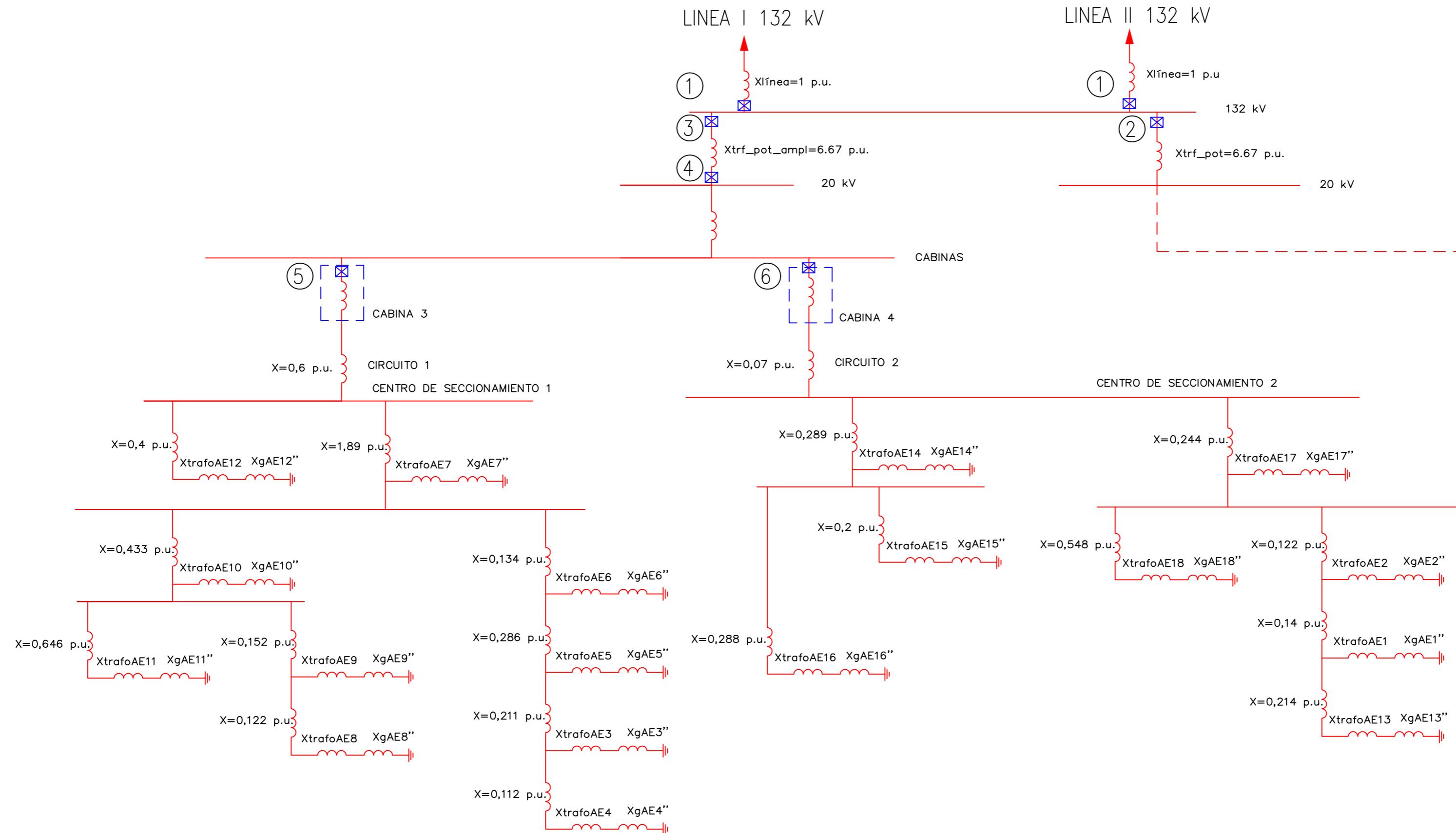
Escala:

S/E

Fecha
Nombre
Firma

Plano: 07
Hoja:
Especialidad:

**Esquema Unifilar
20 kV**



	Fecha	Nombre	Firma
Dibujado	15/06/2016	Ángel Solanas López	
Comprob.			
Escala:	S/E		
Esquema estudio cortocircuitos			Plano: 08
			Hoja:
			Especialidad: