



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Proyecto de la instalación eléctrica de un parque eólico de 45MW analizando dos posibles alternativas según el nivel de tensión.

Project of electrical installation of a 45MW wind farm analysing two possible alternatives according to the voltage level.

Autor

Ignacio Gracia Subira

Director

Antonio Montañés Espinosa

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
Junio 2017



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./D^a. Ignacio Gracia Subira

con nº de DNI 73133352-E 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) Máster, (Título del Trabajo)

Proyecto de la instalación eléctrica de un parque eólico de 45 MW analizando dos posibles alternativas según el nivel de tensión

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

Zaragoza, a 20 de junio de 2017

Fdo: Ignacio Gracia Subira

RESUMEN TRABAJO FIN DE MÁSTER

El presente proyecto tiene como objeto el cálculo y diseño de la red de Media Tensión en 12 kV de un parque eólico, la cual conecta la Subestación del parque con las celdas colocadas en el interior de cada uno de los aerogeneradores. El parque, de una potencia de 45 MW, está situado en Belchite (Zaragoza) y está compuesto por un total de 30 aerogeneradores modelo AW 77/1500 con una potencia de 1,5 MW.

La particularidad de este modelo de aerogenerador es que genera directamente en Media Tensión (12 kV), a diferencia de la mayoría de aerogeneradores del mercado que producen en Baja Tensión (690 V). De tal forma que esto permite prescindir, en ciertos casos, de los transformadores intermedios a colocar en cada aerogenerador y transportar directamente la energía a la tensión de generación, que es la solución que se adopta en este proyecto. Es por ello que adicionalmente, se realiza un estudio (Anexo III) en el que se justifica técnica y económicamente las ventajas de no disponer de estos transformadores y proyectar la red de Media Tensión en 12 kV. Para ello en el análisis se estudian los siguientes puntos:

- Cálculo y dimensionado de los circuitos.
- Cálculo de pérdidas en los cables y en los transformadores.
- Comparativa de la inversión necesaria para cada alternativa.
- Cálculo del Coste de la Energía (COE).

Para la elaboración del proyecto se siguen las especificaciones impuestas por normativas y reglamentos vigentes que se recogen a lo largo del proyecto y los cuales aseguran el correcto funcionamiento de la instalación, así como la aprobación del documento. El proyecto consta de las siguientes partes:

- Documento I: Memoria
 - Memoria descriptiva
 - Anexo I. Cálculo de conductores y pérdidas
 - Anexo II. Informe de cortocircuito
 - Anexo III. Estudio técnico-económico 12 kV vs 30 kV
 - Anexo IV. Informe datos de viento
 - Anexo V. Cálculo red de tierras subestación
- Documento II: Planos
- Documento III: Pliego de condiciones
- Documento IV: Presupuesto

TABLA DE CONTENIDOS

DOCUMENTO I: MEMORIA

- **MEMORIA DESCRIPTIVA**
- **ANEXO I. CÁLCULO DE CONDUCTORES Y PÉRDIDAS**
- **ANEXO II. INFORME DE CORTOCIRCUITO**
- **ANEXO III. ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO 12 KV VS 30 KV**
- **ANEXO IV. INFORME DATOS DE VIENTO**
- **ANEXO V. CÁLCULO RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN**

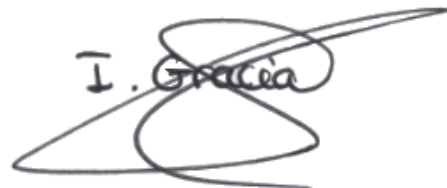
DOCUMENTO II: PLANOS

DOCUMENTO III: PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO IV: PRESUPUESTO

Zaragoza, junio 2017

El Ingeniero Industrial,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'I. Gracia', with a large, stylized flourish extending to the right.

Fdo.: Ignacio Gracia Subira

I. MEMORIA

ÍNDICE DOCUMENTO I: MEMORIA

MEMORIA DESCRIPTIVA.....	8
ANEXO I. CÁLCULO DE CONDUCTORES Y PÉRDIDAS.....	41
ANEXO II. INFORME DE CORTOCIRCUITO.....	59
ANEXO III. ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO 12 KV VS 30 KV.....	119
ANEXO IV. INFORME DATOS DE VIENTO.....	155
ANEXO V. CÁLCULO RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN.....	165

MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO	10
2. ALCANCE	11
3. ANTECEDENTES	12
4. NORMAS Y REFERENCIAS	13
4.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS	13
4.2. BIBLIOGRAFÍA	13
4.3. PROGRAMAS DE CÁLCULO	14
5. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN	15
6. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	16
6.1. INTRODUCCIÓN	16
6.2. SUBESTACIÓN 132/12 kV	16
6.2.1. TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN	16
6.2.2. CELDAS MT DE SUBESTACIÓN	17
6.2.3. PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO	19
6.3. CABLES MT	19
6.3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	19
6.3.2. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES	21
6.3.3. PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LOS CONDUCTORES	25
6.3.4. PROTECCIONES	26
6.4. ZANJAS MT	26
6.4.1. INSTALACIÓN DE CABLES	26
6.4.2. CRUZAMIENTOS	28
6.4.3. PROXIMIDADES Y PARALELISMOS	28
6.5. CELDAS MT PARA LOS AEROGENERADORES	29
6.5.1. CARÁCTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	29
6.5.2. MÓDULOS	32
6.5.3. CELDA DE ENTRADA/SALIDA LÍNEA	33
6.5.4. CELDA CON INTERRUPTOR AUTOMÁTICO	33
6.6. AEROGENERADORES	34
6.6.1. INTRODUCCIÓN	34
6.6.2. CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS	34
6.6.3. CURVA DE POTENCIA	35
6.7. CABLES FIBRA ÓPTICA	36
6.8. SISTEMA DE TIERRA	36
6.8.1. RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN	36
6.8.2. AEROGENERADORES	37
6.8.3. CONDUCTOR DE TIERRA EN ZANJAS	37
7. RESUMEN DEL PRESUPUESTO	39
8. CONCLUSIONES	40

1. OBJETO

Se redacta el presente proyecto a fin de describir el conjunto de equipos, instalaciones y características técnicas a las que tendrá que ajustarse la instalación eléctrica del parque eólico de Belchite de 45 MW, siempre de acuerdo a la normativa vigente, y con el fin de informar a las Autoridades y Organismos Oficiales correspondientes para obtener los permisos necesarios para su construcción.

Es objeto de este proyecto la red de Media Tensión en 12 kV que conecta la Subestación con los 30 aerogeneradores de 1,5 MW cada uno. Adicionalmente se elabora un estudio técnico-económico en el que se justifica y compara económicamente la selección de la tensión de la red de Media Tensión en 12 kV de acuerdo con la inversión inicial necesaria y el nivel de pérdidas de la instalación durante su funcionamiento.

2. ALCANCE

El presente proyecto está compuesto por todos los documentos necesarios para el diseño y cálculo de la instalación eléctrica en media tensión del Parque Eólico de Belchite, que son:

- Memoria descriptiva y Anexos complementarios.
- Planos
- Pliego de condiciones
- Presupuesto

3. ANTECEDENTES

Ante la necesidad de instalar un parque eólico en Belchite (Zaragoza) de 45 MW formado por un total de 30 aerogeneradores modelo Acciona AW77/1500, de 1,5 MW cada uno, se hace necesario el cálculo y diseño de la red en Media Tensión que conecta los aerogeneradores con la subestación del parque.

La característica fundamental del modelo de aerogenerador a emplear es que produce en 12 kV, lo que permite la posibilidad de transportar directamente la energía producida a la subestación sin necesidad de introducir una etapa intermedia de transformación. Por ello se evaluará técnica y económicamente esta solución con el fin de valorar y justificar su idoneidad frente a la alternativa de transportar en 30 kV elevando previamente en cada aerogenerador el nivel de tensión.

Es por ello que se redacta el presente proyecto “***Proyecto de la instalación eléctrica de un parque eólico de 45 MW analizando dos posibles alternativas según el nivel de tensión***”.

4. NORMAS Y REFERENCIAS

4.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS

El presente proyecto ha sido realizado dando cumplimiento a los siguientes reglamentos, normas e instrucciones técnicas en su edición vigente:

- R.D. 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- IEEE Std 80-2000 (Revision of IEEE Std 80-1986), IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- R.D. 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- R.D. 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- R.D. 2018/1998 de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- R.D. 2018/1997, de 26 de Diciembre de 1997, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsito de Energía Eléctrica.
- Norma UNE-EN 60909-0:2002, Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Declarada de obligado cumplimiento según lo dispuesto en la ITC-LAT 02 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión.
- Norma UNE-EN 61400-24:2011, Aerogeneradores. Protección contra el rayo.
- Normas UNE que sean de aplicación.
- Normas CEI que sean de aplicación.

4.2. BIBLIOGRAFÍA

Se recoge a continuación la principal bibliografía consultada:

- Villarrubia, M. (2004). *Energía eólica*. 1ª ed. Barcelona: Ediciones CEAC
- Quintanilla, S. (2017). *Asociación Empresarial Eólica - Spanish Wind Energy Association - Energía Eólica*. [online] Aeeolica.org. Disponible en: <http://www.aeeolica.org/es>
- Globalwindmap.com. (2017). *GlobalWind herramienta de análisis del potencial eólico*. [online] Disponible en: <http://www.globalwindmap.com/VisorCENER>
- Acciona.com. (2017). *ACCIONA - Líder Mundial en Energía Renovable e Infraestructuras*. [online] Disponible en: <https://www.acciona.com/es/>
- Guía del usuario ETAP 12.6.0 (2014). 1st ed. Southern California: Operation Technology, Inc.

4.3. PROGRAMAS DE CÁLCULO

Los principales programas utilizados para la realización de este proyecto han sido:

- **ETAP 12.6.0** (Electrical Power System Analysis & Operation Software), para el cálculo de las intensidades de cortocircuito de forma precisa en cada punto de la instalación. Durante 30 años, ETAP ha sido la solución empresarial más completa y ampliamente utilizada para el diseño, simulación, operación, control, optimización y automatización de la generación, transmisión, distribución y sistemas industriales de potencia. Tanto es así que ETAP se ha convertido un verdadero estándar a nivel mundial con más de 50.000 licencias vendidas en más de 100 países.
- **AutoCAD 2016**, elaboración de planos y mediciones.
- **Globalwindmap**, que se trata de una herramienta de análisis del potencial eólico desarrollada por el Centro Nacional de Energías Renovables. Presenta un mapa de recursos eólicos de la Península Ibérica y Baleares realizado mediante 6 años de simulaciones hora a hora con el modelo meteorológico SKIRON en modo no hidrostático y con una resolución de 4,5 x 4,5 Km.

5. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

El parque eólico tiene una potencia de 45 MW y está compuesto por un total de 30 aerogeneradores de 1.5MW cada uno, modelo Acciona Windpower AW77/1500. Los aerogeneradores producen a una tensión de 12 kV, tensión a la que se encuentra la red subterránea del parque. Por tanto se conectarán directamente a la red a través de celdas de Media Tensión que se dispondrán en el interior de cada uno de los aerogeneradores.

Los aerogeneradores están conectados con la subestación a través de ocho circuitos formados por cables con aislamiento de XLPE y conductor de Aluminio, de sección de hasta 630 mm². Los cables discurrirán por zanjas directamente enterrados a una profundidad de 0,8 metros y una distancia entre ternas de 0,2 metros. Únicamente se dispondrán de forma entubada en los cruces de calzadas.

En la subestación se proyecta un único transformador elevador 12/132 kV de 50 MVA con un único devanado secundario. La subestación alojara las celdas de Media Tensión necesarias para conectar con los ocho circuitos del parque eólico que entrarán de forma subterránea, además de una celda de protección y medida, una celda para conectar con el transformador de servicios auxiliares, una celda para conectar con el transformador de potencia y una celda para conectar con cada batería de condensadores prevista para la compensación de reactiva.

A diferencia de la mayoría de parques eólicos instalados en España los aerogeneradores no dispondrán de transformadores internos que eleven la tensión, sino que la energía producida se transportará directamente hacia la subestación a la tensión de generación, 12 kV. Las principales ventajas de esta opción implementada frente a distribuir en 30 kV se justifican en el anexo de la Memoria “Estudio técnico-económico 12 kV vs 30 kV” y son:

- Reducir la inversión inicial en unos 2.079.893 € (46%) y el COE en 2,92 €/MWh.
- Reducir las pérdidas anuales del parque en 402,97 MWh (0,465%).
- Menor cantidad de elementos eléctricos en la instalación y, por tanto, menor posibilidad de fallo y menor gasto en mantenimiento.

6. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

6.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se definen y muestran los principales elementos de la instalación así como un breve resumen de los cálculos que justifican su selección. Los cálculos se muestran detallados en los anexos de la Memoria, a los que se hace referencia a lo largo de la Memoria descriptiva.

6.2. SUBESTACIÓN 132/12 kV

La subestación no es objeto del presente proyecto pero se muestran sus principales características para la justificación de los cálculos elaborados así como para una mejor comprensión del proyecto.

6.2.1. TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN

En la subestación se colocará únicamente un **transformador 132/12 kV** con una potencia aparente de **50 MVA** y un único devanado secundario. Las principales características del transformador son las siguientes:

Potencia [MVA]	50
Voltajes [kV]	132/12
Impedancia de cortocircuito [%]	14
Grupo de conexión	YNd5

Tabla 1. Principales características del transformador de subestación

Se muestran a continuación los cálculos justificativos para el dimensionado del transformador.

$$S_{total} = \frac{P_{total}}{\cos(\alpha)}$$

$$S_{total} = 46,875 \text{ kVA}$$

Donde:

Potencia total del parque [kW]

$$P_{total} = 45.000 \text{ kW}$$

Factor de potencia

$$\cos(\alpha) = 0,96$$

Potencia aparente total [kVA]

$$S_{total}$$

Por tanto el transformador se encuentra a un 93,75% de carga. A continuación se calcula la intensidad en el primario y secundario del transformador.

Intensidad primario [A]

$$I_p$$

Tensión primaria [kV]

$$U_p = 132 \text{ kV}$$

$$I_p = \frac{S_{total}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

$$I_p = 205,02 A$$

La intensidad en el secundario del transformador es menor de 2500A, por lo tanto se justifica que únicamente se coloque una barra en el secundario del transformador, de la cual se alimentarán los diferentes circuitos que conectan con los aerogeneradores.

Intensidad en el secundario [A]
Tensión en el secundario [kV]

I_s
 $U_s = 12 \text{ kV}$

$$I_s = \frac{S_{total}}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

$$I_s = 2255,27 A$$

6.2.2. CELDAS MT DE SUBESTACIÓN

Las celdas de MT de subestación no se detallan al no ser objeto de este proyecto pero deberán presentar las siguientes características principales:

- Tensión nominal: 24 kV
- Nivel de aislamiento
 - o A frecuencia industrial, 50 Hz: 50 kV eficaces
 - o A onda de choque tipo rayo: 125 kV tipo cresta
- Intensidad nominal
 - o Embarrado general: 2500 A
- Intensidad nominal de corte de cortocircuito: 31,5 kA
- Capacidad de cierre en cortocircuito de corta duración: 63/80 kA cresta
- Resistencia frente a arcos internos: 25 kA/1s

El nivel de tensión nominal a emplear será de 24 kV, estarán aisladas en gas SF₆. Los valores de cortocircuito que deberán soportar, de acuerdo a lo indicado en el anexo “Estudio de cortocircuito”, son los siguientes:

Barra	kV	Falta Trifásica		
		I''k [kA]	ip [kA]	Ik [kA]
SSUB	12,000	22,205	60,000	22,205

Tabla 2. Valores cortocircuito celdas de subestación

Los ocho circuitos que conectan con los 30 aerogeneradores del parque eólico conectarán en una única barra de subestación. En caso de que fuera necesario colocar equipos de compensación capacitiva también se unirán a esta barra. Las celdas mínimas que será necesario instalar son:

- Ocho celdas de entrada de línea, una por cada circuito del parque.

- Una celda de salida de línea hacia el transformador de potencia de 50 MVA.
- Una celda de salida hacia el transformador de servicios auxiliares.
- Una celda de medida para los transformadores de protección y medida.
- Una celda de entrada de línea que conecte con cada batería de condensadores.

Cada unidad funcional por su parte, contiene todos los elementos necesarios para cumplir su función. La interconexión entre las diferentes celdas (unidades funcionales) se realiza por medio del embarrado el cual se encuentra dentro de una de las cubas de SF₆. La calidad de la puesta a tierra de todos los compartimientos metálicos de la celda, queda asegurada mediante la conexión de la barra de tierras de cada compartimiento, al embarrado general colector de tierras de la celda.

Se muestra a continuación la configuración de cada una de las unidades funcionales a instalar en la subestación.

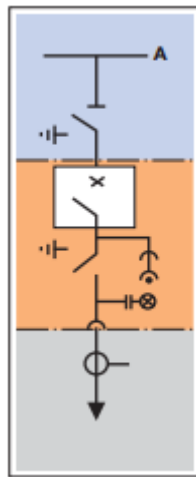


Ilustración 1. Celda de trafo

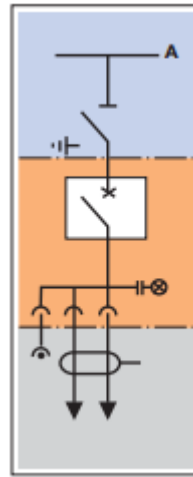


Ilustración 2. Celda de línea

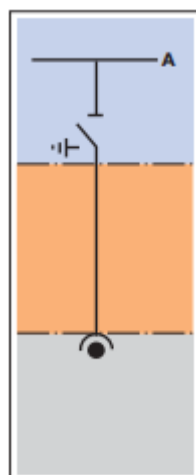


Ilustración 3. Celda de medida

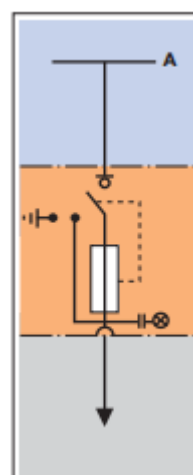


Ilustración 4. Servicios Auxiliares

6.2.3. PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO

Se empleará un **transformador aterrizador en zig-zag** conectado a la barra de 12 kV de la subestación. Su principal propósito es ofrecer un camino de vuelta a la corriente de falla ya que el secundario del transformador se encuentra en triángulo, de tal manera, que una falta fase-tierra se pueda detectar e interrumpir. Además elimina los problemas que pueden surgir en instalaciones con neutro aislado tales como sobretensiones, armónicos o ferorresonancia.

De acuerdo a lo indicado en el anexo “Informe de cortocircuito” presenta las siguientes características principales:

Potencia [kVA]	250
Voltajes [kV]	12/12
Impedancia de cortocircuito [%]	8
Grupo de conexión	ZN

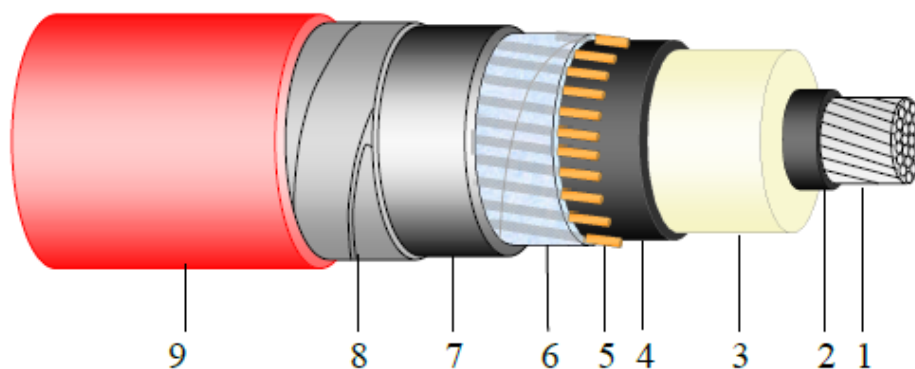
Tabla 3. Características transformador zig-zag

6.3. CABLES MT

Los cálculos de la sección de cable en cada tramo y su justificación se encuentran en el anexo “Cálculo de conductores y pérdidas”, en este capítulo se muestran los principales resultados obtenidos. Para el cálculo y selección de cables se ha seguido lo indicado en la ITC-LAT-06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.

6.3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

El nivel de tensión de los de los cables será **12/20 kV**, serán **cables unipolares de aluminio** con aislamiento de **Polietileno Reticulado (XLPE)** y secciones de entre 95 y 630 mm². En la siguiente imagen se muestran las características constructivas del conductor.



CABLE CONSTRUCTION	
1.	Conductor: compacted stranded aluminum class 2, according to IEC 60228.
2.	Conductor screen: extruded semiconducting compound layer.
3.	Insulation: crosslinked polyethylene, XLPE.
4.	Insulation screen: extruded semiconducting compound easy stripping layer.
5.	Metallic screen: copper wires helically applied. Nominal section = 16 mm ² .
6.	Separator: polyester tape.
7.	Inner sheath: polyvinyl chloride ST ₂ . Black colour.
8.	Armour: aluminium tapes.
9.	Outer sheath: polyvinyl chloride ST ₂ . Red colour.

Ilustración 5. Sección conductor RHVFAV(L) 12/20 kV

El modelo de cable seleccionado **RHVFAV(L) 12/20 kV XLPE Al** presenta las características eléctricas que se recogen en la siguiente tabla.

Sección (mm ²)	R[90°C] [Ω/km]	L [mH/km]
95	0,4110	0,437
120	0,3250	0,419
150	0,2650	0,406
185	0,2110	0,391
240	0,1610	0,374
400	0,1010	0,348
630	0,0629	0,325

Tabla 4. Características eléctricas cables MT

De acuerdo con la tipología del conductor la máxima temperatura en servicio permanente para conductores con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) es de 90°C y para cortocircuito 250°C, tal y como se indica en la siguiente tabla que corresponde con la tabla 5 de la ITC-LAT 06.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente es	Cortocircuito 0cc (t ≤ 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)* S ≤ 300 mm ² S > 300 mm ²	70	160
	70	140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno - Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para U _o /U ≤ 18/30 kV 90 para U _o /U > 18/30 kV	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Ilustración 6. Temperatura máxima [°C] asignada al conductor

6.3.2. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES

Para el cálculo y dimensionado de conductores se ha seguido el procedimiento indicado en la ITC-LAT 06 tal y como se muestra en el anexo “Cálculo de conductores y pérdidas”. Para el dimensionado de la sección de los conductores se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- **Intensidad permitida:** La sección seleccionada deberá ser capaz de aguantar la intensidad que circule por el conductor en condiciones de tensión del 95% la tensión nominal y factor de potencia 0,93. Se emplean estos valores por tener un margen de seguridad al dimensionar los conductores.
- **Cortocircuito:** La sección seleccionada deberá ser tal que ante un cortocircuito de duración un segundo no alcance una temperatura superior a 250 °C.
- **Caída de tensión:** La caída de tensión entre la salida de las celdas de MT del aerogenerador y la barra de MT de la subestación será inferior al 3%.

El tipo de conductor seleccionado para cada tramo y su longitud se muestra en la siguiente tabla.

Desde	Hasta	Longitud (m)	Sección
WTG-12	WTG-13	273	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-13	WTG-14	252	XLPE 1x3x185 mm ² Al
WTG-14	WTG-15	308	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-15	SET	810	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-27	WTG-28	346	XLPE 1x3x95 mm ² Al
WTG-28	WTG-29	301	XLPE 1x3x120 mm ² Al
WTG-29	SET	3253	XLPE 1x3x400 mm ² Al
WTG-30	WTG-26	377	XLPE 1x3x95 mm ² Al
WTG-26	WTG-25	855	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-25	WTG-24	842	XLPE 1x3x185 mm ² Al
WTG-24	SET	1979	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-23	WTG-22	607	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-22	WTG-21	547	XLPE 1x3x185 mm ² Al
WTG-21	WTG-20	638	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-20	SET	850	XLPE 1x3x630 mm ² Al

WTG-16	WTG-17	368	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-17	SET	309	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-19	WTG-18	445	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-18	WTG-17	317	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-11	WTG-10	478	XLPE 1x3x120 mm ² Al
WTG-10	WTG-9	399	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-9	SET	2607	XLPE 1x3x400 mm ² Al
WTG-8	WTG-7	471	XLPE 1x3x120 mm ² Al
WTG-7	WTG-6	411	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-6	WTG-5	416	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-5	SET	1585	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-4	WTG-3	326	XLPE 1x3x185 mm ² Al
WTG-3	WTG-2	324	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-2	SET	842	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-1	WTG-2	309	XLPE 1x3x185 mm ² Al

Tabla 5. Longitud y sección en cada uno de los tramos de la instalación

Con lo que las longitudes necesarias de cada tipo de cable, considerando que es una línea trifásica, son:

Sección (mm ²)	Longitud (m)
95	2.170
120	3.752
150	7.635
185	6.827
240	8.445
400	17.581
630	19.125

Tabla 6. Longitudes de cable necesarias

En la siguiente tabla se muestra como el dimensionado de conductores se ajusta a las tres exigencias citadas anteriormente. Se muestran además los siguientes valores para cada uno de los tramos de los circuitos:

- Intensidad admisible
- Caída de tensión
- Intensidad de cortocircuito máximo y admisible
- Propiedades eléctricas del conductor en función de su temperatura de funcionamiento
- Pérdidas de potencia.

DATOS BASE:

Voltaje	11,4	kV
Potencia por aerogenerador	1500	kW
Factor de potencia	0,93	
Temperatura del terreno	20	°C
Profundidad	0,8	m
Resistividad térmica del terreno	1,5	°Km/W
Número de circuitos	-	units
Distancia entre temas	200	mm
Número de aerogeneradores	30	

INSTALLATION:

Parque eólico de Belchite 45 MW

CÁLCULO DE CIRCUITOS

PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA EN LOS CABLES = 353,703 kW
0,786 %

CIRCUIT n° 1

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-12	WTG-13	11,4	1500	1500	273	81,69	150	281	1	1	1,5	1	1	1	281	29%	8,86	8,86	0,08	1,07	0,07	26	0,2297	0,1966	17,35	15,16	AI
WTG-13	WTG-14	11,4	1500	3000	252	163,37	185	317	1	1	1,5	1	1	1	317	52%	14,31	23,17	0,20	3,37	0,11	39	0,2007	0,1673	20,56	16,41	AI
WTG-14	WTG-15	11,4	1500	4500	308	245,06	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	80%	23,28	46,45	0,41	8,05	0,18	65	0,1780	0,1450	24,39	17,95	AI
WTG-15	SET	11,4	1500	6000	810	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	42,20	88,65	0,78	15,20	0,25	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	AI

VOLTAGEDROP 0,78 %
TOTALLOSSES 27,70 kW

CIRCUIT n° 2

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-27	WTG-28	11,4	1500	1500	346	81,69	95	221	1	1	1,5	1	1	1	221	37%	16,62	16,62	0,15	2,15	0,14	30	0,3396	0,3109	10,86	9,62	AI
WTG-28	WTG-29	11,4	1500	3000	301	163,37	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	78%	27,07	43,69	0,38	6,98	0,23	63	0,3174	0,2893	12,31	10,46	AI
WTG-29	SET	11,4	1500	4500	3253	245,06	400	470	1	1	1,5	1	6	0,61	287	85%	175,33	219,02	1,92	54,69	1,22	71	0,1270	0,0933	39,82	22,2	AI

VOLTAGEDROP 1,92 %
TOTALLOSSES 63,83 kW

CIRCUIT n° 3

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-30	WTG-26	11,4	1500	1500	377	81,69	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	45%	18,49	18,49	0,16	2,40	0,16	34	0,3462	0,3180	10,72	9,05	AI
WTG-26	WTG-25	11,4	1500	3000	855	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	62,39	80,88	0,71	15,53	0,52	54	0,2579	0,2269	15,83	11,3	AI
WTG-25	WTG-24	11,4	1500	4500	842	245,06	185	317	1	1	1,5	1	2	0,83	263	93%	83,61	164,49	1,44	30,80	0,68	81	0,2340	0,2031	17,79	14,01	AI
WTG-24	SET	11,4	1500	6000	1979	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	103,05	267,54	2,35	37,13	0,62	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	AI

VOLTAGEDROP 2,35 %
TOTALLOSSES 85,86 kW

CIRCUIT n° 4

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-23	WTG-22	11,4	1500	1500	607	81,69	150	281	1	1	1,5	1	3	0,73	205	40%	20,17	20,17	0,18	2,46	0,16	31	0,2348	0,2021	17,07	12,65	AI
WTG-22	WTG-21	11,4	1500	3000	547	163,37	185	317	1	1	1,5	1	3	0,73	231	71%	33,07	53,23	0,47	7,93	0,26	55	0,2136	0,1811	19,48	14,84	AI
WTG-21	WTG-20	11,4	1500	4500	638	245,06	240	367	1	1	1,5	1	3	0,73	268	91%	50,37	103,61	0,91	17,65	0,39	79	0,1860	0,1536	23,26	17,78	AI
WTG-20	SET	11,4	1500	6000	850	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	44,24	147,84	1,30	15,94	0,27	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	AI

VOLTAGEDROP 1,30 %
TOTALLOSSES 43,98 kW

CIRCUIT n° 5

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-16	WTG-17	11,4	1500	1500	368	81,69	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	27%	8,00	8,00	0,07	0,87	0,06	25	0,1537	0,1188	27,83	20,38	AI
WTG-17	SET	11,4	4500	6000	309	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	16,07	48,98	0,43	5,79	0,10	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	AI
WTG-19	WTG-18	11,4	1500	1500	445	81,69	240	367	1	1	1,5	1	4	0,68	250	33%	9,77	9,77	0,09	1,07	0,07	27	0,1552	0,1204	27,62	18,38	AI
WTG-18	WTG-17	11,4	1500	3000	317	163,37	240	367	1	1	1,5	1	4	0,68	250	65%	15,14	24,91	0,22	3,43	0,11	50	0,1688	0,1350	25,69	20,38	AI

VOLTAGEDROP 0,43 %
TOTALLOSSES 11,17 kW

CIRCUIT n° 6

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-11	WTG-10	11,4	1500	1500	478	81,69	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	39%	18,83	18,83	0,17	2,37	0,16	31	0,2784	0,2473	13,67	10,52	AI
WTG-10	WTG-9	11,4	1500	3000	399	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	29,16	47,98	0,42	7,26	0,24	54	0,2579	0,2269	15,83	11,73	AI
WTG-9	SET	11,4	1500	4500	2607	245,06	400	470	1	1	1,5	1	4	0,68	320	77%	136,33	184,32	1,62	41,93	0,93	61	0,1232	0,0893	41,24	22,2	AI

VOLTAGEDROP 1,62 %
TOTALLOSSES 51,55 kW

CIRCUIT n° 7

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-8	WTG-7	11,4	1500	1500	471	81,69	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	39%	18,56	18,56	0,16	2,33	0,16	31	0,2784	0,2473	13,67	12,05	AI
WTG-7	WTG-6	11,4	1500	3000	411	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	29,99	48,55	0,43	7,47	0,25	54	0,2579	0,2269	15,83	13,62	AI
WTG-6	WTG-5	11,4	1500	4500	416	245,06	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	80%	31,40	79,95	0,70	10,85	0,24	65	0,1780	0,1450	24,39	15,14	AI
WTG-5	SET	11,4	1500	6000	1585	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	4	0,68	419	78%	80,36	160,31	1,41	28,41	0,47	63	0,0896	0,0560	64,63	22,2	AI

VOLTAGEDROP 1,41 %
TOTALLOSSES 49,07 kW

CIRCUIT n° 8

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-4	WTG-3	11,4	1500	1500	326	81,69	185	317	1	1	1,5	1	3	0,73	231	35%	8,89	8,89	0,08	1,04	0,07	29	0,1929	0,1589	21,21	16,2	AI
WTG-3	WTG-2	11,4	1500	3000	324	163,37	240	367	1	1	1,5	1	3	0,73	268	61%	15,24	24,13	0,21	3,43	0,11	46	0,1664	0,1325	26,03	17,82	AI
WTG-2	SET	11,4	3000	6000	842	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	4	0,68	419	78%	42,67	75,29	0,66	15,09	0,25	63	0,0896	0,0560	64,63	22,2	AI
WTG-1	WTG-2	11,4	1500	1500	309	81,69	185	317	1	1	1,5	1	4	0,68	216	38%	8,49	8,49	0,07	0,99	0,07	30	0,1940	0,1600	21,12	17,82	AI

VOLTAGEDROP 0,66 %
TOTALLOSSES 20,55 kW

6.3.3. PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LOS CONDUCTORES

Se muestran en la siguiente tabla las pérdidas en los conductores, de acuerdo con la potencia producida por el aerogenerador a cada velocidad de viento. Los cálculos se han realizado tomando las siguientes suposiciones, tal y como se explica detalladamente en el anexo “Cálculo de cables y pérdidas”:

- Tensión nominal (12 kV) y factor de potencia en condiciones nominales de funcionamiento 0,96.
- Se toma valor de resistencia variable en función de la temperatura del conductor que depende de la intensidad que circule por él, según la expresión mostrada en el anexo anteriormente citado.
- Se supone que el parque inyecta una potencia reactiva constante en todo momento para el cálculo del factor de potencia a cada velocidad de viento.

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Potencia (kW)	Energía anual (MWh)	Factor de potencia	Potencia Pérdidas (kW)	Pérdidas anuales (kWh)
0,00	335,1	0	0,000	0,000	0	0
0,76	573,8	0	0,000	0,000	0	0
1,52	924,2	0	0,000	0,000	0,0000	0
2,27	891,3	0	0,000	0,000	0,0000	0
3,03	858,5	1,26	1,079	0,003	19,0764	16376,709
3,79	820,2	31,57	25,894	0,072	19,1772	15728,297
4,55	781,8	134,68	105,294	0,294	20,9165	16353,119
5,31	732,6	241,89	177,195	0,484	25,0327	18337,804
6,06	683,3	376,52	257,266	0,652	33,6094	22964,659
6,82	508,1	550,04	279,464	0,783	50,5085	25662,348
7,58	332,9	761,54	253,501	0,867	80,7059	26865,368
8,34	282,5	1020,29	288,243	0,919	133,8110	37802,955
9,09	232,1	1288,13	299,026	0,947	210,7406	48921,327
9,85	199,3	1465,46	292,051	0,958	276,1225	55028,461
10,61	166,4	1500,00	249,660	0,960	290,3563	48326,911
11,37	122,6	1500,00	183,960	0,960	290,3563	35609,303
12,13	78,8	1500,00	118,260	0,960	290,3563	22891,695
12,88	60,2	1500,00	90,338	0,960	290,3563	17486,711
13,64	41,6	1500,00	62,415	0,960	290,3563	12081,728
14,40	38,8	1500,00	58,145	0,960	290,3563	11255,083
15,16	35,9	1500,00	53,874	0,960	290,3563	10428,439
15,92	28,5	1500,00	42,705	0,960	290,3563	8266,4453
16,67	21,0	1500,00	31,536	0,960	290,3563	6104,4519
17,43	10,5	1500,00	15,768	0,960	290,3563	3052,2259

Tabla 7. Pérdidas anuales en función de la velocidad de viento

Los valores totales de pérdidas [kWh/año] y el porcentaje en relación con la energía anual producida en el parque se muestran en la siguiente tabla.

Pérdidas en el cable	
[kWh]	[%]
459544,04	0,530834%

Tabla 8. Pérdidas anuales en los conductores

6.3.4. PROTECCIONES

De acuerdo con la ITC-LAT 06 capítulo 7 el sistema deberá presentar las siguientes protecciones ante sobretensiones, sobreintensidades y cortocircuitos.

6.3.4.1. PROTECCIONES CONTRA SOBREINTENSIDADES Y CORTOCIRCUITO

Las líneas deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar las sobreintensidades susceptibles de producirse en la instalación, además, ante un cortocircuito la falta deberá ser despejada en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no exceda de la máxima admisible asignada en cortocircuito, que para el conductor con aislamiento seco de XLPE es de 250 °C.

En el presente proyecto se instalarán **interruptores automáticos y relés tipo 50N/51N** en las celdas de 12 kV de subestación así como en las celdas de cada uno de los aerogeneradores, tal y como se detalla en el apartado correspondiente.

6.3.4.2. PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, deberán colocarse **autoválvulas** en la entrada de la línea a la subestación y en el lado de alta y baja del transformador.

6.4. ZANJAS MT

6.4.1. INSTALACIÓN DE CABLES

De acuerdo con la ITC-LAT 06 las canalizaciones se dispondrán de forma subterránea y se evitarán los ángulos pronunciados. El trazado será lo más rectilíneo posible, a poder ser paralelo en toda su longitud a las fachadas de los edificios principales o, en su defecto, a los bordillos. Así mismo, deberá tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos que pueden soportar los cables sin deteriorarse, a respetar en los cambios de dirección.

El tipo de canalizaciones que se emplean en el siguiente proyecto serán **directamente enterradas y en canalización entubada** únicamente en cruces de calzada. Los conductores se instalarán a una profundidad de 0,8 metros y separados entre sí por una distancia de 0,2 metros. La disposición de las zanjas y las secciones tipo empleadas se muestran en el documento de “Planos”.

6.4.1.1. DIRECTAMENTE ENTERRADOS

De acuerdo con la ITC-LAT 06 la zanja presentará las siguientes características. La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra. Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, éstas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes.

La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de un hombre, salvo que el tendido del cable se haga por medios mecánicos. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 5 cm y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad, conforme a la normativa de riesgos laborales. Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de AT. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

6.4.1.2. CANALIZACIÓN ENTUBADA

De acuerdo con la ITC-LAT 06 la zanja presentará las siguientes características. La profundidad, hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie, no será menor de 0,8 metros en calzada. Estarán construidas por tubos de material sintético. El diámetro interior de los tubos no será inferior a vez y media el diámetro exterior del cable o del diámetro aparente del circuito en el caso de varios cables instalados en el mismo tubo. El interior de los tubos será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable o circuito averiado. No se instalará más de un circuito por tubo.

Antes del tendido se eliminará de su interior la suciedad o tierra garantizándose el paso de los cables mediante mandrilado acorde a la sección interior del tubo o sistema equivalente. Durante el tendido se deberán embocar correctamente para evitar la entrada de tierra o de hormigón.

Se evitará, en lo posible, los cambios de dirección de las canalizaciones entubadas respetando los cambios de curvatura indicados por el fabricante de los cables. En los puntos donde se produzcan, para facilitar la manipulación de los cables podrán disponerse arquetas con tapas registrables o no. A la entrada de las arquetas, las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

La canalización deberá tener una señalización colocada de la misma forma que la indicada en el las zanjas directamente enterradas, para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

6.4.2. CRUZAMIENTOS

Se deberán cumplir las condiciones indicadas en la ITC-LAT-06 a las que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos de AT.

- *Calles y carreteras*

Los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,6 metros. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

- *Otros cables de energía eléctrica*

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de alta tensión discurren por debajo de los de baja tensión.

La distancia mínima entre un cable de energía eléctrica de AT y otros cables de energía eléctrica será de 0,25 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 metro. Cuando no puedan respetarse estas distancias, el cable instalado más recientemente se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

- *Cables de telecomunicación*

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 metro. Cuando no puedan respetarse estas distancias, el cable instalado más recientemente se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

6.4.3. PROXIMIDADES Y PARALELISMOS

Los cables subterráneos de AT deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

- *Otros cables de energía eléctrica*

Los cables de alta tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,25 metros. Cuando no pueda

respetarse esta distancia la conducción más reciente se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

En el caso que un mismo propietario canalice a la vez varios cables de A.T. del mismo nivel de tensiones, podrá instalarlos a menor distancia, pero los mantendrá separados entre sí con cualquiera de las protecciones citadas anteriormente.

- *Cables de telecomunicación*

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 metros. Cuando no pueda mantenerse esta distancia, la canalización más reciente instalada se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

6.5. CELDAS MT PARA LOS AEROGENERADORES

6.5.1. CARÁCTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Las celdas de Media Tensión se instalarán en la base en el interior de cada uno de los aerogeneradores. Tendrán la función de proteger y maniobrar cada uno de los circuitos que conectan los aerogeneradores con la red de media tensión. Estarán formadas por diferentes módulos con aislamiento de gas SF₆.

La solución implementada para el presente proyecto corresponde con el modelo CGCMCOSMOS Sistema modular y compacto (RMU) con aislamiento integral en gas, de Ormazabal Velatia, pero se podría emplear cualquier otro modelo que cumpliera las siguientes características eléctricas según lo indicado por el Comité Electrotécnico Internacional (IEC):

- Tensión de servicio [kV]: 12
- Frecuencia [Hz]: 50
- Intensidad de servicio [A]
 - Barra e interconexión cubículo: 630
 - Feeders: 630
- Nivel de aislamiento [kV]
 - Tensión soportada a valor de frecuencia industrial: 32
 - Tensión soportada a impulso tipo rayo: 85

Las siguientes características serán para las celdas de los **aerogeneradores 17 y 18** (Se toma un margen de seguridad de un 10%).

- Intensidad admisible de cortocircuito [kA]
 - Intensidad admisible de cortocircuito durante 1s: 25
 - Valor de pico: 62.5

Las siguientes características serán para **las celdas del resto de aerogeneradores** (todos salvo 17 y 18).

- Intensidad admisible de cortocircuito [kA]
 - Intensidad admisible de cortocircuito durante 1s: 20
 - Valor de pico: 52

En el caso de las celdas de 24 kV, que se emplearán para los módulos funcionales que incorporan interruptor automático, presentan las siguientes características eléctricas generales:

- Tensión de servicio [kV]: 24
- Frecuencia [Hz]: 50
- Intensidad de servicio [A]
 - Barra e interconexión cubículo: 630
 - Feeders: 630
- Nivel de aislamiento [kV]
 - Tensión soportada a valor de frecuencia industrial: 60
 - Tensión soportada a impulso tipo rayo: 145

Las siguientes características serán para las celdas de los **aerogeneradores 17 y 18** (Se toma un margen de seguridad de un 10%).

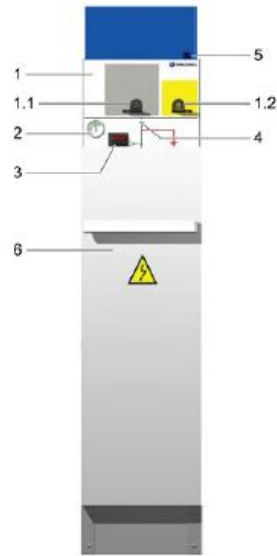
- Intensidad admisible de cortocircuito [kA]
 - Intensidad admisible de cortocircuito durante 1s: 25
 - Valor de pico: 62.5

Las siguientes características serán para **las celdas del resto de aerogeneradores** (todos salvo 17 y 18).

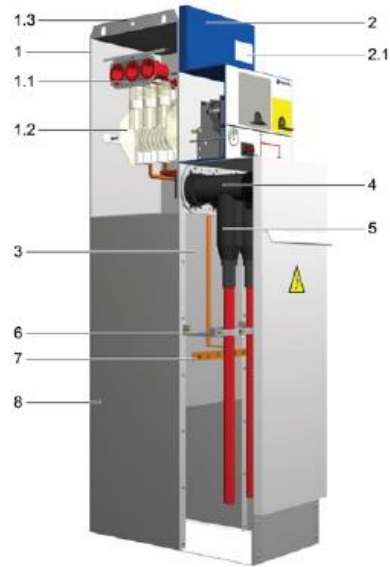
- Intensidad admisible de cortocircuito [kA]
 - Intensidad admisible de cortocircuito durante 1s: 20
 - Valor de pico: 52

Se muestra a continuación la apariencia de las celdas y cada uno de sus componentes:

Vista frontal



Vista lateral



- 1 Mímico y tapa del mecanismo de maniobra:
- 1.1 Interruptor-seccionador (condenable por candado)
- 1.2 Seccionador de puesta a tierra (condenable por candado)
- 2 Manómetro
- 3 Indicador de tensión (ekorVPIS)
- 4 Indicación del interruptor-seccionador
- 5 Alarma acústica (ekorSAS)
- 6 Tapa del compartimento de cables

- 1 Cubo de gas
- 1.1 Conexión de barras (pasatapas laterales)
- 1.2 Interruptor-seccionador
- 1.3 Soportes de elevación
- 2 Tapa superior / Ubicación del cajón de control
- 2.1 Placa de características y secuencia de maniobras
- 3 Compartimento de cables
- 4 Pasatapas frontales
- 5 Conectores y cables
- 6 Abrazadera de cables
- 7 Pletinas de tierra
- 8 Conducto de expansión de gases

Los valores de cortocircuito que deberá ser capaz de soportar cada una de las celdas se muestra en la siguiente tabla según lo indicado en el anexo “Estudio de cortocircuito”.

Barra	ID	kV	Falta Trifásica		
			I''k [kA]	ip [kA]	Ik [kA]
WTG1		12,000	16,108	34,873	16,108
WTG2		12,000	17,816	43,016	17,816
WTG3		12,000	16,195	35,899	16,195
WTG4		12,000	14,616	29,730	14,616
WTG5		12,000	15,136	34,451	15,136
WTG6		12,000	13,623	28,712	13,623
WTG7		12,000	12,052	23,096	12,052
WTG8		12,000	10,360	18,175	10,360
WTG9		12,000	11,730	22,985	11,730
WTG10		12,000	10,522	19,348	10,522
WTG11		12,000	9,152	15,737	9,152

WTG12	12,000	13,806	26,688	13,806
WTG13	12,000	15,157	31,558	15,157
WTG14	12,000	16,406	36,619	16,406
WTG15	12,000	17,952	43,482	17,952
WTG16	12,000	18,062	41,030	18,062
WTG17	12,000	20,377	52,408	20,377
WTG18	12,000	18,384	42,424	18,384
WTG19	12,000	15,995	33,272	15,995
WTG-20	12,000	17,781	42,897	17,781
WTG21	12,000	14,837	31,005	14,837
WTG22	12,000	12,647	23,942	12,647
WTG23	12,000	10,534	18,302	10,534
WTG24	12,000	14,014	31,178	14,014
WTG25	12,000	11,296	21,614	11,296
WTG26	12,000	9,054	15,700	9,054
WTG27	12,000	8,627	14,788	8,627
WTG28	12,000	9,622	17,474	9,622
WTG29	12,000	10,462	19,992	10,462
WTG30	12,000	8,049	13,329	8,049

Tabla 9. Valor máximo de cortocircuito en cada una de las celdas

6.5.2. MÓDULOS

Las celdas estarán constituidas por diferentes módulos en función de las necesidades de cada una de ellas. Se han definido un total de 4 tipos de configuraciones de celdas en función de los módulos necesarios en cada aerogenerador (tipo A, B, C o D). Se muestra a continuación los módulos que incluye cada uno de los tipos:

- Tipo A: 1LS+1L+1WTG
- Tipo B: 1L+1L+1WTG
- Tipo C: 1LS+1L+1L+1WTG
- Tipo D: 1L+1WTG

Donde:

1L: Entrada/salida de línea

1LS: Interruptor automático de protección de subestación

1WTG: Interruptor automático de protección del aerogenerador

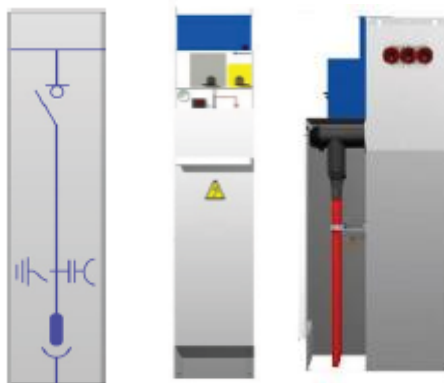
En el esquema unifilar de la red de media tensión en el documento “Planos” se muestra el tipo de configuración que corresponde a cada una de las celdas. A continuación se muestran las propiedades eléctricas de cada uno de los módulos.

6.5.3. CELDA DE ENTRADA/SALIDA LÍNEA

Celda modular de línea (CGMCOSMOS-L), equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra. Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados. Permite la entrada y salida de los cables de Media Tensión que conectan con el embarrado.

Presentan las siguientes características eléctricas principales:

- Tensión asignada: 12 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 20/25 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 52/62,5 kA
- Nivel de aislamiento
 - o Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 28 kV
 - o Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 75 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 52/62,5 kA
- Capacidad de corte
 - o Corriente principalmente activa: 630 A
 - o Cables en vacío: 1,5 A
 - o Bucle cerrado: 630 A
 - o Falta a tierra: 300 A

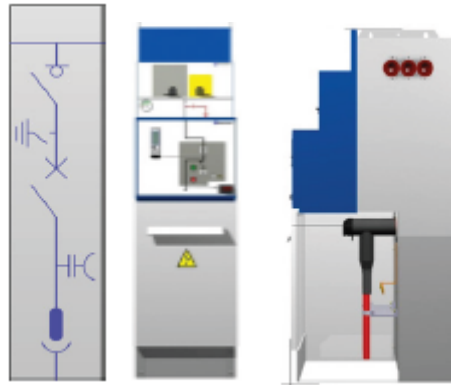


6.5.4. CELDA CON INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Celda modular de protección mediante interruptor automático (CGMCOSMOS-V), equipado con un interruptor automático de corte en vacío en serie con un interruptor-seccionador de tres posiciones. Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados. Permite proteger así como maniobrar los elementos que cuelgan de él. Las principales características eléctricas se muestran en la siguiente tabla:

- Tensión asignada: 24 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 20/25 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 52/62,5 kA

- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV



*Se emplean celdas de tensión asignada 24 kV, sería posible utilizar de 12 kV en caso de encontrar un fabricante que la tuviera homologada según IEC 62271.

6.6. AEROGENERADORES

6.6.1. INTRODUCCIÓN

El modelo de aerogenerador seleccionado para el presente proyecto es Acciona-WindPower AW 77/1500.

Su principal característica es que genera 1,5 MW a una tensión de 12 kV. Este modelo ha sido utilizado en gran cantidad de parques eólicos en España y en todo el mundo, encontrándose en un total de 15 países y habiéndose instalado un total de 2.657 unidades (datos 2014).



Imagen 10. Acciona-WP AW-1500/77

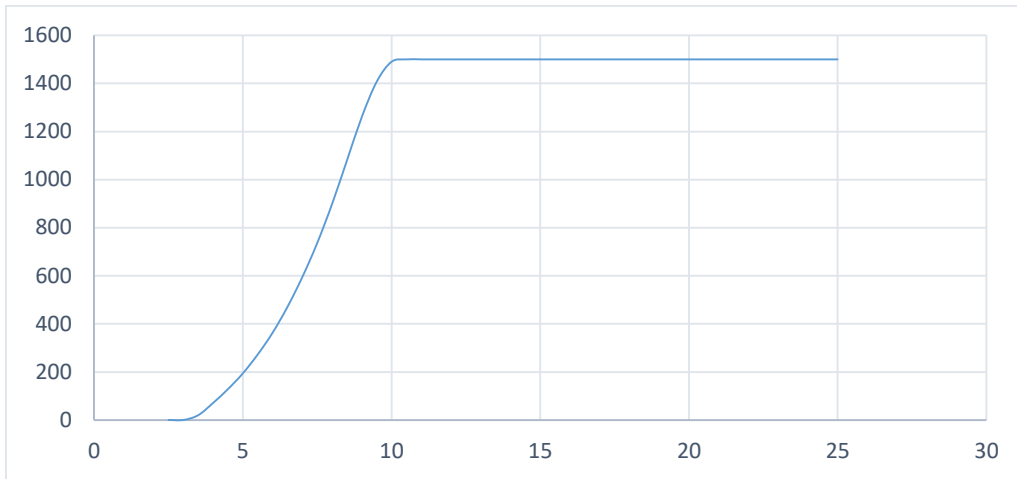
6.6.2. CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS

El modelo de aerogenerador seleccionado para el presente proyecto es Acciona-WindPower AW 77/1500 que presenta las siguientes características técnicas:

- Datos generales
 - Fabricante :Acciona-WindPower
 - Turbina eólica : AW-1500/77
 - Potencia : 1.500 kW
 - Diámetro : 77 m
 - Clase de viento : IEC IIa
 - Compatible offshore : No
 - Área de barrido : 4.657 m²
 - Densidad de potencia : 3,11 m²/kW
 - Número de palas : 3
 - Limitación de potencia : Pitch
 - Puesta en servicio : 2006/03
- Masas
 - Masa de la góndola : 52,5 toneladas
 - Masa de la torre : 135 toneladas
 - Masa del rotor : 15,2 toneladas
 - Masa total : 202,7 toneladas
- Rotor
 - Velocidad máxima del rotor : 18,3 rpm
 - Velocidad mínima de viento : 3 m/s
 - Velocidad nominal de viento : 10,1 m/s
 - Velocidad máxima de viento : 25 m/s
- Caja de cambios
 - Caja de cambios : Si
 - Niveles : 4
 - Ratio 1:65
- Generador
 - Tipo : DFIG
 - Número : 1
 - Velocidad de salida máxima del generador : 1320 - 1584 rpm
 - Tensión de salida : 12.000 V
- Torre
 - Altura de la góndola : 80 m

6.6.3. CURVA DE POTENCIA

El aerogenerador AW77/1500 presenta la siguiente curva de potencia que será la que se empleó en los cálculos de pérdidas eléctricas. En la gráfica se muestra la potencia [kW] generada por velocidad de viento [m/s].



Como se muestra en la tabla el aerogenerador únicamente funciona para velocidades de viento de entre 3 y 25 m/s. Para 10,1 m/s produce la potencia nominal.

6.7. CABLES FIBRA ÓPTICA

A lo largo de la zanja discurrirán cables de fibra óptica monomodo simplex 9/125 μm que se emplearán para telecomunicaciones. La disposición del cable en las zanjas se muestra en el documento de “Planos”. Será necesario cablear cada uno de los aerogeneradores con el edificio de control situado en el interior de la subestación, la forma de conexión se hará en anillo de forma que se eviten tramos largos de cable tal y como se muestra en la siguiente imagen.

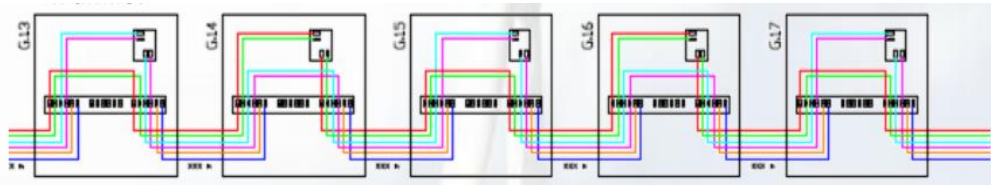


Ilustración 7. Esquema multifilar conexión en anillos

Se empleará fibra óptica ya que se considera la opción más segura para dotar a los parques eólicos de un medio de comunicación fiable, ofreciendo una alta inmunidad a las interferencias y capacidad para trabajar bajo la influencia de campos electromagnéticos intensos como los que pueden producir los conductores enterrados.

Una vez tendida la fibra se efectuarán las correspondientes pruebas de atenuación, reflectometría, para comprobar el correcto estado del tendido.

6.8. SISTEMA DE TIERRA

6.8.1. RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN

Se diseña la red de tierras de acuerdo a los valores máximos de tensiones de paso y contacto que establece el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad

en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (ITC-RAT 13), así como la Norma IEEE Std. 80-2000 “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding”.

De acuerdo a los cálculos mostrados en el anexo “Cálculo red de tierras subestación” se colocará una malla de retícula cuadrada formada por **conductor de cobre desnudo de sección 120 mm²** enterrado una profundidad mínima de 0,8 metros. La sección a emplear atiende a la máxima corriente de falta así como a la distribución de potenciales.

Las uniones de la malla de los conductores y de las derivaciones de las tomas de tierra se realizarán mediante soldaduras aluminotérmicas de alto punto de fusión tipo Cadweld. La valla exterior de la subestación deberá estar unida con la malla de tierra de la subestación cada 15 metros como mínimo. La malla de puesta a tierra deberá sobresalir un mínimo de un metro de la valla exterior de la subestación.

De acuerdo a la ITC-RAT 13, a esta a esta malla se conectarán las tierras de protección (herrajes metálicos, armaduras, puertas, bastidores, etc.) con el fin de aumentar la seguridad del personal que transite por la subestación y las de servicio, como son los neutros de los transformadores de potencia, los neutros de los transformadores de tensión e intensidad, los de las reactancias o resistencias, y las puestas a tierra de las protecciones contra sobretensiones. En aplicación del reglamento de alta tensión, una vez efectuada la instalación de puesta a tierra se medirán las tensiones de paso y de contacto, asegurándose de que los valores obtenidos están dentro de los márgenes que garantizan la seguridad de las personas.

6.8.2. AEROGENERADORES

La malla de puesta tierra ha sido estandarizada por Acciona-Windpower. En el presente proyecto se empleará el modelo correspondiente al aerogenerador AW77/1500 con una altura de buje de 80 metros.

La puesta a tierra de los aerogeneradores consistirá en anillos concéntricos con cuatro electrodos de 14mm de diámetro y dos metros de longitud. . Estos anillos estarán unidos mediante **cable de cobre desnudo de 50 mm²** y soldaduras aluminotérmicas, a fin de obtener una superficie equipotencial. Cuando el terreno sea desfavorable para alcanzar resistencias de puesta a tierra suficientemente bajas, se completará la instalación añadiendo picas de acero cobreado o electrodos profundos, situadas en extremos opuestos del anillo inferior y unidas a él mediante cable de cobre de 50 mm² y soldadura aluminotérmica. La geometría y dimensiones de la malla se muestran en el documento “Planos”.

La resistencia de puesta a tierra de cada aerogenerador aislado deberá ser inferior a 2 Ω .

6.8.3. CONDUCTOR DE TIERRA EN ZANJAS

Cada zanja de MT tendrá un cable de tierra. Este cable de tierra será de **cobre desnudo de 50 mm² de sección**. La función de este cable es la de unir todos los electrodos de puesta a tierra entre sí con el fin de crear un sistema de puesta a tierra equipotencial en todo el parque y con un valor de resistencia muy bajo, tal como se indica en la Norma UNE-EN 61400-24. Es decir, este cable unirá los electrodos de puesta a tierra de:

- Subestación
- Aerogeneradores

La disposición del conductor de tierra en la zanja puede verse en el documento de “Planos”.

7. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

1. Obra civil necesaria para la instalación eléctrica	176.599,62 €
2. Instalación eléctrica	
2.1 Líneas subterráneas Media Tensión	1.232.370,58 €
2.2 Celdas MT aerogeneradores	354.977,53 €
2.3 Puesta a tierra aerogeneradores	34.048,78 €
2.2 Celdas MT subestación	371.824,64 €
Gastos generales (13%)	282.076,75 €
Beneficio industrial (6%)	130.189,27 €
<hr/>	
SUBTOTAL	2.582.087,16 €
I.V.A. (21%)	542.238,30 €
<hr/>	
TOTAL:	3.124.325,47 €

El presupuesto total de este proyecto asciende a la cantidad de: **TRES MILLONES CIENTO VEINTICUATRO MIL TRESCIENTOS VEINTICINCO CON CUARENTA Y SIETE (3.124.325,47 €).**

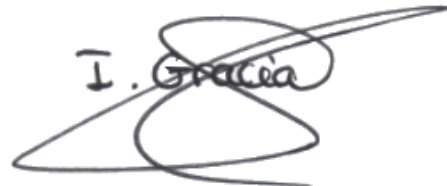
8. CONCLUSIONES

En el presente proyecto se ha llevado a cabo el cálculo, diseño y descripción de la instalación eléctrica necesaria para el parque eólico de Belchite, de acuerdo a las directrices y normas indicadas en la Memoria, con el fin de obtener la Autorización Administrativa Previa y la Autorización Administrativa de Construcción.

Los documentos que se adjuntan son los siguientes:

- Documento I: Memoria
 - Memoria descriptiva
 - Anexo I. Cálculo de conductores y pérdidas
 - Anexo II. Informe de cortocircuito
 - Anexo III. Estudio técnico-económico 12 kV vs 30 kV
 - Anexo IV. Informe datos de viento
 - Anexo V. Cálculo red de tierras subestación
- Documento II: Planos
- Documento III: Pliego de condiciones
- Documento IV: Presupuesto

Zaragoza, junio 2017
El Ingeniero Industrial,

A handwritten signature in black ink, consisting of a large, stylized loop that encircles the text 'I. Gracia'.

Fdo.: Ignacio Gracia Subira

ANEXO I. CÁLCULO DE CONDUCTORES Y PÉRDIDAS

ÍNDICE ANEXO I. CÁLCULO DE CONDUCTORES Y PÉRDIDAS

1.	INTRODUCCIÓN.....	43
2.	DATOS DE PARTIDA	44
3.	CÁLCULO CABLES MT	45
3.1.	NIVEL DE TENSIÓN	45
3.2.	CARÁCTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	45
3.3.	DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES	46
3.3.1.	INTENSIDAD ADMISIBLE.....	46
3.3.2.	INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	49
3.3.3.	CAÍDA DE TENSIÓN	49
3.4.	RESULTADOS.....	50
4.	CÁLCULO DE PÉRDIDAS	53
4.1.	INTRODUCCIÓN	53
4.2.	RECURSO EÓLICO.....	53
4.3.	PÉRDIDAS EN LOS CABLES MT	54
4.4.	PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR 132/12 KV DE SUBESTACIÓN	57
4.5.	RESUMEN DE PÉRDIDAS	58

1. INTRODUCCIÓN

Este anexo tiene como objeto presentar los cálculos de los cables de Media Tensión que conectan los 30 aerogeneradores del parque eólico con la subestación 132/12 kV. Para ello se sigue lo indicado en la ITC-LAT-06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. También se incluyen los cálculos de pérdidas de energía en los cables de Media Tensión y en el transformador de subestación.

2. DATOS DE PARTIDA

Los conductores de Media Tensión unirán la subestación transformadora 132/12 kV con las celdas de Media Tensión colocadas en el interior de cada uno de los aerogeneradores. Serán cables unipolares de Aluminio con aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) y el régimen de funcionamiento se preverá para corriente alterna trifásica a una tensión de 12 kV y una frecuencia de 50 Hz. Las prescripciones reglamentarias y datos de partida para su cálculo son los siguientes:

- Tensión de la red: 12 kV
- La intensidad que circule por el conductor no superará la máxima permitida.
- Máxima caída de tensión en cada una de los circuitos: 3%
- Los cables se dimensionarán para un factor de potencia de 0,93. El factor de potencia en condiciones normales de funcionamiento será de 0,96 que será el que se emplee para el cálculo de pérdidas.
- Los cables se dimensionarán para una tensión del 95% la nominal (0,95 x 12 kV). El nivel de tensión en condiciones normales de funcionamiento será 12 kV que será el que se emplee para el cálculo de pérdidas.

3. CÁLCULO CABLES MT

3.1. NIVEL DE TENSIÓN

El nivel de tensión de los cables escogido será **12/20 kV** el cuál cumple las características mínimas del cable de acuerdo con lo indicado en la siguiente tabla de la ITC-LAT 06, ya que se trata de una red de categoría tipo A (los defectos a tierra se eliminan antes de un minuto). Podría ser válido incluso un cable con nivel de tensión 8,7/15 kV, pero se decide emplear un nivel de tensión superior como medida conservadora.

Tensión nominal de la red U_n kV	Tensión más elevada de la red U_m kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_0/U_1 ó U_0 kV	U_p kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C		
6	7,2	A-B	3,6/6	60
		C		
10	12	A-B	6/10	75
		C		
15	17,5	A-B	8,7/15	95
		C		
20	24	A-B	12/20	125
		C		
25	30	A-B	15/25	145
		C		
30	36	A-B	18/30	170
		C		
45	52	A-B	26/45	250
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

Ilustración 8. Niveles de aislamiento de los cables y accesorios

3.2. CARÁCTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Los conductores de Media Tensión seleccionados serán conductores unipolares de aluminio y aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE). Los conductores de Media Tensión presentan las siguientes características eléctricas:

Sección (mm ²)	R[90°C] [Ω/km]	L [mH/km]
95	0,4110	0,437
120	0,3250	0,419
150	0,2650	0,406
185	0,2110	0,391
240	0,1610	0,374
400	0,1010	0,348
630	0,0629	0,325

Tabla 11. Características eléctricas cables MT

De acuerdo con la tipología del conductor la máxima temperatura en servicio permanente para conductores con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) es de 90°C y para cortocircuito 250°C, tal y como se indica en la tabla 5 de ITC-LAT 06.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente 8s	Cortocircuito 8cc (t ≤ 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)* S ≤ 300 mm ² S > 300 mm ²	70	160
	70	140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno - Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para U ₀ /U ≤ 18/30 kV 90 para U ₀ /U > 18/30 kV	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Tabla 12. Temperatura máxima [°C] asignada al conductor

3.3. DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES

Para el dimensionado de la sección de los conductores se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- **Intensidad permitida:** La sección seleccionada deberá ser capaz de aguantar la intensidad que circule por el conductor en condiciones de tensión del 95% la tensión nominal y factor de potencia 0,93. Se toman estos valores por tener un margen de seguridad al dimensionar los conductores por este criterio.
- **Cortocircuito:** La sección seleccionada deberá ser tal que ante un cortocircuito de duración un segundo no alcance una temperatura superior a 250 °C.
- **Caída de tensión:** La caída de tensión entre la salida de las celdas de MT del aerogenerador y la barra de MT de la subestación será inferior al 3%.

3.3.1. INTENSIDAD ADMISIBLE

Para calcular la máxima intensidad admisible en un conductor se parte de las siguientes condiciones de proyecto:

- Conductor directamente enterrado
- Temperatura del terreno: 20°C
- Temperatura ambiente: 40°C
- Profundidad de la zanja: 0,8 metros
- Resistividad térmica del terreno: 1,5°K·m/W
- Distancia entre ternas: 200 mm

De acuerdo a lo indicado en la ITC-LAT 06 para una instalación con cables de aislamiento XLPE de hasta 18/30 kV formada por una terna de cables unipolares de aluminio directamente enterrada a un metro de profundidad en un terreno de resistividad térmica media de 1,5 K·m/W, con una temperatura ambiente del terreno de 25°C y una

temperatura del aire ambiente de 40°C, la intensidad máxima admisible (A) es la siguiente:

Sección [mm ²]	Intensidad máxima [A]
120	235
150	260
185	295
240	345
300	390
400	445
630	575*

Tabla 13. Intensidad máxima admisible conductor Al XLPE

*Valor referenciado a temperatura del terreno 25°C y profundidad 1 metro (Prysmian).

A estos valores de intensidad se deberán aplicar los siguientes factores de corrección:

➤ **Temperatura del terreno distinta de 25°C**

Se aplicarán los valores de la siguiente tabla teniendo en cuenta que la temperatura de servicio permanente para los conductores de aislamiento de XLPE es de 90°C.

Temperatura °C Servicio Permanente es	Temperatura del terreno, t_s , 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 14. Factor de corrección para T^a del terreno distinta de 25°C

O también podrá emplearse la siguiente fórmula:

$$F = \sqrt{\frac{90 - T^a_{\text{terreno}}}{65}}$$

➤ **Resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 °K·m/W**

Se aplicarán los valores mostrados en la siguiente tabla.

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

Tabla 15. Factor de corrección para resistividad del terreno distinta de 1,5°Km/W

➤ **Cables unipolares agrupados bajo tierra**

Se muestran en la siguiente tabla los factores de corrección relativos a la distancia entre ternas y al número de ternas que circulan por una misma zanja.

		Factor de corrección								
Tipo de instalación	Separación de los ternos	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	-	-	-

Tabla 16. Factor de corrección por distancia entre ternas y separación de los ternos

➤ **Profundidad de la zanja**

Se indican en la siguiente tabla los factores de corrección relativos a la profundidad de instalación.

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

Tabla 17. Factor de corrección según la profundidad de instalación

3.3.2. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Las intensidades máximas de cortocircuito admisible en los conductores se calculan de acuerdo con la Norma UNE 21192. Para los cálculos realizados en el presente proyecto se toma como temperatura inicial del conductor su temperatura real y no 90°C como supone el método simplificado mostrado en dicha norma. De esta forma se obtienen valores más precisos y se evita un sobredimensionamiento innecesario de la instalación. Por tanto la temperatura real del cable y la máxima intensidad soportada por el conductor vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$T_{cable} = T_{terreno} + (90 - T_{terreno}) \cdot \left(\frac{I}{I_{adm}}\right)^2$$

Donde:

Tcable [°C]	Temperatura real del cable
Tterreno [°C]	Temperatura del terreno = 20°C
I [A]	Intensidad que circula por el conductor
Iadm [A]	Intensidad admisible por un conductor

$$C_{sc} = S \cdot \frac{K}{\sqrt{t}} \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{250 + \beta}{T_{cable} + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{250 + \beta}{90 + \beta}\right)}}$$

Donde:

Csc [A]	Corriente cortocircuito admisible
K	Constante = 94 (para el aluminio)
T [s]	Duración del cortocircuito: 1 s
S [mm ²]	Sección del conductor
B	Constante: 228 (para el aluminio)

La pantalla metálica de los cables soporta valores de intensidad durante un segundo superiores a los reales y superior a los 1000 Amperios indicados en la ITC-LAT 06 en referencia a lo expuesto en la Norma UNE 211003.

3.3.3. CAÍDA DE TENSIÓN

Para el cálculo de la caída de tensión en cada tramo se emplea la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos\alpha + XL \cdot \sen\alpha)}{U \cdot 10000}$$

Donde:

ΔV [%]	Caída de tensión
L [m]	Longitud de cable
I [A]	Intensidad que circula por el conductor
U [kV]	Tensión de línea: 12 kV

cos (α)
R [Ω /km]
XL [Ω /km]

Factor de potencia: 0,93
Resistencia a la Temperatura real del cable
Reactancia del cable

3.4. RESULTADOS

Se muestra en la siguiente tabla los resultados obtenidos de sección en cada tramo, además de la caída de tensión, intensidad de cortocircuito admisible y real y factores correctores aplicados en cada uno de los tramos.

Los valores de intensidad de cortocircuito real se calculan en el anexo “Estudio de cortocircuito”, mostrándose aquí únicamente el valor más restrictivo para el dimensionado de los conductores, donde se verifica que la intensidad de cortocircuito admisible para cada conductor es mayor que este valor.

+

Voltaje	11,4	kV
Potencia por aerogenerador	1500	kW
Factor de potencia	0,93	
Temperatura del terreno	20	°C
Profundidad	0,8	m
Resistividad térmica del terreno	1,5	°Km/W
Número de circuitos	-	units
Distancia entre temas	200	mm
Número de aerogeneradores	30	

PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA EN LOS CABLES= 353,703 kW
0,786 %

CIRCUIT nº 1

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-12	WTG-13	11,4	1500	1500	273	81,69	150	281	1	1	1,5	1	1	1	281	29%	8,86	8,86	0,08	1,07	0,07	26	0,2297	0,1966	17,35	15,16	A1
WTG-13	WTG-14	11,4	1500	3000	252	163,37	185	317	1	1	1,5	1	1	1	317	52%	14,31	23,17	0,20	3,37	0,11	39	0,2007	0,1673	20,56	16,41	A1
WTG-14	WTG-15	11,4	1500	4500	308	245,06	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	80%	23,28	46,45	0,41	8,05	0,18	65	0,1780	0,1450	24,39	17,95	A1
WTG-15	SET	11,4	1500	6000	810	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	42,20	88,65	0,78	15,20	0,25	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1

VOLTAGE DROP 0,78 %
TOTAL LOSSES 27,70 kW

CIRCUIT nº 2

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-27	WTG-28	11,4	1500	1500	346	81,69	95	221	1	1	1,5	1	1	221	37%	16,62	16,62	0,15	2,15	0,14	30	0,3396	0,3109	10,86	9,62	A1	
WTG-28	WTG-29	11,4	1500	3000	301	163,37	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	78%	27,07	43,69	0,38	6,98	0,23	63	0,3174	0,2893	12,31	10,46	A1
WTG-29	SET	11,4	1500	4500	3253	245,06	400	470	1	1	1,5	1	6	0,61	287	85%	175,33	219,02	1,92	54,69	1,22	71	0,1270	0,0933	39,82	22,2	A1

VOLTAGE DROP 1,92 %
TOTAL LOSSES 63,83 kW

CIRCUIT nº 3

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-30	WTG-26	11,4	1500	1500	377	81,69	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	45%	18,49	18,49	0,16	2,40	0,16	34	0,3462	0,3180	10,72	9,05	A1
WTG-26	WTG-25	11,4	1500	3000	855	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	62,39	80,88	0,71	15,53	0,52	54	0,2579	0,2269	15,83	11,3	A1
WTG-25	WTG-24	11,4	1500	4500	842	245,06	185	317	1	1	1,5	1	3	0,83	263	93%	83,61	164,49	1,44	30,80	0,68	81	0,2340	0,2031	17,79	14,01	A1
WTG-24	SET	11,4	1500	6000	1979	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	103,05	267,54	2,35	37,13	0,62	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1

VOLTAGE DROP 2,35 %
TOTAL LOSSES 85,86 kW

CIRCUIT nº 4

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-23	WTG-22	11,4	1500	1500	607	81,69	150	281	1	1	1,5	1	3	0,73	205	40%	20,17	20,17	0,18	2,46	0,16	31	0,2348	0,2021	17,07	12,65	A1
WTG-22	WTG-21	11,4	1500	3000	547	163,37	185	317	1	1	1,5	1	3	0,73	231	71%	33,07	53,23	0,47	7,93	0,26	55	0,2136	0,1811	19,48	14,84	A1
WTG-21	WTG-20	11,4	1500	4500	638	245,06	240	367	1	1	1,5	1	3	0,73	268	91%	50,37	103,61	0,91	17,65	0,39	79	0,1860	0,1536	23,26	17,78	A1
WTG-20	SET	11,4	1500	6000	850	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	44,24	147,84	1,30	15,94	0,27	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1

VOLTAGE DROP 1,30 %
TOTAL LOSSES 43,98 kW

CIRCUIT nº 5

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-16	WTG-17	11,4	1500	1500	368	81,69	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	27%	8,00	8,00	0,07	0,87	0,06	25	0,1537	0,1188	27,83	20,38	A1
WTG-17	SET	11,4	4500	6000	309	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	16,07	48,98	0,43	5,79	0,10	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1
WTG-19	WTG-18	11,4	1500	1500	445	81,69	240	367	1	1	1,5	1	4	0,68	250	33%	9,77	9,77	0,09	1,07	0,07	27	0,1552	0,1204	27,62	18,38	A1
WTG-18	WTG-17	11,4	1500	3000	317	163,37	240	367	1	1	1,5	1	4	0,68	250	65%	15,14	24,91	0,22	3,43	0,11	50	0,1688	0,1350	25,69	20,38	A1

VOLTAGE DROP 0,43 %
TOTAL LOSSES 11,17 kW

CIRCUIT nº 5

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-16	WTG-17	11,4	1500	1500	368	81,69	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	27%	8,00	8,00	0,07	0,87	0,06	25	0,1537	0,1188	27,83	20,38	A1
WTG-17	SET	11,4	4500	6000	309	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	16,07	48,98	0,43	5,79	0,10	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1
WTG-19	WTG-18	11,4	1500	1500	445	81,69	240	367	1	1	1,5	1	4	0,68	250	33%	9,77	9,77	0,09	1,07	0,07	27	0,1552	0,1204	27,62	18,38	A1
WTG-18	WTG-17	11,4	1500	3000	317	163,37	240	367	1	1	1,5	1	4	0,68	250	65%	15,14	24,91	0,22	3,43	0,11	50	0,1688	0,1350	25,69	20,38	A1

VOLTAGEDROP 0,43 %
TOTALLOSSES 11,17 kW

CIRCUIT nº 6

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-11	WTG-10	11,4	1500	1500	478	81,69	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	39%	18,83	18,83	0,17	2,37	0,16	31	0,2784	0,2473	13,67	10,52	A1
WTG-10	WTG-9	11,4	1500	3000	399	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	29,16	47,98	0,42	7,26	0,24	54	0,2579	0,2269	15,83	11,73	A1
WTG-9	SET	11,4	1500	4500	2607	245,06	400	470	1	1	1,5	1	4	0,68	320	77%	136,33	184,32	1,62	41,93	0,93	61	0,1232	0,0893	41,24	22,2	A1

VOLTAGEDROP 1,62 %
TOTALLOSSES 51,55 kW

CIRCUIT nº 7

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-8	WTG-7	11,4	1500	1500	471	81,69	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	39%	18,56	18,56	0,16	2,33	0,16	31	0,2784	0,2473	13,67	12,05	A1
WTG-7	WTG-6	11,4	1500	3000	411	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	29,99	48,55	0,43	7,47	0,25	54	0,2579	0,2269	15,83	13,62	A1
WTG-6	WTG-5	11,4	1500	4500	416	245,06	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	80%	31,40	79,95	0,70	10,85	0,24	65	0,1780	0,1450	24,39	15,14	A1
WTG-5	SET	11,4	1500	6000	1585	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	4	0,68	419	78%	80,36	160,31	1,41	28,41	0,47	63	0,0896	0,0560	64,63	22,2	A1

VOLTAGEDROP 1,41 %
TOTALLOSSES 49,07 kW

CIRCUIT nº 8

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-4	WTG-3	11,4	1500	1500	326	81,69	185	317	1	1	1,5	1	3	0,73	231	35%	8,89	8,89	0,08	1,04	0,07	29	0,1929	0,1589	21,21	16,2	A1
WTG-3	WTG-2	11,4	1500	3000	324	163,37	240	367	1	1	1,5	1	3	0,73	268	61%	15,24	24,13	0,21	3,43	0,11	46	0,1664	0,1325	26,03	17,82	A1
WTG-2	SET	11,4	3000	6000	842	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	4	0,68	419	78%	42,67	75,29	0,66	15,09	0,25	63	0,0896	0,0560	64,63	22,2	A1
WTG-1	WTG-2	11,4	1500	1500	309	81,69	185	317	1	1	1,5	1	4	0,68	216	38%	8,49	8,49	0,07	0,99	0,07	30	0,1940	0,1600	21,12	17,82	A1

VOLTAGEDROP 0,66 %
TOTALLOSSES 20,55 kW

4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS

4.1. INTRODUCCIÓN

El siguiente capítulo tiene como objeto calcular las pérdidas eléctricas. Las pérdidas eléctricas que se producen en el parque eólico son debidas a los siguientes elementos principalmente:

- Cables que unen los aerogeneradores con la subestación.
- Transformador de subestación

4.2. RECURSO EÓLICO

Según lo indicado en el anexo “Informe datos de viento”, se tienen las siguientes velocidades de viento a 80 metros de altura sobre el suelo con sus frecuencias anuales.

V viento* (m/s)	Frecuencia (%)	Horas año (h)
0,00	3,825	335,1
0,76	6,55	573,8
1,52	10,55	924,2
2,27	10,175	891,3
3,03	9,8	858,5
3,79	9,3625	820,2
4,55	8,925	781,8
5,31	8,3625	732,6
6,06	7,8	683,3
6,82	5,8	508,1
7,58	3,8	332,9
8,34	3,225	282,5
9,09	2,65	232,1
9,85	2,275	199,3
10,61	1,9	166,4
11,37	1,4	122,6
12,13	0,9	78,8
12,88	0,6875	60,2
13,64	0,475	41,6
14,40	0,4425	38,8
15,16	0,41	35,9
15,92	0,325	28,5
16,67	0,24	21,0
17,43	0,12	10,5

Tabla 18. Datos recurso eólico

Lo cual se ajusta a un Weibull con los siguientes parámetros indicados tal y como se muestra en el anexo “Informe datos de viento”.

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

$$k = 1,383; \quad c = 4,823 \frac{m}{s}$$

4.3. PÉRDIDAS EN LOS CABLES MT

A partir de la gráfica de potencia viento que se muestra a continuación, se calcula la potencia que genera el aerogenerador para cada velocidad de viento. La gráfica muestra la potencia producida por el aerogenerador [kW] para cada velocidad de viento [m/s].

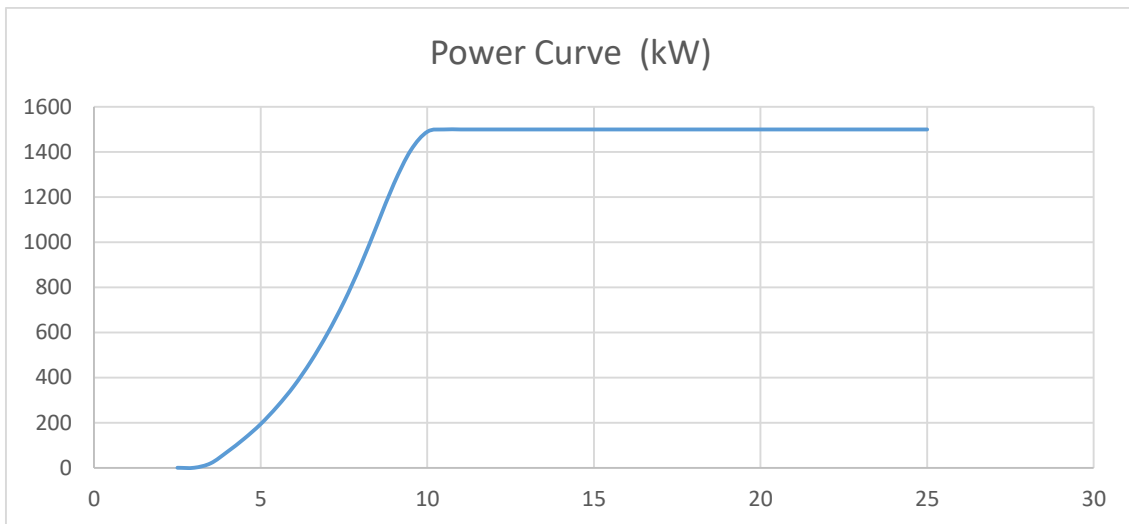


Ilustración 9. Tabla de potencia aerogenerador Acciona AW 77/1500

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Energía anual prod. (MWh)	Potencia (kW)	Factor de potencia
0,00	335,1	0,000	0	0,000
0,76	573,8	0,000	0	0,000
1,52	924,2	0,000	0	0,000
2,27	891,3	0,000	0	0,000
3,03	858,5	1,26	1,079	0,003
3,79	820,2	25,894	31,57	0,072
4,55	781,8	105,294	134,68	0,294
5,31	732,6	177,195	241,89	0,484
6,06	683,3	257,266	376,52	0,652
6,82	508,1	279,464	550,04	0,783
7,58	332,9	253,501	761,54	0,867
8,34	282,5	288,243	1020,29	0,919
9,09	232,1	299,026	1288,13	0,947

9,85	199,3	292,051	1465,46	0,958
10,61	166,4	249,660	1500,00	0,960
11,37	122,6	183,960	1500,00	0,960
12,13	78,8	118,260	1500,00	0,960
12,88	60,2	90,338	1500,00	0,960
13,64	41,6	62,415	1500,00	0,960
14,40	38,8	58,145	1500,00	0,960
15,16	35,9	53,874	1500,00	0,960
15,92	28,5	42,705	1500,00	0,960
16,67	21,0	31,536	1500,00	0,960
17,43	10,5	15,768	1500,00	0,960

Tabla 19. Datos energía anual producida

La energía anual se obtiene de la siguiente forma:

$$Energía_{anual}[MWh] = Potencia [kW] \cdot \frac{Horas_{año}[h]}{1000}$$

Para calcular el factor de potencia en cada momento se supone que el parque eólico genera una potencia reactiva constante de valor 437,5kVAr, que se obtiene de la siguiente expresión.

$$Q [kVAr] = 1500 [kW] \cdot \tan(\arccos(0,96))$$

Esto se trata de una suposición que únicamente se utiliza para tener una aproximación de las pérdidas durante un año de funcionamiento del parque. Para saber las pérdidas reales sería necesario conocer con que factor de potencia opera el parque en cada instante. Por tanto el factor de potencia para cada velocidad de viento se obtiene de la siguiente forma.

$$\cos\alpha = \cos\left(\arctan\left(\frac{Q[kVAr]}{P_{viento}[kW]}\right)\right)$$

Donde:

P_{viento}
Q

Potencia para cada velocidad de viento
Potencia reactiva generada

La potencia de pérdidas [kW] a una velocidad de viento en un tramo de longitud L[m], con un conductor con una resistencia eléctrica, R [Ω /m], y a través del cual circula una intensidad, I [A], se calcula según la siguiente expresión:

$$Potencia_{pérdidas}[kW] = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L$$

Las pérdidas anuales a una velocidad de viento se calculan según la siguiente expresión:

$$Pérdidas_{anuales}[kWh] = Potencia_{pérdidas}[kW] \cdot Horas_{anuales}[h]$$

Con el fin de obtener unos valores de pérdidas lo más reales posibles, en el cálculo se ha tenido en cuenta que la temperatura de los cables disminuye conforme disminuye la intensidad que circula por ellos, así como que la resistencia de los cables disminuye al disminuir la temperatura del mismo, y por tanto disminuyen las pérdidas. La resistencia de los cables varía con la temperatura según la siguiente expresión:

$$R_{dc_{T_1}} \left[\frac{\Omega}{m} \right] = R_{dc_{T_2}} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \cdot (1 + 0,00403 \cdot (T_1 - T_2))$$

De acuerdo con lo anteriormente expuesto se obtienen los valores de pérdidas en los cables para cada velocidad de viento, que se muestran a continuación. De forma que para bajas velocidades de viento la temperatura de los cables será baja y además circulará poca intensidad por ellos, por lo tanto las pérdidas son mucho menores.

Las pérdidas se calculan a tensión nominal, es decir, 12 kV.

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Potencia (kW)	Energía anual (MWh)	Factor de potencia	Potencia Pérdidas (kW)	Pérdidas anuales (kWh)
0,00	335,1	0	0,000	0,000	0	0
0,76	573,8	0	0,000	0,000	0	0
1,52	924,2	0	0,000	0,000	0,0000	0
2,27	891,3	0	0,000	0,000	0,0000	0
3,03	858,5	1,26	1,079	0,003	19,0764	16376,709
3,79	820,2	31,57	25,894	0,072	19,1772	15728,297
4,55	781,8	134,68	105,294	0,294	20,9165	16353,119
5,31	732,6	241,89	177,195	0,484	25,0327	18337,804
6,06	683,3	376,52	257,266	0,652	33,6094	22964,659
6,82	508,1	550,04	279,464	0,783	50,5085	25662,348
7,58	332,9	761,54	253,501	0,867	80,7059	26865,368
8,34	282,5	1020,29	288,243	0,919	133,8110	37802,955
9,09	232,1	1288,13	299,026	0,947	210,7406	48921,327
9,85	199,3	1465,46	292,051	0,958	276,1225	55028,461
10,61	166,4	1500,00	249,660	0,960	290,3563	48326,911
11,37	122,6	1500,00	183,960	0,960	290,3563	35609,303
12,13	78,8	1500,00	118,260	0,960	290,3563	22891,695
12,88	60,2	1500,00	90,338	0,960	290,3563	17486,711
13,64	41,6	1500,00	62,415	0,960	290,3563	12081,728
14,40	38,8	1500,00	58,145	0,960	290,3563	11255,083
15,16	35,9	1500,00	53,874	0,960	290,3563	10428,439
15,92	28,5	1500,00	42,705	0,960	290,3563	8266,4453
16,67	21,0	1500,00	31,536	0,960	290,3563	6104,4519
17,43	10,5	1500,00	15,768	0,960	290,3563	3052,2259

Tabla 20. Pérdidas anuales de energía en los cables

Los valores totales de pérdidas [kWh/año] y el porcentaje en relación con la energía anual producida en el parque se muestran en la siguiente tabla.

Pérdidas en el cable	
[kWh]	[%]
459544,04	0,530834%

Tabla 21. Pérdidas anuales en los conductores.

Como se puede ver, en los cables se pierde anualmente un 0,531% de la energía anual producida.

4.4. PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR 132/12 kV DE SUBESTACIÓN

En el siguiente apartado se calculan las pérdidas eléctricas en el transformador. Para ello se parte de la tabla de potencias y velocidades del apartado anterior.

La potencia de pérdidas en un transformador se calcula según la siguiente expresión:

$$Pérdidas[kWh] = P_{\text{envacío}}[kW] + P_{\text{encarga}}[kW] \cdot \left(\frac{Potencia[kWh]}{S_{\text{transf}}[kVA]} \right)^2$$

Donde:

Pérdidas en vacío [kW]	Dato suministrado por ABB
Pérdidas en carga [kW]	Dato suministrado por ABB
Potencia [kW]	Potencia suministrada por el transformador
Stransformador [kVA]	Ratio de potencia aparente del transformador

La energía de pérdidas se calcula según la siguiente expresión:

$$Energía_{\text{depérdida}}[kWh] = Pérdidas[kW] \cdot Horas_{\text{año}}[h]$$

Los datos de pérdidas de los transformadores son los siguientes:

	En vacío [kW]	En carga [kW]	Total [kW]
50 MVA 132/12 kV transf.	24,67	228,89	253,56

Tabla 22. Datos pérdidas transformador 50 MVA 132/12 kV

Se indica a continuación los valores obtenidos de pérdidas en el transformador.

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Energía anual (MWh)	Potencia (kW)	Potencia de pérdidas en el trafo de subestación 132/12kV (50 MVA) [kW]	Energía de pérdidas en el trafo [kWh]
0,00	335,1	0,000	0	24,67	8265,06
0,76	573,8	0,000	0	24,67	14153,24
1,52	924,2	0,000	0	24,67	22796,44
2,27	891,3	0,000	0	24,67	21986,14
3,03	858,5	1,079	1,26	24,67	21175,95183
3,79	820,2	25,894	31,57	24,75	20297,85245

4,55	781,8	105,294	134,68	26,16	20453,62704
5,31	732,6	177,195	241,89	29,49	21601,43894
6,06	683,3	257,266	376,52	36,35	24835,90256
6,82	508,1	279,464	550,04	49,60	25198,86988
7,58	332,9	253,501	761,54	72,45	24118,45799
8,34	282,5	288,243	1020,29	110,44	31201,72219
9,09	232,1	299,026	1288,13	161,39	37465,35065
9,85	199,3	292,051	1465,46	201,63	40182,0938
10,61	166,4	249,660	1500,00	210,07	34963,496
11,37	122,6	183,960	1500,00	210,07	25762,576
12,13	78,8	118,260	1500,00	210,07	16561,656
12,88	60,2	90,338	1500,00	210,07	12651,265
13,64	41,6	62,415	1500,00	210,07	8740,874
14,40	38,8	58,145	1500,00	210,07	8142,8142
15,16	35,9	53,874	1500,00	210,07	7544,7544
15,92	28,5	42,705	1500,00	210,07	5980,598
16,67	21,0	31,536	1500,00	210,07	4416,4416
17,43	10,5	15,768	1500,00	210,07	2208,2208

Tabla 23. Pérdidas de energía anual en el transformador

Los valores totales de pérdidas [kWh/año] y el porcentaje en relación con la energía anual producida en el parque se muestran en la siguiente tabla.

Pérdidas anuales transformador (kWh)	460704,843
Total annual transformer energy losses (%)	0,532%

Como se puede ver en el transformador se pierde anualmente un 0,532% de la energía anual producida.

4.5. RESUMEN DE PÉRDIDAS

Se muestra en la siguiente tabla un resumen de los valores de pérdidas anuales en kWh y en porcentaje con respecto a la energía anual producida por el parque.

Pérdidas CABLES MT	Pérdidas TRANSFORMADOR	TOTAL
[kWh]	[kWh]	[kWh]
459544,0404	460704,8433	920248,8837
0,531%	0,532%	1,063%

Como se puede ver ambas tienen un valor similar siendo ligeramente superiores las pérdidas en el transformador. Las pérdidas en los cables podrían disminuirse empleando mayor sección de conductor pero esto también implicaría mayores intensidades de cortocircuito así como un mayor coste en cables.

ANEXO II. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

ÍNDICE ANEXO II. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

1. OBJETO	61
2. DATOS DE ENTRADA	62
2.1. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO	62
2.2. TRANSFORMADOR DE SUBESTACIÓN 132/12 kV	62
2.3. TRANSFORMADOR EN ZIG-ZAG	62
2.4. CABLES MT	63
2.5. AEROGENERADOR	64
2.6. MODELO COMPLETO	64
3. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO	66
4. RESULTADOS	68
4.1. MÁXIMOS VALORES DE CORTOCIRCUITO	68
4.2. MAXIMOS VALORES CORTOCIRCUITO FASE-TIERRA	70
5. INFORME.....	72
5.1. INFORME 1:	72
5.2. INFORME 2.....	117

1. OBJETO

El siguiente anexo tiene como objeto mostrar el procedimiento y los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito del parque eólico de Belchite. Con este estudio se determinarán los niveles mínimos de intensidad de cortocircuito que deberá soportar cada uno de los cables, así como la capacidad de corte de cada una de las protecciones a instalar en la subestación y en los aerogeneradores.

Los cálculos se realizan siguiendo lo indicado en la Norma UNE-EN 60909-0:2002 declarada de obligado cumplimiento según lo dispuesto en la ITC-LAT 02 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

Se emplea el software comercial ETAP 12.6.0, que se ajusta a la normativa anteriormente citada, y en el que se realiza el modelado completo de todo el Parque Eólico con el fin de obtener los valores exactos de cortocircuito con la máxima precisión posible en cada punto de la instalación.

2. DATOS DE ENTRADA

Para realizar los cálculos de cortocircuito se modela el parque eólico en el programa de cálculo ETAP. Las principales partes de la instalación eléctrica que se modelan son:

- Red externa
- Transformador de subestación
- Trafo zig-zag subestación
- Cables de Media Tensión
- Aerogenerador Acciona Windpower AW77/1500

2.1. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

La contribución de la red exterior ante un cortocircuito viene dada por la compañía eléctrica suministradora y corresponde al siguiente valor:

- Contribución de la red a cortocircuito trifásico: 31,5 kA*

*Se toma un valor conservador por la falta de datos.

2.2. TRANSFORMADOR DE SUBESTACIÓN 132/12 kV

El transformador de subestación es el principal elemento de la instalación que limita la intensidad de cortocircuito junto con los cables de MT que también limitan pero en menor medida. Las principales características del transformador de subestación son las siguientes:

Potencia [MVA]	50
Voltajes [kV]	132/12
Impedancia de cortocircuito [%]	14
Grupo de conexión	YNd

Tabla 24. Características eléctricas transformador 132/12 kV subestación

2.3. TRANSFORMADOR EN ZIG-ZAG

El secundario del transformador de transformador se encuentra en triángulo lo que haría que el sistema operase totalmente aislado de tierra. Las principales desventajas que esto conlleva son la presencia de sobretensiones, armónicos y la insensibilidad ante faltas monofásicas a tierra. En un sistema no puesto a tierra, el conductor puede caer a tierra sin que actúe la protección. Por ello los parques eólicos suelen disponer de un transformador de puesta a tierra, es decir, un transformador que opera en vacío y tiene las siguientes características.

- Tiene una impedancia infinita en operación normal del sistema, por tanto es una característica del sistema no puesto a tierra.
- Tiene una impedancia pequeña bajo fallas monofásicas, es decir, tiene la característica de sistema puesto a tierra.

Para simular el transformador en zig-zag en ETAP se modela como un transformador 12/12 kV que operará en vacío en la barra de subestación de 12 kV y que presentará las siguientes características, de acuerdo a lo expuesto en ‘Guía del usuario ETAP 12.6.0’.

Potencia [kVA]	250
Voltajes [kV]	12/12
Impedancia de cortocircuito [%]	8
Grupo de conexión	YNd

Tabla 25. Características transformador zig-zag

2.4. CABLES MT

Los conductores de Media Tensión que conectan cada uno de los aerogeneradores entre ellos y con la subestación, presentan las siguientes características:

Sección (mm ²)	R[90°C] [Ω/km]	L [mH/km]
95	0,4110	0,437
120	0,3250	0,419
150	0,2650	0,406
185	0,2110	0,391
240	0,1610	0,374
400	0,1010	0,348
630	0,0629	0,325

Tabla 26. Propiedades eléctricas cables MT

En ETAP se introducen cada uno de los cables que componen el parque junto con sus características. Los tramos a introducir se recogen en la siguiente tabla:

Desde	Hasta	Longitud (m)	Sección
WTG-12	WTG-13	273	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-13	WTG-14	252	XLPE 1x3x185 mm ² Al
WTG-14	WTG-15	308	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-15	SET	810	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-27	WTG-28	346	XLPE 1x3x95 mm ² Al
WTG-28	WTG-29	301	XLPE 1x3x120 mm ² Al
WTG-29	SET	3253	XLPE 1x3x400 mm ² Al
WTG-30	WTG-26	377	XLPE 1x3x95 mm ² Al
WTG-26	WTG-25	855	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-25	WTG-24	842	XLPE 1x3x185 mm ² Al
WTG-24	SET	1979	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-23	WTG-22	607	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-22	WTG-21	547	XLPE 1x3x185 mm ² Al
WTG-21	WTG-20	638	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-20	SET	850	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-16	WTG-17	368	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-17	SET	309	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-19	WTG-18	445	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-18	WTG-17	317	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-11	WTG-10	478	XLPE 1x3x120 mm ² Al
WTG-10	WTG-9	399	XLPE 1x3x150 mm ² Al

WTG-9	SET	2607	XLPE 1x3x400 mm ² Al
WTG-8	WTG-7	471	XLPE 1x3x120 mm ² Al
WTG-7	WTG-6	411	XLPE 1x3x150 mm ² Al
WTG-6	WTG-5	416	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-5	SET	1585	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-4	WTG-3	326	XLPE 1x3x185 mm ² Al
WTG-3	WTG-2	324	XLPE 1x3x240 mm ² Al
WTG-2	SET	842	XLPE 1x3x630 mm ² Al
WTG-1	WTG-2	309	XLPE 1x3x185 mm ² Al

Tabla 27. Tramos de cable del parque eólico

2.5. AEROGENERADOR

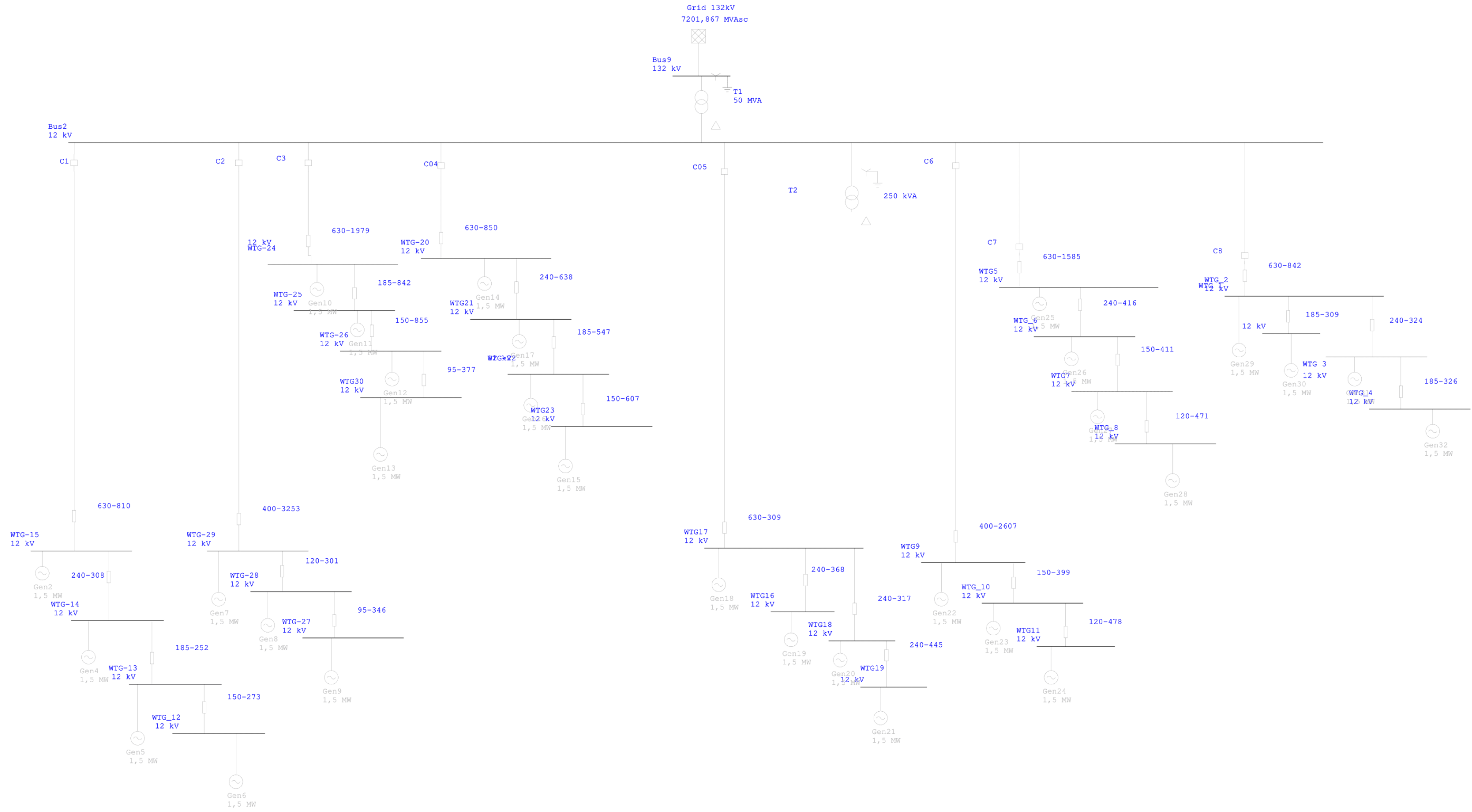
El aerogenerador Acciona Windpower 77/1500 se trata de un generador asíncrono doblemente alimentado con una potencia de 1,5 MW.

Según lo indicado por Acciona para estudios de cortocircuito se debe modelar como un generador síncrono con un aporte de corriente a la red de **120 A** en caso de cortocircuito trifásico. En cortocircuito monofásico, bifásico o bifásico a tierra el aporte del aerogenerador se considera nulo.

2.6. MODELO COMPLETO

Se muestra a continuación el modelo completo del parque eólico que se ha simulado en el programa.

Los cables están nombrados usando la siguiente denominación: <<mm²sección-longitud en metros>>.



3. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

El procedimiento de cálculo de las corrientes de cortocircuito máximo se basa en las siguientes simplificaciones que se indican en la Norma UNE EN 60909-0, a pesar de lo cual los resultados se consideran de precisión aceptable.

- Durante la duración del cortocircuito no hay cambio en el tipo de cortocircuito involucrado.
- Durante la duración del cortocircuito no hay cambio en la red involucrada.
- La impedancia de los transformadores es la correspondiente a la toma principal de los cambiadores de tomas.
- No se tienen en cuenta las resistencias de arco.
- Se desprecian las capacidades de línea, admitancias en derivación y cargas no rotativas, excepto las del sistema homopolar.

Cuando se calculan las corrientes máximas de cortocircuito es necesario cumplir las siguientes condiciones:

- El factor de tensión c_{min} se fija en 1,1.
- Se toma la configuración del sistema que conduzca al máximo valor de cortocircuito, es decir, los 30 aerogeneradores estarán produciendo 1,5 MW cada uno.
- La resistencia de las líneas se considerará a temperatura de 20°C (resistencia mínima).

Los cuatro tipos de cortocircuito que se van a analizar son:

- Trifásico
- Monofásico
- Bifásico
- Bifásico a tierra

En la siguiente imagen de la Norma se muestran cada uno de ellos.

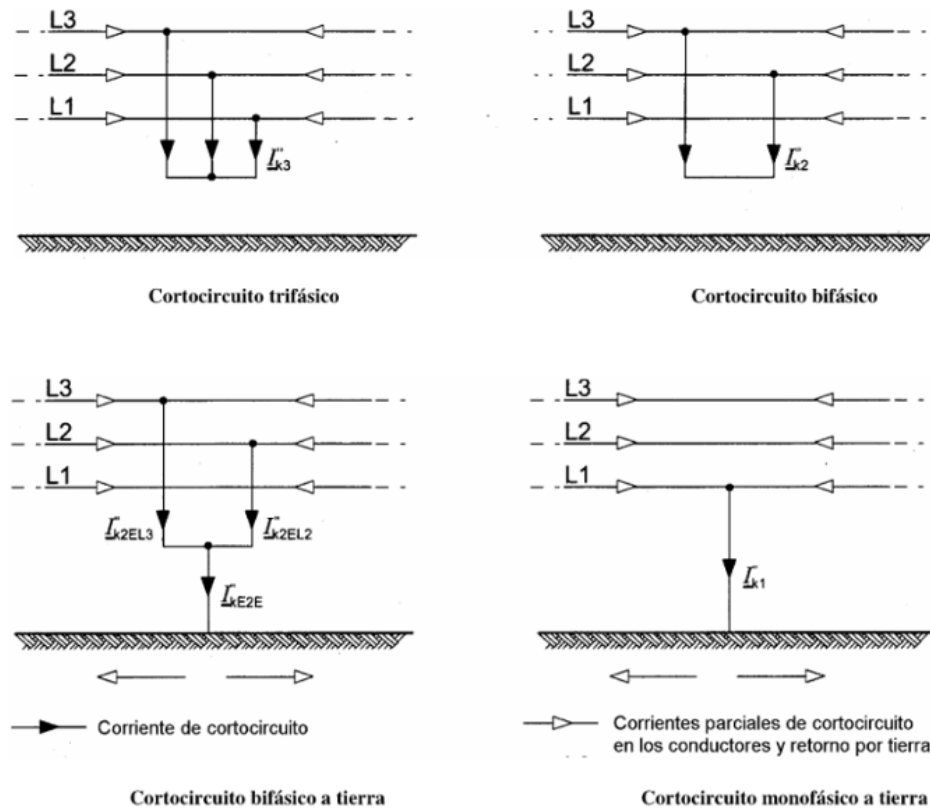


Tabla 28. Tipos de cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito que se van a calcular en cada uno de ellos son:

- **Corriente de cortocircuito simétrica inicial I_k'' :** Valor eficaz de la componente simétrica de corriente alterna de una corriente de cortocircuito prevista siendo despreciada la componente de corriente continua si existe.
- **Valor de cresta de la corriente de cortocircuito i_p :** Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito prevista.
- **Corriente de cortocircuito simétrica de corte I_b :** Valor eficaz de un ciclo integral de la componente simétrica de corriente alterna de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de separación de los contactos del primer polo que abre un dispositivo de interrupción.
- **Corriente de cortocircuito permanente I_k :** Valor eficaz de la corriente de cortocircuito que permanece después del decrecimiento del fenómeno transitorio.

4. RESULTADOS

Se presentan en el siguiente capítulo los principales resultados obtenidos, el resto de valores así como el informe completo se muestra en el apartado de “Informe”.

Los valores máximos de intensidad de cortocircuito de entre los cuatro tipos posibles (trifásico, LL, LT, LLT) determinarán el valor de intensidad de cortocircuito que deberán soportar como mínimo los cables y celdas de Media Tensión. Además los máximos valores de cortocircuito monofásico se emplearán para calcular la dimensión de los conductores de tierra, la pantalla de los cables y la red de tierras del aerogenerador.

4.1. MÁXIMOS VALORES DE CORTOCIRCUITO

Los máximos valores de cortocircuito son los de cortocircuito trifásico en el cual existe aporte de los aerogeneradores. En la siguiente tabla se muestran los valores de cortocircuito:

Barra	kV	Falta Trifásica		
		I''k [kA]	ip [kA]	Ik [kA]
SUB	12,000	22,205	60,000	22,205
WTG1	12,000	16,108	34,873	16,108
WTG2	12,000	17,816	43,016	17,816
WTG3	12,000	16,195	35,899	16,195
WTG4	12,000	14,616	29,730	14,616
WTG5	12,000	15,136	34,451	15,136
WTG6	12,000	13,623	28,712	13,623
WTG7	12,000	12,052	23,096	12,052
WTG8	12,000	10,360	18,175	10,360
WTG9	12,000	11,730	22,985	11,730
WTG10	12,000	10,522	19,348	10,522
WTG11	12,000	9,152	15,737	9,152
WTG12	12,000	13,806	26,688	13,806
WTG13	12,000	15,157	31,558	15,157
WTG14	12,000	16,406	36,619	16,406
WTG15	12,000	17,952	43,482	17,952
WTG16	12,000	18,062	41,030	18,062
WTG17	12,000	20,377	52,408	20,377
WTG18	12,000	18,384	42,424	18,384
WTG19	12,000	15,995	33,272	15,995
WTG-20	12,000	17,781	42,897	17,781
WTG21	12,000	14,837	31,005	14,837
WTG22	12,000	12,647	23,942	12,647
WTG23	12,000	10,534	18,302	10,534
WTG24	12,000	14,014	31,178	14,014
WTG25	12,000	11,296	21,614	11,296

WTG26	12,000	9,054	15,700	9,054
WTG27	12,000	8,627	14,788	8,627
WTG28	12,000	9,622	17,474	9,622
WTG29	12,000	10,462	19,992	10,462
WTG30	12,000	8,049	13,329	8,049

Tabla 29. Valores cortocircuito trifásico

Estos valores son los que tendrá que soportar cada una de las **celdas de MT** de cada uno de los aerogeneradores del parque eólico.

Además estos valores también tendrán que ser soportados por los **cables de MT** que salgan de cada una de las celdas. Las intensidades máximas de cortocircuito admisible en los conductores se calculan de acuerdo con la Norma UNE 21192. Para los cálculos realizados en el presente proyecto se toma como temperatura inicial del conductor su temperatura real y no 90°C como supone el método simplificado mostrado en dicha norma. De esta forma se obtienen valores más precisos y se evita un sobredimensionamiento innecesario de la instalación.

Por tanto la temperatura real del cable y la máxima intensidad soportada por el conductor vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$T_{cable} = T_{terreno} + (90 - T_{terreno}) \cdot \left(\frac{I}{I_{adm}}\right)^2$$

Donde:

Tcable [°C]	Temperatura real del cable
Tterreno [°C]	Temperatura del terreno = 20°C
I [A]	Intensidad que circula por el conductor
Iadm [A]	Intensidad admisible por un conductor

$$C_{sk} = S \cdot \frac{K}{\sqrt{t}} \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{250 + \beta}{T_{cable} + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{250 + \beta}{90 + \beta}\right)}}$$

Donde:

Csc [A]	Corriente cortocircuito admisible
K	Constante = 94 (para el aluminio)
T [s]	Duración del cortocircuito = 1 s
S [mm ²]	Sección del conductor
B	Constante = 228 (para el aluminio)

En la siguiente tabla se muestra la intensidad de cortocircuito a soportar por cada uno de los cables y la intensidad de cortocircuito real calculada en ETAP. Como se puede ver todos los conductores soportan la intensidad de cortocircuito con un margen de hasta un 11%.

Desde	Hasta	Cable	Icc admisible [kA]	Icc real [kA]	Porcentaje
WTG-12	WTG-13	XLPE 1x3x150 mm ² Al	17,35	15,16	87%
WTG-13	WTG-14	XLPE 1x3x185 mm ² Al	20,56	16,41	80%
WTG-14	WTG-15	XLPE 1x3x240 mm ² Al	24,39	17,95	74%
WTG-15	SET	XLPE 1x3x630 mm ² Al	62,31	22,20	36%
WTG-27	WTG-28	XLPE 1x3x95 mm ² Al	10,86	9,62	89%
WTG-28	WTG-29	XLPE 1x3x120 mm ² Al	12,31	10,46	85%
WTG-29	SET	XLPE 1x3x400 mm ² Al	39,82	22,20	56%
WTG-30	WTG-26	XLPE 1x3x95 mm ² Al	10,72	9,05	84%
WTG-26	WTG-25	XLPE 1x3x150 mm ² Al	15,83	11,30	71%
WTG-25	WTG-24	XLPE 1x3x185 mm ² Al	17,79	14,01	79%
WTG-24	SET	XLPE 1x3x630 mm ² Al	62,31	22,20	36%
WTG-23	WTG-22	XLPE 1x3x150 mm ² Al	17,07	12,65	74%
WTG-22	WTG-21	XLPE 1x3x185 mm ² Al	19,48	14,84	76%
WTG-21	WTG-20	XLPE 1x3x240 mm ² Al	23,26	17,78	76%
WTG-20	SET	XLPE 1x3x630 mm ² Al	62,31	22,20	36%
WTG-16	WTG-17	XLPE 1x3x240 mm ² Al	27,83	20,38	73%
WTG-17	SET	XLPE 1x3x630 mm ² Al	62,31	22,20	36%
WTG-19	WTG-18	XLPE 1x3x240 mm ² Al	27,62	18,38	67%
WTG-18	WTG-17	XLPE 1x3x240 mm ² Al	25,69	20,38	79%
WTG-11	WTG-10	XLPE 1x3x120 mm ² Al	13,67	10,52	77%
WTG-10	WTG-9	XLPE 1x3x150 mm ² Al	15,83	11,73	74%
WTG-9	SET	XLPE 1x3x400 mm ² Al	41,24	22,20	54%
WTG-8	WTG-7	XLPE 1x3x120 mm ² Al	13,67	12,05	88%
WTG-7	WTG-6	XLPE 1x3x150 mm ² Al	15,83	13,62	86%
WTG-6	WTG-5	XLPE 1x3x240 mm ² Al	24,39	15,14	62%
WTG-5	SET	XLPE 1x3x630 mm ² Al	64,63	22,20	34%
WTG-4	WTG-3	XLPE 1x3x185 mm ² Al	21,21	16,20	76%
WTG-3	WTG-2	XLPE 1x3x240 mm ² Al	26,03	17,82	68%
WTG-2	SET	XLPE 1x3x630 mm ² Al	64,63	22,20	34%
WTG-1	WTG-2	XLPE 1x3x185 mm ² Al	21,12	17,82	84%

Tabla 30. Valor de intensidad de cortocircuito a soportar por cada uno de los cables

4.2. MAXIMOS VALORES CORTOCIRCUITO FASE-TIERRA

Se muestran a continuación los máximos valores de cortocircuito fase-tierra.

Barra	kV	Falta Línea-a-Tierra			
		I'k [kA]	ip [kA]	lb [kA]	Ik [kA]
Bus2	12,00	0,486	1,325	0,486	0,486
WTG 1	12,00	0,482	1,068	0,482	0,482
WTG_2	12,00	0,484	1,186	0,484	0,484
WTG 3	12,00	0,482	1,091	0,482	0,482
WTG_4	12,00	0,480	1,001	0,480	0,480
WTG5	12,00	0,481	1,112	0,481	0,481

WTG_6	12,00	0,479	1,026	0,479	0,479
WTG7	12,00	0,476	0,927	0,476	0,476
WTG_8	12,00	0,473	0,841	0,473	0,473
WTG9	12,00	0,476	0,944	0,476	0,476
WTG_10	12,00	0,473	0,879	0,473	0,473
WTG11	12,00	0,470	0,814	0,470	0,470
WTG_12	12,00	0,479	0,948	0,479	0,479
WTG-13	12,00	0,481	1,023	0,481	0,481
WTG-14	12,00	0,482	1,097	0,482	0,482
WTG-15	12,00	0,484	1,190	0,484	0,484
WTG16	12,00	0,483	1,125	0,483	0,483
WTG17	12,00	0,485	1,264	0,485	0,485
WTG18	12,00	0,484	1,141	0,484	0,484
WTG19	12,00	0,481	1,029	0,481	0,481
WTG-20	12,00	0,483	1,185	0,483	0,483
WTG21	12,00	0,480	1,024	0,480	0,480
WTG-22	12,00	0,477	0,919	0,477	0,477
WTG23	12,00	0,473	0,834	0,473	0,473
WTG-24	12,00	0,480	1,083	0,480	0,480
WTG-25	12,00	0,475	0,918	0,475	0,475
WTG-26	12,00	0,469	0,815	0,469	0,469
WTG-27	12,00	0,468	0,805	0,468	0,468
WTG-28	12,00	0,471	0,860	0,471	0,471
WTG-29	12,00	0,473	0,912	0,473	0,473
WTG30	12,00	0,466	0,772	0,466	0,466

Tabla 31. Valores de intensidad de cortocircuito fase-tierra

La **pantalla de los cables de MT** tendrá que soportar intensidades de cortocircuito de cómo máximo 486 A mientras que aguanta más de 1000 A (mínimo indicado en la Norma UNE 211003 que debe aguantar la pantalla de un cable de estas características).

5. INFORME

Se adjunta a continuación los informes generados mediante el programa ETAP y de los cuales se han extraído los resultados.

Como los aerogeneradores solo aportan energía a la red en caso de cortocircuito trifásico, se han generado dos informes, uno con aerogeneradores y otro sin los aerogeneradores. Por tanto de cada informe se debe extraer la siguiente información:

- Informe 1: Cortocircuito trifásico
- Informe 2: Cortocircuito monofásico, bifásico y bifásico a tierra.

5.1. INFORME 1:

Se adjunta a continuación el informe 1 completo en el que se muestran los valores de cortocircuito trifásico verdadero al simularse con los generadores aportando energía a la red en caso de cortocircuito. Además de la siguiente información:

- Datos de las barras
- Datos de los cables
- Datos de los transformadores
- Propiedades conexiones de la instalación
- Datos de los aerogeneradores
- Reporte completo de cortocircuito
- Informe de la impedancia de secuencia

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 1
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Programa Analizador de Transitorios Eléctricos

Análisis del Cortocircuito

Estándar IEC 60909
Corriente de Falta Trifásica, LG, LL y LLG

Número de Barras:	Barra Infinita 1	V-Control 30	Carga 2	Total 33			
Número de Ramales:	XFMR2 2	XFMR3 0	Reactor 0	Línea/Cable 30	Impedancia 0	DP-Enlace 0	Total 32
Número de Máquinas:	Generador Sincrono 30	Potencia Red 1	Motor Sincrono 0	Máquinas Inducción 0	Carga Concentrada 0	Total 31	

Frecuencia del Sistema: 50.00 Hz

Sistema de Unidades: Métrico

Nombre de Archivo de Proyecto: Parque12kV_conaeros
 eólico Belchite 45 MW

Nombre Archivo de Salida: D:\UNIVERSIDAD\MASTER\TFM\Cálculos técnicos\12kV\ETAP\12kV_v1.S12

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 2
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Ajustes

<u>Tolerancia</u>	<u>Aplicar Ajustes</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Porcentaje</u>
Impedancia Transformador:	Sí	Individual	
Impedancia de Reactor:	Sí	Individual	
Resistencia Relé Protección Sobrecarga	No		
Longitud de Línea de Transmisión:	No		
Longitud de Cable:	No		

<u>Corrección de Temperatura</u>	<u>Aplicar Ajustes</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Grados C</u>
Resistencia de Línea de Transmisión:	Sí	Individual	
Resistencia de Cable:	Sí	Individual	

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 3
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Datos de Entrada de Barra

ID	Barra			Tensión Inicial		
	Tipo	kV Nom.	kV base	Sub-sist	%Mag.	Áng.
Bus2	Load	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
Bus9	SWNG	132.000	132.000	1	100.00	0.00
WTG 1	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG_2	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG 3	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG_4	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG5	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG_6	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG7	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG_8	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG9	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG_10	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG11	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG_12	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-13	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-14	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-15	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG16	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG17	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG18	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG19	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-20	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG21	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-22	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG23	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-24	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-25	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-26	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-27	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-28	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG-29	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
WTG30	Gen.	12.000	12.000	1	100.00	-30.00
T2~	Load	12.000	12.000	0	100.00	0.00

33 Total Barras

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW

Ubicación: Belchite (Zaragoza)

Contrato:

Ingeniero: Ignacio Gracia Subira

Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP

12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 4

Fecha: 01-06-2017

SN:

Revisión: Base

Config.: Normal

Todas las tensiones en reporte de ETAP expresadas en % de kV Nominal de barra.
Valores kV base de las barras son calculados y utilizados internamente por ETAP.

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 5
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Datos de Entrada Línea/Cable

Ohms o Siemens por 1000mpor Conductor (Cable) o por Fase (Línea)

Línea/Cable	Longitud												
	ID	Librería	Tamaño	Adj. (m)	% Tol.	#/Fase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
95-346			346.0	0.0	1	20	0.3223405	0.1373000			0.3223405	0.1373000	
95-377			377.0	0.0	1	20	0.3223405	0.1373000			0.3223405	0.1373000	
120-301			301.0	0.0	1	20	0.2548921	0.1316000			0.2548921	0.1316000	
120-471			471.0	0.0	1	20	0.2548921	0.1316000			0.2548921	0.1316000	
120-478			478.0	0.0	1	20	0.2548921	0.1316000			0.2548921	0.1316000	
150-273			273.0	0.0	1	20	0.2078351	0.1275000			0.2078351	0.1275000	
150-399			399.0	0.0	1	20	0.2078351	0.1275000			0.2078351	0.1275000	
150-411			411.0	0.0	1	20	0.2078351	0.1275000			0.2078351	0.1275000	
150-607			607.0	0.0	1	20	0.2078351	0.1275000			0.2078351	0.1275000	
150-855			855.0	0.0	1	20	0.2078351	0.1275000			0.2078351	0.1275000	
185-252			252.0	0.0	1	20	0.1654838	0.1228000			0.1654838	0.1228000	
185-309			309.0	0.0	1	20	0.1654838	0.1228000			0.1654838	0.1228000	
185-326			326.0	0.0	1	20	0.1654838	0.1228000			0.1654838	0.1228000	
185-547			547.0	0.0	1	20	0.1654838	0.1228000			0.1654838	0.1228000	
185-842			842.0	0.0	1	20	0.1654838	0.1228000			0.1654838	0.1228000	
240-308			308.0	0.0	1	20	0.1262696	0.1175000			0.1262696	0.1175000	
240-317			317.0	0.0	1	20	0.1262696	0.1175000			0.1262696	0.1175000	
240-324			324.0	0.0	1	20	0.1262696	0.1175000			0.1262696	0.1175000	
240-368			368.0	0.0	1	20	0.1262696	0.1175000			0.1262696	0.1175000	
240-416			416.0	0.0	1	20	0.1262696	0.1175000			0.1262696	0.1175000	
240-445			445.0	0.0	1	20	0.1262696	0.1175000			0.1262696	0.1175000	
240-638			638.0	0.0	1	20	0.1262696	0.1175000			0.1262696	0.1175000	
400-2607			2607.0	0.0	1	20	0.0792126	0.1093000			0.0792126	0.1093000	
400-3253			3253.0	0.0	1	20	0.0792126	0.1093000			0.0792126	0.1093000	
630-309			309.0	0.0	1	20	0.0493314	0.1021000			0.0493314	0.1021000	
630-810			810.0	0.0	1	20	0.0493314	0.1021000			0.0493314	0.1021000	
630-842			842.0	0.0	1	20	0.0493314	0.1021000			0.0493314	0.1021000	
630-850			850.0	0.0	1	20	0.0493314	0.1021000			0.0493314	0.1021000	
630-1585			1585.0	0.0	1	20	0.0493314	0.1021000			0.0493314	0.1021000	
630-1979			1979.0	0.0	1	20	0.0493314	0.1021000			0.0493314	0.1021000	

Las resistencias de la línea/del Cable se muestran a las temperaturas especificadas.

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 6
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Datos de Entrada de Transformador de 2 Devanados

Transformador	Clase					Z variación			% Ajuste Toma		Ajustado	Desfase		
	ID	MVA	kV Prim.	kV Sec.	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Tipo	Ángulo
T1		50.000	132.000	12.000	14.00	45.00	0	0	0	0	0	14.0000	YNd	30.000
T2		0.250	12.000	12.000	8.00	1.50	0	0	0	0	0	8.0000	YNd	30.000

Datos de Entrada de Puesta a Tierra de Transformador de 2 Devanados

Transformador	Clase			Puesta a Tierra									
	ID	MVA	kV Prim.	kV Sec.	Con.		Primario			Secundario			
					Tipo	Tipo	kV	Amp	Ohm	Tipo	kV	Amp	Ohm
T1		50.000	132.000	12.000	Y/D	Solid							
T2		0.250	12.000	12.000	Y/D	Solid							

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW

Ubicación: Belchite (Zaragoza)

Contrato:

Ingeniero: Ignacio Gracia Subira

Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP

12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 7

Fecha: 01-06-2017

SN:

Revisión: Base

Config.: Normal

Conexiones de Ramal

Circuito/Rama		ID Barra Conectada		% Impedancia Sec. Pos., 100 MVAb			
ID	Tipo	Barra Origen	Barra Destino	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus9	Bus2	0.60	26.99	26.99	
T2	2W XFMR	Bus2	T2~	1783.68	2675.52	3215.58	
95-346	Cable	WTG-28	WTG-27	7.75	3.30	8.42	
95-377	Cable	WTG-26	WTG30	8.44	3.59	9.17	
120-301	Cable	WTG-29	WTG-28	5.33	2.75	6.00	
120-471	Cable	WTG7	WTG_8	8.34	4.30	9.38	
120-478	Cable	WTG_10	WTG11	8.46	4.37	9.52	
150-273	Cable	WTG-13	WTG_12	3.94	2.42	4.62	
150-399	Cable	WTG9	WTG_10	5.76	3.53	6.76	
150-411	Cable	WTG_6	WTG7	5.93	3.64	6.96	
150-607	Cable	WTG-22	WTG23	8.76	5.37	10.28	
150-855	Cable	WTG-25	WTG-26	12.34	7.57	14.48	
185-252	Cable	WTG-14	WTG-13	2.90	2.15	3.61	
185-309	Cable	WTG_2	WTG 1	3.55	2.64	4.42	
185-326	Cable	WTG 3	WTG_4	3.75	2.78	4.67	
185-547	Cable	WTG21	WTG-22	6.29	4.66	7.83	
185-842	Cable	WTG-24	WTG-25	9.68	7.18	12.05	
240-308	Cable	WTG-15	WTG-14	2.70	2.51	3.69	
240-317	Cable	WTG17	WTG18	2.78	2.59	3.80	
240-324	Cable	WTG_2	WTG 3	2.84	2.64	3.88	
240-368	Cable	WTG17	WTG16	3.23	3.00	4.41	
240-416	Cable	WTG5	WTG_6	3.65	3.39	4.98	
240-445	Cable	WTG18	WTG19	3.90	3.63	5.33	
240-638	Cable	WTG-20	WTG21	5.59	5.21	7.64	
400-2607	Cable	Bus2	WTG9	14.34	19.79	24.44	
400-3253	Cable	Bus2	WTG-29	17.89	24.69	30.49	
630-309	Cable	Bus2	WTG17	1.06	2.19	2.43	
630-810	Cable	Bus2	WTG-15	2.77	5.74	6.38	
630-842	Cable	Bus2	WTG_2	2.88	5.97	6.63	
630-850	Cable	Bus2	WTG-20	2.91	6.03	6.69	
630-1585	Cable	Bus2	WTG5	5.43	11.24	12.48	
630-1979	Cable	Bus2	WTG-24	6.78	14.03	15.58	

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 8
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Datos de Entrada de Red de Potencia Externo

Red de Pot.	Barra Conectada	Clase		% Impedancia 100 MVA base			Puesta a Ti		
		ID	ID	MVASC	kV	R	X"	R/X"	Tipo
Grid 132kV	Bus9			7201.867	132.000	0.13816	1.38164	0.10	Estrella - Sólida

Total Máquinas Redes (= 1): 7201.867 MVA

Datos de Entrada del Generador Síncrono

Generador Síncrono		Clase				% Imped. en Base-Máquina					Puesta a Tierra			Excitación
ID	Tipo	MVA	kV	RPM	% FP	R	Xd"			Xd, sat	Con.	Tipo	Amp	Tipo
							Adj.	Tol.	R/X					Tipo
Gen2	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen4	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen5	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen6	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen7	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen8	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen9	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen10	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen11	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen12	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen13	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen14	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen15	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen16	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen17	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen18	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen19	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen20	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen21	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%
Gen22	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrella	Sólida	0.00	Turbina 130%

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 9
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Generador Síncrono		Clase				% Imped. en Base-Máquina					Puesta a Tierra			Excitación
ID	Tipo	MVA	kV	RPM	% FP	R	Xd"		R/X	Xd, sat	Con.	Tipo	Amp	Tipo
Gen23	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen24	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen25	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen26	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen27	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen28	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen29	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen30	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen31	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%
Gen32	Turbo	1.613	12.000	1500	93.00	4.316	82.00	0.0	0.05	155.00	Estrell	Sólido	0.00	Turbina 130%

Total de Generadores Síncronos Conectados (=30,00) : 48,387MVA

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 10
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falta en Barra: **Bus2**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
Bus2	Total	0.00	22.205	0.00	79.93	86.00	29.878	29.878	7.60E-001	2.38E+001	2.86E+000	1.37E+001
WTG9	Bus2	1.68	0.363	7.18	78.76	82.85	1.555	2.827	9.32E+001	1.45E+003	3.52E+001	1.44E+002
WTG-29	Bus2	2.09	0.362	8.74	78.45	82.25	1.517	2.733	9.65E+001	1.46E+003	3.85E+001	1.49E+002
WTG17	Bus2	0.23	0.490	1.06	79.72	85.51	2.309	4.361	5.87E+001	1.08E+003	1.53E+001	9.50E+001
WTG-15	Bus2	0.59	0.488	2.68	79.38	84.81	2.223	4.144	6.18E+001	1.08E+003	1.83E+001	9.96E+001
WTG_2	Bus2	0.61	0.489	2.81	79.36	84.74	2.241	4.188	6.06E+001	1.08E+003	1.71E+001	9.87E+001
WTG-20	Bus2	0.62	0.487	2.75	79.33	84.81	2.175	4.021	6.47E+001	1.08E+003	2.11E+001	1.02E+002
WTG5	Bus2	1.14	0.485	4.98	78.85	83.88	2.114	3.869	6.60E+001	1.09E+003	2.25E+001	1.06E+002
WTG-24	Bus2	1.42	0.482	5.94	78.54	83.60	2.017	3.630	7.23E+001	1.09E+003	2.84E+001	1.12E+002
Bus9	Bus2	94.66	18.559	96.92	99.15	96.75	13.699	0.000	7.52E-001	2.85E+001		
T2~	Bus2	0.00	0.000	49.65	46.15	84.23	0.043	0.130 *			1.78E+003	2.68E+003
WTG_10	WTG9	1.97	0.242	8.42	78.76	82.27	1.029	1.865	1.21E+002	2.15E+003	3.40E+001	1.88E+002
Gen22	WTG9	100.00	0.121	100.00	100.00	100.00	0.526	0.962	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-28	WTG-29	2.33	0.241	9.78	78.48	81.76	1.006	1.807	1.20E+002	2.15E+003	3.34E+001	1.87E+002
Gen7	WTG-29	100.00	0.121	100.00	100.00	100.00	0.512	0.926	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG18	WTG17	0.39	0.245	1.85	79.69	85.11	1.147	2.162	1.17E+002	2.15E+003	2.99E+001	1.87E+002
WTG16	WTG17	0.32	0.123	1.52	79.71	85.27	0.579	1.094	2.29E+002	4.30E+003	5.56E+001	3.70E+002
Gen18	WTG17	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.583	1.105	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-14	WTG-15	0.83	0.366	3.78	79.32	84.26	1.657	3.081	7.98E+001	1.44E+003	2.19E+001	1.26E+002
Gen2	WTG-15	100.00	0.122	100.00	100.00	100.00	0.567	1.063	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG 1	WTG_2	0.70	0.122	3.23	79.37	84.51	0.562	1.051	2.30E+002	4.30E+003	5.60E+001	3.69E+002
WTG 3	WTG_2	0.78	0.244	3.58	79.33	84.35	1.114	2.077	1.17E+002	2.15E+003	3.00E+001	1.87E+002
Gen29	WTG_2	100.00	0.122	100.00	100.00	100.00	0.565	1.060	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG21	WTG-20	1.12	0.365	4.99	79.17	83.73	1.609	2.961	8.47E+001	1.44E+003	2.67E+001	1.30E+002
Gen14	WTG-20	100.00	0.122	100.00	100.00	100.00	0.566	1.062	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG_6	WTG5	1.47	0.364	6.39	78.74	83.21	1.570	2.864	8.26E+001	1.44E+003	2.46E+001	1.28E+002
Gen25	WTG5	100.00	0.122	100.00	100.00	100.00	0.544	1.006	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-25	WTG-24	2.18	0.361	9.09	78.35	82.13	1.484	2.651	9.15E+001	1.44E+003	3.33E+001	1.33E+002
Gen10	WTG-24	100.00	0.121	100.00	100.00	100.00	0.534	0.983	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 11
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

(Cont.)

Falta en Barra: **Bus2**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Grid 132kV	Bus9	100.00	1.687	100.00	100.00	100.00	1.073	0.000	1.52E-001	1.52E+000	2.71E-001	2.71E+000
		Trifásico	LG			L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms)	:	22.205		29.878		23.370		26.420				
Corriente Pico (kA), Método C	:	60.000		80.736		63.150		71.390				
Corriente de Corte (kA, rms, symm)	:			29.878		23.370		26.420				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms)	:	22.205		29.878		23.370		26.420				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 12
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **Bus9**
 kV Nominal = 132.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus9	Total	0.00	31.779	0.00	109.82	109.42	26.367	26.367	1.50E-001	1.51E+000	2.28E-001	2.46E+000
Bus2	Bus9	15.69	0.280	69.55	71.21	91.73	1.099	2.413 *	9.32E+000	1.72E+002	6.00E-001	2.70E+001
Grid 132kV	Bus9	100.00	31.500	100.00	100.00	100.00	25.270	23.960	1.52E-001	1.52E+000	2.71E-001	2.71E+000
WTG9	Bus2	16.87	0.306	70.74	71.29	91.12	0.283	0.000	7.83E+002	1.27E+003		
WTG-29	Bus2	17.17	0.305	71.01	71.33	90.98	0.280	0.000	7.83E+002	1.28E+003		
WTG17	Bus2	15.86	0.414	69.70	71.24	91.63	0.399	0.000	5.89E+002	9.37E+002		
WTG-15	Bus2	16.14	0.412	69.94	71.30	91.49	0.392	0.000	5.89E+002	9.43E+002		
WTG_2	Bus2	16.16	0.412	69.96	71.30	91.48	0.394	0.000	5.89E+002	9.42E+002		
WTG-20	Bus2	16.16	0.411	69.95	71.31	91.48	0.387	0.000	5.88E+002	9.47E+002		
WTG5	Bus2	16.57	0.409	70.29	71.41	91.28	0.382	0.000	5.89E+002	9.51E+002		
WTG-24	Bus2	16.79	0.407	70.45	71.48	91.18	0.372	0.000	5.87E+002	9.60E+002		
T2~	Bus2	15.69	0.000	84.52	61.64	85.89	0.000	0.000 *				
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		31.779		26.367		27.745		29.892				
Corriente Pico (kA), Método C :		78.511		65.140		68.543		73.849				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				26.367		27.745		29.892				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		31.779		26.367		27.745		29.892				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 13
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG 1**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG 1	Total	0.00	16.108	0.00	85.62	89.16	20.261	20.261	6.99E+000	3.21E+001	7.76E+000	2.02E+001
WTG_2	WTG 1	13.36	15.987	16.42	85.63	89.41	19.658	19.109	7.08E+000	3.23E+001	8.52E+000	2.13E+001
Gen30	WTG 1	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.617	1.184	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG 3	WTG_2	13.52	0.222	17.18	85.53	89.05	1.036	1.952	1.17E+002	2.15E+003	3.00E+001	1.87E+002
Bus2	WTG_2	32.04	15.654	37.97	86.35	90.60	18.103	16.180	3.65E+000	3.03E+001	6.30E+000	2.19E+001
Gen29	WTG_2	100.00	0.111	100.00	100.00	100.00	0.526	0.997	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG	L-L		LLG						
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		16.108	20.261	16.131		18.337						
Corriente Pico (kA, Método C) :		34.873	43.864	34.923		39.698						
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			20.261	16.131		18.337						
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		16.108	20.261	16.131		18.337						

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 14
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG_2**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG_2	Total	0.00	17.816	0.00	83.47	87.32	23.098	23.098	3.49E+000	2.95E+001	4.63E+000	1.78E+001
WTG 1	WTG_2	0.10	0.123	0.50	83.47	87.07	0.600	1.136	2.30E+002	4.30E+003	5.60E+001	3.69E+002
WTG 3	WTG_2	0.18	0.246	0.87	83.42	86.90	1.188	2.244	1.17E+002	2.15E+003	3.00E+001	1.87E+002
Bus2	WTG_2	21.71	17.325	25.96	84.15	88.67	20.717	18.602	3.65E+000	3.03E+001	6.30E+000	2.19E+001
Gen29	WTG_2	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.603	1.146	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen30	WTG 1	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.600	1.136	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG_4	WTG 3	0.29	0.123	1.39	83.41	86.64	0.592	1.117	2.30E+002	4.30E+003	5.62E+001	3.70E+002
Gen31	WTG 3	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.596	1.127	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG9	Bus2	23.03	0.290	31.22	83.05	86.49	1.147	2.047	9.32E+001	1.45E+003	3.52E+001	1.44E+002
WTG-29	Bus2	23.35	0.289	32.37	82.78	86.07	1.119	1.979	9.65E+001	1.46E+003	3.85E+001	1.49E+002
WTG17	Bus2	21.88	0.391	26.74	83.96	88.33	1.701	3.158	5.87E+001	1.08E+003	1.53E+001	9.50E+001
WTG-15	Bus2	22.17	0.390	27.93	83.66	87.85	1.638	3.000	6.18E+001	1.08E+003	1.83E+001	9.96E+001
WTG-20	Bus2	22.20	0.389	27.98	83.63	87.85	1.602	2.911	6.47E+001	1.08E+003	2.11E+001	1.02E+002
WTG5	Bus2	22.62	0.387	29.63	83.21	87.22	1.558	2.801	6.60E+001	1.09E+003	2.25E+001	1.06E+002
WTG-24	Bus2	22.84	0.385	30.33	82.97	87.04	1.487	2.628	7.23E+001	1.09E+003	2.84E+001	1.12E+002
Bus9	Bus2	95.73	14.807	97.55	99.33	97.61	10.448	0.000	7.52E-001	2.85E+001		
T2~	Bus2	21.71	0.000	62.12	54.60	87.63	0.031	0.094*			1.78E+003	2.68E+003
		Trifásico	LG	L-L	LLG							
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		17.816	23.098	18.172	20.602							
Corriente Pico (kA, Método C) :		43.016	55.772	43.877	49.743							
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :		23.098	23.098	18.172	20.602							
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		17.816	23.098	18.172	20.602							

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 15
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG 3**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG 3	Total	0.00	16.195	0.00	85.27	88.45	20.530	20.530	6.25E+000	3.21E+001	6.81E+000	2.00E+001
WTG_4	WTG 3	0.11	0.123	0.54	85.26	88.19	0.608	1.158	2.30E+002	4.30E+003	5.62E+001	3.70E+002
WTG_2	WTG 3	11.70	15.952	14.17	85.32	88.89	19.328	18.247	6.41E+000	3.26E+001	8.17E+000	2.23E+001
Gen31	WTG 3	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.612	1.169	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen32	WTG_4	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.608	1.158	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG 1	WTG_2	11.79	0.112	14.60	85.30	88.68	0.527	0.994	2.30E+002	4.30E+003	5.60E+001	3.69E+002
Bus2	WTG_2	30.90	15.729	36.45	86.03	90.16	18.277	16.267	3.65E+000	3.03E+001	6.30E+000	2.19E+001
Gen29	WTG_2	100.00	0.112	100.00	100.00	100.00	0.530	1.002	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		16.195		20.530		16.273		18.469				
Corriente Pico (kA), Método C :		35.899		45.508		36.072		40.940				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				20.530		16.273		18.469				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		16.195		20.530		16.273		18.469				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 16
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG_4**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
WTG_4	Total	0.00	14.616	0.00	87.16	89.97	18.036	18.036	9.93E+000	3.48E+001	1.00E+001	2.25E+001
WTG 3	WTG_4	12.78	14.496	15.37	87.16	90.25	17.435	16.885	1.01E+001	3.51E+001	1.12E+001	2.38E+001
Gen32	WTG_4	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.623	1.200	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG_2	WTG 3	23.29	14.386	27.72	87.24	90.66	16.910	15.889	6.41E+000	3.26E+001	8.17E+000	2.23E+001
Gen31	WTG 3	100.00	0.111	100.00	100.00	100.00	0.534	1.018	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		14.616		18.036		14.441		16.429				
Corriente Pico (kA), Método C :		29.730		36.689		29.375		33.419				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				18.036		14.441		16.429				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		14.616		18.036		14.441		16.429				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 17
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG5**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG5	Total	0.00	15.136	0.00	85.04	87.83	19.304	19.304	5.86E+000	3.45E+001	6.10E+000	2.11E+001
WTG_6	WTG5	0.35	0.367	1.65	84.88	87.07	1.749	3.258	8.26E+001	1.44E+003	2.46E+001	1.28E+002
Bus2	WTG5	34.55	14.649	40.01	86.43	90.23	16.964	14.933	6.19E+000	3.56E+001	8.71E+000	2.70E+001
Gen25	WTG5	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.606	1.144	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG7	WTG_6	0.66	0.245	3.15	84.88	86.37	1.157	2.150	1.21E+002	2.15E+003	3.42E+001	1.88E+002
Gen26	WTG_6	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.592	1.109	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG9	Bus2	35.67	0.245	44.24	85.47	88.55	0.922	1.623	9.32E+001	1.45E+003	3.52E+001	1.44E+002
WTG-29	Bus2	35.94	0.244	45.16	85.24	88.23	0.900	1.569	9.65E+001	1.46E+003	3.85E+001	1.49E+002
WTG17	Bus2	34.70	0.331	40.63	86.27	89.97	1.367	2.504	5.87E+001	1.08E+003	1.53E+001	9.50E+001
WTG-15	Bus2	34.94	0.329	41.59	86.02	89.61	1.317	2.379	6.18E+001	1.08E+003	1.83E+001	9.96E+001
WTG_2	Bus2	34.96	0.330	41.67	86.00	89.57	1.327	2.405	6.06E+001	1.08E+003	1.71E+001	9.87E+001
WTG-20	Bus2	34.96	0.328	41.64	85.99	89.61	1.289	2.309	6.47E+001	1.08E+003	2.11E+001	1.02E+002
WTG-24	Bus2	35.51	0.325	43.52	85.44	88.98	1.197	2.084	7.23E+001	1.09E+003	2.84E+001	1.12E+002
Bus9	Bus2	96.40	12.518	97.93	99.43	98.07	8.632	0.000	7.52E-001	2.85E+001		
T2~	Bus2	34.55	0.000	68.98	61.26	89.51	0.025	0.075 *			1.78E+003	2.68E+003
		Trifásico	LG	L-L	LLG							
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		15.136	19.304	15.191	17.283							
Corriente Pico (kA), Método C :		34.451	43.937	34.575	39.337							
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			19.304	15.191	17.283							
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		15.136	19.304	15.191	17.283							

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 18
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG_6**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
WTG_6	Total	0.00	13.623	0.00	86.36	88.19	17.142	17.142	9.30E+000	3.77E+001	8.26E+000	2.34E+001
WTG7	WTG_6	0.32	0.245	1.57	86.36	87.47	1.191	2.229	1.21E+002	2.15E+003	3.42E+001	1.88E+002
WTG5	WTG_6	12.49	13.261	14.47	86.51	88.99	15.373	13.826	9.75E+000	3.87E+001	1.14E+001	2.86E+001
Gen26	WTG_6	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.609	1.150	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG_8	WTG7	0.54	0.123	2.61	86.39	86.99	0.592	1.106	2.35E+002	4.30E+003	6.07E+001	3.71E+002
Gen27	WTG7	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.599	1.123	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Bus2	WTG5	42.89	13.151	48.78	87.96	91.35	14.852	12.854	6.19E+000	3.56E+001	8.71E+000	2.70E+001
Gen25	WTG5	100.00	0.110	100.00	100.00	100.00	0.526	0.985	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG	L-L		LLG						
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		13.623	17.142	13.519		15.382						
Corriente Pico (kA), Método C :		28.712	36.131	28.494		32.421						
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			17.142	13.519		15.382						
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		13.623	17.142	13.519		15.382						

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 19
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG7**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG7	Total	0.00	12.052	0.00	88.08	89.10	14.848	14.848	1.50E+001	4.13E+001	1.23E+001	2.65E+001
WTG_8	WTG7	0.22	0.123	1.08	88.12	88.60	0.610	1.152	2.35E+002	4.30E+003	6.07E+001	3.71E+002
WTG_6	WTG7	15.54	11.817	17.98	88.07	89.86	13.677	12.637	1.55E+001	4.20E+001	1.60E+001	3.03E+001
Gen27	WTG7	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.617	1.169	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen28	WTG_8	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.610	1.152	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG5	WTG_6	26.43	11.711	30.23	88.25	90.63	13.169	11.690	9.75E+000	3.87E+001	1.14E+001	2.86E+001
Gen26	WTG_6	100.00	0.109	100.00	100.00	100.00	0.519	0.972	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		12.052		14.848		11.784			13.418			
Corriente Pico (kA, Método C) :		23.096		28.454		22.583			25.713			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				14.848		11.784			13.418			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		12.052		14.848		11.784			13.418			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 20
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG_8**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG_8	Total	0.00	10.360	0.00	90.04	90.75	12.388	12.388	2.31E+001	4.56E+001	1.90E+001	3.06E+001
WTG7	WTG_8	18.17	10.248	20.95	89.99	91.28	11.816	11.297	2.36E+001	4.59E+001	2.23E+001	3.26E+001
Gen28	WTG_8	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.629	1.203	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG_6	WTG7	31.49	10.147	35.82	90.02	91.99	11.331	10.388	1.55E+001	4.20E+001	1.60E+001	3.03E+001
Gen27	WTG7	100.00	0.106	100.00	100.00	100.00	0.509	0.961	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		10.360		12.388		9.941		11.354				
Corriente Pico (kA), Método C :		18.175		21.733		17.440		19.919				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				12.388		9.941		11.354				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		10.360		12.388		9.941		11.354				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 21
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG9**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG9	Total	0.00	11.730	0.00	88.30	89.08	14.420	14.420	1.43E+001	4.28E+001	1.15E+001	2.78E+001
WTG_10	WTG9	0.31	0.245	1.54	88.29	88.36	1.207	2.269	1.21E+002	2.15E+003	3.40E+001	1.88E+002
Bus2	WTG9	52.53	11.375	58.43	89.98	92.93	12.655	11.095	1.51E+001	4.40E+001	1.74E+001	3.50E+001
Gen22	WTG9	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.618	1.170	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG11	WTG_10	0.53	0.123	2.62	88.31	87.87	0.600	1.126	2.35E+002	4.30E+003	6.09E+001	3.71E+002
Gen23	WTG_10	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.607	1.143	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-29	Bus2	53.61	0.189	62.18	88.88	91.65	0.651	1.121	9.65E+001	1.46E+003	3.85E+001	1.49E+002
WTG17	Bus2	52.64	0.255	58.88	89.83	92.77	0.989	1.789	5.87E+001	1.08E+003	1.53E+001	9.50E+001
WTG-15	Bus2	52.83	0.254	59.56	89.61	92.54	0.953	1.700	6.18E+001	1.08E+003	1.83E+001	9.96E+001
WTG_2	Bus2	52.84	0.255	59.61	89.60	92.51	0.960	1.718	6.06E+001	1.08E+003	1.71E+001	9.87E+001
WTG-20	Bus2	52.84	0.254	59.59	89.59	92.54	0.932	1.649	6.47E+001	1.08E+003	2.11E+001	1.02E+002
WTG5	Bus2	53.11	0.253	60.52	89.29	92.24	0.907	1.587	6.60E+001	1.09E+003	2.25E+001	1.06E+002
WTG-24	Bus2	53.25	0.251	60.91	89.13	92.16	0.866	1.489	7.23E+001	1.09E+003	2.84E+001	1.12E+002
Bus9	Bus2	97.28	9.666	98.41	99.58	98.71	6.391	0.000	7.52E-001	2.85E+001		
T2~	Bus2	52.53	0.000	79.66	70.13	92.36	0.018	0.054 *			1.78E+003	2.68E+003
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		11.730		14.420		11.451			13.027			
Corriente Pico (kA), Método C :		22.985		28.256		22.438			25.526			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				14.420		11.451			13.027			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		11.730		14.420		11.451			13.027			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 22
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG_10**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG_10	Total	0.00	10.522	0.00	89.47	89.42	12.773	12.773	1.97E+001	4.63E+001	1.51E+001	3.07E+001
WTG11	WTG_10	0.22	0.123	1.11	89.51	88.91	0.614	1.160	2.35E+002	4.30E+003	6.09E+001	3.71E+002
WTG9	WTG_10	13.14	10.291	14.82	89.48	90.15	11.606	10.566	2.06E+001	4.71E+001	2.06E+001	3.58E+001
Gen23	WTG_10	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.621	1.178	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen24	WTG11	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.614	1.160	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Bus2	WTG9	59.37	10.185	65.08	91.22	93.88	11.089	9.600	1.51E+001	4.40E+001	1.74E+001	3.50E+001
Gen22	WTG9	100.00	0.110	100.00	100.00	100.00	0.538	1.013	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		10.522		12.773			10.169		11.574			
Corriente Pico (kA), Método C :		19.348		23.487			18.699		21.282			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				12.773			10.169		11.574			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		10.522		12.773			10.169		11.574			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 23
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG11**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
WTG11	Total	0.00	9.152	0.00	90.92	90.62	10.866	10.866	2.80E+001	5.06E+001	2.16E+001	3.48E+001
WTG_10	WTG11	16.27	9.042	18.53	90.87	91.15	10.297	9.778	2.86E+001	5.11E+001	2.59E+001	3.74E+001
Gen24	WTG11	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.630	1.202	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG9	WTG_10	27.66	8.942	31.01	90.92	91.84	9.805	8.855	2.06E+001	4.71E+001	2.06E+001	3.58E+001
Gen23	WTG_10	100.00	0.107	100.00	100.00	100.00	0.523	0.987	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG	L-L		LLG						
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		9.152	10.866	8.719		9.977						
Corriente Pico (kA), Método C :		15.737	18.684	14.992		17.154						
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			10.866	8.719		9.977						
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		9.152	10.866	8.719		9.977						

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 24
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG_12**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
WTG_12	Total	0.00	13.806	0.00	87.97	90.15	16.899	16.899	1.26E+001	3.62E+001	1.19E+001	2.36E+001
WTG-13	WTG_12	11.96	13.688	14.24	87.95	90.41	16.306	15.764	1.28E+001	3.65E+001	1.33E+001	2.49E+001
Gen6	WTG_12	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.626	1.203	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-14	WTG-13	21.19	13.578	24.96	87.99	90.80	15.777	14.761	9.02E+000	3.43E+001	1.05E+001	2.39E+001
Gen5	WTG-13	100.00	0.112	100.00	100.00	100.00	0.545	1.038	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		13.806		16.899		13.548		15.409				
Corriente Pico (kA), Método C :		26.688		32.666		26.189		29.786				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				16.899		13.548		15.409				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		13.806		16.899		13.548		15.409				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 25
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-13**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG-13	Total	0.00	15.157	0.00	86.35	88.81	18.994	18.994	8.76E+000	3.38E+001	8.53E+000	2.13E+001
WTG_12	WTG-13	0.11	0.123	0.53	86.36	88.55	0.612	1.167	2.30E+002	4.30E+003	5.63E+001	3.69E+002
WTG-14	WTG-13	10.16	14.916	12.13	86.36	89.22	17.800	16.724	9.02E+000	3.43E+001	1.05E+001	2.39E+001
Gen5	WTG-13	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.616	1.176	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen6	WTG_12	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.612	1.167	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-15	WTG-14	20.45	14.803	24.12	86.47	89.82	17.261	15.707	6.20E+000	3.24E+001	8.35E+000	2.30E+001
Gen4	WTG-14	100.00	0.114	100.00	100.00	100.00	0.547	1.038	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		15.157		18.994		15.096			17.128			
Corriente Pico (kA), Método C :		31.558		39.548		31.432			35.663			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				18.994		15.096			17.128			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		15.157		18.994		15.096			17.128			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 26
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-14**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG-14	Total	0.00	16.406	0.00	84.94	87.98	20.924	20.924	5.97E+000	3.17E+001	6.39E+000	1.95E+001
WTG-13	WTG-14	0.17	0.246	0.82	84.93	87.59	1.202	2.277	1.17E+002	2.15E+003	3.01E+001	1.86E+002
WTG-15	WTG-14	11.18	16.040	13.34	85.03	88.59	19.136	17.542	6.20E+000	3.24E+001	8.35E+000	2.30E+001
Gen4	WTG-14	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.609	1.159	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG_12	WTG-13	0.27	0.123	1.34	84.94	87.34	0.599	1.134	2.30E+002	4.30E+003	5.63E+001	3.69E+002
Gen5	WTG-13	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.603	1.143	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Bus2	WTG-15	29.89	15.928	35.18	85.71	89.85	18.606	16.544	3.54E+000	3.01E+001	6.16E+000	2.17E+001
Gen2	WTG-15	100.00	0.112	100.00	100.00	100.00	0.533	1.007	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		16.406		20.924		16.536		18.748				
Corriente Pico (kA), Método C :		36.619		46.704		36.910		41.848				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				20.924		16.536		18.748				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		16.406		20.924		16.536		18.748				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 27
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-15**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG-15	Total	0.00	17.952	0.00	83.37	87.34	23.290	23.290	3.39E+000	2.93E+001	4.61E+000	1.77E+001
WTG-14	WTG-15	0.26	0.368	1.23	83.29	86.75	1.764	3.322	7.98E+001	1.44E+003	2.19E+001	1.26E+002
Bus2	WTG-15	21.04	17.462	25.23	84.02	88.62	20.930	18.845	3.54E+000	3.01E+001	6.16E+000	2.17E+001
Gen2	WTG-15	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.603	1.147	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-13	WTG-14	0.42	0.245	2.02	83.27	86.37	1.171	2.201	1.17E+002	2.15E+003	3.01E+001	1.86E+002
Gen4	WTG-14	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.593	1.120	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG9	Bus2	22.38	0.292	30.54	82.93	86.41	1.159	2.070	9.32E+001	1.45E+003	3.52E+001	1.44E+002
WTG-29	Bus2	22.71	0.291	31.70	82.65	85.99	1.130	2.001	9.65E+001	1.46E+003	3.85E+001	1.49E+002
WTG17	Bus2	21.23	0.394	26.02	83.84	88.28	1.718	3.194	5.87E+001	1.08E+003	1.53E+001	9.50E+001
WTG_2	Bus2	21.54	0.393	27.32	83.52	87.74	1.668	3.067	6.06E+001	1.08E+003	1.71E+001	9.87E+001
WTG-20	Bus2	21.54	0.392	27.27	83.50	87.79	1.619	2.944	6.47E+001	1.08E+003	2.11E+001	1.02E+002
WTG5	Bus2	21.96	0.390	28.94	83.08	87.15	1.574	2.833	6.60E+001	1.09E+003	2.25E+001	1.06E+002
WTG-24	Bus2	22.19	0.388	29.64	82.84	86.96	1.503	2.658	7.23E+001	1.09E+003	2.84E+001	1.12E+002
Bus9	Bus2	95.69	14.923	97.53	99.32	97.59	10.541	0.000	7.52E-001	2.85E+001		
T2~	Bus2	21.04	0.000	61.79	54.28	87.54	0.032	0.096 *			1.78E+003	2.68E+003
		Trifásico	LG		L-L		LLG					
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		17.952	23.290		18.326		20.779					
Corriente Pico (kA), Método C :		43.482	56.412		44.389		50.330					
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			23.290		18.326		20.779					
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		17.952	23.290		18.326		20.779					

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 28
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG16**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG16	Total	0.00	18.062	0.00	84.46	88.92	22.984	22.984	4.95E+000	2.89E+001	6.44E+000	1.80E+001
WTG17	WTG16	14.94	17.940	18.64	84.49	89.18	22.378	21.821	5.01E+000	2.91E+001	6.99E+000	1.89E+001
Gen19	WTG16	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.616	1.188	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG18	WTG17	15.10	0.217	19.35	84.41	88.84	0.998	1.886	1.17E+002	2.15E+003	2.99E+001	1.87E+002
Bus2	WTG17	22.68	17.614	27.79	84.73	89.61	20.875	18.981	1.82E+000	2.66E+001	4.54E+000	1.83E+001
Gen18	WTG17	100.00	0.109	100.00	100.00	100.00	0.507	0.964	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG	L-L		LLG						
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		18.062	22.984	18.312		20.768						
Corriente Pico (kA, Método C) :		41.030	52.210	41.598		47.177						
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			22.984	18.312		20.768						
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		18.062	22.984	18.312		20.768						

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 29
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG17**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG17	Total	0.00	20.377	0.00	81.54	86.65	26.957	26.957	1.77E+000	2.59E+001	3.55E+000	1.53E+001
WTG18	WTG17	0.18	0.246	0.85	81.50	86.24	1.178	2.233	1.17E+002	2.15E+003	2.99E+001	1.87E+002
WTG16	WTG17	0.10	0.123	0.50	81.52	86.41	0.594	1.130	2.29E+002	4.30E+003	5.56E+001	3.70E+002
Bus2	WTG17	9.14	19.886	11.31	81.76	87.15	24.590	22.470	1.82E+000	2.66E+001	4.54E+000	1.83E+001
Gen18	WTG17	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.599	1.141	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG19	WTG18	0.30	0.123	1.44	81.47	85.95	0.587	1.110	2.30E+002	4.30E+003	5.63E+001	3.70E+002
Gen20	WTG18	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.592	1.123	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen19	WTG16	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.594	1.130	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG9	Bus2	10.66	0.333	17.64	80.60	84.43	1.379	2.489	9.32E+001	1.45E+003	3.52E+001	1.44E+002
WTG-29	Bus2	11.04	0.332	19.02	80.30	83.91	1.345	2.406	9.65E+001	1.46E+003	3.85E+001	1.49E+002
WTG-15	Bus2	9.68	0.447	13.68	81.23	86.13	1.970	3.648	6.18E+001	1.08E+003	1.83E+001	9.96E+001
WTG_2	Bus2	9.70	0.448	13.79	81.22	86.07	1.986	3.687	6.06E+001	1.08E+003	1.71E+001	9.87E+001
WTG-20	Bus2	9.71	0.446	13.74	81.19	86.13	1.927	3.540	6.47E+001	1.08E+003	2.11E+001	1.02E+002
WTG5	Bus2	10.19	0.444	15.72	80.73	85.33	1.873	3.407	6.60E+001	1.09E+003	2.25E+001	1.06E+002
WTG-24	Bus2	10.44	0.442	16.56	80.45	85.09	1.788	3.196	7.23E+001	1.09E+003	2.84E+001	1.12E+002
Bus9	Bus2	95.10	16.996	97.18	99.22	97.13	12.298	0.000	7.52E-001	2.85E+001		
T2~	Bus2	9.14	0.000	55.06	49.08	85.70	0.038	0.115 *			1.78E+003	2.68E+003
		Trifásico	LG	L-L	LLG							
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		20.377	26.957	21.156	23.938							
Corriente Pico (kA, Método C) :		52.408	69.331	54.411	61.565							
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			26.957	21.156	23.938							
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		20.377	26.957	21.156	23.938							

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 30
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG18**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG18	Total	0.00	18.384	0.00	83.92	88.16	23.623	23.623	4.48E+000	2.84E+001	5.77E+000	1.75E+001
WTG17	WTG18	13.01	18.140	16.09	83.97	88.59	22.422	21.331	4.58E+000	2.88E+001	6.75E+000	1.92E+001
WTG19	WTG18	0.12	0.123	0.61	83.89	87.86	0.606	1.159	2.30E+002	4.30E+003	5.63E+001	3.70E+002
Gen20	WTG18	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.611	1.172	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG16	WTG17	13.11	0.111	16.51	83.92	88.39	0.515	0.975	2.29E+002	4.30E+003	5.56E+001	3.70E+002
Bus2	WTG17	20.91	17.918	25.50	84.21	89.06	21.390	19.381	1.82E+000	2.66E+001	4.54E+000	1.83E+001
Gen18	WTG17	100.00	0.111	100.00	100.00	100.00	0.518	0.984	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen21	WTG19	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.606	1.159	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG				L-L	LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		18.384		23.623			18.730		21.210			
Corriente Pico (kA), Método C :		42.424		54.513			43.223		48.945			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				23.623			18.730		21.210			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		18.384		23.623			18.730		21.210			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 31
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG19**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
WTG19	Total	0.00	15.995	0.00	86.72	90.19	19.789	19.789	8.31E+000	3.20E+001	9.16E+000	2.08E+001
WTG18	WTG19	15.99	15.875	19.32	86.75	90.51	19.184	18.623	8.43E+000	3.23E+001	1.01E+001	2.19E+001
Gen21	WTG19	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.626	1.214	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG17	WTG18	27.30	15.768	32.73	86.82	90.91	18.683	17.670	4.58E+000	2.88E+001	6.75E+000	1.92E+001
Gen20	WTG18	100.00	0.107	100.00	100.00	100.00	0.507	0.971	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		15.995		19.789		15.907		18.058				
Corriente Pico (kA), Método C :		33.272		41.163		33.087		37.563				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				19.789		15.907		18.058				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		15.995		19.789		15.907		18.058				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 32
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-20**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA				
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0	
WTG-20	Total	0.00	17.781	0.00	83.47	87.49	23.025	23.025	3.52E+000	2.96E+001	4.75E+000	1.79E+001	
WTG21	WTG-20	0.53	0.367	2.48	83.26	86.33	1.717	3.203	8.47E+001	1.44E+003	2.67E+001	1.30E+002	
Bus2	WTG-20	21.87	17.293	26.19	84.18	88.77	20.710	18.689	3.67E+000	3.04E+001	6.23E+000	2.19E+001	
Gen14	WTG-20	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.604	1.149	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002	
WTG-22	WTG21	0.89	0.244	4.15	83.19	85.55	1.134	2.108	1.22E+002	2.15E+003	3.46E+001	1.89E+002	
Gen17	WTG21	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.583	1.096	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002	
WTG9	Bus2	23.19	0.289	31.44	83.09	86.59	1.144	2.043	9.32E+001	1.45E+003	3.52E+001	1.44E+002	
WTG-29	Bus2	23.52	0.288	32.59	82.82	86.18	1.116	1.975	9.65E+001	1.46E+003	3.85E+001	1.49E+002	
WTG17	Bus2	22.05	0.390	26.97	84.00	88.44	1.697	3.152	5.87E+001	1.08E+003	1.53E+001	9.50E+001	
WTG-15	Bus2	22.34	0.389	28.16	83.70	87.96	1.634	2.995	6.18E+001	1.08E+003	1.83E+001	9.96E+001	
WTG_2	Bus2	22.36	0.389	28.26	83.68	87.91	1.647	3.027	6.06E+001	1.08E+003	1.71E+001	9.87E+001	
WTG5	Bus2	22.78	0.386	29.86	83.25	87.32	1.554	2.797	6.60E+001	1.09E+003	2.25E+001	1.06E+002	
WTG-24	Bus2	23.00	0.384	30.56	83.01	87.14	1.484	2.624	7.23E+001	1.09E+003	2.84E+001	1.12E+002	
Bus9	Bus2	95.74	14.778	97.55	99.33	97.62	10.415	0.000	7.52E-001	2.85E+001			
T2~	Bus2	21.87	0.000	62.29	54.69	87.68	0.031	0.094 *			1.78E+003	2.68E+003	
		Trifásico	LG			L-L			LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		17.781		23.025		18.130			20.569				
Corriente Pico (kA), Método C :		42.897		55.547		43.737			49.622				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				23.025		18.130			20.569				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		17.781		23.025		18.130			20.569				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 33
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG21**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
WTG21	Total	0.00	14.837	0.00	86.29	88.53	18.637	18.637	8.83E+000	3.46E+001	8.33E+000	2.17E+001
WTG-22	WTG21	0.36	0.245	1.76	86.22	87.70	1.192	2.246	1.22E+002	2.15E+003	3.46E+001	1.89E+002
WTG-20	WTG21	20.90	14.476	24.36	86.52	89.77	16.872	15.307	9.23E+000	3.54E+001	1.13E+001	2.59E+001
Gen17	WTG21	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.613	1.167	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG23	WTG-22	0.60	0.123	2.91	86.22	87.17	0.592	1.113	2.35E+002	4.30E+003	6.12E+001	3.72E+002
Gen16	WTG-22	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.600	1.133	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Bus2	WTG-20	38.41	14.374	44.32	87.28	91.02	16.402	14.428	3.67E+000	3.04E+001	6.23E+000	2.19E+001
Gen14	WTG-20	100.00	0.102	100.00	100.00	100.00	0.472	0.887	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		14.837	18.637			14.775			16.767			
Corriente Pico (kA), Método C :		31.005	38.948			30.876			35.040			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			18.637			14.775			16.767			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		14.837	18.637			14.775			16.767			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 34
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-22**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG-22	Total	0.00	12.647	0.00	88.51	89.61	15.464	15.464	1.49E+001	3.91E+001	1.26E+001	2.55E+001
WTG23	WTG-22	0.24	0.123	1.19	88.51	89.04	0.614	1.168	2.35E+002	4.30E+003	6.12E+001	3.72E+002
WTG21	WTG-22	18.36	12.413	21.14	88.57	90.48	14.292	13.238	1.54E+001	3.98E+001	1.64E+001	2.90E+001
Gen16	WTG-22	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.623	1.189	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen15	WTG23	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.614	1.168	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-20	WTG21	36.08	12.311	41.00	88.84	91.68	13.807	12.329	9.23E+000	3.54E+001	1.13E+001	2.59E+001
Gen17	WTG21	100.00	0.105	100.00	100.00	100.00	0.498	0.940	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		12.647		15.464			12.350		14.030			
Corriente Pico (kA), Método C :		23.942		29.276			23.380		26.561			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				15.464			12.350		14.030			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		12.647		15.464			12.350		14.030			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 35
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG23**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG23	Total	0.00	10.534	0.00	90.74	91.27	12.465	12.465	2.34E+001	4.45E+001	1.97E+001	3.06E+001
WTG-22	WTG23	20.24	10.423	23.10	90.72	91.87	11.892	11.365	2.39E+001	4.48E+001	2.30E+001	3.25E+001
Gen15	WTG23	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.635	1.223	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG21	WTG-22	35.48	10.325	39.94	90.83	92.67	11.425	10.482	1.54E+001	3.98E+001	1.64E+001	2.90E+001
Gen16	WTG-22	100.00	0.102	100.00	100.00	100.00	0.495	0.941	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		10.534		12.465		10.067		11.473				
Corriente Pico (kA), Método C :		18.302		21.657		17.491		19.933				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				12.465		10.067		11.473				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		10.534		12.465		10.067		11.473				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 36
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-24**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
WTG-24	Total	0.00	14.014	0.00	85.50	88.18	17.759	17.759	7.11E+000	3.71E+001	7.02E+000	2.28E+001
WTG-25	WTG-24	0.83	0.366	3.83	85.20	86.47	1.684	3.088	9.15E+001	1.44E+003	3.33E+001	1.33E+002
Bus2	WTG-24	39.84	13.530	45.58	87.35	90.97	15.481	13.549	7.54E+000	3.84E+001	9.95E+000	2.97E+001
Gen10	WTG-24	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.607	1.145	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-26	WTG-25	1.50	0.244	6.86	85.07	85.14	1.107	2.020	1.28E+002	2.16E+003	4.06E+001	1.92E+002
Gen11	WTG-25	100.00	0.122	100.00	100.00	100.00	0.577	1.069	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG9	Bus2	40.87	0.226	49.41	86.46	89.47	0.834	1.459	9.32E+001	1.45E+003	3.52E+001	1.44E+002
WTG-29	Bus2	41.13	0.225	50.25	86.24	89.18	0.814	1.410	9.65E+001	1.46E+003	3.85E+001	1.49E+002
WTG17	Bus2	39.98	0.305	46.15	87.20	90.74	1.236	2.251	5.87E+001	1.08E+003	1.53E+001	9.50E+001
WTG-15	Bus2	40.21	0.304	47.02	86.97	90.41	1.191	2.139	6.18E+001	1.08E+003	1.83E+001	9.96E+001
WTG_2	Bus2	40.22	0.304	47.09	86.95	90.37	1.200	2.162	6.06E+001	1.08E+003	1.71E+001	9.87E+001
WTG-20	Bus2	40.22	0.303	47.06	86.95	90.41	1.165	2.075	6.47E+001	1.08E+003	2.11E+001	1.02E+002
WTG5	Bus2	40.55	0.302	48.25	86.62	89.98	1.133	1.997	6.60E+001	1.09E+003	2.25E+001	1.06E+002
Bus9	Bus2	96.68	11.559	98.10	99.47	98.25	7.895	0.000	7.52E-001	2.85E+001		
T2~	Bus2	39.84	0.000	71.77	64.20	90.29	0.022	0.067 *			1.78E+003	2.68E+003
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		14.014		17.759		13.979			15.949			
Corriente Pico (kA), Método C :		31.178		39.509		31.099			35.482			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				17.759		13.979			15.949			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		14.014		17.759		13.979			15.949			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 37
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-25**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
WTG-25	Total	0.00	11.296	0.00	87.83	88.44	14.017	14.017	1.61E+001	4.40E+001	1.23E+001	2.77E+001
WTG-26	WTG-25	0.67	0.245	3.21	87.73	87.00	1.172	2.169	1.28E+002	2.16E+003	4.06E+001	1.92E+002
WTG-24	WTG-25	24.92	10.945	28.00	88.10	90.29	12.299	10.818	1.71E+001	4.52E+001	1.85E+001	3.47E+001
Gen11	WTG-25	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.611	1.148	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG30	WTG-26	0.88	0.122	4.21	87.76	86.56	0.583	1.078	2.35E+002	4.30E+003	6.08E+001	3.70E+002
Gen12	WTG-26	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.589	1.092	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Bus2	WTG-24	55.23	10.847	61.05	90.05	92.99	11.848	9.987	7.54E+000	3.84E+001	9.95E+000	2.97E+001
Gen10	WTG-24	100.00	0.099	100.00	100.00	100.00	0.456	0.844	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		11.296	14.017			11.053			12.596			
Corriente Pico (kA), Método C :		21.614	26.820			21.148			24.101			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :			14.017			11.053			12.596			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		11.296	14.017			11.053			12.596			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 38
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-26**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG-26	Total	0.00	9.054	0.00	89.98	89.04	10.978	10.978	2.78E+001	5.14E+001	1.96E+001	3.40E+001
WTG30	WTG-26	0.21	0.123	1.06	90.04	88.57	0.612	1.147	2.35E+002	4.30E+003	6.08E+001	3.70E+002
WTG-25	WTG-26	24.16	8.832	26.95	90.04	90.59	9.853	8.864	2.91E+001	5.24E+001	2.81E+001	3.97E+001
Gen12	WTG-26	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.618	1.162	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen13	WTG30	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.612	1.147	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-24	WTG-25	44.01	8.738	48.32	90.38	92.36	9.412	8.055	1.71E+001	4.52E+001	1.85E+001	3.47E+001
Gen11	WTG-25	100.00	0.098	100.00	100.00	100.00	0.461	0.855	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		9.054		10.978		8.698			10.011			
Corriente Pico (kA), Método C :		15.700		19.038		15.083			17.360			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				10.978		8.698			10.011			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		9.054		10.978		8.698			10.011			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 39
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-27**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG-27	Total	0.00	8.627	0.00	90.68	90.02	10.315	10.315	3.01E+001	5.35E+001	2.22E+001	3.63E+001
WTG-28	WTG-27	13.55	8.517	15.51	90.61	90.47	9.748	9.239	3.08E+001	5.40E+001	2.68E+001	3.92E+001
Gen9	WTG-27	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.625	1.184	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-29	WTG-28	23.06	8.415	25.95	90.61	91.08	9.242	8.292	2.36E+001	5.12E+001	2.28E+001	3.91E+001
Gen8	WTG-28	100.00	0.110	100.00	100.00	100.00	0.540	1.014	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		8.627		10.315		8.229		9.458				
Corriente Pico (kA), Método C :		14.788		17.680		14.105		16.212				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				10.315		8.229		9.458				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		8.627		10.315		8.229		9.458				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 40
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-28**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
WTG-28	Total	0.00	9.622	0.00	89.60	89.01	11.706	11.706	2.26E+001	5.02E+001	1.62E+001	3.31E+001
WTG-27	WTG-28	0.20	0.123	0.97	89.66	88.58	0.612	1.150	2.34E+002	4.30E+003	6.02E+001	3.70E+002
WTG-29	WTG-28	10.64	9.393	11.95	89.57	89.65	10.547	9.523	2.36E+001	5.12E+001	2.28E+001	3.91E+001
Gen8	WTG-28	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.618	1.164	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Gen9	WTG-27	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.612	1.150	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
Bus2	WTG-29	63.17	9.286	68.53	91.80	94.26	10.018	8.540	1.87E+001	4.89E+001	2.10E+001	3.98E+001
Gen7	WTG-29	100.00	0.113	100.00	100.00	100.00	0.553	1.037	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico	LG			L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		9.622		11.706		9.280			10.632			
Corriente Pico (kA), Método C :		17.474		21.260		16.853			19.309			
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				11.706		9.280			10.632			
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		9.622		11.706		9.280			10.632			

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 41
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG-29**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA				
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0	
WTG-29	Total	0.00	10.462	0.00	88.75	88.83	12.838	12.838	1.75E+001	4.75E+001	1.31E+001	3.08E+001	
WTG-28	WTG-29	0.28	0.246	1.37	88.78	88.22	1.208	2.262	1.20E+002	2.15E+003	3.34E+001	1.87E+002	
Bus2	WTG-29	58.26	10.111	63.85	90.92	93.57	11.082	9.545	1.87E+001	4.89E+001	2.10E+001	3.98E+001	
Gen7	WTG-29	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.616	1.160	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002	
WTG-27	WTG-28	0.47	0.123	2.32	88.82	87.79	0.601	1.124	2.34E+002	4.30E+003	6.02E+001	3.70E+002	
Gen8	WTG-28	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.607	1.138	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002	
WTG9	Bus2	59.03	0.168	66.52	90.13	92.67	0.578	0.994	9.32E+001	1.45E+003	3.52E+001	1.44E+002	
WTG17	Bus2	58.36	0.227	64.24	90.80	93.44	0.856	1.533	5.87E+001	1.08E+003	1.53E+001	9.50E+001	
WTG-15	Bus2	58.52	0.226	64.83	90.60	93.25	0.825	1.457	6.18E+001	1.08E+003	1.83E+001	9.96E+001	
WTG_2	Bus2	58.53	0.226	64.87	90.59	93.23	0.832	1.473	6.06E+001	1.08E+003	1.71E+001	9.87E+001	
WTG-20	Bus2	58.53	0.225	64.85	90.58	93.25	0.808	1.414	6.47E+001	1.08E+003	2.11E+001	1.02E+002	
WTG5	Bus2	58.77	0.225	65.66	90.31	93.00	0.786	1.360	6.60E+001	1.09E+003	2.25E+001	1.06E+002	
WTG-24	Bus2	58.90	0.223	65.99	90.18	92.94	0.751	1.276	7.23E+001	1.09E+003	2.84E+001	1.12E+002	
Bus9	Bus2	97.61	8.591	98.59	99.62	98.88	5.644	0.000	7.52E-001	2.85E+001			
T2~	Bus2	58.26	0.000	82.24	73.52	93.13	0.015	0.046*			1.78E+003	2.68E+003	
		Trifásico	LG				L-L			LLG			
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms)	:	10.462		12.838			10.161					11.571	
Corriente Pico (kA), Método C	:	19.992		24.531			19.416					22.111	
Corriente de Corte (kA, rms, symm)	:			12.838			10.161					11.571	
Corriente de Estado Permanente (kA, rms)	:	10.462		12.838			10.161					11.571	

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 42
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **WTG30**
 kV Nominal = 12.000
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
WTG30	Total	0.00	8.049	0.00	91.09	90.01	9.591	9.591	3.60E+001	5.50E+001	2.59E+001	3.76E+001
WTG-26	WTG30	13.77	7.943	15.67	91.02	90.50	9.042	8.548	3.69E+001	5.55E+001	3.16E+001	4.04E+001
Gen13	WTG30	100.00	0.123	100.00	100.00	100.00	0.625	1.183	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
WTG-25	WTG-26	35.13	7.845	38.93	91.14	91.97	8.555	7.644	2.91E+001	5.24E+001	2.81E+001	3.97E+001
Gen12	WTG-26	100.00	0.109	100.00	100.00	100.00	0.535	1.002	2.26E+002	4.30E+003	5.24E+001	3.67E+002
		Trifásico		LG		L-L		LLG				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms) :		8.049		9.591		7.648		8.833				
Corriente Pico (kA), Método C :		13.329		15.883		12.666		14.627				
Corriente de Corte (kA, rms, symm) :				9.591		7.648		8.833				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms) :		8.049		9.591		7.648		8.833				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 43
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Informe Resumen de Cortocircuito

Corriente de Falta Trifásica, LG, LL, LLG

Barra	ID	kV	Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra				Falta Línea-a-Línea				*Línea-a-Línea-a-Tierra			
			I ^{rk}	ip	Ik	I ^{rk}	ip	lb	Ik	I ^{rk}	ip	lb	Ik	I ^{rk}	ip	lb	Ik
Bus2		12.000	22.205	60.000	22.205	29.878	80.736	29.878	29.878	23.370	63.150	23.370	23.370	26.420	71.390	26.420	26.420
Bus9		132.000	31.779	78.511	31.779	26.367	65.140	26.367	26.367	27.745	68.543	27.745	27.745	29.892	73.849	29.892	29.892
WTG 1		12.000	16.108	34.873	16.108	20.261	43.864	20.261	20.261	16.131	34.923	16.131	16.131	18.337	39.698	18.337	18.337
WTG_2		12.000	17.816	43.016	17.816	23.098	55.772	23.098	23.098	18.172	43.877	18.172	18.172	20.602	49.743	20.602	20.602
WTG 3		12.000	16.195	35.899	16.195	20.530	45.508	20.530	20.530	16.273	36.072	16.273	16.273	18.469	40.940	18.469	18.469
WTG_4		12.000	14.616	29.730	14.616	18.036	36.689	18.036	18.036	14.441	29.375	14.441	14.441	16.429	33.419	16.429	16.429
WTG5		12.000	15.136	34.451	15.136	19.304	43.937	19.304	19.304	15.191	34.575	15.191	15.191	17.283	39.337	17.283	17.283
WTG_6		12.000	13.623	28.712	13.623	17.142	36.131	17.142	17.142	13.519	28.494	13.519	13.519	15.382	32.421	15.382	15.382
WTG7		12.000	12.052	23.096	12.052	14.848	28.454	14.848	14.848	11.784	22.583	11.784	11.784	13.418	25.713	13.418	13.418
WTG_8		12.000	10.360	18.175	10.360	12.388	21.733	12.388	12.388	9.941	17.440	9.941	9.941	11.354	19.919	11.354	11.354
WTG9		12.000	11.730	22.985	11.730	14.420	28.256	14.420	14.420	11.451	22.438	11.451	11.451	13.027	25.526	13.027	13.027
WTG_10		12.000	10.522	19.348	10.522	12.773	23.487	12.773	12.773	10.169	18.699	10.169	10.169	11.574	21.282	11.574	11.574
WTG11		12.000	9.152	15.737	9.152	10.866	18.684	10.866	10.866	8.719	14.992	8.719	8.719	9.977	17.154	9.977	9.977
WTG_12		12.000	13.806	26.688	13.806	16.899	32.666	16.899	16.899	13.548	26.189	13.548	13.548	15.409	29.786	15.409	15.409
WTG-13		12.000	15.157	31.558	15.157	18.994	39.548	18.994	18.994	15.096	31.432	15.096	15.096	17.128	35.663	17.128	17.128
WTG-14		12.000	16.406	36.619	16.406	20.924	46.704	20.924	20.924	16.536	36.910	16.536	16.536	18.748	41.848	18.748	18.748
WTG-15		12.000	17.952	43.482	17.952	23.290	56.412	23.290	23.290	18.326	44.389	18.326	18.326	20.779	50.330	20.779	20.779
WTG16		12.000	18.062	41.030	18.062	22.984	52.210	22.984	22.984	18.312	41.598	18.312	18.312	20.768	47.177	20.768	20.768
WTG17		12.000	20.377	52.408	20.377	26.957	69.331	26.957	26.957	21.156	54.411	21.156	21.156	23.938	61.565	23.938	23.938
WTG18		12.000	18.384	42.424	18.384	23.623	54.513	23.623	23.623	18.730	43.223	18.730	18.730	21.210	48.945	21.210	21.210
WTG19		12.000	15.995	33.272	15.995	19.789	41.163	19.789	19.789	15.907	33.087	15.907	15.907	18.058	37.563	18.058	18.058
WTG-20		12.000	17.781	42.897	17.781	23.025	55.547	23.025	23.025	18.130	43.737	18.130	18.130	20.569	49.622	20.569	20.569
WTG21		12.000	14.837	31.005	14.837	18.637	38.948	18.637	18.637	14.775	30.876	14.775	14.775	16.767	35.040	16.767	16.767
WTG-22		12.000	12.647	23.942	12.647	15.464	29.276	15.464	15.464	12.350	23.380	12.350	12.350	14.030	26.561	14.030	14.030
WTG23		12.000	10.534	18.302	10.534	12.465	21.657	12.465	12.465	10.067	17.491	10.067	10.067	11.473	19.933	11.473	11.473
WTG-24		12.000	14.014	31.178	14.014	17.759	39.509	17.759	17.759	13.979	31.099	13.979	13.979	15.949	35.482	15.949	15.949
WTG-25		12.000	11.296	21.614	11.296	14.017	26.820	14.017	14.017	11.053	21.148	11.053	11.053	12.596	24.101	12.596	12.596
WTG-26		12.000	9.054	15.700	9.054	10.978	19.038	10.978	10.978	8.698	15.083	8.698	8.698	10.011	17.360	10.011	10.011
WTG-27		12.000	8.627	14.788	8.627	10.315	17.680	10.315	10.315	8.229	14.105	8.229	8.229	9.458	16.212	9.458	9.458
WTG-28		12.000	9.622	17.474	9.622	11.706	21.260	11.706	11.706	9.280	16.853	9.280	9.280	10.632	19.309	10.632	10.632
WTG-29		12.000	10.462	19.992	10.462	12.838	24.531	12.838	12.838	10.161	19.416	10.161	10.161	11.571	22.111	11.571	11.571
WTG30		12.000	8.049	13.329	8.049	9.591	15.883	9.591	9.591	7.648	12.666	7.648	7.648	8.833	14.627	8.833	8.833

Todas las corrientes de falta en kA rms. Corriente ip calculada usando Método C.

* Corriente de falta LLG es la mayor de las corrientes de las dos líneas falladas.

Proyecto: Parque eólico Belchite 45 MW
 Ubicación: Belchite (Zaragoza)
 Contrato:
 Ingeniero: Ignacio Gracia Subira
 Nombre de Archivo: 12kV_conaeros

ETAP
 12.6.0H

Caso de Estudio: SC

Página: 44
 Fecha: 01-06-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Informe Resumen de la Impedancia de Secuencia

Barra		Imp. Sec. Positiva (ohm)			Imp. Sec. Negativa (ohm)			Imp. Sec. Cero (ohm)			Zf de Falta (ohm)		
ID	kV	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia
Bus2	12.000	0.01095	0.34304	0.34322	0.01741	0.22107	0.22175	0.04124	0.19792	0.20217	0.00000	0.00000	0.00000
Bus9	132.000	0.26143	2.62493	2.63792	0.25747	2.58272	2.59552	0.39799	4.28630	4.30474	0.00000	0.00000	0.00000
WTG 1	12.000	0.10066	0.46229	0.47312	0.10104	0.33075	0.34583	0.11177	0.29097	0.31170	0.00000	0.00000	0.00000
WTG_2	12.000	0.05032	0.42480	0.42777	0.05252	0.29426	0.29891	0.06674	0.25612	0.26467	0.00000	0.00000	0.00000
WTG 3	12.000	0.08994	0.46190	0.47057	0.08925	0.32922	0.34111	0.09799	0.28748	0.30372	0.00000	0.00000	0.00000
WTG_4	12.000	0.14292	0.50146	0.52143	0.13993	0.36774	0.39347	0.14437	0.32425	0.35494	0.00000	0.00000	0.00000
WTG5	12.000	0.08443	0.49636	0.50349	0.08157	0.35658	0.36579	0.08782	0.30390	0.31634	0.00000	0.00000	0.00000
WTG_6	12.000	0.13392	0.54317	0.55943	0.12413	0.39851	0.41739	0.11892	0.33765	0.35798	0.00000	0.00000	0.00000
WTG7	12.000	0.21567	0.59441	0.63232	0.19700	0.44693	0.48842	0.17719	0.38095	0.42015	0.00000	0.00000	0.00000
WTG_8	12.000	0.33277	0.65604	0.73562	0.30647	0.50780	0.59311	0.27388	0.44001	0.51828	0.00000	0.00000	0.00000
WTG9	12.000	0.20561	0.61630	0.64969	0.18575	0.46798	0.50349	0.16588	0.40009	0.43312	0.00000	0.00000	0.00000
WTG_10	12.000	0.28436	0.66615	0.72430	0.25392	0.51509	0.57428	0.21708	0.44159	0.49206	0.00000	0.00000	0.00000
WTG11	12.000	0.40277	0.72880	0.83269	0.36325	0.57704	0.68185	0.31153	0.50129	0.59020	0.00000	0.00000	0.00000
WTG_12	12.000	0.18184	0.52119	0.55201	0.17436	0.38566	0.42325	0.17103	0.33913	0.37982	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-13	12.000	0.12618	0.48673	0.50282	0.12133	0.35193	0.37226	0.12279	0.30667	0.33034	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-14	12.000	0.08593	0.45652	0.46453	0.08442	0.32335	0.33418	0.09198	0.28086	0.29554	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-15	12.000	0.04885	0.42171	0.42453	0.05132	0.29157	0.29605	0.06631	0.25418	0.26269	0.00000	0.00000	0.00000
WTG16	12.000	0.07133	0.41586	0.42193	0.07511	0.28994	0.29951	0.09269	0.25979	0.27583	0.00000	0.00000	0.00000
WTG17	12.000	0.02549	0.37313	0.37400	0.03064	0.24827	0.25015	0.05111	0.21991	0.22577	0.00000	0.00000	0.00000
WTG18	12.000	0.06445	0.40950	0.41454	0.06732	0.28281	0.29071	0.08309	0.25137	0.26475	0.00000	0.00000	0.00000
WTG19	12.000	0.11973	0.46117	0.47645	0.12047	0.33316	0.35427	0.13195	0.29943	0.32722	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-20	12.000	0.05072	0.42558	0.42859	0.05312	0.29506	0.29980	0.06840	0.25727	0.26621	0.00000	0.00000	0.00000
WTG21	12.000	0.12720	0.49767	0.51366	0.12056	0.36070	0.38032	0.11999	0.31194	0.33422	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-22	12.000	0.21397	0.56333	0.60259	0.19820	0.42285	0.46699	0.18205	0.36759	0.41020	0.00000	0.00000	0.00000
WTG23	12.000	0.33701	0.64017	0.72346	0.31312	0.49845	0.58864	0.28297	0.44043	0.52350	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-24	12.000	0.10232	0.53408	0.54380	0.09691	0.38892	0.40081	0.10102	0.32887	0.34404	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-25	12.000	0.23239	0.63336	0.67464	0.20547	0.47776	0.52007	0.17751	0.39940	0.43707	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-26	12.000	0.40009	0.74060	0.84176	0.34783	0.57988	0.67620	0.28166	0.48975	0.56497	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-27	12.000	0.43306	0.76993	0.88336	0.38333	0.61081	0.72113	0.31901	0.52290	0.61252	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-28	12.000	0.32480	0.72238	0.79204	0.28375	0.56330	0.63073	0.23323	0.47664	0.53064	0.00000	0.00000	0.00000
WTG-29	12.000	0.25227	0.68336	0.72844	0.22192	0.52611	0.57100	0.18806	0.44377	0.48197	0.00000	0.00000	0.00000
WTG30	12.000	0.51782	0.79268	0.94683	0.45537	0.63260	0.77945	0.37313	0.54187	0.65791	0.00000	0.00000	0.00000

5.2. INFORME 2

Se adjunta a continuación el informe 2 en el que se muestran los valores de cortocircuito monofásico, bifásico y bifásico a tierra verdadero al simularse con los generadores desactivados y por tanto sin inyectar energía a la red en caso de cortocircuito. Únicamente se muestra el informe resumen al ser menos restrictivo que el cortocircuito trifásico.

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: 12kV_sinaeros

ETAP
 12.6.0H
 Caso de Estudio: SC

Página: 40
 Fecha: 19-04-2017
 SN:
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Informe Resumen de Cortocircuito

Corriente de Falta Trifásica, LG, LL, LLG

Barra	Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra				Falta Línea-a-Línea				*Línea-a-Línea-a-Tierra				
	ID	kV	I ^{'k}	ip	Ik	I ^{'k}	ip	lb	Ik	I ^{'k}	ip	lb	Ik	I ^{'k}	ip	lb
Bus2	12.000	18.559	50.537	18.559	0.486	1.325	0.486	0.486	16.073	43.766	16.073	16.073	16.138	43.945	16.138	16.138
Bus9	132.000	31.500	77.780	31.500	26.123	64.503	26.123	26.123	27.280	67.360	27.280	27.280	29.529	72.913	29.529	29.529
WTG 1	12.000	14.001	31.049	14.001	0.482	1.068	0.482	0.482	12.125	26.889	12.125	12.125	12.172	26.995	12.172	12.172
WTG_2	12.000	15.266	37.440	15.266	0.484	1.186	0.484	0.484	13.221	32.424	13.221	13.221	13.278	32.564	13.278	13.278
WTG 3	12.000	14.045	31.793	14.045	0.482	1.091	0.482	0.482	12.164	27.533	12.164	12.164	12.213	27.646	12.213	12.213
WTG_4	12.000	12.849	26.791	12.849	0.480	1.001	0.480	0.480	11.128	23.201	11.128	11.128	11.168	23.286	11.168	11.168
WTG5	12.000	13.158	30.416	13.158	0.481	1.112	0.481	0.481	11.395	26.341	11.395	11.395	11.447	26.461	11.447	11.447
WTG_6	12.000	11.962	25.624	11.962	0.479	1.026	0.479	0.479	10.359	22.191	10.359	10.359	10.403	22.284	10.403	10.403
WTG7	12.000	10.722	20.874	10.722	0.476	0.927	0.476	0.476	9.285	18.077	9.285	9.285	9.317	18.140	9.317	9.317
WTG_8	12.000	9.370	16.670	9.370	0.473	0.841	0.473	0.473	8.115	14.437	8.115	8.115	8.134	14.470	8.134	8.134
WTG9	12.000	10.460	20.765	10.460	0.476	0.944	0.476	0.476	9.058	17.983	9.058	9.058	9.093	18.052	9.093	9.093
WTG_10	12.000	9.474	17.593	9.474	0.473	0.879	0.473	0.473	8.204	15.236	8.204	8.204	8.230	15.283	8.230	8.230
WTG11	12.000	8.350	14.465	8.350	0.470	0.814	0.470	0.470	7.231	12.527	7.231	7.231	7.246	12.552	7.246	7.246
WTG_12	12.000	12.210	24.169	12.210	0.479	0.948	0.479	0.479	10.574	20.931	10.574	10.574	10.609	20.999	10.609	10.609
WTG-13	12.000	13.242	28.184	13.242	0.481	1.023	0.481	0.481	11.468	24.408	11.468	11.468	11.511	24.500	11.511	11.511
WTG-14	12.000	14.194	32.309	14.194	0.482	1.097	0.482	0.482	12.292	27.980	12.292	12.292	12.342	28.095	12.342	12.342
WTG-15	12.000	15.371	37.815	15.371	0.484	1.190	0.484	0.484	13.312	32.749	13.312	13.312	13.369	32.890	13.369	13.369
WTG16	12.000	15.532	36.152	15.532	0.483	1.125	0.483	0.483	13.451	31.309	13.451	13.451	13.503	31.431	13.503	13.503
WTG17	12.000	17.211	44.812	17.211	0.485	1.264	0.485	0.485	14.905	38.808	14.905	14.905	14.967	38.970	14.967	14.967
WTG18	12.000	15.752	37.156	15.752	0.484	1.141	0.484	0.484	13.641	32.178	13.641	13.641	13.695	32.305	13.695	13.695
WTG19	12.000	13.972	29.865	13.972	0.481	1.029	0.481	0.481	12.100	25.864	12.100	12.100	12.144	25.958	12.144	12.144
WTG-20	12.000	15.240	37.348	15.240	0.483	1.185	0.483	0.483	13.198	32.344	13.198	13.198	13.255	32.484	13.255	13.255
WTG21	12.000	12.971	27.646	12.971	0.480	1.024	0.480	0.480	11.233	23.942	11.233	11.233	11.276	24.035	11.276	11.276
WTG-22	12.000	11.249	21.682	11.249	0.477	0.919	0.477	0.477	9.742	18.777	9.742	9.742	9.773	18.837	9.773	9.773
WTG23	12.000	9.554	16.842	9.554	0.473	0.834	0.473	0.473	8.274	14.585	8.274	8.274	8.291	14.616	8.291	8.291
WTG-24	12.000	12.251	27.655	12.251	0.480	1.083	0.480	0.480	10.610	23.950	10.610	10.610	10.659	24.061	10.659	10.659
WTG-25	12.000	10.059	19.447	10.059	0.475	0.918	0.475	0.475	8.712	16.841	8.712	8.712	8.743	16.902	8.743	8.743
WTG-26	12.000	8.210	14.265	8.210	0.469	0.815	0.469	0.469	7.110	12.354	7.110	7.110	7.125	12.379	7.125	7.125
WTG-27	12.000	7.875	13.550	7.875	0.468	0.805	0.468	0.468	6.820	11.735	6.820	6.820	6.833	11.757	6.833	6.833
WTG-28	12.000	8.695	15.874	8.695	0.471	0.860	0.471	0.471	7.530	13.748	7.530	7.530	7.553	13.789	7.553	7.553
WTG-29	12.000	9.389	18.089	9.389	0.473	0.912	0.473	0.473	8.131	15.666	8.131	8.131	8.161	15.725	8.161	8.161
WTG30	12.000	7.375	12.211	7.375	0.466	0.772	0.466	0.466	6.387	10.575	6.387	6.387	6.392	10.583	6.392	6.392

Todas las corrientes de falta en kA rms. Corriente ip calculada usando Método C.

* Corriente de falta LLG es la mayor de las corrientes de las dos líneas falladas.

ANEXO III. ESTUDIO TÉCNICO- ECONÓMICO 12 kV vs 30 kV

ÍNDICE ANEXO III. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO 12 KV VS 30 KV

1. INTRODUCCIÓN.....	121
2. DATOS DEL PROYECTO	122
3. CÁLCULO DE CIRCUITOS	123
3.1. ALTERNATIVA 12KV	123
3.2. ALTERNATIVA 30KV.....	124
3.3. TABLAS RESUMEN RESULTADOS	126
4. TRANSFORMADORES.....	131
4.1. ALTERNATIVA 12KV	131
4.2. ALTERNATIVA 30KV	132
5. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	135
5.1. INTRODUCCIÓN	135
5.2. CARACTERÍSTICAS DE LA RED	135
5.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES MT.....	135
5.4. CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADORES	136
5.5. CONTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES	137
5.6. CONCLUSIONES.....	137
5.7. RESULTADOS.....	137
6. CÁLCULO DE PÉRDIDAS	143
6.1. INTRODUCCIÓN	143
6.2. PÉRDIDAS EN LOS CABLES	143
6.3. PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES	146
6.4. RESUMEN DE PÉRDIDAS Y CONCLUSIONES	148
7. COMPARATIVA DE INVERSIONES 12 vs 30KV.....	149
7.1. INTRODUCCIÓN	149
7.2. TABLA DE INVERSIONES.....	149
8. CÁLCULO DEL COSTE DE LA ENERGÍA	151
8.1. RESUMEN.....	151
9. CONCLUSIONES	153

1. INTRODUCCIÓN

Los aerogeneradores de la marca Acciona Windpower (AW) tienen como característica principal que producen directamente en Media Tensión (12 kV) a diferencia de la mayoría de empresas del mercado cuyos aerogeneradores producen en Baja Tensión (690 V). Esto permite en ciertos casos que estos aerogeneradores puedan conectarse directamente con la subestación del parque sin la necesidad de introducir una etapa intermedia de transformación 12/30kV, con todo el gasto que ello conlleva en transformadores y material eléctrico complementario. Por otra parte distribuir en 12kV supone una mayor pérdida de energía en los cables al circular mayor cantidad de corriente por estos, de esta forma se plantean estas dos alternativas a estudiar:

- Distribuir directamente a la tensión de generación: 12 kV.
- Distribuir en 30 kV colocando un transformador 12/30 kV en cada aerogenerador.

Es por ello que se realiza el presente estudio técnico-económico con el fin de determinar con cuál de las dos alternativas se obtiene un menor valor del Coste de la Energía (COE) y de esta forma justificar cuál es la solución idónea a implementar en el parque eólico de Belchite.

Para la realización del estudio se analizarán los siguientes puntos:

- Cálculo y dimensionado de los circuitos que conectan los aerogeneradores con la subestación.
- Estudio de los valores de cortocircuito en la instalación mediante el programa ETAP.
- Cálculo de los transformadores necesarios.
- Cálculo de pérdidas en los cables y en los transformadores.
- Cálculo de la diferencia de inversión necesaria para cada alternativa.
- Cálculo del Coste de la Energía (COE).
- Selección de la alternativa idónea en base a los cálculos expuestos.

2. DATOS DEL PROYECTO

Se toman las siguientes hipótesis como datos iniciales del proyecto:

- Localización: Belchite (Zaragoza).
- Potencia a instalar: 45 MW
- Tipo de aerogenerador: AW 77/1500 (1,5 MW).
- Número de aerogeneradores: 30
- Máxima caída de tensión: 3%
- Temperatura del terreno: 20°C
- Profundidad de los cables: 0,8 metros
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 mK/W
- Distancia entre ternas: 200 mm
- No hay limitación en cuanto al número máximo de ternas por zanja.
- Conductor de Aluminio XLPE.
- Tensión de salida de la Subestación del parque: 132 kV.
- Mismo lay-out de aerogeneradores en ambas alternativas.

3. CÁLCULO DE CIRCUITOS

En el siguiente apartado se muestra un resumen con los cálculos de la sección de los conductores para cada una de las alternativas y las tablas de cálculo de los circuitos.

Para el dimensionado de los conductores se emplea un factor de potencia del 93% ($\cos(\alpha) = 0,93$) y una tensión del 95% la tensión de referencia ($U = 0,95 \cdot U_n$). Además se tendrá en cuenta el máximo valor de caída de tensión permitido (3%) y los valores de cortocircuito máximo que tendrá que soportar cada conductor (indicados en el apartado de Cálculo de cortocircuito).

Para los cálculos se han empleado las fórmulas indicadas en el anexo de “Cálculo de conductores y pérdidas”.

3.1. ALTERNATIVA 12KV

- 8 Circuitos subterráneos en MT que unen los 30 aerogeneradores con la subestación del parque.
- Máxima caída de tensión: 2,37% (Circuito nº 3).
- Tipos de cable unipolares utilizados: 95 mm², 120 mm², 150 mm², 185 mm², 240 mm², 400 mm² y 630 mm² Al XLPE.
- Longitud total de cable Al XLPE: 65.535 metros.
- Longitud total de zanjas: 10.872 metros.
- Longitud de cada tipo de cable:

	Cantidad (m)
Cable Al XLPE 12.7/22 kV 1x95 mm ²	2.170
Cable Al XLPE 12.7/22 kV 1x120 mm ²	3.752
Cable Al XLPE 12.7/22 kV 1x150 mm ²	7.635
Cable Al XLPE 12.7/22 kV 1x185 mm ²	6.827
Cable Al XLPE 12.7/22 kV 1x240 mm ²	8.445
Cable Al XLPE 12.7/22 kV 1x300 mm ²	-
Cable Al XLPE 12.7/22 kV 1x400 mm ²	17.581
Cable Al XLPE 12.7/22 kV 1x630 mm ²	19.125

Tabla 32. Mediciones de cable MT

- Zanjas de hasta 5 ternas
- Cantidad de cada tipo de zanja:

	Cantidad (m)
Zanja 0,2 m x 0,8 m (1 circuito)	3.715
Zanja 0,4 m x 0,8 m (2 circuitos)	4.186
Zanja 0,6 m x 0,8 m (3 circuitos)	2.287
Zanja 0,8 m x 0,8 m (4 circuitos)	527
Zanja 1 m x 0,8 m (5 circuitos)	157
Zanja 1,2 m x 0,8 m (6 circuitos)	-

Tabla 33. Mediciones zanjas

- Características de los cables MT:

Sección (mm ²)	R[90°C] [Ω/km]	L [mH/km]
95	0,4110	0,437
120	0,3250	0,419
150	0,2650	0,406
185	0,2110	0,391
240	0,1610	0,374
400	0,1010	0,348
630	0,0629	0,325

Tabla 34. Características eléctricas cables MT

*Valor de resistencia a 90°C (T^a máxima de operación conductor XLPE)

- Distribución de circuitos del parque:

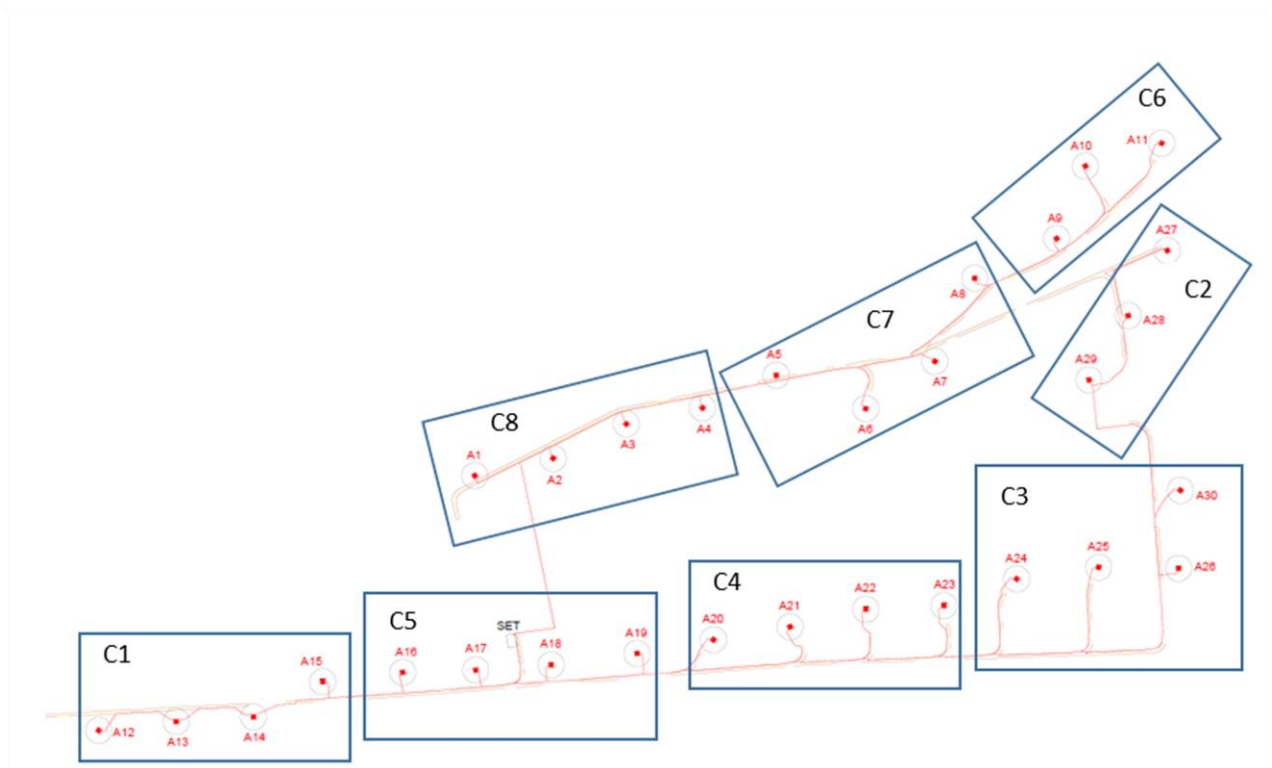


Ilustración 10. Layout circuitos alternativa 12 kV

3.2. ALTERNATIVA 30kV

- 5 Circuitos subterráneos en MT que unen los 30 aerogeneradores con la subestación del parque.
- Máxima caída de tensión: 1,46% (Circuito nº 2).
- Tipos de cable unipolares utilizados: 95 mm², 120 mm², 150 mm², 185 mm² Al XLPE.
- Longitud total de cable Al XLPE: 49.883 metros.
- Longitud total de zanjas: 10.872 metros.
- Longitud de cada tipo de cable:

	Cantidad (m)
Cable Al XLPE 18/30 kV 1x95 mm ²	31.025
Cable Al XLPE 18/30 kV 1x120 mm ²	7.608
Cable Al XLPE 18/30 kV 1x150 mm ²	10.283
Cable Al XLPE 18/30 kV 1x185 mm ²	967

Tabla 35. Mediciones de cable MT

- Zanjas de hasta 3 ternas.

	Cantidad (m)
Zanja 0,2 m x 0,8 m (1 circuito)	5.256
Zanja 0,4 m x 0,8 m (2 circuitos)	5.322
Zanja 0,6 m x 0,8 m (3 circuitos)	293

Tabla 36. Mediciones zanjas

- Características de los cables MT:

Sección (mm ²)	R[90°C] [Ω/km]	L [mH/km]
95	0,4110	0,437
120	0,3250	0,419
150	0,2650	0,406
185	0,2110	0,391

Tabla 37. Características eléctricas cables MT

*Valor de resistencia a 90°C (T^a máxima de operación conductor XLPE)

- Distribución de circuitos del parque:

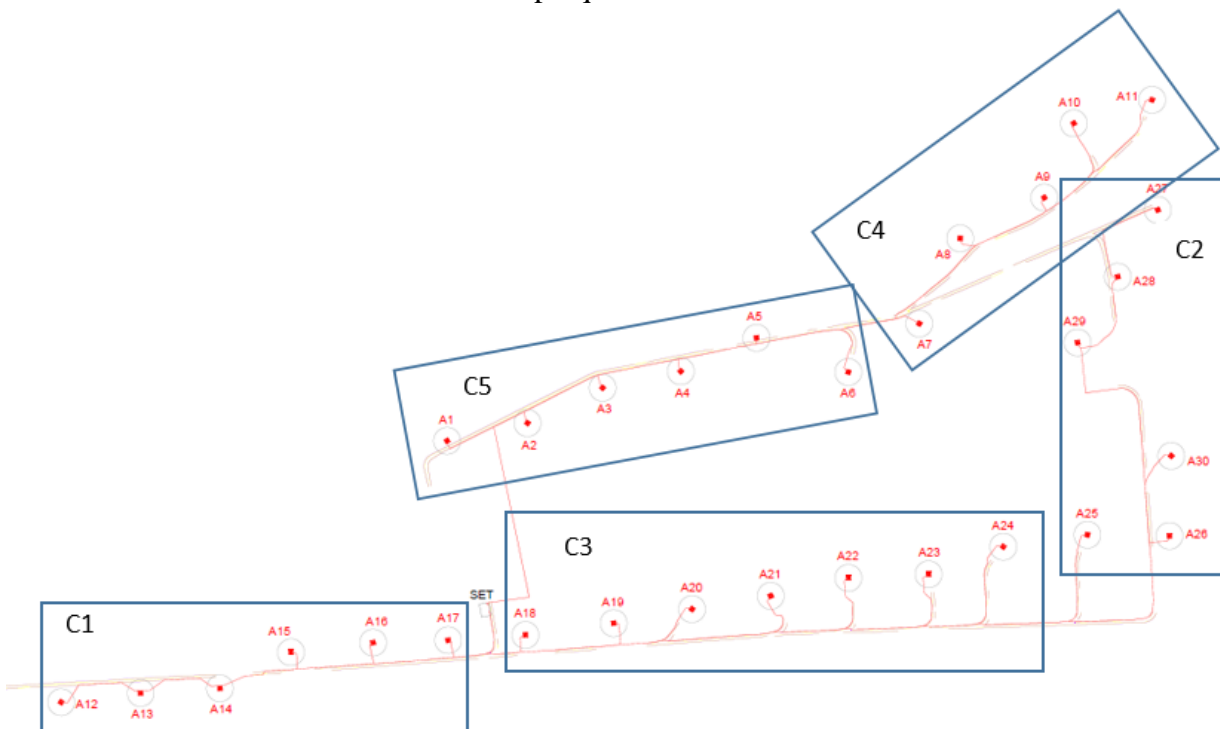


Ilustración 11. Layout circuitos alternativa 30 kV

3.3. TABLAS RESUMEN RESULTADOS

Se recogen en las siguientes tablas los cálculos justificativos de que las líneas cumplen las exigencias en cuanto a intensidad máxima admisible, caída de tensión, pérdidas de energía e intensidades de cortocircuito en ambas alternativas: 12 kV y 30 kV.

DATOS BASE:

INSTALLATION:

Parque eólico de Belchite 45 MW

CÁLCULO DE CIRCUTOS

Voltaje	11,4 kV
Potencia por aerogenerador	1500 kW
Factor de potencia	0,93
Temperatura del terreno	20 °C
Profundidad	0,8 m
Resistividad térmica del terreno	1,5 °Km/W
Número de circuitos	- units
Distancia entre temas	200 mm
Número de aerogeneradores	30

PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA EN LOS CABLES = 353,703 kW
0,786 %

CIRCUIT n° 1

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-12	WTG-13	11,4	1500	1500	273	81,69	150	281	1	1	1,5	1	1	1	281	29%	8,86	8,86	0,08	1,07	0,07	26	0,2297	0,1966	17,35	15,16	A1
WTG-13	WTG-14	11,4	1500	3000	252	163,37	185	317	1	1	1,5	1	1	1	317	52%	14,31	23,17	0,20	3,37	0,11	39	0,2007	0,1673	20,56	16,41	A1
WTG-14	WTG-15	11,4	1500	4500	308	245,06	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	80%	23,28	46,45	0,41	8,05	0,18	65	0,1780	0,1450	24,39	17,95	A1
WTG-15	SET	11,4	1500	6000	810	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	42,20	88,65	0,78	15,20	0,25	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1

VOLTAGE DROP 0,78 %
TOTAL LOSSES 27,70 kW

CIRCUIT n° 2

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-27	WTG-28	11,4	1500	1500	346	81,69	95	221	1	1	1,5	1	1	1	221	37%	16,62	16,62	0,15	2,15	0,14	30	0,3396	0,3109	10,86	9,62	A1
WTG-28	WTG-29	11,4	1500	3000	301	163,37	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	78%	27,07	43,69	0,38	6,98	0,23	63	0,3174	0,2893	12,31	10,46	A1
WTG-29	SET	11,4	1500	4500	3253	245,06	400	470	1	1	1,5	1	6	0,61	287	85%	175,33	219,02	1,92	54,69	1,22	71	0,1270	0,0933	39,82	22,2	A1

VOLTAGE DROP 1,92 %
TOTAL LOSSES 63,83 kW

CIRCUIT n° 3

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-30	WTG-26	11,4	1500	1500	377	81,69	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	45%	18,49	18,49	0,16	2,40	0,16	34	0,3462	0,3180	10,72	9,05	A1
WTG-26	WTG-25	11,4	1500	3000	855	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	62,39	80,88	0,71	15,53	0,52	54	0,2579	0,2269	15,83	11,3	A1
WTG-25	WTG-24	11,4	1500	4500	842	245,06	185	317	1	1	1,5	1	2	0,83	263	93%	83,61	164,49	1,44	30,80	0,68	81	0,2340	0,2031	17,79	14,01	A1
WTG-24	SET	11,4	1500	6000	1979	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	103,05	267,54	2,35	37,13	0,62	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1

VOLTAGE DROP 2,35 %
TOTAL LOSSES 85,86 kW

CIRCUIT n° 4

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-23	WTG-22	11,4	1500	1500	607	81,69	150	281	1	1	1,5	1	3	0,73	205	40%	20,17	20,17	0,18	2,46	0,16	31	0,2348	0,2021	17,07	12,65	A1
WTG-22	WTG-21	11,4	1500	3000	547	163,37	185	317	1	1	1,5	1	3	0,73	231	71%	33,07	53,23	0,47	7,93	0,26	55	0,2136	0,1811	19,48	14,84	A1
WTG-21	WTG-20	11,4	1500	4500	638	245,06	240	367	1	1	1,5	1	3	0,73	268	91%	50,37	103,61	0,91	17,65	0,39	79	0,1860	0,1536	23,26	17,78	A1
WTG-20	SET	11,4	1500	6000	850	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	44,24	147,84	1,30	15,94	0,27	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1

VOLTAGE DROP 1,30 %
TOTAL LOSSES 43,98 kW

CIRCUIT nº 5

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-16	WTG-17	11,4	1500	1500	368	81,69	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	27%	8,00	8,00	0,07	0,87	0,06	25	0,1537	0,1188	27,83	20,38	A1
WTG-17	SET	11,4	4500	6000	309	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	6	0,61	376	87%	16,07	48,98	0,43	5,79	0,10	73	0,0920	0,0586	62,31	22,2	A1
WTG-19	WTG-18	11,4	1500	1500	445	81,69	240	367	1	1	1,5	1	4	0,68	250	33%	9,77	9,77	0,09	1,07	0,07	27	0,1552	0,1204	27,62	18,38	A1
WTG-18	WTG-17	11,4	1500	3000	317	163,37	240	367	1	1	1,5	1	4	0,68	250	65%	15,14	24,91	0,22	3,43	0,11	50	0,1688	0,1350	25,69	20,38	A1

VOLTAGEDROP 0,43 %
TOTALLOSSES 11,17 kW

CIRCUIT nº 6

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-11	WTG-10	11,4	1500	1500	478	81,69	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	39%	18,83	18,83	0,17	2,37	0,16	31	0,2784	0,2473	13,67	10,52	A1
WTG-10	WTG-9	11,4	1500	3000	399	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	29,16	47,98	0,42	7,26	0,24	54	0,2579	0,2269	15,83	11,73	A1
WTG-9	SET	11,4	1500	4500	2607	245,06	400	470	1	1	1,5	1	4	0,68	320	77%	136,33	184,32	1,62	41,93	0,93	61	0,1232	0,0893	41,24	22,2	A1

VOLTAGEDROP 1,62 %
TOTALLOSSES 51,55 kW

CIRCUIT nº 7

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-8	WTG-7	11,4	1500	1500	471	81,69	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	39%	18,56	18,56	0,16	2,33	0,16	31	0,2784	0,2473	13,67	12,05	A1
WTG-7	WTG-6	11,4	1500	3000	411	163,37	150	281	1	1	1,5	1	2	0,83	233	70%	29,99	48,55	0,43	7,47	0,25	54	0,2579	0,2269	15,83	13,62	A1
WTG-6	WTG-5	11,4	1500	4500	416	245,06	240	367	1	1	1,5	1	2	0,83	305	80%	31,40	79,95	0,70	10,85	0,24	65	0,1780	0,1450	24,39	15,14	A1
WTG-5	SET	11,4	1500	6000	1585	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	4	0,68	419	78%	80,36	160,31	1,41	28,41	0,47	63	0,0896	0,0560	64,63	22,2	A1

VOLTAGEDROP 1,41 %
TOTALLOSSES 49,07 kW

CIRCUIT nº 8

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (%Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-4	WTG-3	11,4	1500	1500	326	81,69	185	317	1	1	1,5	1	3	0,73	231	35%	8,89	8,89	0,08	1,04	0,07	29	0,1929	0,1589	21,21	16,2	A1
WTG-3	WTG-2	11,4	1500	3000	324	163,37	240	367	1	1	1,5	1	3	0,73	268	61%	15,24	24,13	0,21	3,43	0,11	46	0,1664	0,1325	26,03	17,82	A1
WTG-2	SET	11,4	3000	6000	842	326,74	630	575	1,04	1,03	1,5	1	4	0,68	419	78%	42,67	75,29	0,66	15,09	0,25	63	0,0896	0,0560	64,63	22,2	A1
WTG-1	WTG-2	11,4	1500	1500	309	81,69	185	317	1	1	1,5	1	4	0,68	216	38%	8,49	8,49	0,07	0,99	0,07	30	0,1940	0,1600	21,12	17,82	A1

VOLTAGEDROP 0,66 %
TOTALLOSSES 20,55 kW

DATOS DE CÁLCULO:

INSTALACIÓN:

Parque eólico de Belchite 45 MW

CÁLCULO CABLES MI

Voltaje	28,5 kV
Potencia por aerogenerador	1500 kW
Factor de potencia	0,93
Temperatura del terreno	20 °C
Profundidad	0,8 m
Resistividad térmica del terreno	1,5 °Km/W
Número de circuitos	- units
Distancia entre temas	200 mm
Número de aerogeneradores	30

PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA EN LOS CABLES = 299,488 kW
0,666 %

CIRCUIT nº 1

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-12	WTG-13	28,5	1500	1500	273	32,67	95	221	1	1	1,5	1	1	1	221	15%	5,05	5,05	0,02	0,26	0,02	22	0,3272	0,2976	11,14	7,82	A1
WTG-13	WTG-14	28,5	1500	3000	252	65,35	95	221	1	1	1,5	1	1	1	221	30%	9,53	14,58	0,05	0,99	0,03	26	0,3343	0,3052	10,98	7,98	A1
WTG-14	WTG-15	28,5	1500	4500	308	98,02	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	53%	18,61	33,19	0,12	2,91	0,06	40	0,3557	0,3282	10,51	8,17	A1
WTG-15	WTG-16	28,5	1500	6000	367	130,70	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	71%	31,53	64,71	0,23	6,65	0,11	56	0,3796	0,3539	9,98	8,4	A1
WTG-16	WTG-17	28,5	1500	7500	368	163,37	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	89%	42,71	107,42	0,38	11,40	0,15	76	0,4104	0,3870	9,31	8,62	A1
WTG-17	SET	28,5	1500	9000	309	196,04	150	281	1	1	1,5	1	3	0,73	205	96%	30,11	137,53	0,48	9,20	0,10	84	0,2873	0,2585	14,25	8,78	A1

VOLTAGEDROP 0,48 %
TOTALLOSSES 31,41 kW

CIRCUIT nº 2

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-27	WTG-28	28,5	1500	1500	346	32,67	95	221	1	1	1,5	1	1	1	221	15%	6,41	6,41	0,02	0,33	0,02	22	0,3272	0,2976	11,14	6,35	A1
WTG-28	WTG-29	28,5	1500	3000	301	65,35	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	36%	11,55	17,96	0,06	1,20	0,04	29	0,3385	0,3098	10,89	6,52	A1
WTG-29	WTG-30	28,5	1500	4500	726	98,02	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	53%	43,82	61,78	0,22	6,86	0,15	40	0,3557	0,3282	10,51	6,92	A1
WTG-30	WTG-26	28,5	1500	6000	377	130,70	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	71%	32,43	94,21	0,33	6,85	0,11	56	0,3796	0,3539	9,98	7,14	A1
WTG-26	WTG-25	28,5	1500	7500	855	163,37	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	89%	99,28	193,49	0,68	26,49	0,35	76	0,4104	0,3870	9,31	7,63	A1
WTG-25	SET	28,5	1500	9000	2277	196,04	150	281	1	1	1,5	1	3	0,73	205	96%	222,17	415,66	1,46	67,88	0,75	84	0,2873	0,2585	14,25	8,78	A1

VOLTAGEDROP 1,46 %
TOTALLOSSES 109,61 kW

CIRCUIT nº 3

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N.C.F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-24	WTG-23	28,5	1500	1500	655	32,67	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	18%	12,16	12,16	0,04	0,63	0,04	22	0,3283	0,2987	11,11	7,06	A1
WTG-23	WTG-22	28,5	1500	3000	607	65,35	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	36%	23,26	35,42	0,12	2,41	0,08	29	0,3385	0,3098	10,89	7,44	A1
WTG-22	WTG-21	28,5	1500	4500	547	98,02	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	53%	33,03	68,45	0,24	5,17	0,11	40	0,3557	0,3282	10,51	7,78	A1
WTG-21	WTG-20	28,5	1500	6000	638	130,70	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	71%	54,82	123,28	0,43	11,57	0,19	56	0,3796	0,3539	9,98	8,18	A1
WTG-20	WTG-19	28,5	1500	7500	347	163,37	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	89%	40,25	163,53	0,57	10,74	0,14	76	0,4104	0,3870	9,31	8,38	A1
WTG-19	WTG-18	28,5	1500	9000	445	196,04	120	252	1	1	1,5	1	2	0,83	209	94%	51,40	214,93	0,75	16,10	0,18	81	0,3403	0,3139	11,50	8,62	A1
WTG-18	SET	28,5	1500	10500	322	228,72	185	317	1	1	1,5	1	3	0,73	231	99%	30,65	245,58	0,86	10,60	0,10	88	0,2401	0,2096	17,28	8,78	A1

VOLTAGEDROP 0,86 %
TOTALLOSSES 57,22 kW

CIRCUIT nº 4

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-11	WTG-10	28,5	1500	1500	478	32,67	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	18%	8,88	8,88	0,03	0,46	0,03	22	0,3283	0,2987	11,11	6,89	A1
WTG-10	WTG-9	28,5	1500	3000	399	65,35	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	36%	15,31	24,19	0,08	1,59	0,05	29	0,3385	0,3098	10,89	7,13	A1
WTG-9	WTG-8	28,5	1500	4500	347	98,02	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	53%	20,97	45,16	0,16	3,28	0,07	40	0,3557	0,3282	10,51	7,34	A1
WTG-8	WTG-7	28,5	1500	6000	471	130,70	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	71%	40,49	85,64	0,30	8,54	0,14	56	0,3796	0,3539	9,98	7,62	A1
WTG-7	SET	28,5	1500	7500	2091	163,37	120	252	1	1	1,5	1	3	0,73	184	89%	196,82	282,46	0,99	51,17	0,68	75	0,3326	0,3056	11,77	8,78	A1

VOLTAGE DROP 0,99 %
TOTAL LOSSES 65,05 kW

CIRCUIT nº 5

CIRCUIT		Voltage (kV)	Power Increase (kW)	Total Power (kW)	Length (Mts.)	Current (A)	Section (mm2)	Nom. Current Trefoil (A)	Soil Temp. Factor	Deep Factor	Soil Thermal Resistivity (°Km/W)	Soil Thermal Resis. Factor	Number Circuits	N. C. F.	Adm. Current (A)	Cond. Charge (%)	VOLTAGE DROP			POWER LOSS		Cable Temp. (°C)	Impedance (Ω/km)	Resistance (Ω/km)	Shortcircuit Current adm. (kA)	Shortcircuit Current real (kA)	Cond.
From	To																dV Partial (V)	dV Total (V)	dV Total (%)	Losses (kW)	Losses (%)						
WTG-6	WTG-5	28,5	1500	1500	428	32,67	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	18%	7,95	7,95	0,03	0,41	0,03	22	0,3283	0,2987	11,11	7,76	A1
WTG-5	WTG-4	28,5	1500	3000	293	65,35	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	36%	11,23	19,18	0,07	1,16	0,04	29	0,3385	0,3098	10,89	7,95	A1
WTG-4	WTG-3	28,5	1500	4500	326	98,02	95	221	1	1	1,5	1	2	0,83	183	53%	19,66	38,84	0,14	3,08	0,07	40	0,3557	0,3282	10,51	8,15	A1
WTG-3	WTG-2	28,5	1500	6000	324	130,70	95	221	1	1	1,5	1	3	0,73	161	81%	28,99	67,83	0,24	6,16	0,10	66	0,3956	0,3711	9,63	8,35	A1
WTG-2	SET	28,5	3000	9000	842	196,04	150	281	1	1	1,5	1	3	0,73	205	96%	82,12	149,96	0,53	25,09	0,28	84	0,2873	0,2585	14,25	8,78	A1
WTG-1	WTG-2	28,5	1500	1500	309	32,67	95	221	1	1	1,5	1	3	0,73	161	20%	5,77	155,72	0,55	0,30	0,02	23	0,3293	0,2998	11,09	8,35	A1

VOLTAGE DROP 0,53 %
TOTAL LOSSES 36,20 kW

4. TRANSFORMADORES

Se dimensionan en este apartado los transformadores necesarios para cada una de las alternativas con el mínimo número de barras de MT en subestación. El valor de intensidad máximo en barras de Media Tensión se fija en 2500 A, que corresponde con la máxima intensidad en el secundario del transformador.

En la alternativa de 30 kV serán necesarios también 30 transformadores que eleven la tensión de 12 a 30 kV.

4.1. ALTERNATIVA 12KV

En esta alternativa se proyecta un transformador con un único devanado en el secundario ($I_s < 2500A$).

- 1x Transformador 132/12 kV, $S = 50MVA$, $Z_{cc} (\%) = 14$

Se trata de un transformador 132/12 kV con un único secundario, conexión estrella-triángulo, una potencia aparente de $S = 50 MVA$ e impedancia de cortocircuito, $Z_{cc} (\%) = 14$.

El transformador estará ubicado en la subestación del parque de la que saldrá una línea aérea de 132 kV que conectará con la subestación de compañía. Se muestran a continuación los cálculos justificativos.

Potencia de cada aerogenerador [kW]	$P_{wtg} = 1500 \text{ kW}$
Número de aerogeneradores [Uds.]	$N = 30$
Factor de potencia	$\cos(\alpha) = 0,96$
Potencia total del parque [MW]	P_{total}
Potencia aparente del parque [MVA]	S_{total}

$$P_{total} = P_{wtg} \cdot N = 45MW$$

$$S_{total} = \frac{P_{total}}{\cos(\alpha)}$$

$$S_{total} = 46,875MVA$$

Se calcula la Intensidad en el primario y secundario del transformador donde se muestra que la intensidad en el secundario es inferior a 2500 A (típico valor máximo comercial). La intensidad en el primario del transformador viene dada por:

Intensidad primaria [A]	I_p
Tensión primaria [kV]	$U_p = 132 \text{ kV}$

$$I_p = \frac{S_{total} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

$$I_p = \mathbf{205,02 A}$$

La intensidad en el secundario del transformador es menor de 2500 A y viene dada por la siguiente expresión.

Intensidad en el secundario [A]
Tensión en el secundario [kV]

I_s
 $U_s = 12 \text{ kV}$

$$I_s = \frac{S_{total} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

$$I_s = \mathbf{2255,27 A}$$

4.2. ALTERNATIVA 30KV

En esta alternativa serán necesarios dos tipos de transformadores:

- 1x Transformador 132/30 kV, S= 50 MVA, $Z_{cc} (\%) = 14$

Se trata de un transformador 132/30kV con un único secundario, conexión estrella-triángulo y una potencia aparente de **S= 50 MVA** e impedancia de cortocircuito, $Z_{cc} (\%) = 14$.

El transformador estará ubicado en la subestación del parque de la que saldrá una línea aérea de 132 kV que conectará con la subestación de compañía. Se muestran a continuación los cálculos justificativos.

Potencia de cada aerogenerador [kW]
Número de aerogeneradores [Uds.]
Factor de potencia
Potencia total del parque [MW]
Potencia aparente del parque [MVA]

$P_{wtg} = 1500 \text{ kW}$
 $N = 30$
 $\cos \alpha = 0,96$
 P_{total}
 S_{total}

$$P_{total} = P_{wtg} \cdot N = 45 \text{ MW}$$

$$S_{total} = \frac{P_{total}}{\cos(\alpha)}$$

$$S_{total} = \mathbf{46,875 MVA}$$

Se calcula la Intensidad en el primario y secundario del transformador. La intensidad en el primario del transformador viene dada por:

Intensidad primaria [A]	I_p
Tensión primaria [kV]	$U_p = 132 \text{ kV}$

$$I_p = \frac{S_{total} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

$$I_p = \mathbf{205,02 \text{ A}}$$

La intensidad en el secundario del transformador es menor de 2500A y viene dada por la siguiente expresión.

Intensidad en el secundario [A]	I_s
Tensión en el secundario [kV]	$U_s = 30 \text{ kV}$

$$I_s = \frac{S_{total} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

$$I_s = \mathbf{902,11 \text{ A}}$$

- 30x Transformador 30/12kV, S= 2 MVA, $Z_{cc} (\%) = 7.5$

Se trata de un transformador 30/12 kV que irá ubicado junto a cada uno de los aerogeneradores con la función de elevar la corriente producida a 30 kV y así distribuirla a una tensión mayor a la subestación disminuyendo la cantidad de pérdidas en el cable.

Potencia de cada aerogenerador [kW]	$P_{wtg} = 1500 \text{ kW}$
Factor de potencia	$\cos \alpha = 0,96$
Potencia aparente de un aerogenerador [kVA]	$S_{wtg} = 1612.90 \text{ kVA}$

$$S_{wtg} = \frac{P_{wtg}}{\cos(\alpha)}$$

$$S_{wtg} = \mathbf{1562,5 \text{ kVA}}$$

La intensidad en el primario del transformador viene dada por:

Intensidad primaria [A]	I_p
Tensión primaria [kV]	$U_p = 30 \text{ kV}$

$$I_p = \frac{S_{wtg}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

$$I_p = \mathbf{31,04 A}$$

La intensidad en el secundario del transformador viene dada por la siguiente expresión.

Intensidad en el secundario [A]
Tensión en el secundario [kV]

I_s
 $U_s = 12 \text{ kV}$

$$I_s = \frac{S_{wtg}}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

$$I_s = \mathbf{77,60 A}$$

5. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

5.1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este apartado es presentar los cálculos del estudio de cortocircuito que se ha llevado a cabo para cada una de las dos alternativas siguiendo la Norma UNE-EN 60909-0:2002 declarada de obligado cumplimiento según lo dispuesto en la ITC-LAT 02 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión. Se emplea el software de cálculo **ETAP: Electrical Power System Analysis Software** versión 12.6.0.

Este estudio determinará los niveles mínimos de intensidad de cortocircuito que deberá soportar cada uno de los cables, así como la capacidad de corte de cada una de las protecciones a instalar en la subestación y en los aerogeneradores. Se parte de los siguientes datos:

- Características cables Media Tensión.
- Características transformadores de cada aerogenerador.
- Características del transformador de la subestación
- Impedancia subtransitoria de los aerogeneradores
- Valor de cortocircuito en el punto de conexión.
- Factor de potencia, $\cos(\alpha) = 0,96$
- Aerogeneradores a potencia nominal (1.500 kW).

5.2. CARACTERÍSTICAS DE LA RED

La contribución de la red exterior ante un cortocircuito viene dada por la compañía eléctrica suministradora y corresponde al siguiente valor:

- Contribución de la red a cortocircuito trifásico: 31,5 kA *

*Se toma un valor conservador por la falta de datos.

5.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES MT

Los conductores de Media Tensión que conectan cada uno de los aerogeneradores entre sí y con la subestación, presentan las características eléctricas anteriormente indicadas.

Para introducir las propiedades eléctricas en ETAP hay que tener en cuenta que los valores están dados para una temperatura de 90°C. Así como que la máxima temperatura en servicio permanente para conductores con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) es de 90°C y para cortocircuito 250°C tal y como se indica en la tabla 5 de ITC-LAT 06.

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

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Tabla 38. Temperatura máxima (°C) asignada al conductor.

Según lo indicado en la Norma, para calcular la intensidad máxima de cortocircuito se debe calcular para una temperatura del conductor de 20°C, ya que para este valor de temperatura se tendrá la menor resistencia posible.

5.4. CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADORES

Los transformadores presentan las características indicadas anteriormente y que resumo a continuación:

5.4.1. OPCIÓN 30 kV:

Transformador de subestación:

Potencia [MVA]	50
Voltajes [kV]	132/30
Impedancia de cortocircuito [%]	14
Grupo de conexión	YNd

Tabla 39. Propiedades transformador de subestación

Transformador aerogeneradores:

Potencia [MVA]	50
Voltajes [kV]	30/12
Impedancia de cortocircuito [%]	7,5
Grupo de conexión	Dyn

Tabla 40. Propiedades transformador aerogeneradores.

5.4.2. OPCIÓN 12 kV:

Transformador de subestación:

Potencia [MVA]	50
Voltajes [kV]	132/12
Impedancia de cortocircuito [%]	14
Grupo de conexión	YNd

Tabla 41. Propiedades transformador de subestación

Además se define un transformador que simula un transformador en Zigzag con las siguientes características:

Transformador en Zigzag:

Potencia [kVA]	250
Rel. transformación	1
Impedancia de cortocircuito [%]	8
Grupo de conexión	YNd

Tabla 42. Propiedades transformador en zig-zag

5.5. CONTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES

El aerogenerador AW77/1500 se trata de un generador asíncrono doblemente alimentado. Para su simulación en ETAP se sigue la recomendación del fabricante (Acciona) en cuanto a su modelización en estudios de cortocircuito.

Se simula como un generador síncrono que en caso de cortocircuito trifásico inyectará una carga a la red de **120 A**. En el resto de tipos de cortocircuitos la intensidad que inyecta el aerogenerador se considera nula.

5.6. CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos se concluye:

- La sección de los conductores calculados soporta los valores de cortocircuito existentes en cada tramo.
- La cantidad de celdas de 20 o 25kA necesarios para cada alternativa son:

	Alternativa 12kV (Uds.)	Alternativa 30 kV (Uds.)
IA – 20 kA	28	30
IA – 25 kA	2 (WTG 17&18)	0

Tabla 43. Tipo de celdas necesarias en cada alternativa

- Intensidad de corte en Incomers y Feeders de subestación para 12kV: 31,5 kA* y para 30kV: 25kA.

*La intensidad de cortocircuito es inferior a 25kA (22,2kA) pero se cogen interruptores de 31,5 kA por tomar un valor conservador.

5.7. RESULTADOS

Tras las simulaciones realizadas con ETAP se concluye que el cortocircuito más desfavorable es el trifásico, por ello se muestra a continuación la tabla resumen del informe de cortocircuito obtenido con ETAP para ambas alternativas con los valores de cortocircuito trifásico en cada una de las celdas. También se muestra el diagrama unifilar simulado en cada una de las alternativas con los valores de cortocircuito trifásico en cada una de las tres fases y los aportes de corriente de cada uno de los aerogeneradores.

Como se puede observar los valores de cortocircuito en la opción de 30kV son muy inferiores y el aporte de los aerogeneradores prácticamente nulo debido a la resistencia del transformador 12/30 kV.

Donde:

- **Corriente de cortocircuito simétrica inicial I''_k** : Valor eficaz de la componente simétrica de corriente alterna de una corriente de cortocircuito prevista siendo despreciada la componente de corriente continua si existe.
- **Valor de cresta de la corriente de cortocircuito i_p** : Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito prevista.
- **Corriente de cortocircuito simétrica de corte I_b** : Valor eficaz de un ciclo integral de la componente simétrica de corriente alterna de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de separación de los contactos del primer polo que abre un dispositivo de interrupción.
- **Corriente de cortocircuito permanente I_k** : Valor eficaz de la corriente de cortocircuito que permanece después del decrecimiento del fenómeno transitorio.

5.7.1. Alternativa 12 kV

Barra	kV	Falta Trifásica		
		I''_k	i_p	I_k
Bus2	12,000	22,205	60,000	22,205
Bus9	132,000	31,779	78,511	31,779
WTG 1	12,000	16,108	34,873	16,108
WTG2	12,000	17,816	43,016	17,816
WTG 3	12,000	16,195	35,899	16,195
WTG4	12,000	14,616	29,730	14,616
WTG5	12,000	15,136	34,451	15,136
WTG6	12,000	13,623	28,712	13,623
WTG7	12,000	12,052	23,096	12,052
WTG8	12,000	10,360	18,175	10,360
WTG9	12,000	11,730	22,985	11,730
WTG10	12,000	10,522	19,348	10,522
WTG11	12,000	9,152	15,737	9,152
WTG12	12,000	13,806	26,688	13,806
WTG13	12,000	15,157	31,558	15,157
WTG14	12,000	16,406	36,619	16,406
WTG15	12,000	17,952	43,482	17,952
WTG16	12,000	18,062	41,030	18,062
WTG17	12,000	20,377	52,408	20,377
WTG18	12,000	18,384	42,424	18,384
WTG19	12,000	15,995	33,272	15,995
WTG-20	12,000	17,781	42,897	17,781
WTG21	12,000	14,837	31,005	14,837

WTG22	12,000	12,647	23,942	12,647
WTG23	12,000	10,534	18,302	10,534
WTG24	12,000	14,014	31,178	14,014
WTG25	12,000	11,296	21,614	11,296
WTG26	12,000	9,054	15,700	9,054
WTG27	12,000	8,627	14,788	8,627
WTG28	12,000	9,622	17,474	9,622
WTG29	12,000	10,462	19,992	10,462
WTG30	12,000	8,049	13,329	8,049

Tabla 44. Intensidad de cortocircuito ante falta trifásica

5.7.2. Alternativa 30kV

Barra		Falta trifásica		
ID	kV	I''k	ip	Ik
Bus1	132,000	31,762	78,460	31,762
Bus2	30,000	8,776	23,688	8,776
Bus3	30,000	8,619	22,428	8,619
Bus5	30,000	8,401	20,545	8,401
Bus6	12,000	1,446	3,365	1,446
Bus12	30,000	8,175	18,922	8,175
Bus16	30,000	7,979	17,722	7,979
Bus19	30,000	7,817	16,833	7,817
Bus23	30,000	7,640	15,950	7,640
Bus41	30,000	6,172	11,061	6,172
Bus42	30,000	6,354	11,603	6,354
Bus43	30,000	6,516	12,109	6,516
Bus44	30,000	6,921	13,505	6,921
Bus46	30,000	7,137	14,349	7,137
Bus47	30,000	7,634	16,674	7,634
Bus64	30,000	8,622	22,585	8,622
Bus66	30,000	8,383	20,699	8,383
Bus67	30,000	8,175	19,156	8,175
Bus68	30,000	7,779	16,799	7,779
Bus70	30,000	7,062	13,661	7,062
Bus71	30,000	7,437	15,165	7,437
Bus74	30,000	6,671	12,316	6,671
Bus93	30,000	6,614	12,234	6,614
Bus94	30,000	6,892	13,174	6,892
Bus95	30,000	7,129	14,058	7,129
Bus97	30,000	7,339	14,914	7,339
Bus99	30,000	7,625	16,232	7,625
Bus115	30,000	7,949	17,802	7,949
Bus116	30,000	7,764	16,768	7,764
Bus119	30,000	7,492	15,433	7,492

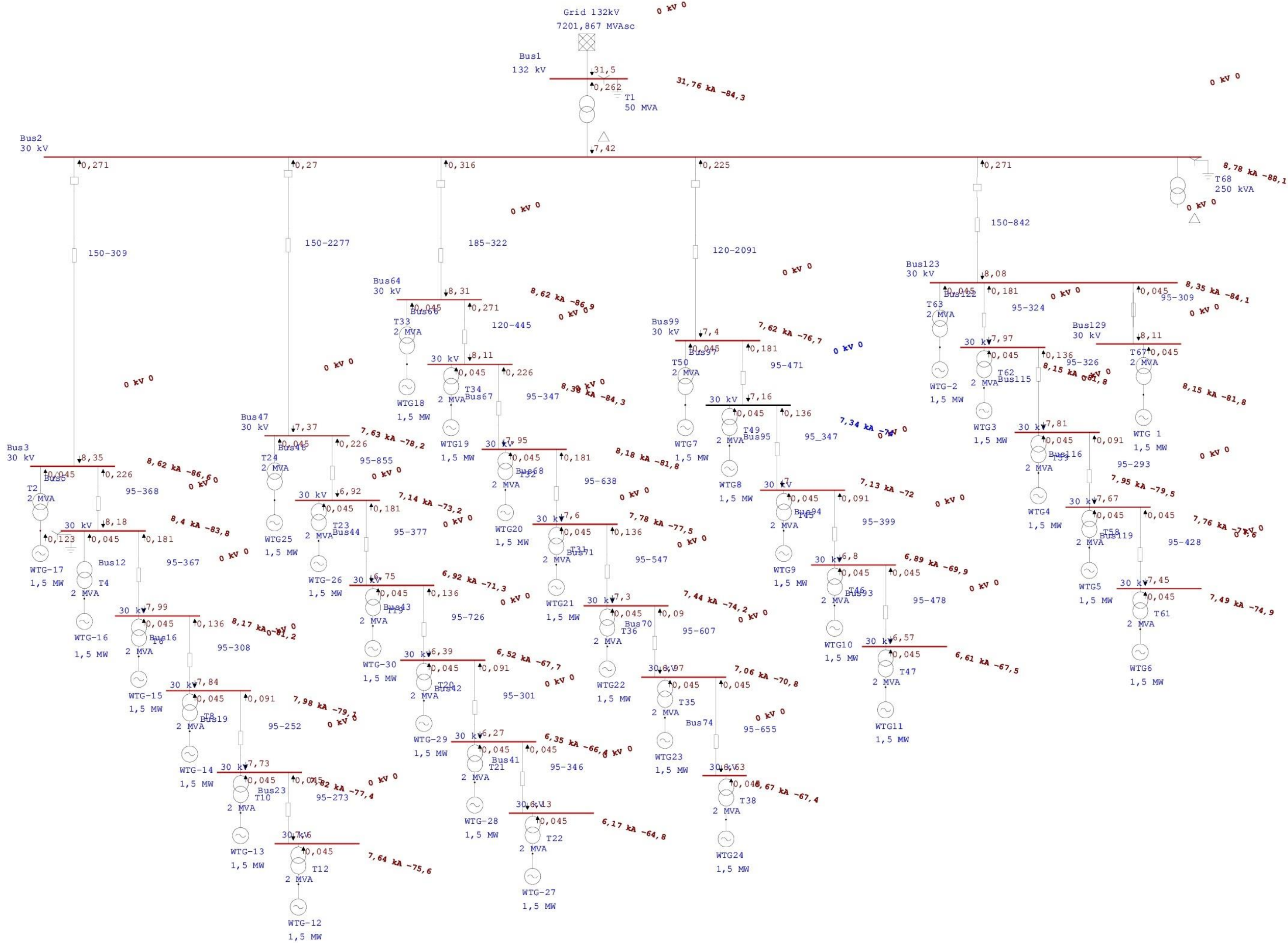
Bus122	30,000	8,151	19,086	8,151
Bus123	30,000	8,347	20,527	8,347
Bus129	30,000	8,155	19,103	8,155

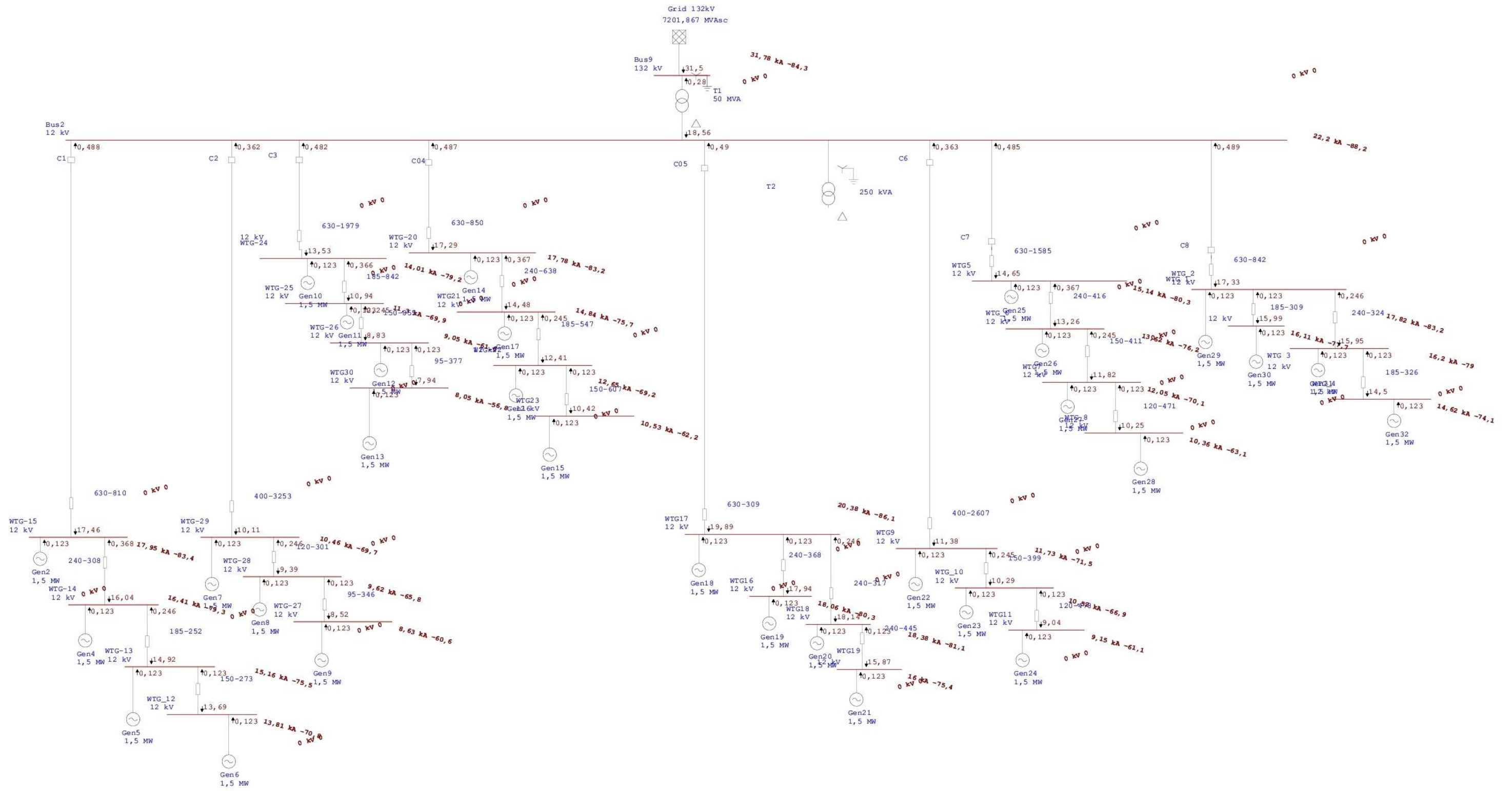
Tabla 45. Intensidad de cortocircuito ante falta trifásica

5.7.3. DIAGRAMAS UNIFILARES

Se muestran los diagramas unifilares con los valores de cortocircuito trifásico para ambas alternativas 12 kV y 30 kV, que corresponden a los que se muestran en las tablas anteriores.

Se muestra únicamente el cortocircuito trifásico porque en este caso es el más restrictivo y por tanto el que se emplea para el dimensionado de los conductores y celdas.





6. CÁLCULO DE PÉRDIDAS

6.1. INTRODUCCIÓN

En el siguiente apartado se calculan las pérdidas en los cables y en los transformadores para cada una de las alternativas. Para ello hay que tener en cuenta que el parque no siempre trabaja al mismo nivel de potencia, por lo tanto para calcular las pérdidas habrá que tener en cuenta la potencia y el tiempo que está produciendo cada aerogenerador a lo largo de un año.

En la siguiente tabla se recogen los valores de viento, horas al año, energía anual producida, potencia del aerogenerador y factor de potencia. El factor de potencia se calcula suponiendo que el aerogenerador inyecta una potencia reactiva constante a la red según la siguiente expresión:

$$\cos(\alpha) = \cos \left[\operatorname{atan} \left(1500 \cdot \frac{\tan(\arccos(0,96))}{\text{Potencia}[kW]} \right) \right]$$

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Energía anual prod. (MWh)	Potencia (kW)	Factor de potencia
0,00	335,1	0,000	0	0,000
0,76	573,8	0,000	0	0,000
1,52	924,2	0,000	0	0,000
2,27	891,3	0,000	0	0,000
3,03	858,5	1,26	1,079	0,003
3,79	820,2	25,894	31,57	0,072
4,55	781,8	105,294	134,68	0,294
5,31	732,6	177,195	241,89	0,484
6,06	683,3	257,266	376,52	0,652
6,82	508,1	279,464	550,04	0,783
7,58	332,9	253,501	761,54	0,867
8,34	282,5	288,243	1020,29	0,919
9,09	232,1	299,026	1288,13	0,947
9,85	199,3	292,051	1465,46	0,958
10,61	166,4	249,660	1500,00	0,960
11,37	122,6	183,960	1500,00	0,960
12,13	78,8	118,260	1500,00	0,960
12,88	60,2	90,338	1500,00	0,960
13,64	41,6	62,415	1500,00	0,960
14,40	38,8	58,145	1500,00	0,960
15,16	35,9	53,874	1500,00	0,960
15,92	28,5	42,705	1500,00	0,960
16,67	21,0	31,536	1500,00	0,960
17,43	10,5	15,768	1500,00	0,960

Tabla 46. Energía anual producida para cada velocidad de viento

6.2. PÉRDIDAS EN LOS CABLES

En el siguiente apartado se muestran los cálculos de las pérdidas en los cables. La potencia de pérdidas [kW] a una velocidad de viento en un tramo de longitud L[m], con un conductor con una resistencia eléctrica, R [Ω /m], y a través del cual circula una intensidad, I [A] se calcula según la siguiente expresión:

$$Potencia_{pérdidas}[kW] = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L$$

Las pérdidas anuales a una velocidad de viento se calculan según la siguiente expresión:

$$Pérdidas_{anuales}[kWh] = Potencia_{pérdidas}[kW] \cdot Horas\ anuales\ [h]$$

En los cálculos se ha tenido en cuenta que la resistencia del conductor varía con la temperatura, es decir, conforme menor potencia genere el aerogenerador menor intensidad circulara por la línea, por lo tanto este tendrá menor temperatura y menor resistencia, lo que el cálculo de pérdidas se ajusta más a la realidad. La resistencia varía con la temperatura según la siguiente expresión.

$$R_{dcT_1} \left[\frac{\Omega}{m} \right] = R_{dcT_2} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \cdot (1 + 0.00403 \cdot (T_1 - T_2))$$

➤ Alternativa 12kV:

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Potencia (kW)	Energía anual (MWh)	Factor de potencia	Potencia Pérdidas (kW)	Pérdidas anuales (kWh)
0,00	335,1	0	0,000	0,000	0	0
0,76	573,8	0	0,000	0,000	0	0
1,52	924,2	0	0,000	0,000	0,0000	0
2,27	891,3	0	0,000	0,000	0,0000	0
3,03	858,5	1,26	1,079	0,003	19,0764	16376,709
3,79	820,2	31,57	25,894	0,072	19,1772	15728,297
4,55	781,8	134,68	105,294	0,294	20,9165	16353,119
5,31	732,6	241,89	177,195	0,484	25,0327	18337,804
6,06	683,3	376,52	257,266	0,652	33,6094	22964,659
6,82	508,1	550,04	279,464	0,783	50,5085	25662,348
7,58	332,9	761,54	253,501	0,867	80,7059	26865,368
8,34	282,5	1020,29	288,243	0,919	133,8110	37802,955
9,09	232,1	1288,13	299,026	0,947	210,7406	48921,327
9,85	199,3	1465,46	292,051	0,958	276,1225	55028,461
10,61	166,4	1500,00	249,660	0,960	290,3563	48326,911
11,37	122,6	1500,00	183,960	0,960	290,3563	35609,303
12,13	78,8	1500,00	118,260	0,960	290,3563	22891,695
12,88	60,2	1500,00	90,338	0,960	290,3563	17486,711
13,64	41,6	1500,00	62,415	0,960	290,3563	12081,728
14,40	38,8	1500,00	58,145	0,960	290,3563	11255,083
15,16	35,9	1500,00	53,874	0,960	290,3563	10428,439

15,92	28,5	1500,00	42,705	0,960	290,3563	8266,4453
16,67	21,0	1500,00	31,536	0,960	290,3563	6104,4519
17,43	10,5	1500,00	15,768	0,960	290,3563	3052,2259

Tabla 47. Pérdidas anuales en los cables

Pérdidas en el cable	
[kWh]	[%]
459544,04	0,530834%

Tabla 48. Pérdidas anuales totales en los cables

Para la opción de 12 kV las pérdidas en los cables son del 0,512% con respecto a la energía producida.

➤ Alternativa 30kV:

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Potencia (kW)	Energía anual (MWh)	Factor de potencia	Pérdidas (kW)	Pérdidas anuales (kWh)
0,00	335,1	0	0,000	0,000	0	0
0,76	573,8	0	0,000	0,000	0	0
1,52	924,2	0	0,000	0,000	0,0000	0
2,27	891,3	0	0,000	0,000	0,0000	0
3,03	858,5	1,26	1,079	0,003	15,7280	13502,134
3,79	820,2	31,57	25,894	0,072	15,8113	12967,696
4,55	781,8	134,68	105,294	0,294	17,2489	13485,699
5,31	732,6	241,89	177,195	0,484	20,6536	15129,868
6,06	683,3	376,52	257,266	0,652	27,7580	18966,453
6,82	508,1	550,04	279,464	0,783	41,7944	21234,911
7,58	332,9	761,54	253,501	0,867	66,9935	22300,807
8,34	282,5	1020,29	288,243	0,919	111,6250	31535,165
9,09	232,1	1288,13	299,026	0,947	176,8650	41057,45
9,85	199,3	1465,46	292,051	0,958	232,7512	46384,99
10,61	166,4	1500,00	249,660	0,960	244,9635	40771,72
11,37	122,6	1500,00	183,960	0,960	244,9635	30042,32
12,13	78,8	1500,00	118,260	0,960	244,9635	19312,92
12,88	60,2	1500,00	90,338	0,960	244,9635	14752,925
13,64	41,6	1500,00	62,415	0,960	244,9635	10192,93
14,40	38,8	1500,00	58,145	0,960	244,9635	9495,519
15,16	35,9	1500,00	53,874	0,960	244,9635	8798,108
15,92	28,5	1500,00	42,705	0,960	244,9635	6974,11
16,67	21,0	1500,00	31,536	0,960	244,9635	5150,112
17,43	10,5	1500,00	15,768	0,960	244,9635	2575,056

Tabla 49. Pérdidas anuales en los cables

Pérdidas en el cable	
[kWh]	[%]
384630,894	0,444299%

Tabla 50. Pérdidas anuales totales en los cables

Para la opción de 30 kV las pérdidas en los cables son del 0,444% con respecto a la energía producida.

6.3. PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES

Se muestra en el siguiente apartado el procedimiento para calcular las pérdidas en los transformadores.

La potencia de pérdidas en un transformador se calcula según la siguiente expresión:

$$Pérdidas[kWh] = P_{\text{érvacío}}[kW] + P_{\text{érencarga}}[kW] \cdot \left(\frac{\text{Potencia}[kWh]}{S_{\text{transf}}[kVA]} \right)^2$$

Donde:

Pérdidas en vacío [kW]	Dato suministrado por ABB
Pérdidas en carga [kW]	Dato suministrado por ABB
Potencia [kW]	Potencia suministrada por el transformador
Transformador [kVA]	Ratio de potencia aparente del transformador

La energía de pérdidas se calcula según la siguiente expresión:

$$\text{Energía}_{\text{depérdida}}[\text{kWh}] = \text{Pérdidas}[kW] \cdot \text{Horas}_{\text{año}}[h]$$

Los datos de cada uno de los transformadores son los indicados en la siguiente tabla:

	Off load [kW]	On load [kW]	Total [kW]
50 MVA 132/30/12 kV transf.	24,67	228,89	253,56
2 MVA 30/12 kV transformador	1,19	7,41	8,60

Tabla 51. Pérdidas en vacío y en carga de los transformadores.

Se indica a continuación los valores obtenidos de pérdidas en los transformadores para cada una de las alternativas. En el caso de 30 kV se ha tenido en cuenta las pérdidas en el transformador 132/30 kV de la subestación y las de los 30 transformadores 30/12 kV de cada uno de los aerogeneradores.

➤ Alternativa 12 kV:

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Energía anual (MWh)	Potencia (kW)	Potencia de pérdidas en el trafo de subestación 132/12kV (50 MVA) [kW]	Energía de pérdidas en el trafo [kWh]
0,00	335,1	0,000	0	24,67	8265,06
0,76	573,8	0,000	0	24,67	14153,24
1,52	924,2	0,000	0	24,67	22796,44
2,27	891,3	0,000	0	24,67	21986,14
3,03	858,5	1,079	1,26	24,67	21175,95183
3,79	820,2	25,894	31,57	24,75	20297,85245
4,55	781,8	105,294	134,68	26,16	20453,62704
5,31	732,6	177,195	241,89	29,49	21601,43894
6,06	683,3	257,266	376,52	36,35	24835,90256

6,82	508,1	279,464	550,04	49,60	25198,86988
7,58	332,9	253,501	761,54	72,45	24118,45799
8,34	282,5	288,243	1020,29	110,44	31201,72219
9,09	232,1	299,026	1288,13	161,39	37465,35065
9,85	199,3	292,051	1465,46	201,63	40182,0938
10,61	166,4	249,660	1500,00	210,07	34963,496
11,37	122,6	183,960	1500,00	210,07	25762,576
12,13	78,8	118,260	1500,00	210,07	16561,656
12,88	60,2	90,338	1500,00	210,07	12651,265
13,64	41,6	62,415	1500,00	210,07	8740,874
14,40	38,8	58,145	1500,00	210,07	8142,8142
15,16	35,9	53,874	1500,00	210,07	7544,7544
15,92	28,5	42,705	1500,00	210,07	5980,598
16,67	21,0	31,536	1500,00	210,07	4416,4416
17,43	10,5	15,768	1500,00	210,07	2208,2208

Tabla 52. Pérdidas anuales en el transformador de subestación

Pérdidas anuales transformador (kWh)	460704,843
Pérdidas anuales transformador (%)	0,532%

Tabla 53. Pérdidas anuales totales en el transformador de subestación

Para la opción de 12kV las pérdidas en el transformador son del 0,532% con respecto a la energía anual producida.

➤ Alternativa 30kV:

V. viento* (m/s)	Horas año (h)	Energía anual (MWh)	Potencia (kW)	Pot. Pérdidas trafo de subestación 132/30kV (50 MVA) [kW]	Pot. de pérdidas en un trafo 12/30kV (2MVA)	Energía total de pérdidas en los trafos [kWh]
0,00	335,1	0,000	0	24,67	1,19	20230,572
0,76	573,8	0,000	0	24,67	1,19	34643,201
1,52	924,2	0,000	0	24,67	1,19	55799,354
2,27	891,3	0,000	0	24,67	1,19	53815,965
3,03	858,5	1,079	1,26	24,67	1,19	51832,764
3,79	820,2	25,894	31,57	24,75	1,19	49631,437
4,55	781,8	105,294	134,68	26,16	1,22	49161,594
5,31	732,6	177,195	241,89	29,49	1,30	50144,390
6,06	683,3	257,266	376,52	36,35	1,45	54621,813
6,82	508,1	279,464	550,04	49,60	1,75	51889,230
7,58	332,9	253,501	761,54	72,45	2,27	46739,343
8,34	282,5	288,243	1020,29	110,44	3,12	57641,678
9,09	232,1	299,026	1288,13	161,39	4,27	67171,326
9,85	199,3	292,051	1465,46	201,63	5,17	71094,863

10,61	166,4	249,660	1500,00	210,07	5,36	61728,664
11,37	122,6	183,960	1500,00	210,07	5,36	45484,278
12,13	78,8	118,260	1500,00	210,07	5,36	29239,893
12,88	60,2	90,338	1500,00	210,07	5,36	22336,030
13,64	41,6	62,415	1500,00	210,07	5,36	15432,166
14,40	38,8	58,145	1500,00	210,07	5,36	14376,281
15,16	35,9	53,874	1500,00	210,07	5,36	13320,396
15,92	28,5	42,705	1500,00	210,07	5,36	10558,850
16,67	21,0	31,536	1500,00	210,07	5,36	7797,305
17,43	10,5	15,768	1500,00	210,07	5,36	3898,652

Tabla 54. Pérdidas anuales en los transformadores

Pérdidas anuales transformadores (kWh)	938590,046
Pérdidas anuales transformadores (%)	1,084%

Tabla 55. Pérdidas anuales totales en los transformadores

Para la opción de 30kV las pérdidas en el transformador son del 1,084% con respecto a la energía anual producida.

6.4. RESUMEN DE PÉRDIDAS Y CONCLUSIONES

Se muestran a continuación las pérdidas totales anuales en cada una de las alternativas y el porcentaje de cada una de ellas según la energía producida.

➤ Resumen 12kV

Pérdidas CABLE	Pérdidas TRANSFORMADOR	TOTAL
[kWh]	[kWh]	[kWh]
459544,0404	460704,8433	920248,8837
0,531%	0,532%	1,063%

Tabla 56. Pérdidas en los cables y transformadores en la alternativa 12 kV

➤ Resumen 30kV

Pérdidas CABLE	Pérdidas TRANSFORMADOR	TOTAL
[kWh]	[kWh]	[kWh]
384630,8937	938590,0458	1323220,939
0,444%	1,084%	1,528%

Tabla 57. Pérdidas en los cables y transformadores en la alternativa 30 kV

Como se puede observar las pérdidas totales en la alternativa de 12 kV es inferior a la de 30 kV. Ya que a pesar de que la alternativa de 12 kV tiene una mayor cantidad de pérdidas en los cables (0,083%) al circular un mayor nivel de intensidad por estos, el hecho de no tener los 30 transformadores 30/12 kV reduce en un 0,553% las pérdidas en los transformadores.

7. COMPARATIVA DE INVERSIONES 12 vs 30kV

7.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de esta comparativa es analizar los costes de aquellos puntos en los que se diferencian ambas alternativas. Es decir, todo aquello que se mantiene constante como el coste de los aerogeneradores, la subestación del parque o la obra civil de carreteras no se analizará. Se tienen en consideración los siguientes puntos:

- Conductores de aluminio con aislamiento XLPE
- Zanjas de Media Tensión
- Transformadores
- Celdas de protección en subestación y aerogeneradores.

Los precios que se han tomado han sido obtenidos de distintas fuentes indicadas a continuación y aquellos que no ha sido posible conseguirlos de forma precisa se han aproximado mediante interpolación:

- Cables MT: Precios suministrados por *Prysmian*
- Zanjas MT: Obtenidos en la web *www.generadordeprecios.es* mediante interpolación.
- Transformadores: Precios suministrados por *ABB*
- Material eléctrico (incomers, feeders, ...): Obtenidos en la web de *Siemens*.

Los valores de inversión en euros que se ha obtenido para cada una de las alternativas han sido:

Alternativa 12 kV	Alternativa 30 kV
2.418.040 €	4.497.933 €

Tabla 58. Coste de inversión para cada una de las alternativas

A continuación se muestran cada uno de ellos de forma detallada.

7.2. TABLA DE INVERSIONES

Se presenta en la siguiente tabla las mediciones y precios unitarios de cada uno de los elementos de la instalación eléctrica de cada alternativa.

TABLA DE INVERSIONES BELCHITE 45MW				Alternativa 12 kV		Alternativa 30 kV	
Num	Concept	Unit	EUROS por ud.	Medida	Coste (EUROS)	Medida	Coste (EUROS)
1	Cable AI XLPE 12/20 kV 1x95 mm ²	metros	9,03	2.170	19.595,10	-	0,00
2	Cable AI XLPE 12/20 kV 1x120 mm ²	metros	9,52	3.752	35.722,45	-	0,00
3	Cable AI XLPE 12/20 kV 1x150mm ²	metros	10,11	7.635	77.189,85	-	0,00
4	Cable AI XLPE 12/20 kV 1x185mm ²	metros	11,17	6.827	76.268,97	-	0,00
5	Cable AI XLPE 12/20 kV 1x240 mm ²	metros	12,84	8.445	108.433,80	-	0,00
6	Cable AI XLPE 12/20 kV 1x300 mm ²	metros	14,66	-	0,00	-	0,00
7	Cable AI XLPE 12/20 kV 1x400mm ²	metros	17,70	17.581	311.183,70	-	0,00
8	Cable AI XLPE 12/20 kV 1x630mm ²	metros	24,69	19.125	472.124,53	-	0,00
9	Cable AI XLPE 18/30 kV 1x95 mm ²	metros	10,26	-	0,00	31.025	318.316,50
10	Cable AI XLPE 18/30 kV 1x120 mm ²	metros	10,98	-	0,00	7.608	83.556,59
11	Cable AI XLPE 18/30 kV 1x150 mm ²	metros	11,85	-	0,00	10.283	121.853,55
12	Cable AI XLPE 18/30 kV 1x185 mm ²	metros	12,80	-	0,00	967	12.380,29
13	Cable AI XLPE 18/30 kV 1x240 mm ²	metros	14,30	-	0,00	-	0,00
14	Cable AI XLPE 18/30 kV 1x300mm ²	metros	16,25	-	0,00	-	0,00
15	Cable AI XLPE 18/30 kV 1x400 mm ²	metros	19,49	-	0,00	-	0,00
16	Zanja 0,2 m x 0,8 m (1 circuito)	metros	8,03	3.715	29.817,52	5.256	42.190,56
17	Zanja 0,4 m x 0,8 m (2 circuitos)	metros	16,05	4.186	67.207,03	5.322	85.445,05
18	Zanja 0,6 m x 0,8 m (3 circuitos)	metros	24,08	2.287	55.077,03	293	7.065,54
19	Zanja 0,8 m x 0,8 m (4 circuitos)	metros	32,11	527	16.936,43	-	-
20	Zanja 1 m x 0,8 m (5 circuitos)	metros	48,16	157	7.561,62	-	-
21	12 kV -31,5kA- 2500A incomer substation	uds.	54.324,48	1	54.324,48	0	0,00
22	12 kV -31,5kA- 630A feeder substation	uds.	32.277,80	8	258.222,36	0	0,00
23	30 kV - 25kA-2500A incomer substation	uds.	54.324,48	0	0,00	1	54.324,48
24	30 kV -25kA- 630A feeder substation	uds.	22.780,38	0	0,00	5	113.901,90
25	15kV-20kA-630A Switchgears set (aero)	uds.	11.750,00	28	329.000,00	30	352.500,00
26	15kV-25kA-630A Switchgears set (aero)	uds.	14.687,50	2	29.375,00	0	0,00
27	12 / 30 kV 2 MVA Transformer Center	uds.	94.546,61	0	0,00	30	2.836.398,26
28	132/30 kV 150 MVA Transformer 1 Secondary Windings	MVA	9.400,00	50	470.000,00	50	470.000,00
					2.418.040 €	4.497.933 €	

8. CÁLCULO DEL COSTE DE LA ENERGÍA

8.1. RESUMEN

Este capítulo tiene como objetivo calcular el Coste de la Energía (COE) en ambas alternativas con el fin de determinar cuál de ellas es la más favorable. El valor del COE tiene en cuenta los siguientes aspectos:

- Pérdidas de energía en cables y transformadores
- Costes de inversión
- Energía producida por el parque
- Tasa de descuento
- Tiempo de retorno de la inversión: 20 años

Se va a calcular el COE para la alternativa de 30 kV suponiendo un COE base de 51,70€/MWh para la alternativa de 12 kV. A continuación se muestran las fórmulas empleadas y los resultados obtenidos de COE.

$$COE_{12kV} = \frac{CAPEX}{(AEP - Losses_{12kV})^*} = 51,70 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$(AEP - Losses_{12kV})^* = \sum_1^{20} \frac{(AEP - Losses_{12kV})_i}{(1 + TD)^i}$$

$$COE_{30kV} = \frac{CAPEX - Ahorro_{30kV}}{(AEP - Losses_{30kV})^*}$$

$$(AEP - Losses_{30kV})^* = \sum_1^{20} \frac{(AEP - Losses_{30kV})_i}{(1 + TD)^i}$$

Donde:

COE [€/MWh]	Coste de la energía
CAPEX [€]	Coste inversión total del parque
AEP [kWh]	Energía anula producida
Losses[kWh]	Pérdidas anuales de energía
TD[%]	Tasa anual de descuento (9%)
Tiempo	20 años

COE 12kV	51,700	€/MWh
COE 30kV	54,617	€/MWh

Tabla 59. Valor de COE obtenido para cada alternativa

Por lo tanto se concluye que la **alternativa de 12 kV** es la económicamente más beneficiosa. A continuación se muestran detalladamente los cálculos obtenidos correspondientes a lo anteriormente expuesto.

8.1.1. TABLA DE CÁLCULO

Se presentan en la siguiente tabla los cálculos en los que se evalúan ambas inversiones a 20 años ya que este es el tiempo estándar el análisis de parques eólicos, de acuerdo con las expresiones anteriormente indicadas.

TD	AEP aero [kWh]	PEA wind farm [kWh]	Año	12kV		30kV	
				(PEA-Pérdidas_12kV) [kWh] (basecase)	(PEA-Pérdidas_12kV)* [kWh] (basecase)	(PEA-Pérdidas_30kV) [kWh]	(PEA-Pérdidas_30kV)* [kWh]
9%	2.885.674	86.570.216	1	85.649.967	78.577.951	85.246.995	78.208.252
		86.570.216	2	85.649.967	72.089.864	85.246.995	71.750.690
		86.570.216	3	85.649.967	66.137.490	85.246.995	65.826.321
		86.570.216	4	85.649.967	60.676.596	85.246.995	60.391.120
		86.570.216	5	85.649.967	55.666.602	85.246.995	55.404.698
		86.570.216	6	85.649.967	51.070.277	85.246.995	50.829.998
		86.570.216	7	85.649.967	46.853.465	85.246.995	46.633.026
		86.570.216	8	85.649.967	42.984.830	85.246.995	42.782.592
		86.570.216	9	85.649.967	39.435.624	85.246.995	39.250.085
		86.570.216	10	85.649.967	36.179.472	85.246.995	36.009.252
		86.570.216	11	85.649.967	33.192.176	85.246.995	33.036.011
		86.570.216	12	85.649.967	30.451.538	85.246.995	30.308.267
		86.570.216	13	85.649.967	27.937.190	85.246.995	27.805.749
		86.570.216	14	85.649.967	25.630.450	85.246.995	25.509.862
		86.570.216	15	85.649.967	23.514.174	85.246.995	23.403.543
		86.570.216	16	85.649.967	21.572.637	85.246.995	21.471.140
		86.570.216	17	85.649.967	19.791.410	85.246.995	19.698.294
		86.570.216	18	85.649.967	18.157.257	85.246.995	18.071.829
		86.570.216	19	85.649.967	16.658.034	85.246.995	16.579.660
		86.570.216	20	85.649.967	15.282.600	85.246.995	15.210.697
					781.859.636		778.181.087

COE_12kV_basecase	=	51,70000	€/MWh
CAPEX	=	40.422.143	€
MV inversion_12kV	=	2.418.040	€
MV inversion_30kV	=	4.497.933	€
Ahorro_30kV	=	-2.079.893	€
COE_30kV	=	54,61715	€/MWh

9. CONCLUSIONES

En vista de los cálculos anteriormente expuestos se concluye que **la alternativa de 12 kV es mejor que la de 30 kV**, por tanto el **parque eólico de Belchite de 45 MW se proyectará a la tensión de 12 kV**. Esto se debe al valor de COE que presenta cada una de las alternativas, siendo 2,92 €/MWh más barato el coste de la energía para la opción de 12 kV.

COE 12 kV = 51,70 €/MWh (caso base)

COE 30 kV = 54,62 €/MWh

Las **principales ventajas** de distribuir a 12 kV:

- Se reduce la inversión inicial del parque en un **46,24%** y el COE en 2,92 €/MWh.
- Se reducen las pérdidas energéticas totales del parque. Las pérdidas en los treinta transformadores 12/30 kV desaparecen al no existir para esta alternativa.
- Se reducen los costes de mantenimiento del parque. Al eliminar la necesidad de introducir transformadores 12/30 kV junto con toda la aparamenta eléctrica asociada a ellos desaparecen los gastos de mantenimiento de todo este material así como su posibilidad de fallo.

Las **desventajas** de distribuir a 12 kV:

- Los valores de cortocircuito son mayores, lo que implica utilizar material eléctrico con niveles superiores de intensidad de cortocircuito y por tanto mayor precio. A pesar de ello los valores de cortocircuito están dentro de unos límites razonables.
- La cantidad de metros de cable aumenta así como sus secciones y las pérdidas que se producen en estos. Es por ello que para parques eólicos con grandes distancias entre aerogeneradores y subestación distribuir a 12 kV no es factible.

Se muestran a continuación los aspectos más relevantes de la comparativa:

- Inversión:
 - Alternativa 12 kV: 2.418.040 €
 - Alternativa 30 kV: 4.497.933 €

En la siguiente tabla se muestra en tanto por ciento el coste de inversión de los principales conceptos.

Concepto	Alt 12kV/Alt 30 kV [%]
Cables MT	205%
Zanjas	131%
Material eléctrico	30%
TOTAL	54%

Tabla 60. Resumen comparativa económica

- Pérdidas anuales:

	Pérdidas CABLE [kWh]	Pérdidas TRANSFORMADOR [kWh]	TOTAL [kWh]
30 kV	0,444%	1,084%	1,528%
12 kV	0,531%	0,532%	1,063%

Tabla 61. Resumen pérdidas anuales en ambas alternativas

Las pérdidas en la opción de 12 kV son inferiores, lo que supone una cantidad de 402,97 MWh anuales menos de pérdidas.

ANEXO IV. INFORME DATOS DE VIENTO

ÍNDICE ANEXO IV. INFORME DATOS DE VIENTO

1. INTRODUCCIÓN.....	157
2. DATOS DE VIENTO	158
3. CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR.....	159
4. TRATAMIENTO DE DATOS	160

1. INTRODUCCIÓN

El siguiente anexo tiene como objeto evaluar la viabilidad del uso del viento como fuente de energía y caracterizar el recurso eólico. Para ello se emplea la **herramienta de análisis del potencial eólico GlobalWind** que presenta un mapa de recursos eólicos de la Península Ibérica y Baleares realizado mediante 6 años de simulaciones hora a hora con el modelo meteorológico SKIRON en modo no hidrostático. Esta herramienta muestra los resultados de viento a 10 m de altura con una resolución de 4,5 km x 4,5 km para la Península y Baleares.

Los datos de viento que se muestran en este informe son los que luego se emplean para el cálculo de pérdidas eléctricas. La precisión de los datos no es la adecuada para una inversión de esta magnitud pero se toma como algo representativo para realizar el estudio.

2. DATOS DE VIENTO

Los datos de viento se han obtenido mediante la **herramienta de análisis del potencial eólico GlobalWind** (disponible en Globalwindmap.org). Los valores de viento corresponden al punto geográfico en coordenadas UTM: X=692560.56, Y=4574612.29, que está situado justo al lado de la subestación del parque eólico.

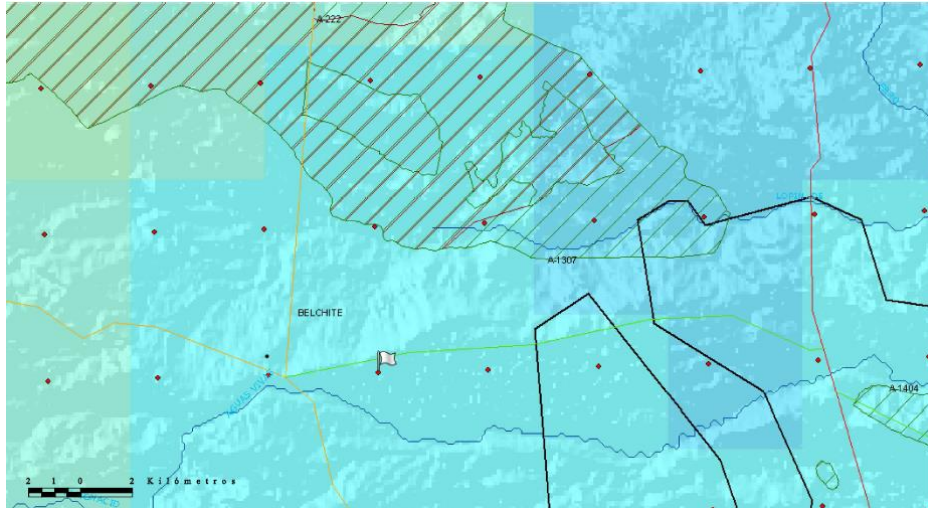


Ilustración 12. Punto geográfico en el que se sitúa la estación meteorológica

En las siguientes gráficas se muestran los valores obtenidos mediante la herramienta GlobalWind. Se indica la Frecuencia relativa [%] para cada velocidad de viento [m/s] medida a una altura de 10 metros sobre el nivel del suelo. También se muestra la rosa de los vientos donde se representan la dirección de las velocidades (en rojo) y la dirección de frecuencias (en azul).

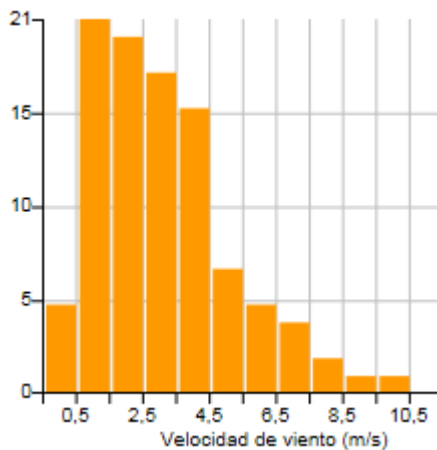


Ilustración 13. Frecuencia de cada velocidad media

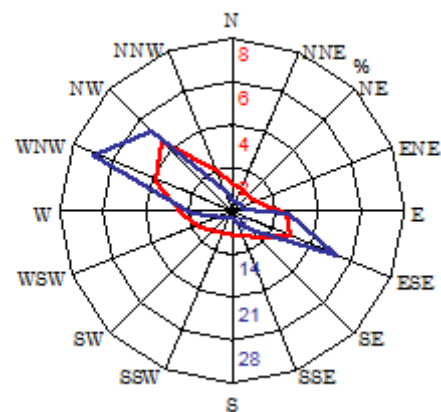


Ilustración 14. Rosa de los vientos

Los valores de viento que se muestran corresponden a valores medidos hora a hora durante seis años. Para tener un cierto nivel de representatividad de la información eólica se deben manejar series históricas de 25 o 30 años, a pesar de esto, para valores de entre 5 o 10 años los resultados obtenidos ya comienzan a ser representativos.

3. CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR

La curva de potencia del aerogenerador AW77/1500 presenta la siguiente forma:

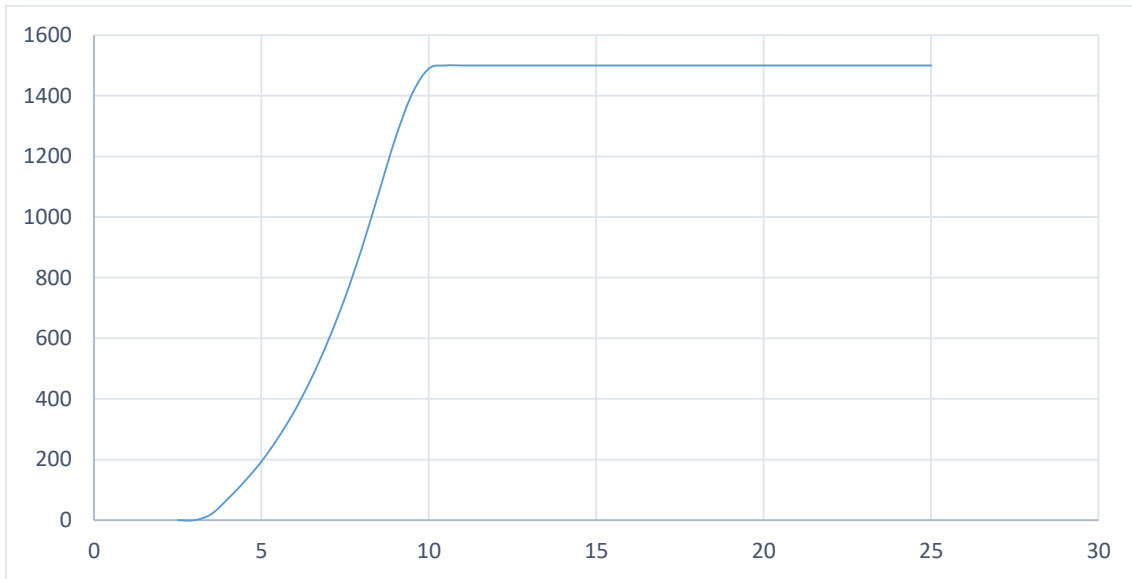


Tabla 62. Curva de potencia Aerogenerador AW77/1500

Como se muestra en la tabla el aerogenerador únicamente funciona para velocidades de viento de entre 3 y 25 m/s. Para 10,1 m/s produce la potencia nominal.

4. TRATAMIENTO DE DATOS

Este apartado tiene por objeto tratar y presentar los datos de viento en la forma adecuada para realizar los cálculos correspondientes. En la siguiente tabla se muestran los valores anteriormente obtenidos.

Vel. Viento (m/s)	Frecuencia (%)	Horas año (h)
0	3,825	335,1
0,5	6,55	573,8
1	10,55	924,2
1,5	10,175	891,3
2	9,8	858,5
2,5	9,3625	820,2
3	8,925	781,8
3,5	8,3625	732,6
4	7,8	683,3
4,5	5,8	508,1
5	3,8	332,9
5,5	3,225	282,5
6	2,65	232,1
6,5	2,275	199,3
7	1,9	166,4
7,5	1,4	122,6
8	0,9	78,8
8,5	0,6875	60,2
9	0,475	41,6
9,5	0,4425	38,8
10	0,41	35,9
10,5	0,325	28,5
11	0,24	21,0
11,5	0,12	10,5

Tabla 63. Datos de viento 10 metros altura

Las velocidades de viento corresponden a los valores medidos a 10 metros sobre la altura del nivel del suelo, por ello es necesario calcular los valores de velocidad a 80 metros, siendo esta la altura del buje del aerogenerador AW 77/1500 a instalar. Para el cálculo de la variación de la velocidad media del viento a largo plazo con la altura se utiliza el modelo de cálculo recomendado en el libro “Villarrubia, M. (2004).Energía eólica” que se muestra a continuación.

$$\frac{v}{v_{ref}} = \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^{\alpha}$$

Donde:

V [m/s]: Velocidad a 80 metros sobre el nivel del suelo.

Vref [m/s]: Velocidad a la altura de referencia.

Z [m]: Altura del buje del aerogenerador, 80 metros.

Zref [m]: Altura de referencia, 10 metros

El coeficiente α hace referencia a la rugosidad del terreno. Se toma un valor de $\alpha=0,2$.

Valor de α en función de las propiedades del terreno:

0,1-0,13	liso (mar tranquilo)
0,13-0,2	poco rugoso (pradera, cereales)
0,2-0,27	rugoso (bosques)
0,27-0,4	muy rugoso (urbano)

Se obtienen los siguientes valores de velocidad de viento [m/s] a 80 metros de altura sobre el suelo.

V viento* (m/s)	Frecuencia (%)	Horas año (h)
0,00	3,825	335,1
0,76	6,55	573,8
1,52	10,55	924,2
2,27	10,175	891,3
3,03	9,8	858,5
3,79	9,3625	820,2
4,55	8,925	781,8
5,31	8,3625	732,6
6,06	7,8	683,3
6,82	5,8	508,1
7,58	3,8	332,9
8,34	3,225	282,5
9,09	2,65	232,1
9,85	2,275	199,3
10,61	1,9	166,4
11,37	1,4	122,6
12,13	0,9	78,8
12,88	0,6875	60,2
13,64	0,475	41,6
14,40	0,4425	38,8
15,16	0,41	35,9
15,92	0,325	28,5
16,67	0,24	21,0
17,43	0,12	10,5

Tabla 64. Datos viento a 80 metros altura

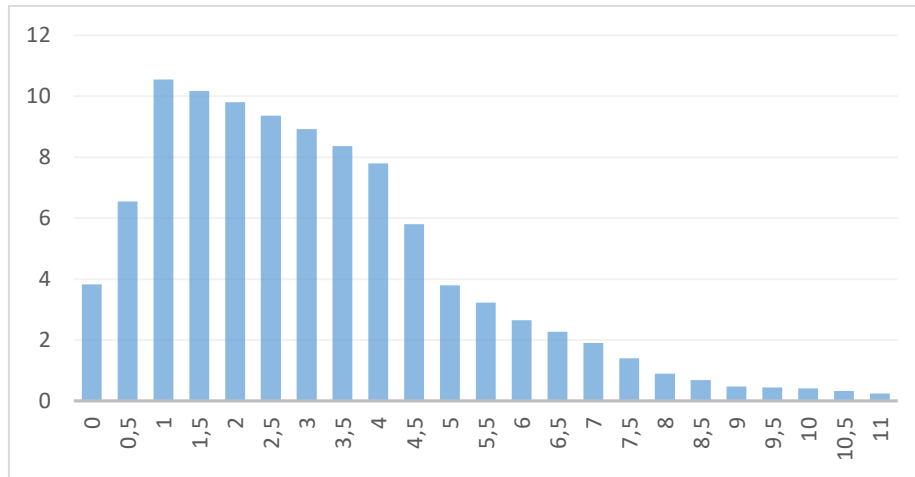


Ilustración 15. X: Velocidad viento (m/s). Y: Frecuencia (%)

Está comprobado experimentalmente que la velocidad del viento se ajusta a una distribución de densidad de probabilidad de tipo Weibull, tal y como se muestra en el gráfico. Por ello se calculan los parámetros de la función Weibull.

La función de probabilidad Weibull se ajusta a la siguiente ecuación:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Para determinar los valores de la función en el caso de conocer las velocidades del viento medio que tienen lugar cada hora, los parámetros c y k pueden determinarse a partir de un ajuste de mínimos cuadrados. Aplicando el método de los mínimos cuadrados se llega a que los parámetros de la Weibull se obtienen según la siguiente expresión:

$$k = A; \quad c = e^{-\left(\frac{B}{A}\right)}$$

Donde A y B se calculan según la siguiente expresión:

$$A = \frac{\sum f_i x_i y_i - (\sum f_i x_i)(\sum f_i y_i)}{\sum f_i x_i^2 - (\sum f_i x_i)^2}; \quad B = \sum f_i y_i - A \sum f_i x_i$$

Se recogen en la siguiente tabla los cálculos realizados.

vi	fi	Fi	yi	xi	fixi	fixi^2	fiyi	fixiyi
0,0000	0,0383	0,0383	-3,2442	-	-	-	-0,1241	-
0,7579	0,0655	0,1038	-2,2115	-0,2773	-0,0182	0,0050	-0,1449	0,0402
1,5157	0,1055	0,2093	-1,4491	0,4159	0,0439	0,0182	-0,1529	-0,0636
2,2736	0,1018	0,3110	-0,9875	0,8214	0,0836	0,0686	-0,1005	-0,0825
3,0314	0,0980	0,4090	-0,6426	1,1090	0,1087	0,1205	-0,0630	-0,0698
3,7893	0,0936	0,5026	-0,3589	1,3322	0,1247	0,1662	-0,0336	-0,0448
4,5471	0,0893	0,5919	-0,1096	1,5145	0,1352	0,2047	-0,0098	-0,0148
5,3050	0,0836	0,6755	0,1182	1,6687	0,1395	0,2328	0,0099	0,0165

6,0629	0,0780	0,7535	0,3368	1,8022	0,1406	0,2533	0,0263	0,0473
6,8207	0,0580	0,8115	0,5120	1,9200	0,1114	0,2138	0,0297	0,0570
7,5786	0,0380	0,8495	0,6386	2,0253	0,0770	0,1559	0,0243	0,0491
8,3364	0,0323	0,8818	0,7584	2,1206	0,0684	0,1450	0,0245	0,0519
9,0943	0,0265	0,9083	0,8707	2,2076	0,0585	0,1292	0,0231	0,0509
9,8522	0,0228	0,9310	0,9834	2,2877	0,0520	0,1191	0,0224	0,0512
10,6100	0,0190	0,9500	1,0972	2,3618	0,0449	0,1060	0,0208	0,0492
11,3679	0,0140	0,9640	1,2012	2,4308	0,0340	0,0827	0,0168	0,0409
12,1257	0,0090	0,9730	1,2842	2,4953	0,0225	0,0560	0,0116	0,0288
12,8836	0,0069	0,9799	1,3625	2,5560	0,0176	0,0449	0,0094	0,0239
13,6414	0,0048	0,9846	1,4291	2,6131	0,0124	0,0324	0,0068	0,0177
14,3993	0,0044	0,9891	1,5073	2,6672	0,0118	0,0315	0,0067	0,0178
15,1572	0,0041	0,9932	1,6061	2,7185	0,0111	0,0303	0,0066	0,0179
15,9150	0,0033	0,9964	1,7275	2,7673	0,0090	0,0249	0,0056	0,0155
16,6729	0,0024	0,9988	1,9059	2,8138	0,0068	0,0190	0,0046	0,0129
17,4307	0,0012	1,0000	-	2,8582	0,0034	0,0098	-	-
TOTAL	1,0000	17,8057	8,3359	45,2297	1,2987	2,2700	-0,3798	0,3134

Tabla 65. Cálculos función Weibull

Se obtienen los siguientes parámetros de la función Weibull:

$$k = 1,383; \quad c = 4,823 \frac{m}{s}$$

Representando la función Weibull con los parámetros calculados se obtiene la siguiente representación de la función de probabilidad para la velocidad de viento.

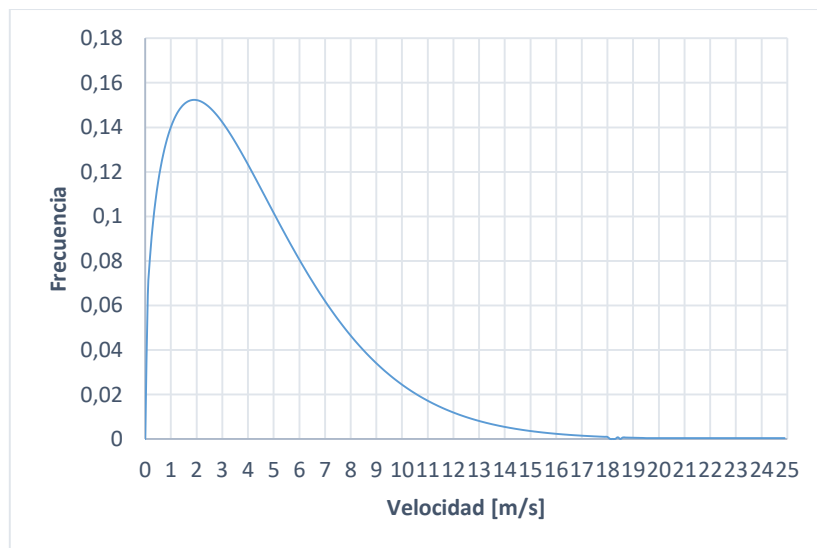


Ilustración 16. Representación de la distribución Weibull

- Potencia eólica disponible

El potencial eólico viene dado por la siguiente expresión:

$$\frac{\{P_d\}}{A} = \frac{1}{2} \rho \{v^3\} = \frac{1}{2} \rho F_e \{v\}^3$$

Donde:

$F_e = 3,11$ (valor obtenido de tablas).

$\rho = 1,23 \text{ kg/m}^3$ (Se supone T° a 80 metros de altura de 15°C)

$\{v\}^3 = (c \cdot 0,914)^3 = 85,55$

Se obtiene un **potencial eólico** de: **$163,77 \text{ W/m}^2$**

Sabiendo que el aerogenerador AW77/1500 barre un área de 4.657 m^2 (valor obtenido de la hoja de características), **la potencia eólica disponible** es de:

$$\{P_d\} = 163,77 \frac{W}{m^2} \cdot A = \mathbf{762,662 \text{ kW}}$$

ANEXO V. CÁLCULO RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN

ÍNDICE ANEXO V. CÁLCULO RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN

1. OBJETO	167
2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO	168
2.1. HIPÓTESIS DE DISEÑO	168
2.2. TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES	168
2.3. RESISTENCIA PUESTA A TIERRA	169
2.3.1. ITC-RAT 13.....	169
2.3.2. IEEE Std 80-2000	170
3. CONCLUSIONES	173

1. OBJETO

El presente anexo tiene por objeto el cálculo de la red de tierras de subestación. Se tendrán en cuenta los valores máximos de tensiones de paso y contacto que establece el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-RAT 13), así como la norma IEEE Std 80-2000 “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding”.

Además de comprobar que los niveles de tensión están por debajo de los admisibles, se calculará la resistencia de tierras y la sección mínima del conductor de tierra.

2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

2.1. HIPÓTESIS DE DISEÑO

Se considera los siguientes valores para la realización de los cálculos:

- Resistividad del terreno: $75 \Omega \cdot \text{m}$.
- Tiempo de despeje de falta (t): $0,5 \text{ s}$
- Intensidad de falta monofásica a tierra: 5 kA
- Resistividad capa superficial grava (ρ_s): $3000 \Omega \cdot \text{m}$

2.2. TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES

Según ITC-RAT 13, los valores de U_{ca} , R_{a1} , R_{a2} son $U_{ca} = 204 \text{ V}$, $R_{a1} = 2000 \Omega$, $R_{a2} = 9000 \Omega$. Aplicando estos valores, se obtienen los siguientes valores de tensiones de paso y contacto máximas admisibles.

Tensiones de contacto según la siguiente expresión:

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

Tensión de contacto según la siguiente expresión:

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

Tensión de contacto admisible:

1326 V

Tensión de paso admisible:

46920 V

Según IEEE Std 80-2000, dichos valores son para una persona de 70 kg los siguientes:

Siendo C_s :

$$C_s = 1 - \left(\frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2 h_s + 0,09} \right) = 0,6974$$

Tensiones de contacto según la siguiente expresión:

$$E_{paso} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

Tensión de contacto según la siguiente expresión:

$$E_{\text{contacto}} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

Tensión de contacto admisible:

918,85 V

Tensión de paso admisible:

3009,29 V

2.3. RESISTENCIA PUESTA A TIERRA

2.3.1. ITC-RAT 13

Según ITC-RAT 13 para calcular la resistencia de la red de tierra se aplica la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- R = resistencia de tierra del electrodo en Ohmios
- ρ = resistividad del terreno en Ohmios metro
- L= longitud total de los conductores enterrados (704 m)
- r= radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

Para el cálculo de la resistencia de tierra de la malla de tierras de la subestación, se estima una resistividad media del terreno de $75 \Omega \cdot \text{m}$ y siendo el área ocupada por la red de unos $1.283,1 \text{ m}^2$, podemos calcular la resistencia de la malla:

$$R_g = 1,034 \Omega$$

Este mallazo como anteriormente se ha comentado irá unido con la puesta a tierra de los treinta aerogeneradores del parque eólico mediante cobre desnudo de 50 mm^2 . Suponiendo una resistencia a tierra en cada aerogenerador de 2Ω (valor conservativo) y una longitud de cable de cobre enterrado de 10.000 metros, donde la resistencia de un conductor enterrado horizontalmente viene dado por la siguiente expresión de acuerdo a la ITC-RAT 13:

$$R_c = \frac{2\rho}{L} = 0,3 \Omega$$

Se tiene una resistencia de puesta a tierra total de todo el parque considerando los electrodos de los 30 aerogeneradores junto con el mallado y el conductor de cobre de:

$$R_{\text{total}} = 0,075 \Omega$$

Lo que implica que la malla de subestación se pondría a un potencial de:

$$U = I \times R_{total} = 5 \times 0,075 = 375 \text{ V}$$

Por lo que la intensidad de puesta a tierra en la subestación sería:

$$I = U/R_g = \frac{375}{1,03} = 364.08 \text{ A}$$

Esta intensidad será la que se emplee para dimensionar el conductor de tierra. De acuerdo a la ITC-RAT 13 la intensidad máxima que circulara por un conductor de cobre será 160 A/mm². Lo que implica que la sección del conductor tenga que ser de una sección mayor de 2,3 mm², siendo 25 mm² la sección más pequeña permitida. Por tanto la sección escogida de **120 mm²** es válida.

En aplicación del reglamento de alta tensión, una vez efectuada la instalación de puesta a tierra se medirán las tensiones de paso y de contacto, asegurándose de que los valores obtenidos están dentro de los márgenes que garantizan la seguridad de las personas.

2.3.2. IEEE Std 80-2000

Según IEEE Std 80-2000 para calcular la resistencia de la red de tierra se utiliza la siguiente expresión:

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

Donde:

ρ (resistividad del terreno)	75 [$\Omega \cdot m$]
h (profundidad del conductor)	0,8 metros
A (superficie ocupada por la malla)	1283,1 m ²
L : longitud total de conductor enterrado	703,6 m

Se ha considerado la malla de la instalación compuesta por cobre de 120 mm² con un diámetro de 0,014 metros.

La intensidad disipada a tierra por la malla se toma como 5 kA (valor conservativo).

Siguiendo lo indicado en el documento IEEE Std 80-2000 se pueden calcular unos valores previstos de paso y contacto para unos determinados niveles de falta y para un diseño previo de la malla de red de tierras. Partiendo de una malla de formada por cuadrados de **5 x 5 metros** se tienen los siguientes parámetros de acuerdo a su geometría y condiciones de la instalación:

$$K_h = \sqrt{1 + h} = 1,341$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 n = 2,071$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} = 0,541$$

$$n_a = 2 \frac{L_c}{L_p} = 9,470$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = 1,018$$

$$n_c = [(L_x L_y)/A]^{\frac{0,7A}{L_x L_y}} = 1$$

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

$$n = n_a n_b n_c n_d$$

Factor de distancia (tensión de paso):

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,317$$

Factor de distancia (tensión de contacto):

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \text{Ln} \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] = 0,719$$

De acuerdo con la IEEE Std 80-2000 la fórmula que permite obtener el valor de la tensión de contacto es:

$$E_{\text{contacto}} = \frac{\rho K_m K_i I_g}{L} = 793,77 \text{ V}$$

Y la que permite calcular la tensión de paso:

$$E_{\text{paso}} = \frac{\rho K_s K_i I_g}{L} = 350,14 \text{ V}$$

Por tanto se cumplirían tanto IEEE Std 80-2000 como ITC-RAT 13 ya que las tensiones de paso y contacto que aparecerían ante una falta de este tipo son inferior a las tensiones de paso y contacto admisibles calculadas por cada uno de los dos procedimientos.

Para determinar la sección mínima del conductor según la IEEE Std 80-2000 se emplea la siguiente expresión:

$$A = I \frac{1}{\sqrt{(TCAP \cdot \frac{10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right))}}$$

Donde:

I: Mitad de la intensidad de falta a tierra	2,5 kA
Tc: tiempo de falta	0,5 s
Tm: Temp. Máxima que puede alcanzar	1084 °C
Ta: Temp. Ambiente	40 °C
TCAP	3,42 J/cm ³ °C
αr: resistividad a 20 °C	0,00381 1/°C
ρr: resistencia del conductor a 20 °C	1,78 μΩ·cm
Ko	242
A: sección mínima del conductor	

La sección mínima que se obtiene es de **5 mm²** aproximadamente, lo que es mucho menor que la sección escogida de 120 mm².

3. CONCLUSIONES

A la vista de los resultados obtenidos, los valores de las tensiones de paso y contacto están por debajo de los permitidos por ITC-RAT 13 y por IEEE Std 80-2000.

Según:	<u>ITC-RAT 13</u>	<u>IEEE Std 80-2000</u>
Tensión de paso admisible:	46.920 V	3.009,29 V
Tensión contacto admisible	1.326 V	918,85 V

Mientras que las tensiones de paso y contacto que aparecerán de acuerdo a IEEE Std 80-2000 son respectivamente: 350,14 V y 793,77 V.

De todas formas, deberán medirse de forma práctica los valores de tensiones de paso y contacto una vez construida la subestación para asegurar que no existe peligro en ningún punto de la instalación tal y como se indica en el Pliego de condiciones.

La sección mínima del conductor de tierra que se obtiene es de 5 mm², la cual es muy inferior a la sección empleada.

II. PLANOS

ÍNDICE DOCUMENTO II: PLANOS

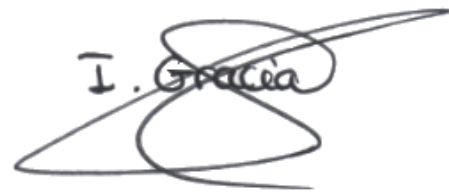
1.	EMPLAZAMIENTO	176
1.1.	SITUACIÓN	
1.2.	EMPLAZAMIENTO	
2.	RED MEDIA TENSIÓN 12 KV	179
2.1.	ESQUEMA UNIFILAR RED MEDIA TENSIÓN	
2.2.	LAY-OUT DE CIRCUITOS	
2.3.	LAY-OUT DE ZANJAS	
2.4.	SECCIÓN TIPO ZANJAS DIRECTAMENTE ENTERRADO	
2.5.	SECCIÓN TIPO ZANJAS BAJO TUBO	
2.6.	CELDAS MEDIA TENSIÓN AEROGENERADORES	
2.7.	LAY-OUT SUBESTACIÓN 132/12 KV	
2.8.	PUESTA A TIERRA AEROGENERADOR	

1. EMPLAZAMIENTO

1.1. SITUACIÓN

1.2. EMPLAZAMIENTO

Zaragoza, junio 2017
El Ingeniero Industrial,


A handwritten signature in black ink, consisting of the letters 'I. Gracia' followed by a large, stylized flourish that loops around the text and extends to the right.

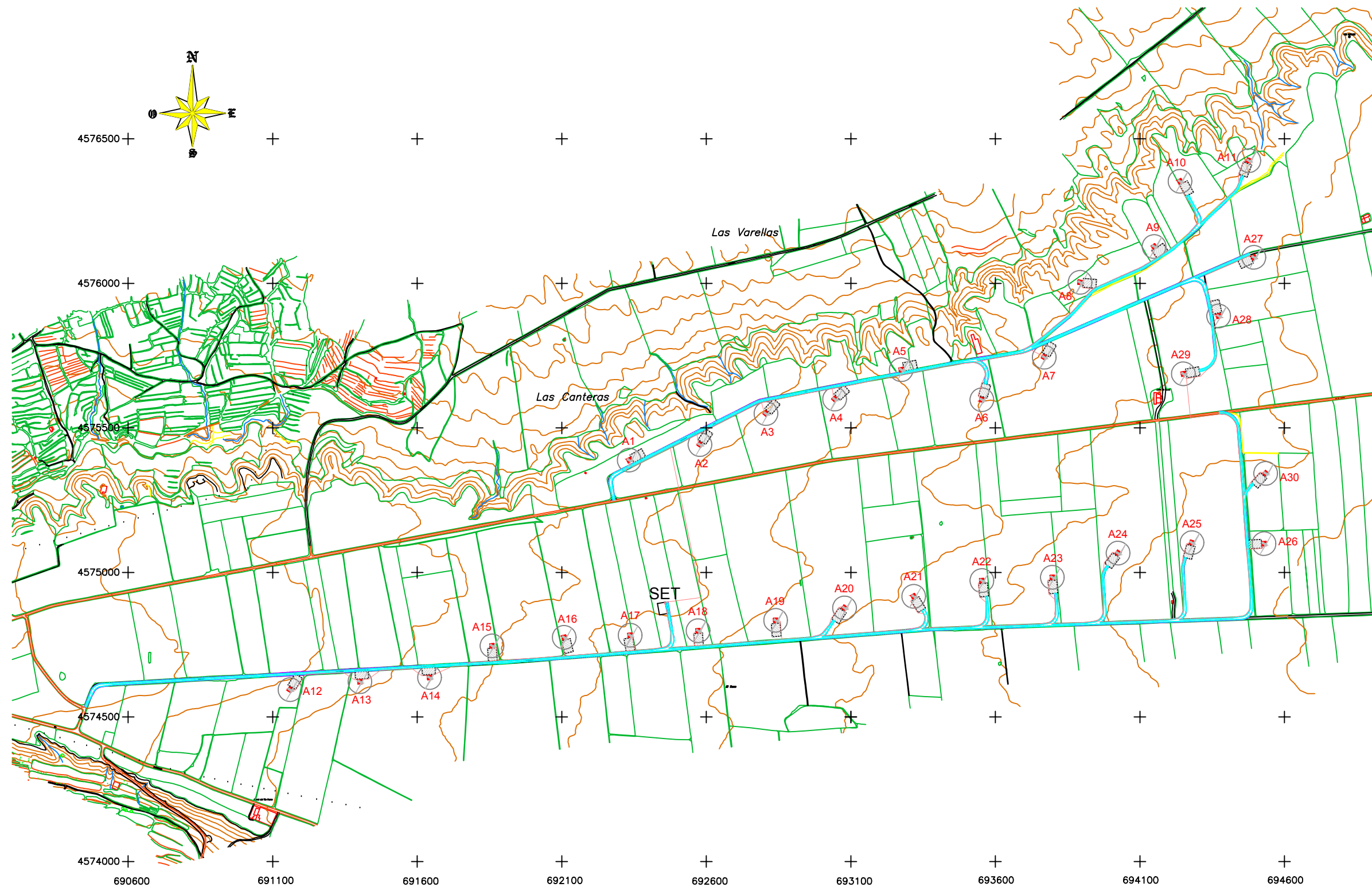
Fdo.: Ignacio Gracia Subira



PARQUE EÓLICO BELCHITE 45MW

Coordenadas UTM
Abcisa: 692348 m
Norte: 4574637 m


	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	PLANO DE SITUACIÓN		Trabajo Fin de Máster
S.E.			Plano nº 1.1



N° Turbina	Coord. en centros de Turbinas		
	Coord. X	Coord. Y	Coord. Z
1	629333.192	4575388.579	428.00
2	692577.935	4575442.529	425.50
3	692806.268	4575549.674	424.75
4	693043.827	4575599.879	421.50
5	693274.194	4575701.467	419.00
6	693553.169	4575597.569	414.75
7	693768.975	4575744.739	414.50
8	693893.053	4576003.718	414.00
9	694148.909	4576127.567	412.25
10	694238.676	4576353.178	413.00
11	694476.735	4576424.754	409.00
12	691159.839	4574594.477	438.00
13	691401.534	4574622.137	435.50
14	691642.594	4574636.625	432.00
15	691858.657	4574746.136	430.25

N° Turbina	Coord. en centros de Turbinas		
	Coord. X	Coord. Y	Coord. Z
16	692108.385	4574775.429	426.00
17	692338.453	4574783.399	423.50
18	692571.506	4574798.437	421.50
19	692839.753	4574834.374	418.25
20	693078.038	4574877.165	415.50
21	693317.329	4574917.404	413.50
22	693550.739	4574949.397	410.50
23	693797.036	4574983.202	408.50
24	694024.357	4575066.876	405.75
25	694280.000	4575103.000	403.50
26	694529.335	4575099.759	401.50
27	694494.091	4576090.228	406.25
28	694372.450	4575887.211	406.75
29	694250.238	4575687.000	409.00
30	694534.968	4575342.789	404.25

LEYENDA	
A1	= Turbina
◊	= Areas de Maniobra
—	= Viales Interconexion Turbinas
—	= Caminos existentes
—	= Zanjas
—	= Fincas
—	= Carretera

	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	1:15.000		Trabajo Fin de Máster
	PLANO DE EMPLAZAMIENTO		Plano n° 1.2

2. RED MEDIA TENSIÓN 12 KV

2.1. ESQUEMA UNIFILAR RED MEDIA TENSIÓN

2.2. LAY-OUT DE CIRCUITOS

2.3. LAY-OUT DE ZANJAS

2.4. SECCIÓN TIPO ZANJAS DIRECTAMENTE ENTERRADO

2.5. SECCIÓN TIPO ZANJAS BAJO TUBO

2.6. CELDAS MEDIA TENSIÓN AEROGENERADORES

2.7. LAY-OUT SUBESTACIÓN 132/12 KV

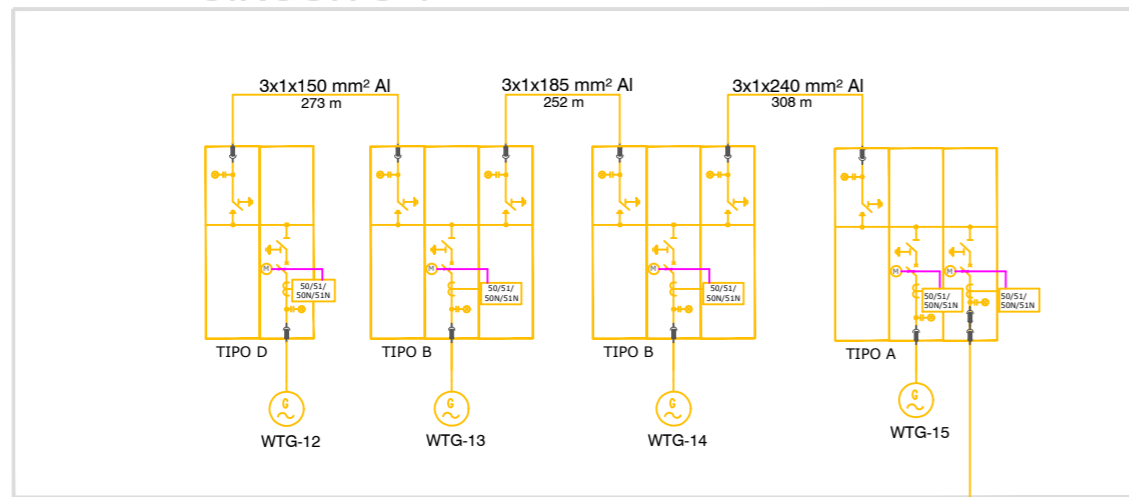
2.8. PUESTA A TIERRA AEROGENERADOR

Zaragoza, junio 2017
El Ingeniero Industrial,

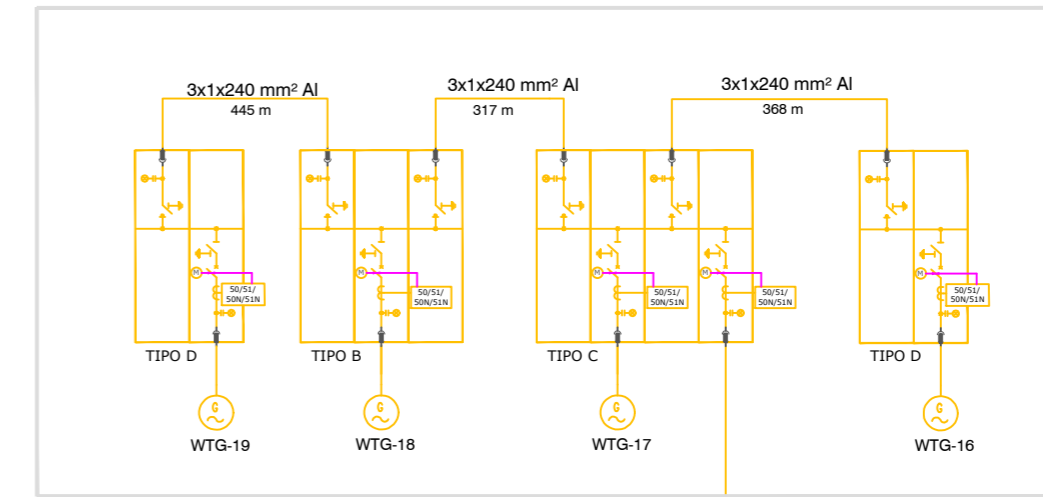
A handwritten signature in black ink, appearing to read 'I. Gracia', with a large, stylized flourish extending to the right.

Fdo.: Ignacio Gracia Subira

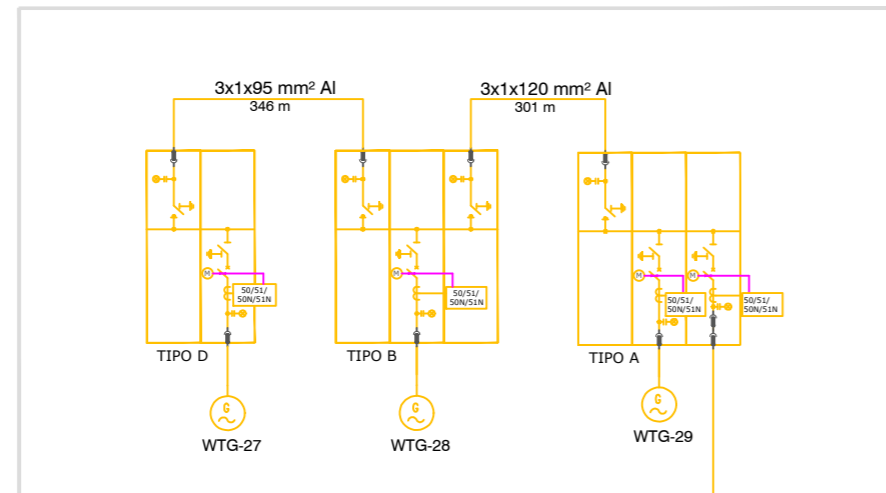
CIRCUITO 1



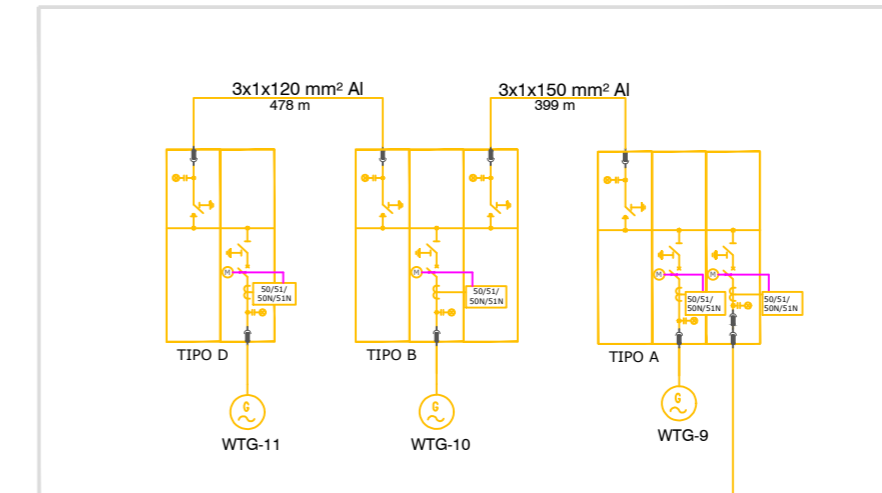
CIRCUITO 5



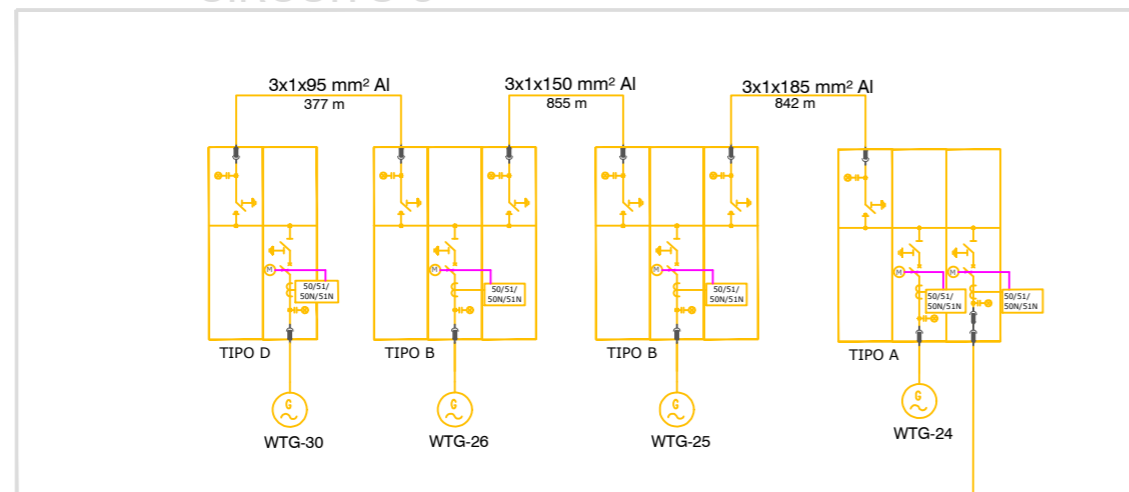
CIRCUITO 2



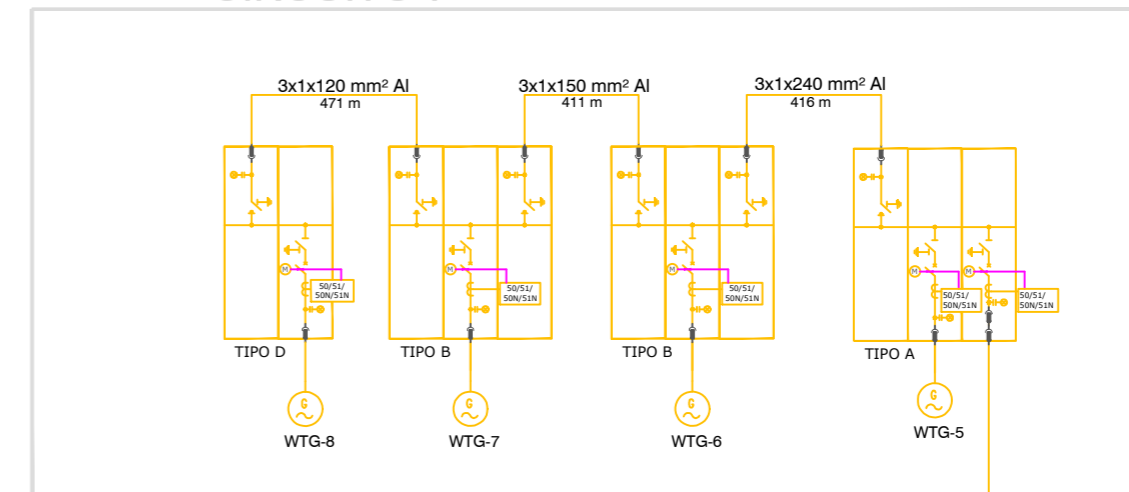
CIRCUITO 6



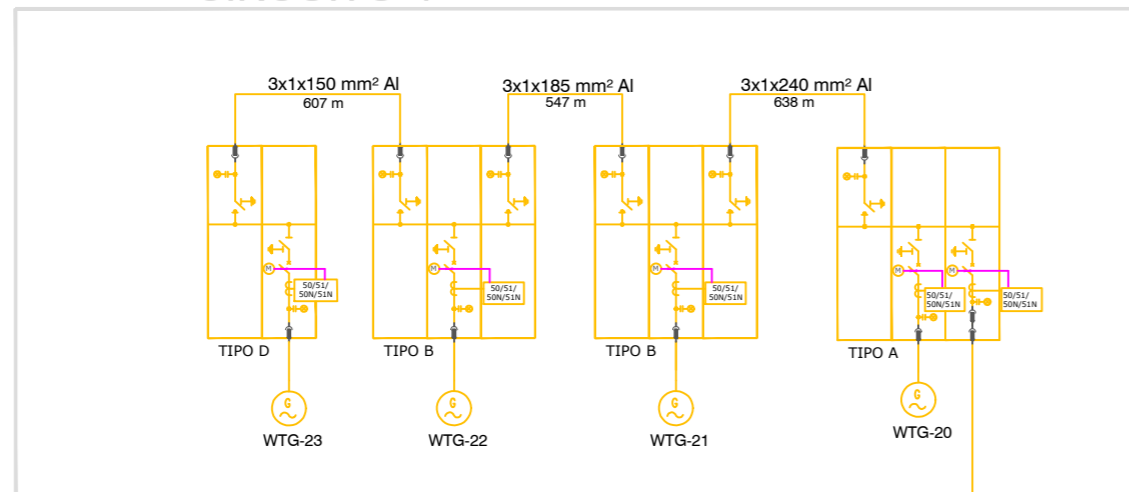
CIRCUITO 3



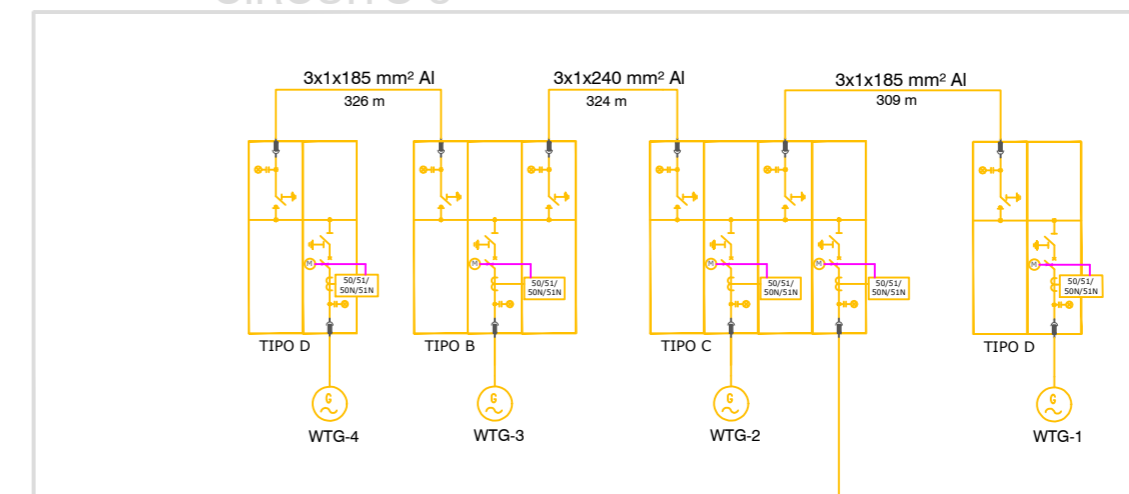
CIRCUITO 7



CIRCUITO 4



CIRCUITO 8



3x1x630 mm² Al
810 m

3x1x630 mm² Al
309 m

3x1x400 mm² Al
3253 m

3x1x400 mm² Al
2607 m


3x1x630 mm² Al
1979 m

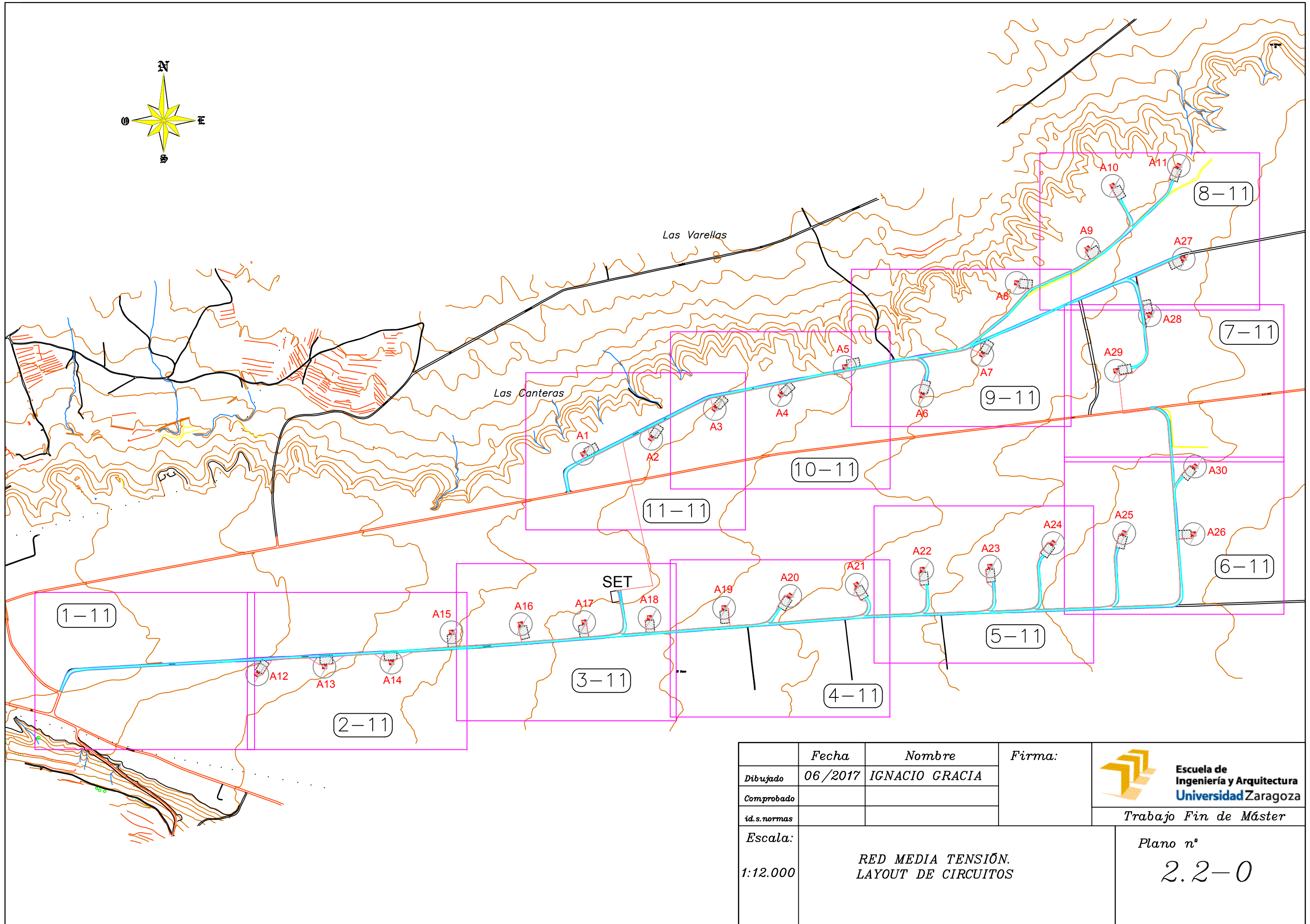
3x1x630 mm² Al
1585 m

3x1x630 mm² Al
850 m

3x1x630 mm² Al
842 m

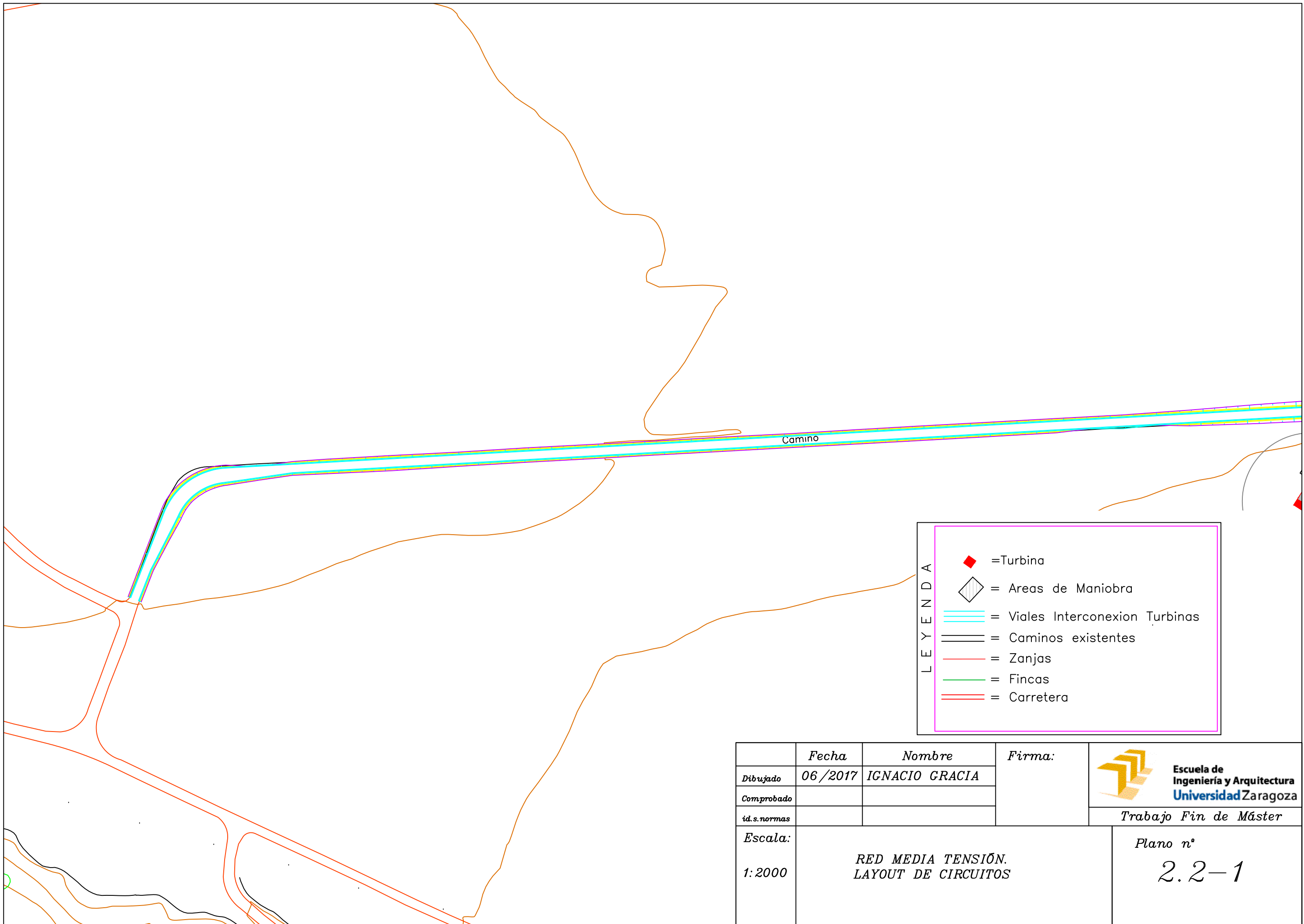
A SUBESTACIÓN

	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				Trabajo Fin de Máster
<i>id. s. normas</i>				
<i>Escala:</i>	S.E. ESQUEMA UNIFILAR RED MT			Plano n°
				2.1



	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS		Plano nº 2.2-0
1:12.000			


Escuela de Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza
 Trabajo Fin de Máster



LEYENDA

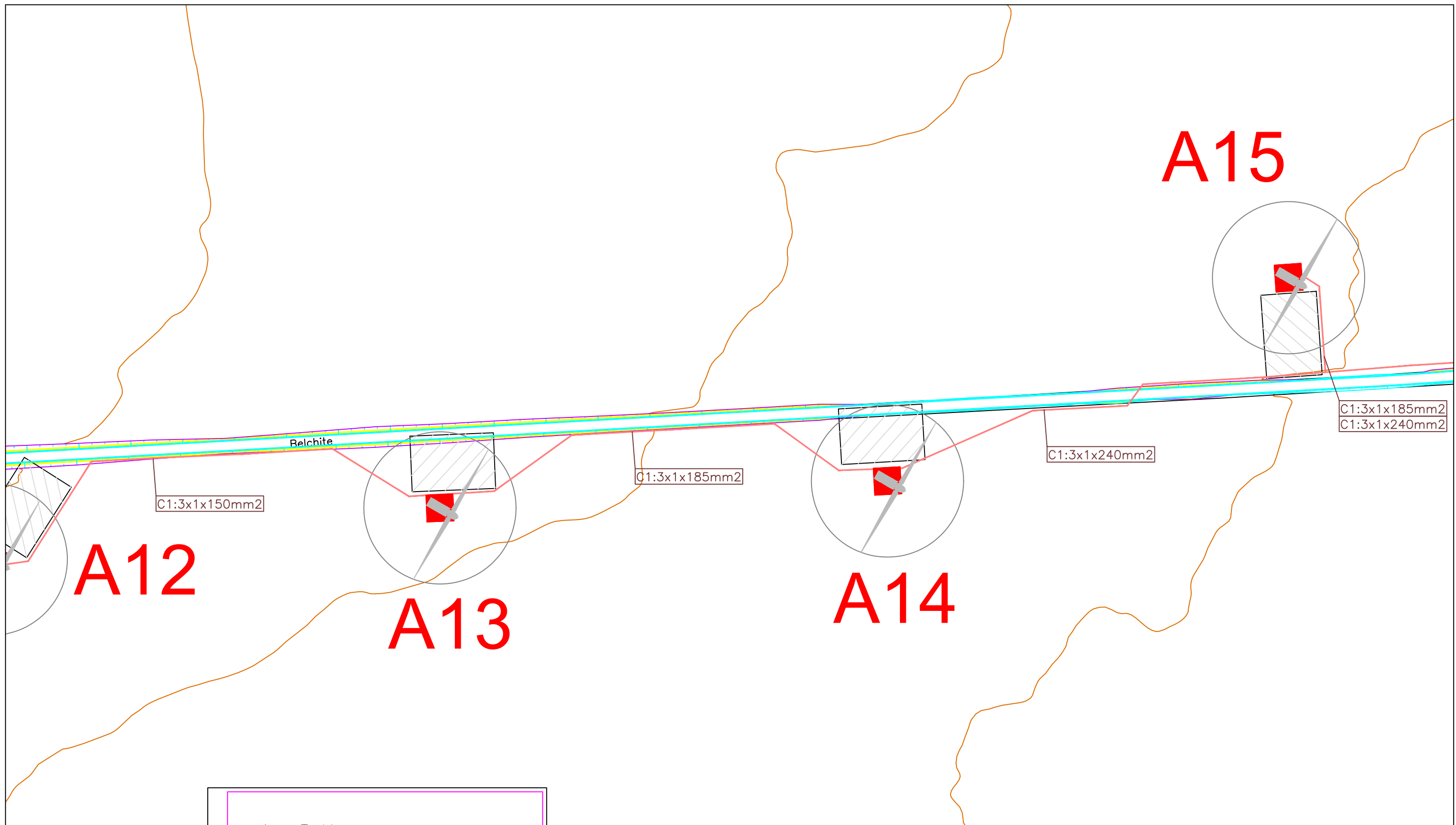
- ◆ = Turbina
- = Areas de Maniobra
- = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
Id. s. normas			




Trabajo Fin de Máster

Escala: 1:2000	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS	Plano nº 2.2-1
-------------------	---	--------------------------



LEYENDA

- ◆ = Turbina
- = Areas de Maniobra
- — — = Viales Interconexion Turbinas
- — — = Caminos existentes
- — — = Zanjias
- — — = Fincas
- — — = Carretera

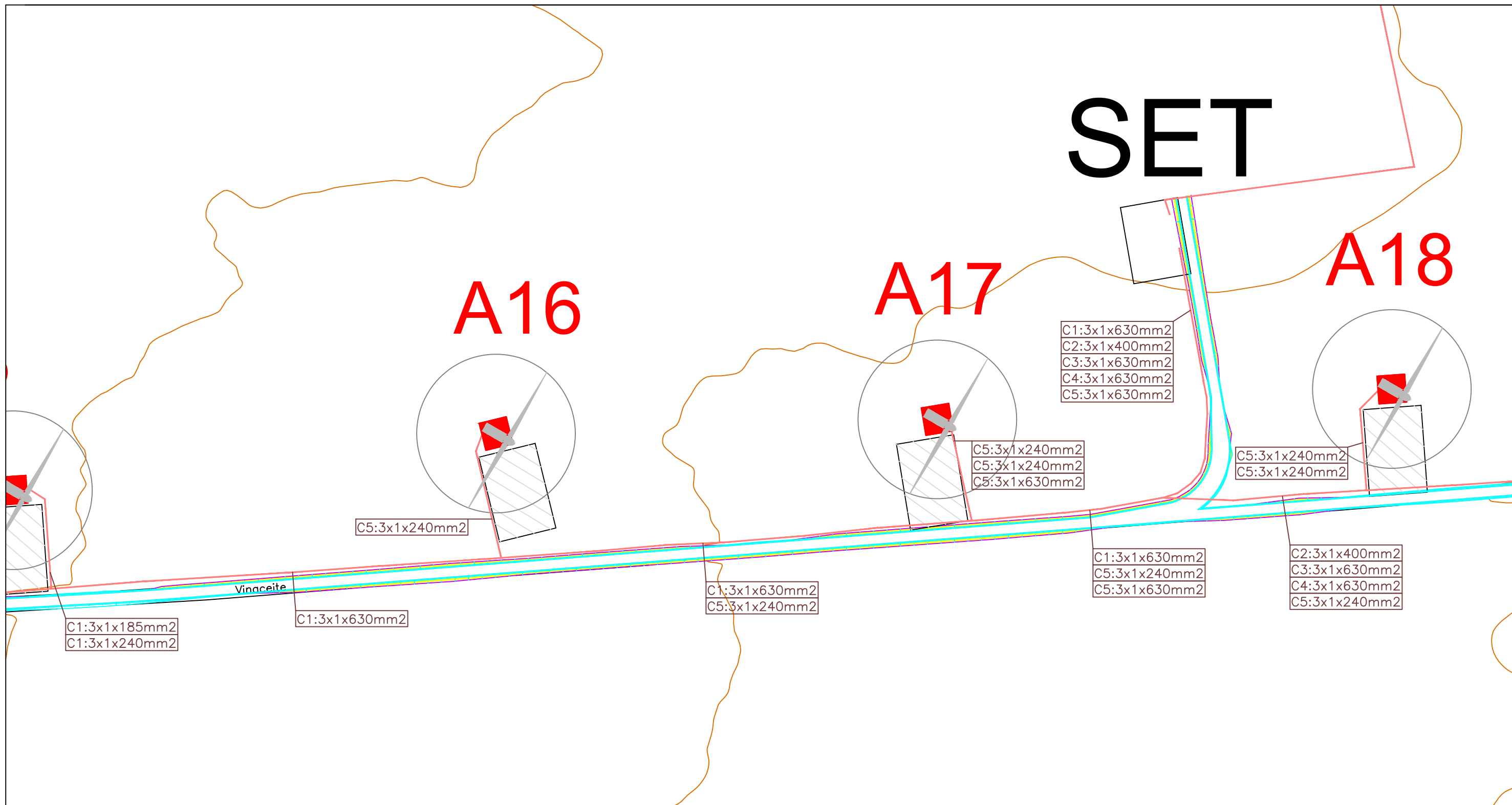
	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza <i>Trabajo Fin de Máster</i>
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>id.s.normas</i>				
<i>Escala:</i>	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS		Plano n° 2.2-2	
1:2000				

SET

A16

A17

A18

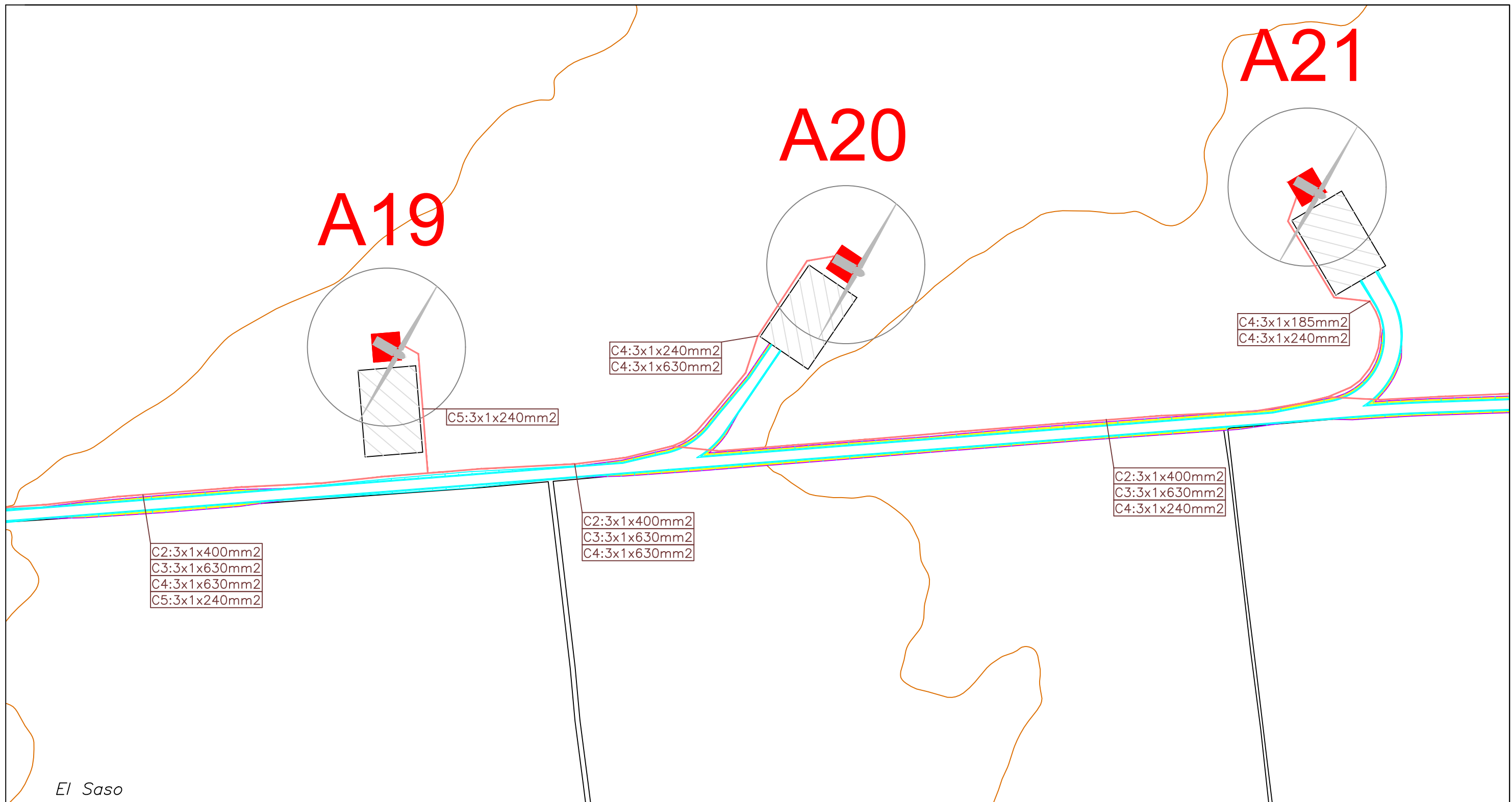


LE Y E N D A

	= Turbina
	= Areas de Maniobra
	= Viales Interconexion Turbinas
	= Caminos existentes
	= Zanjas
	= Fincas
	= Carretera

	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id. s. normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS		Plano nº 2.2-3

Trabajo Fin de Máster






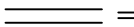



El Saso

LEYENDA

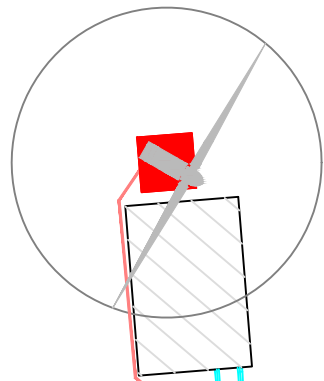
	= Turbina
	= Areas de Maniobra
	= Viales Interconexion Turbinas
	= Caminos existentes
	= Zanjas
	= Fincas
	= Carretera

	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS		Trabajo Fin de Máster
1:2000			Plano nº 2.2-4

LEYENDA

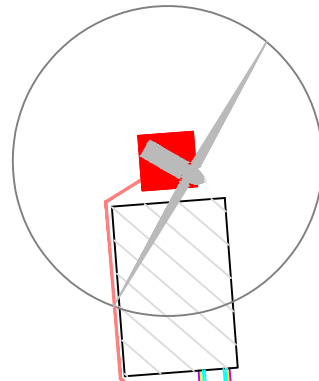
	= Turbina
	= Areas de Maniobra
	= Viales Interconexion Turbinas
	= Caminos existentes
	= Zanjas
	= Fincas
	= Carretera

A22



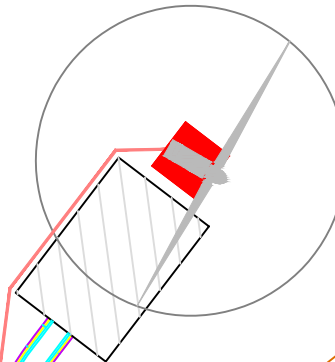
C4:3x1x150mm²
C4:3x1x185mm²

A23



C4:3x1x150mm²

A24




C3:3x1x185mm²
C3:3x1x630mm²

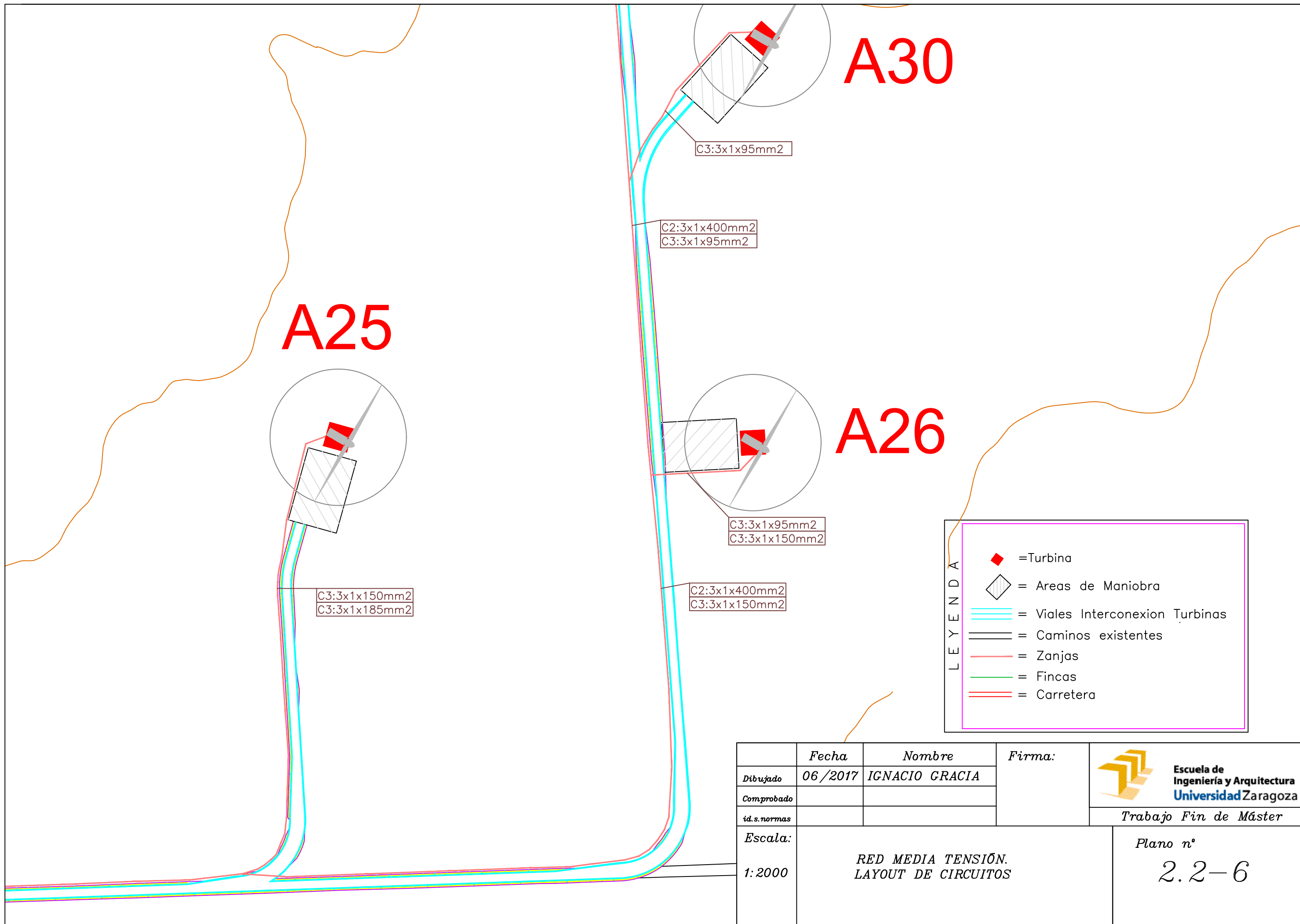
C2:3x1x400mm²
C3:3x1x185mm²

C2:3x1x400mm²
C3:3x1x630mm²
C4:3x1x185mm²

C2:3x1x400mm²
C3:3x1x630mm²
C4:3x1x150mm²

C2:3x1x400mm²
C3:3x1x630mm²

	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS		Trabajo Fin de Máster
1:2000			Plano nº 2.2-5



A25

A30

A26

C3:3x1x95mm²

C2:3x1x400mm²
C3:3x1x95mm²

C3:3x1x95mm²
C3:3x1x150mm²

C3:3x1x150mm²
C3:3x1x185mm²

C2:3x1x400mm²
C3:3x1x150mm²

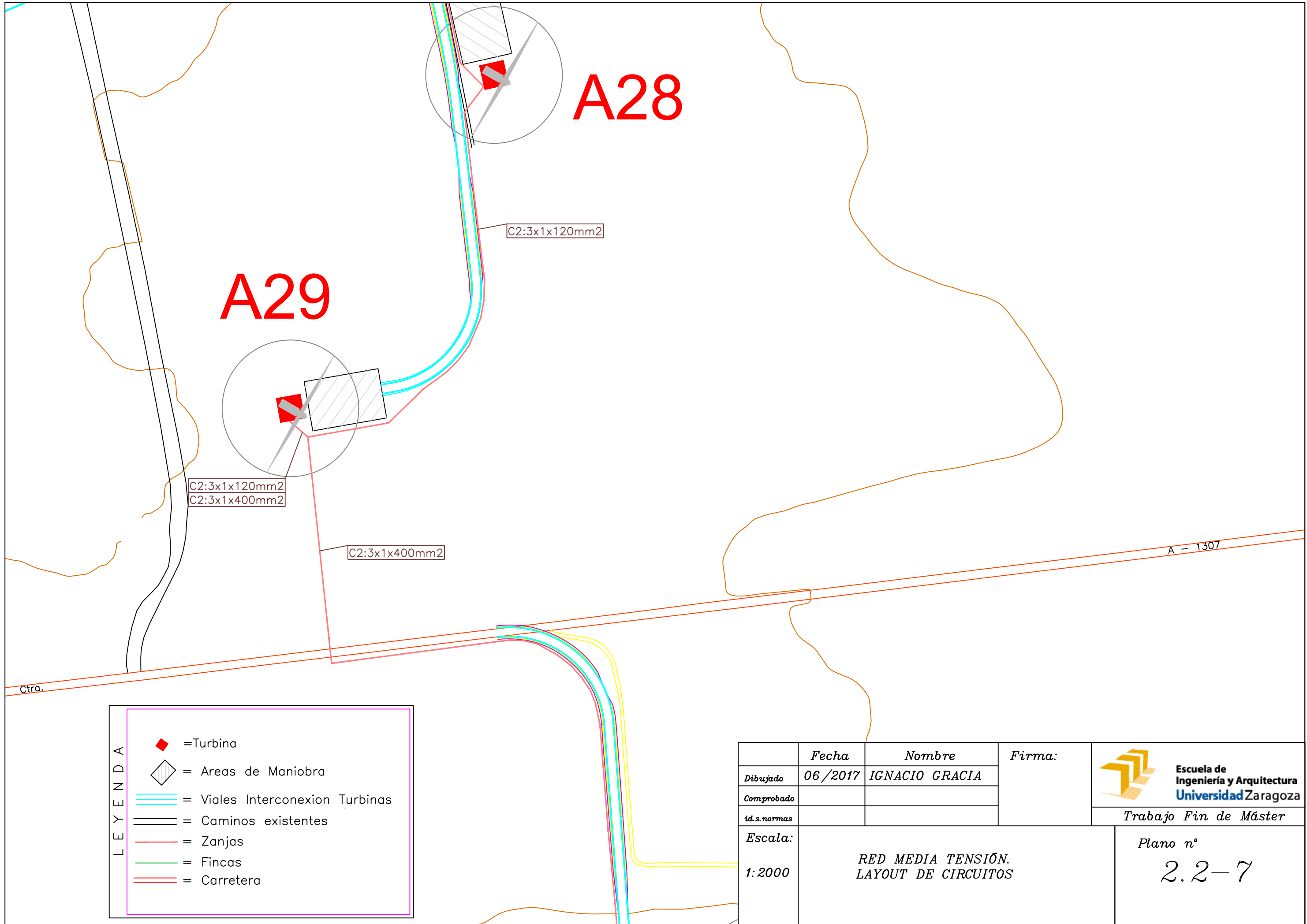
LEYENDA

- = Turbina
- = Areas de Maniobra
- = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	1:2000		
	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS		
			Plano nº 2.2-6



Trabajo Fin de Máster



A28

A29

C2:3x1x120mm2

C2:3x1x120mm2
C2:3x1x400mm2


C2:3x1x400mm2

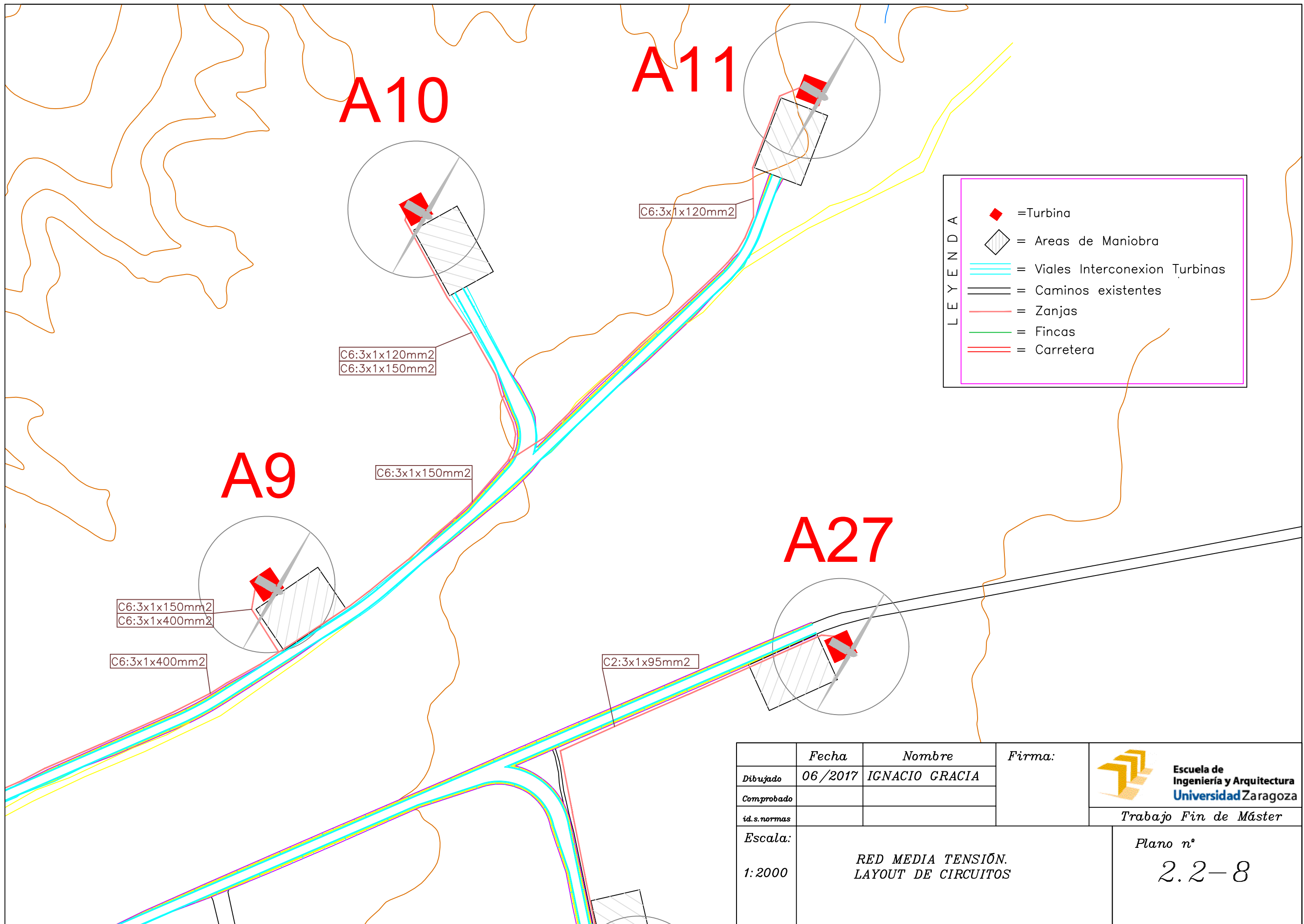
A - 1307

Ctra.

LEYENDA

- ◆ = Turbina
- = Areas de Maniobra
- ▬▬▬ = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

	Fecha	Nombre	Firma:	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA		
Comprobado				
id.s.normas				
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS			Trabajo Fin de Máster Plano nº 2.2-7
1:2000				



LEYENDA

- ◆ = Turbina
- ▨ = Areas de Maniobra
- = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

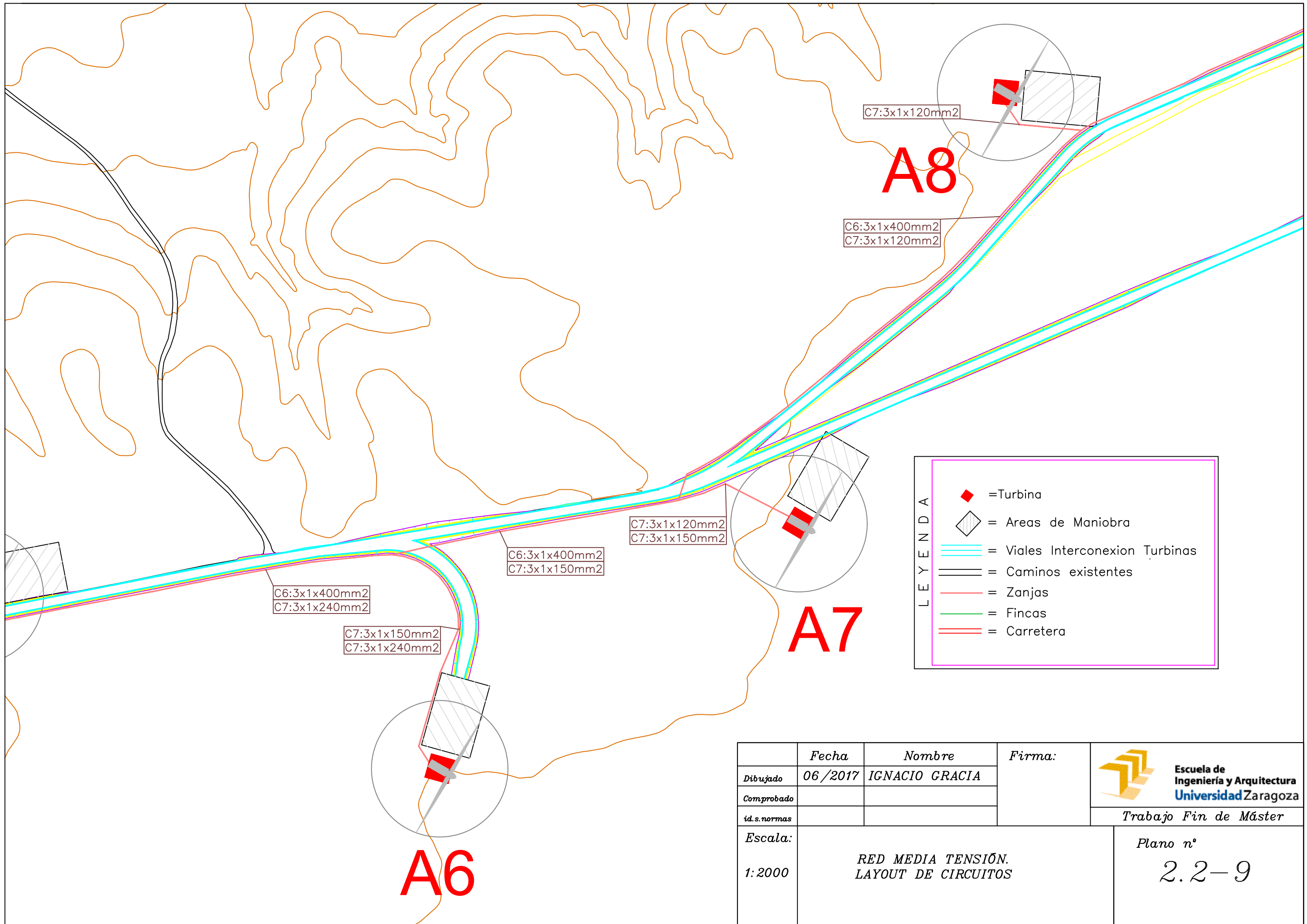
	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id.s.normas			

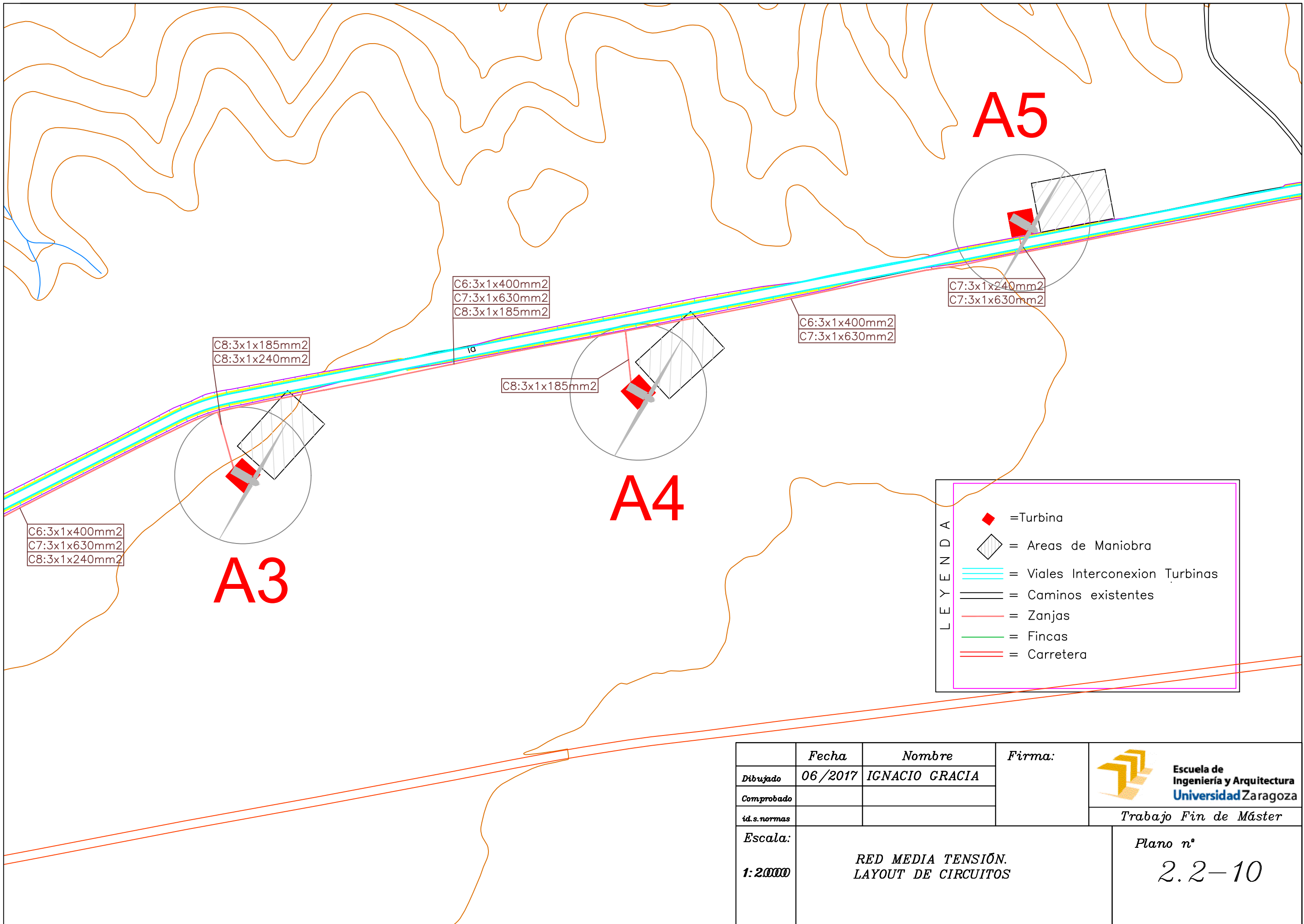



Trabajo Fin de Máster

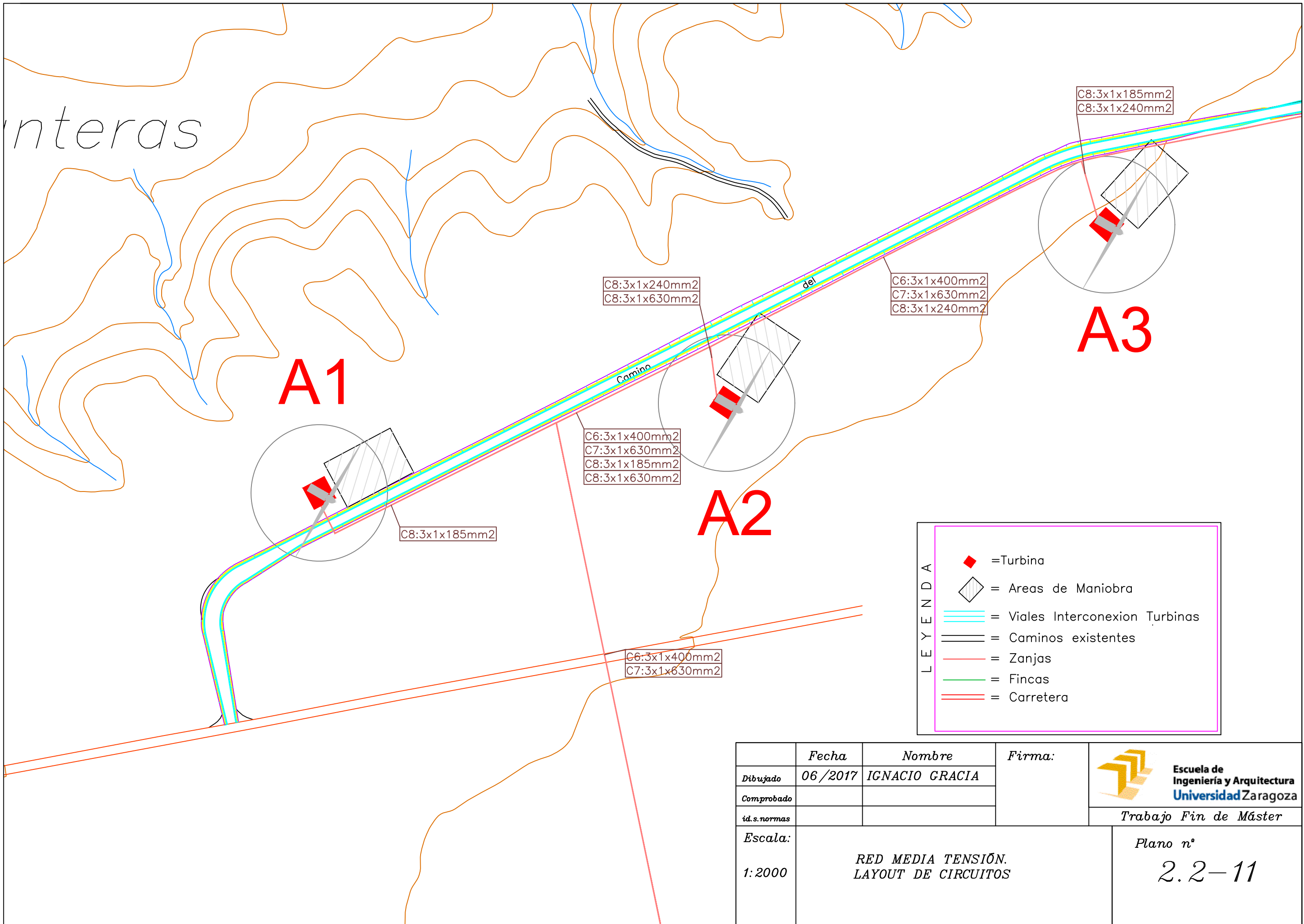
Escala: 1:2000	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS
-------------------	---

Plano nº
 2.2-8





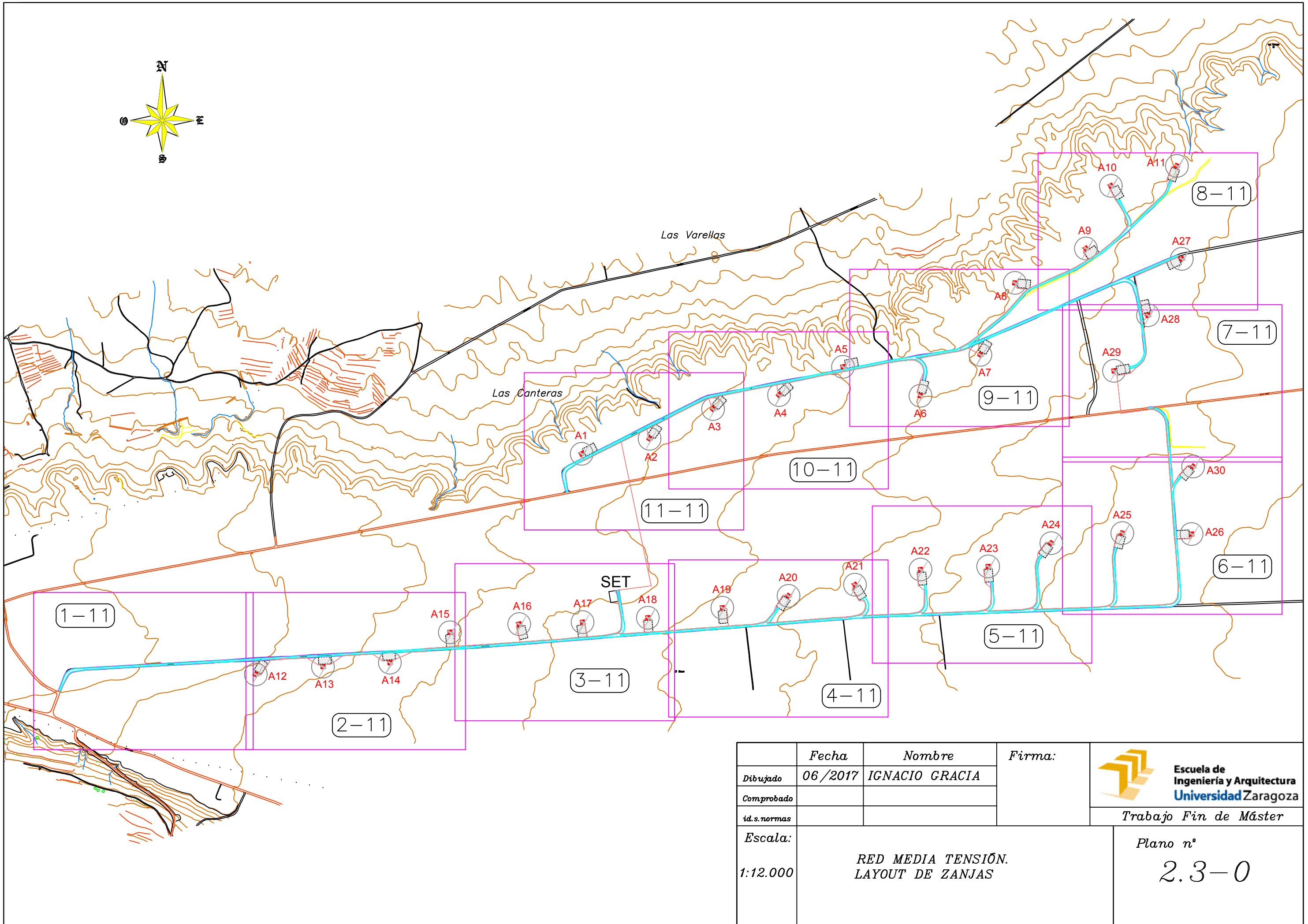
	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Comprobado			
Id. s. normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS		Trabajo Fin de Máster
1:20000			Plano n° 2.2-10




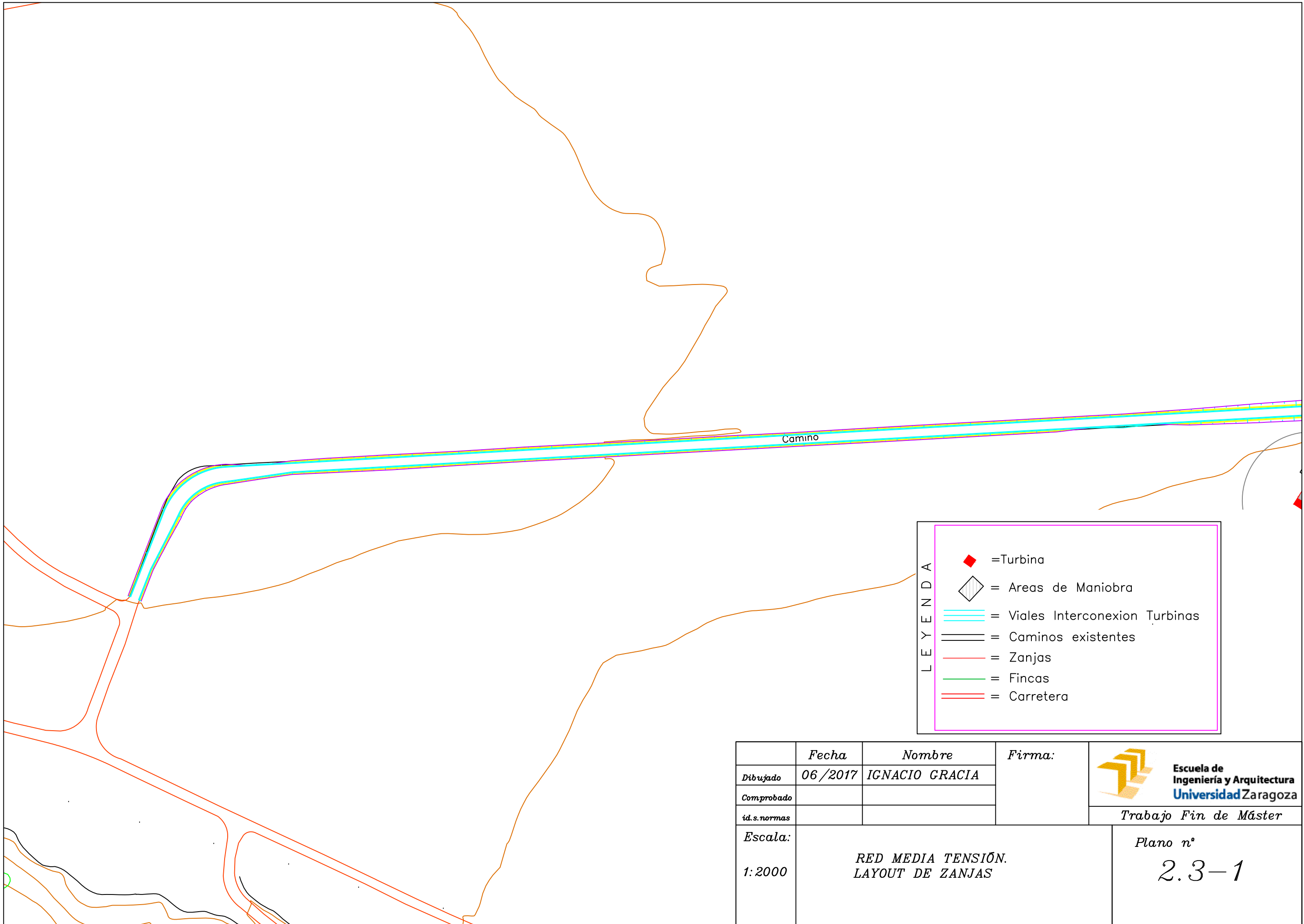
	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE CIRCUITOS		Plano n° 2.2-11

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

Trabajo Fin de Máster




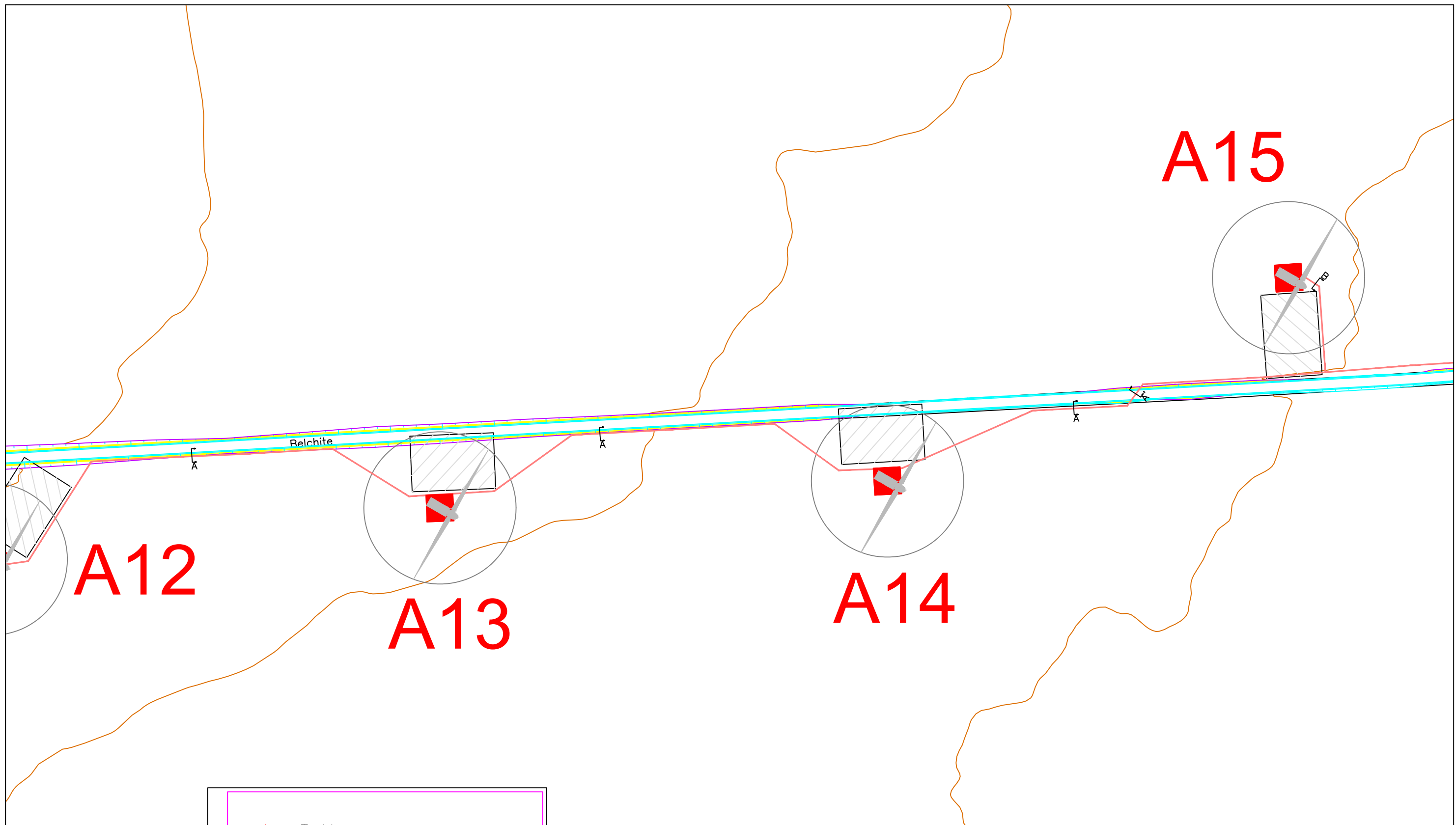
	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	1:12.000		 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza <i>Trabajo Fin de Máster</i>
	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS		



L E Y E N D A

- ◆ = Turbina
- = Areas de Maniobra
- = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	 <p>Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza</p>
<i>Dibujado</i>	06 / 2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>Id. s. normas</i>				<i>Trabajo Fin de Máster</i>
<i>Escala:</i>	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS			<i>Plano nº</i> 2.3-1
1:2000				



LEYENDA

	= Turbina
	= Areas de Maniobra
	= Viales Interconexion Turbinas
	= Caminos existentes
	= Zanjas
	= Fincas
	= Carretera

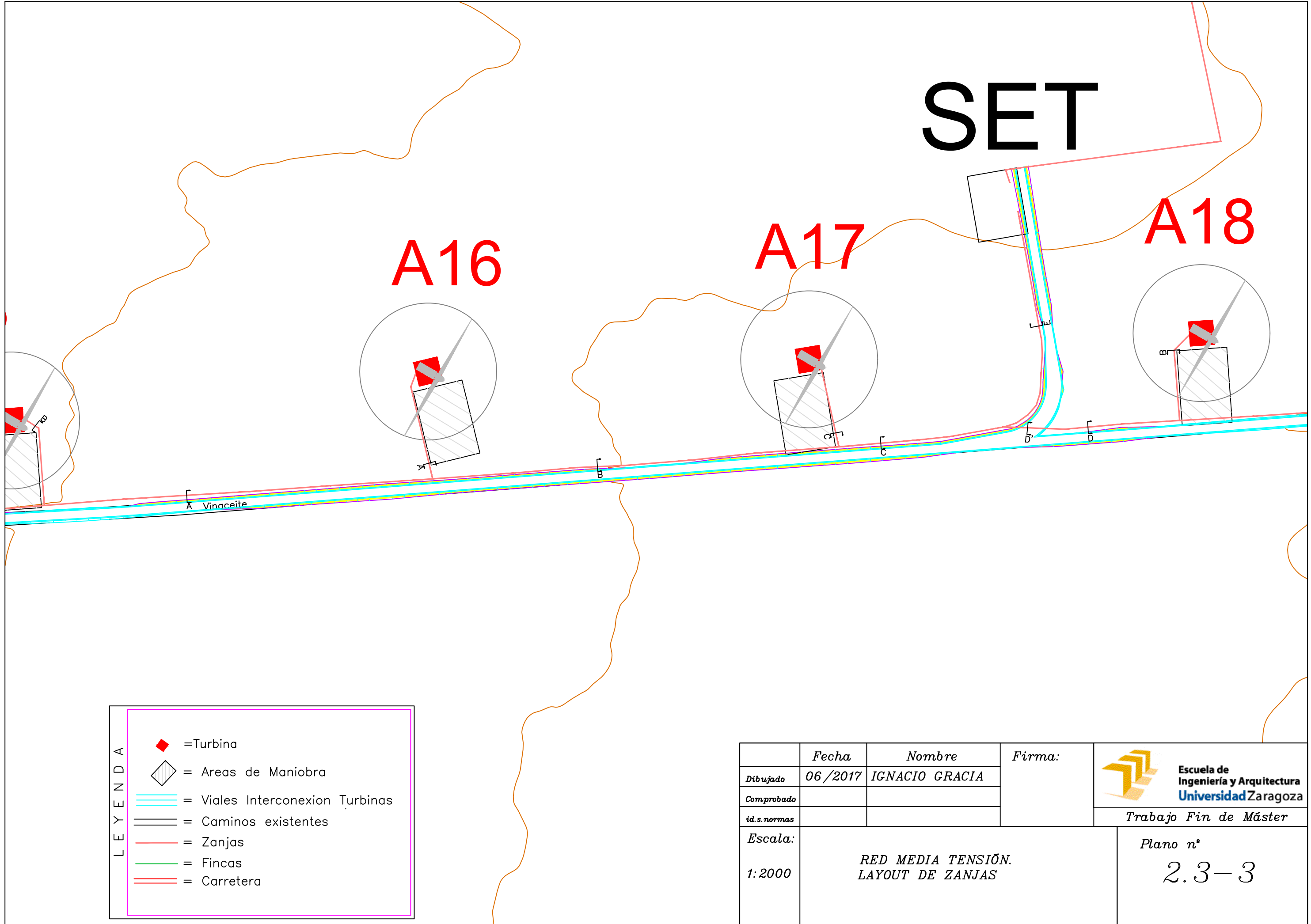
	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	<p>Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza</p> <p>Trabajo Fin de Máster</p>
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>id.s.normas</i>				
<i>Escala:</i>	1:2000		<i>Plano nº</i> 2.3-2	
<i>RED MEDIA TENSIÓN.</i> <i>LAYOUT DE ZANJAS</i>				

SET

A16


A17

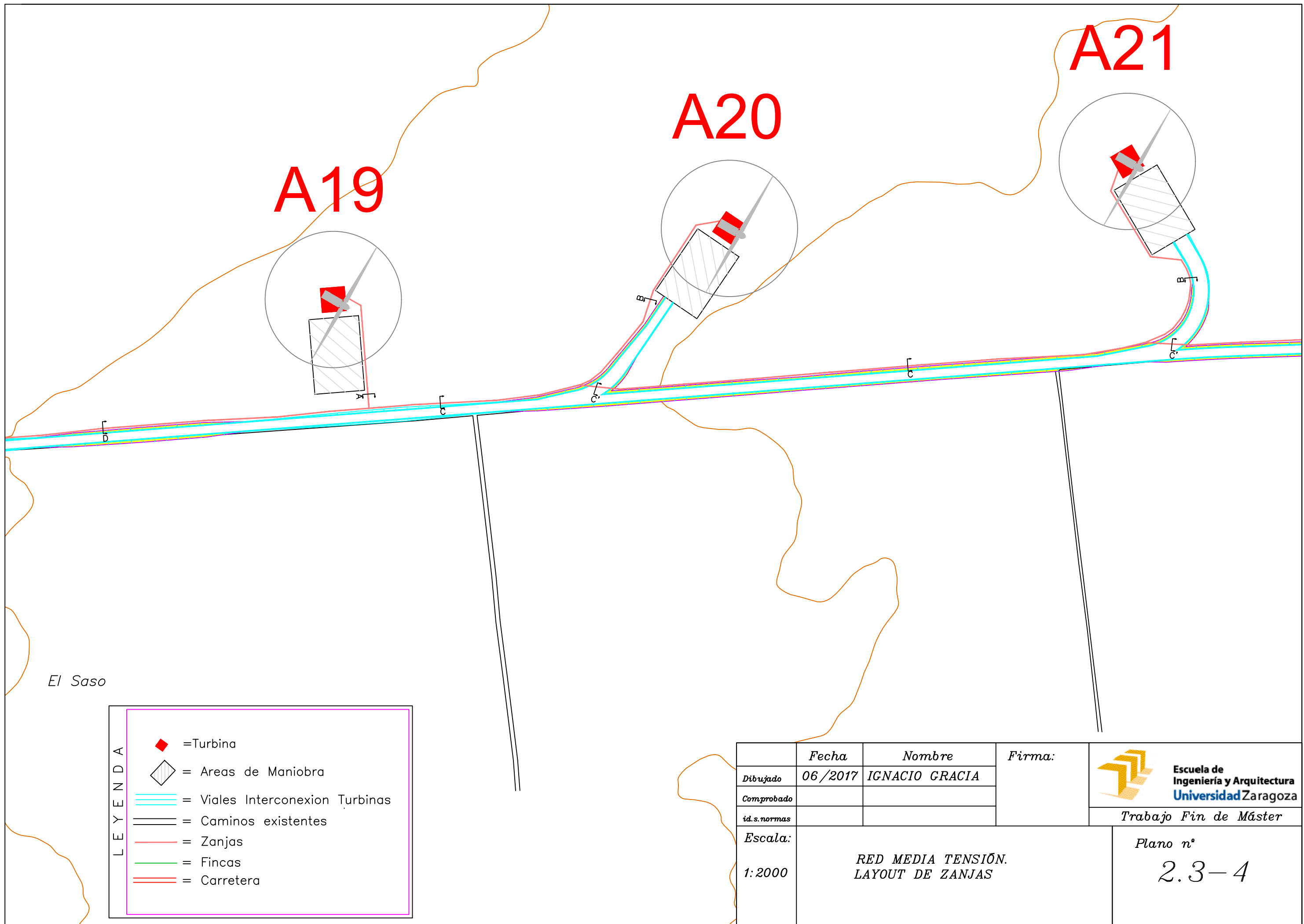
A18



LE Y E N D A

	= Turbina
	= Areas de Maniobra
	= Viales Interconexion Turbinas
	= Caminos existentes
	= Zanjas
	= Fincas
	= Carretera

	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	 <p>Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza</p> <p>Trabajo Fin de Máster</p>
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>id.s.normas</i>				
<i>Escala:</i>	1:2000		<i>Plano nº</i> 2.3-3	
<i>RED MEDIA TENSIÓN.</i> <i>LAYOUT DE ZANJAS</i>				









A19


A20

A21

El Saso

LEYENDA

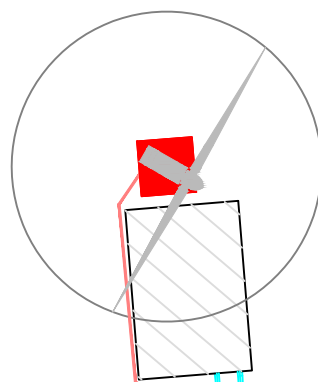
	= Turbina
	= Areas de Maniobra
	= Viales Interconexion Turbinas
	= Caminos existentes
	= Zanjas
	= Fincas
	= Carretera

	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>id.s.normas</i>				Trabajo Fin de Máster
<i>Escala:</i>	1:2000			Plano nº
	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS			2.3-4

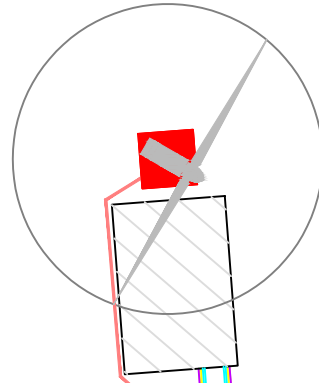
LEYENDA

- ◆ = Turbina
- = Areas de Maniobra
- = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

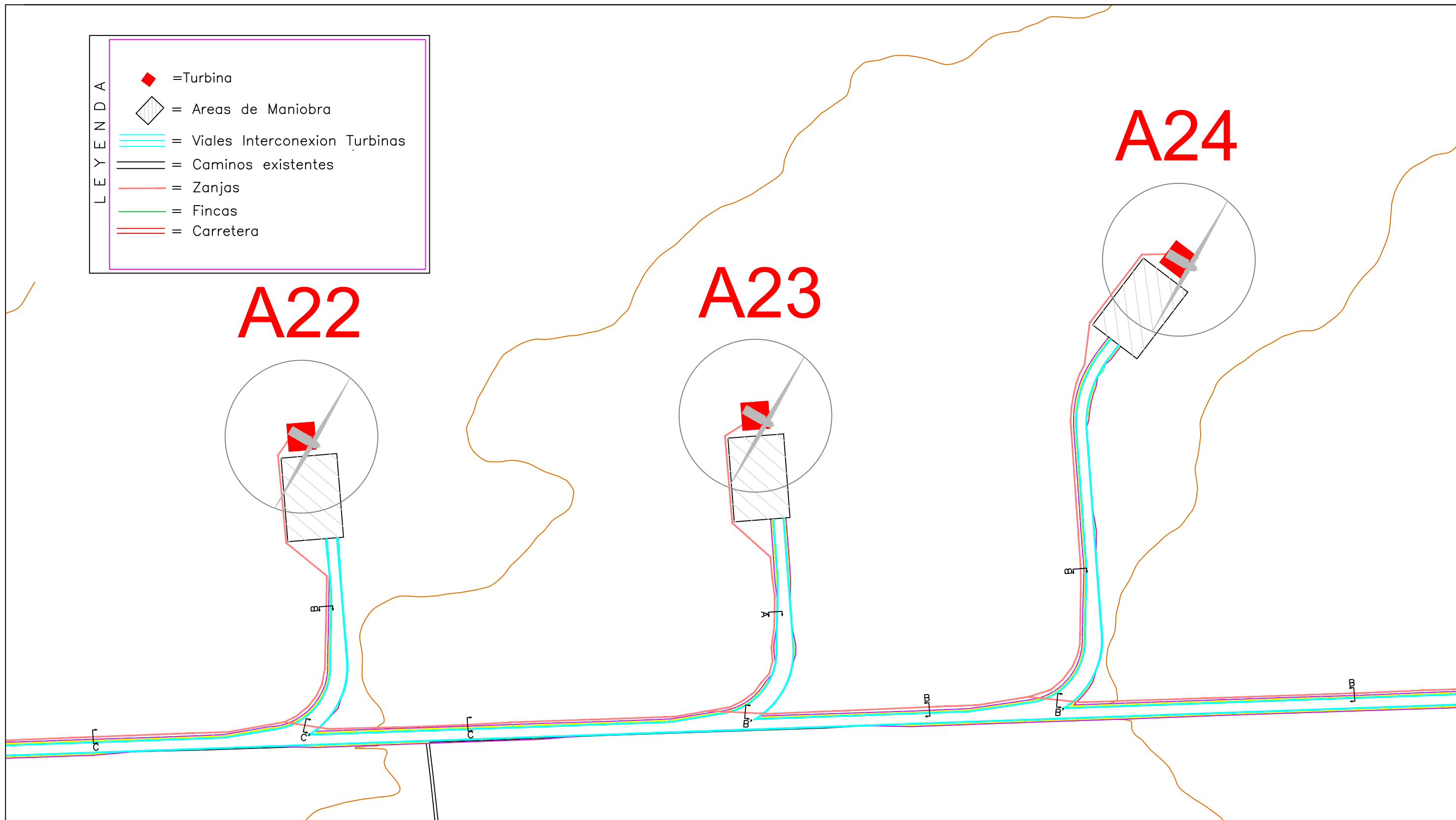
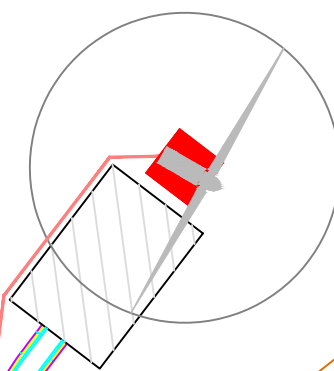
A22




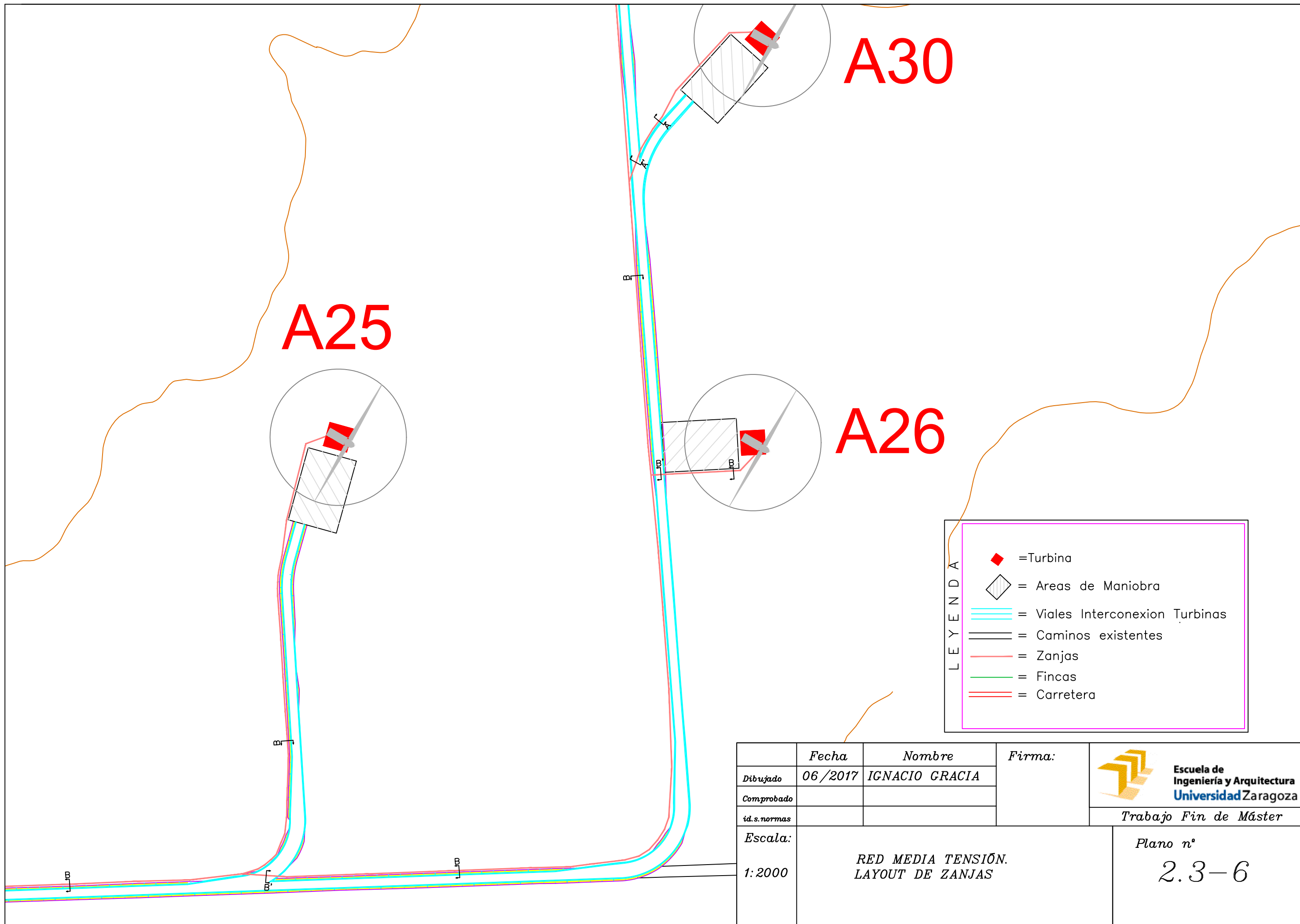
A23



A24



	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	 <p>Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza</p> <p><i>Trabajo Fin de Máster</i></p>
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>id.s.normas</i>				
<i>Escala:</i>	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS			<i>Plano nº</i> 2.3-5
1:2000				




A25

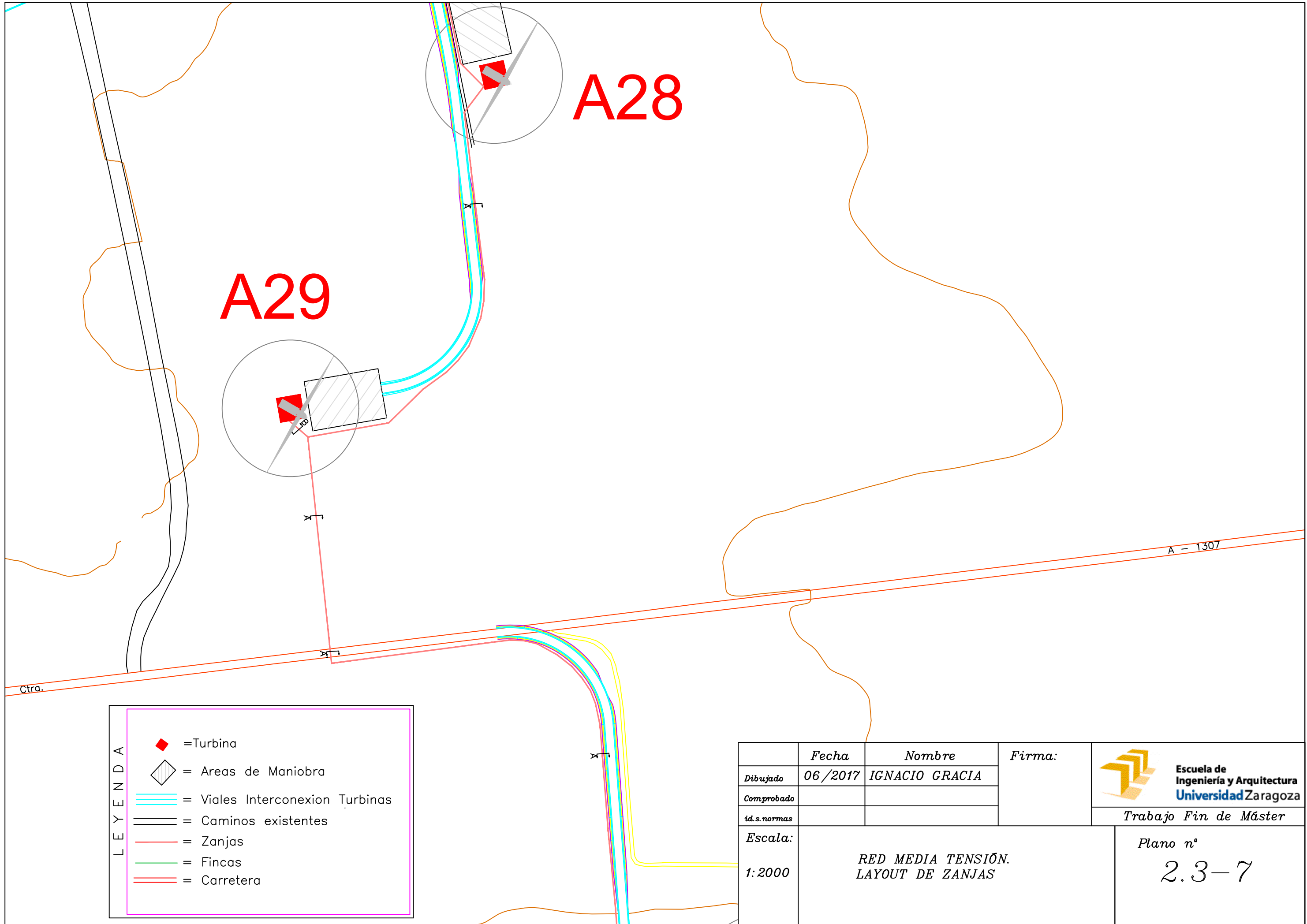
A30

A26








LEYENDA


- ◆ = Turbina
- ▨ = Areas de Maniobra
- = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

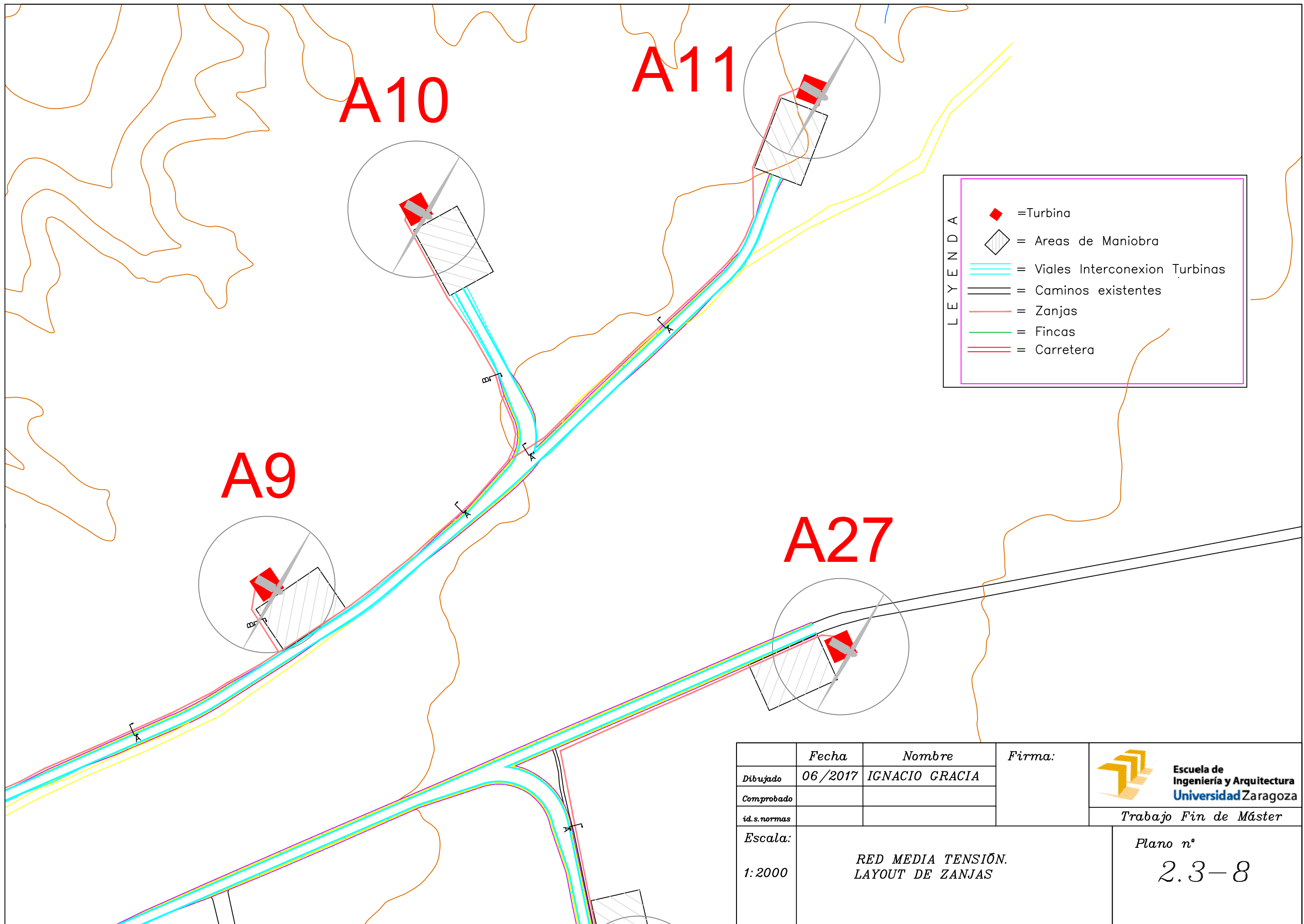
	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS		Trabajo Fin de Máster Plano nº 2.3-6
1:2000			



LEYENDA

	= Turbina
	= Areas de Maniobra
	= Viales Interconexion Turbinas
	= Caminos existentes
	= Zanjas
	= Fincas
	= Carretera

	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza <i>Trabajo Fin de Máster</i>
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>id.s.normas</i>				
<i>Escala:</i>	1:2000		<i>Plano nº</i> 2.3-7	
RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS				



A10


A11

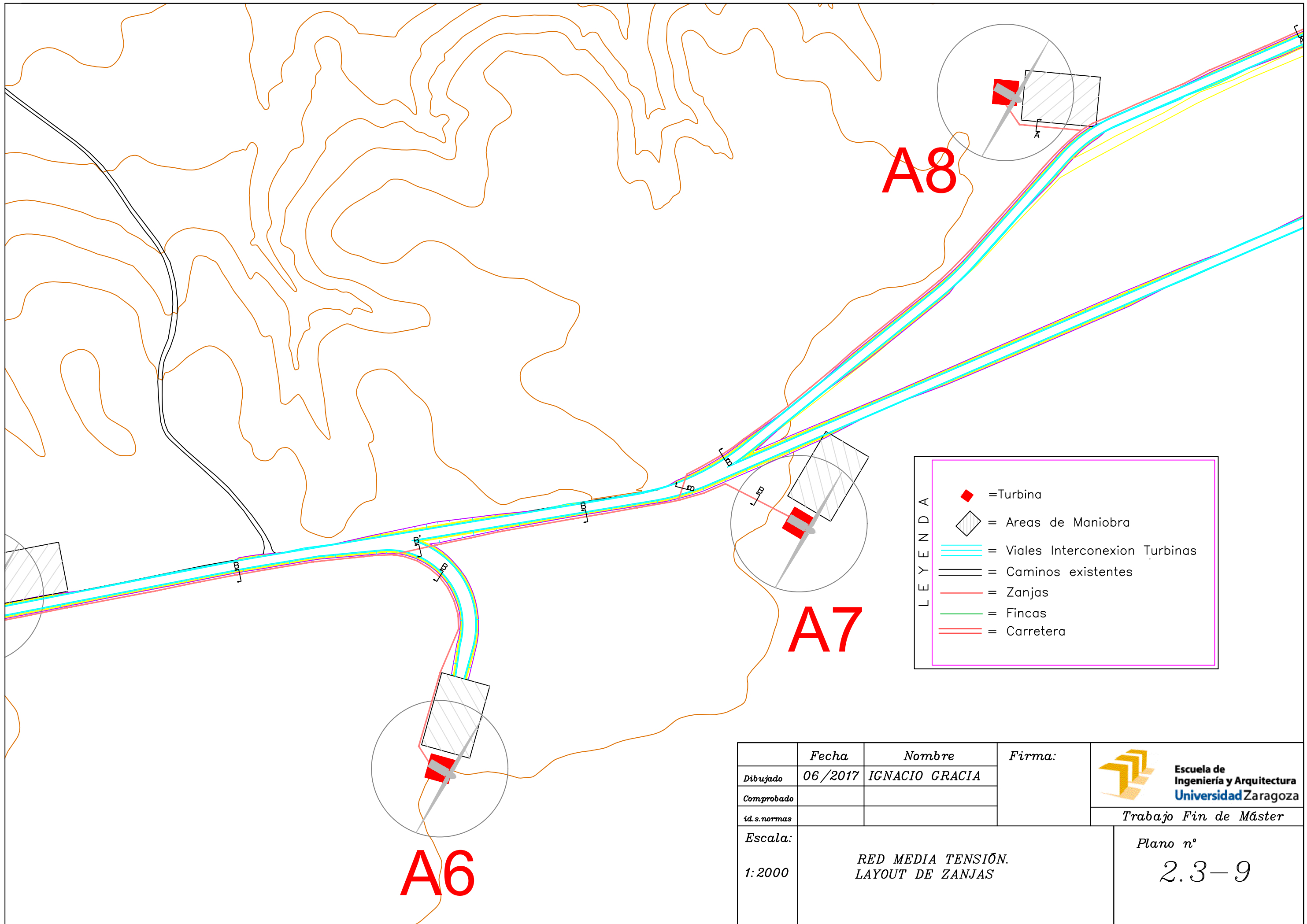
A9

A27

LEYENDA

- ◆ = Turbina
- ▨ = Areas de Maniobra
- = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	 <p>Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza</p>
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>id.s.normas</i>				Trabajo Fin de Máster
<i>Escala:</i>	<p>RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS</p>			<p>Plano nº 2.3-8</p>
1:2000				



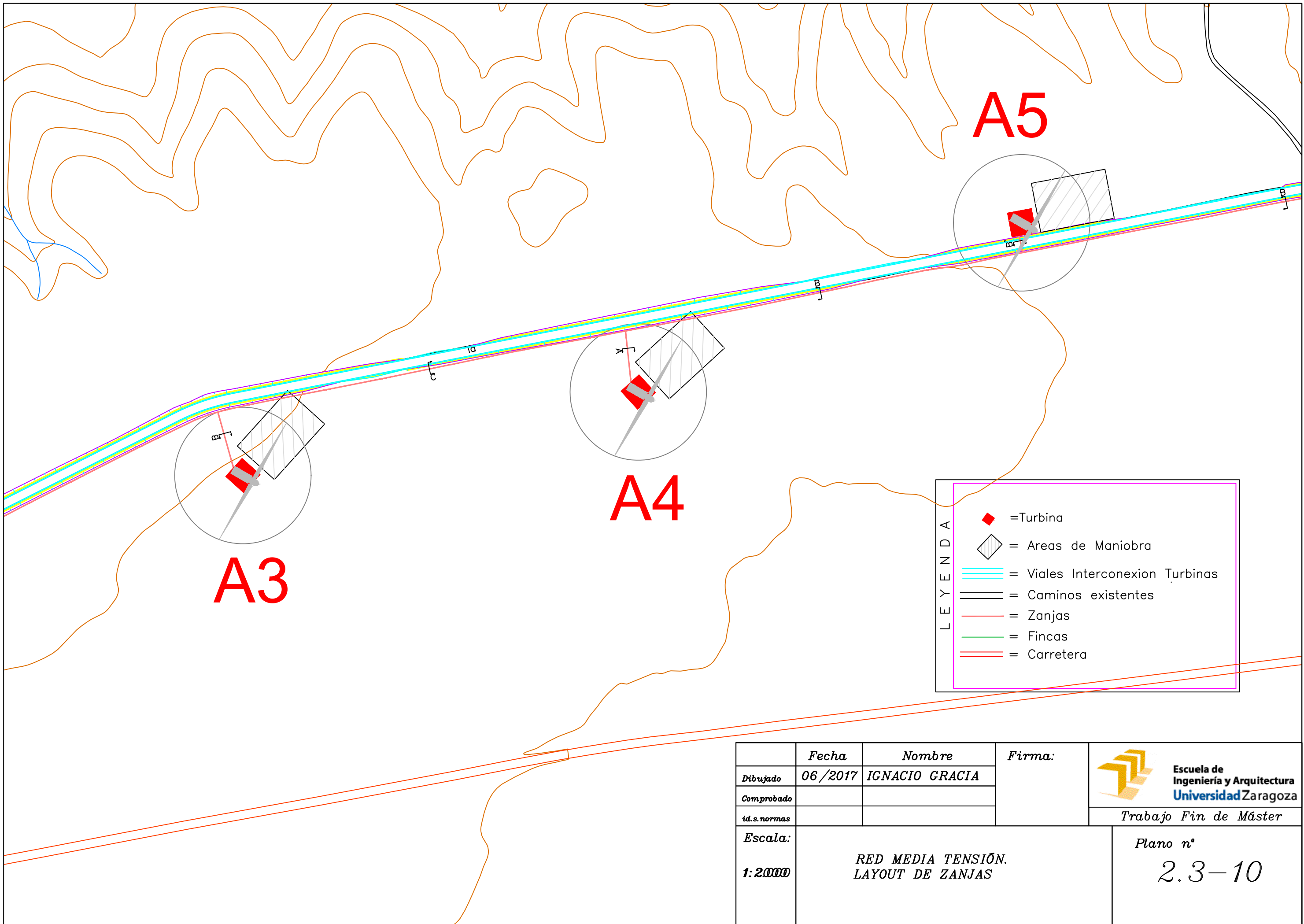
LEYENDA

- ◆ = Turbina
- = Areas de Maniobra
- = Viales Interconexion Turbinas
- = Caminos existentes
- = Zanjas
- = Fincas
- = Carretera

	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	1:2000		


Escuela de Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza
Trabajo Fin de Máster

	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS	Plano nº 2.3-9
--	--	--------------------------




A3

A4

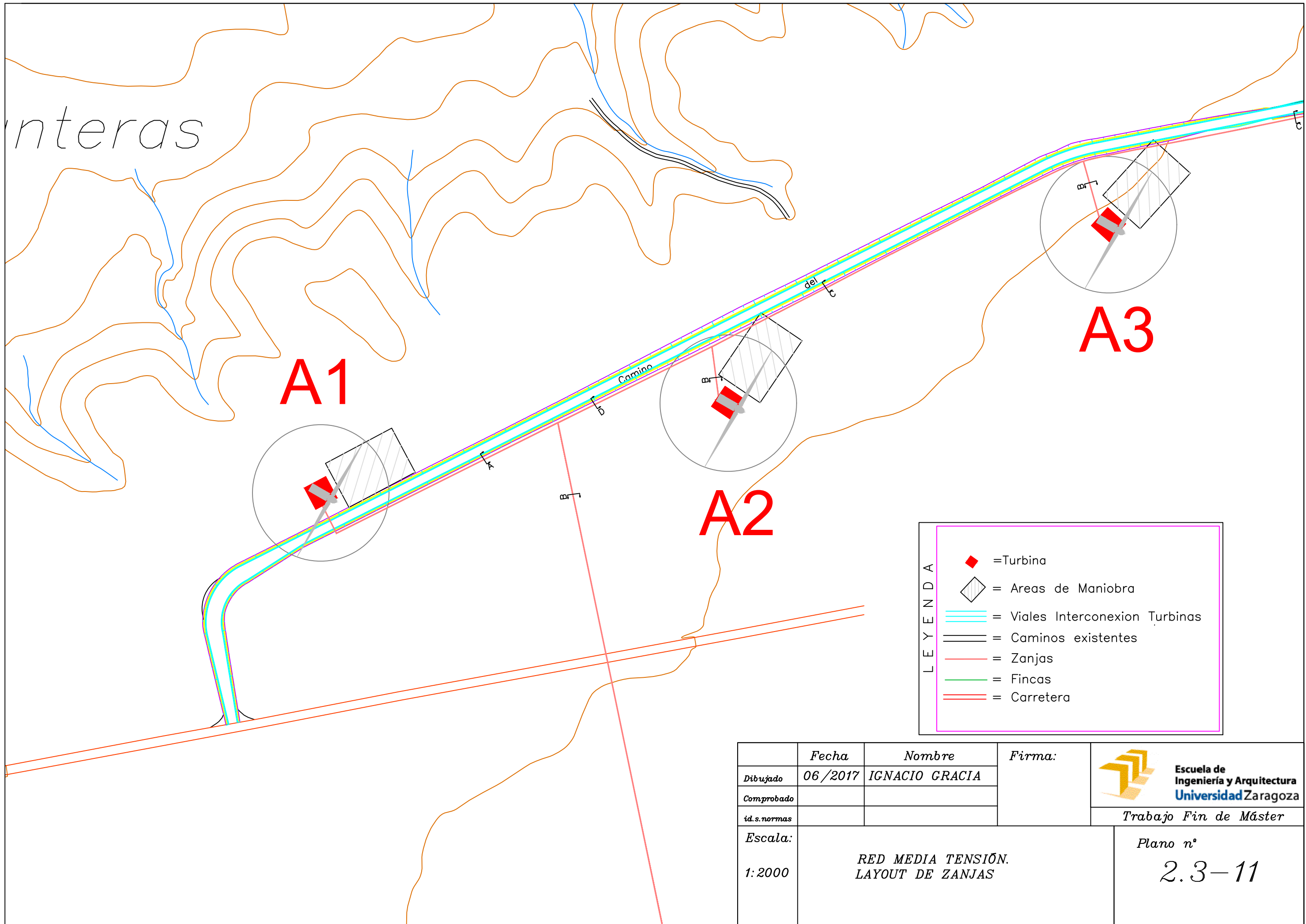
A5


L E Y E N D A

-  = Turbina
-  = Areas de Maniobra
-  = Viales Interconexion Turbinas
-  = Caminos existentes
-  = Zanjas
-  = Fincas
-  = Carretera

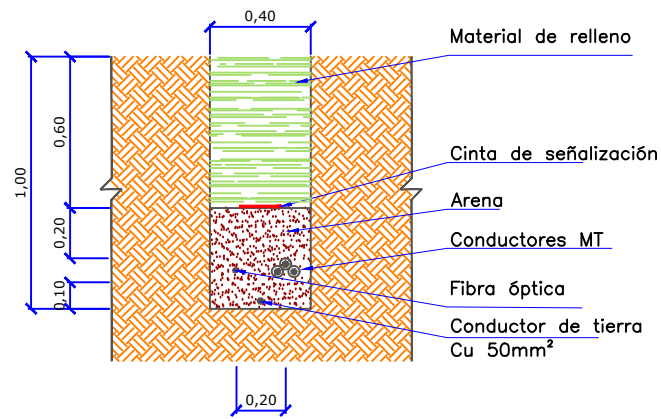
	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	
Comprobado			
Id. s. normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS		Plano nº 2.3-10
1:20000			

Trabajo Fin de Máster

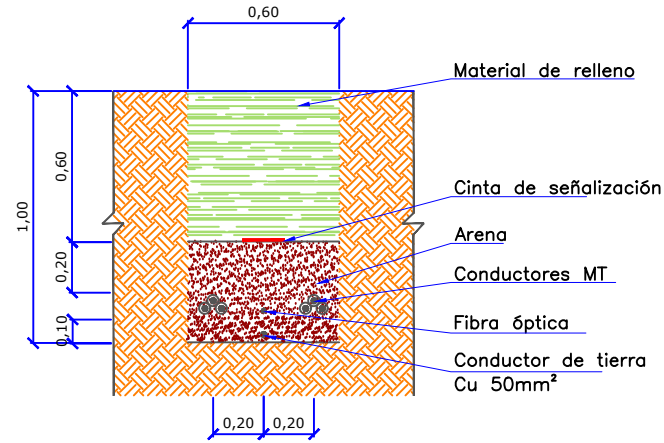


	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. LAYOUT DE ZANJAS		Trabajo Fin de Máster Plano nº 2.3-11
1:2000			

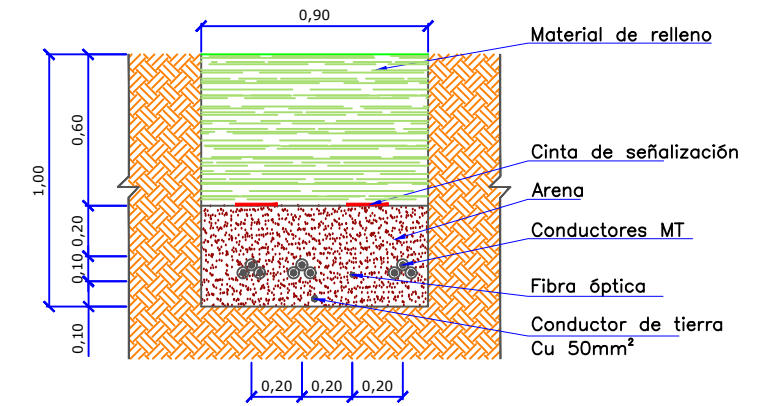
SECCIÓN TIPO A



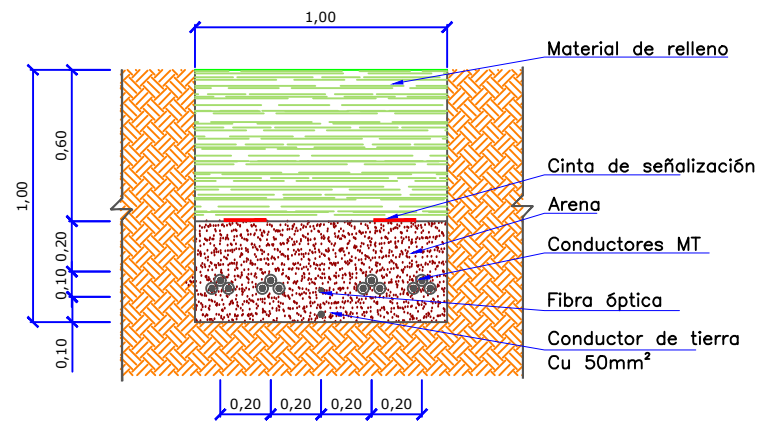
SECCIÓN TIPO B



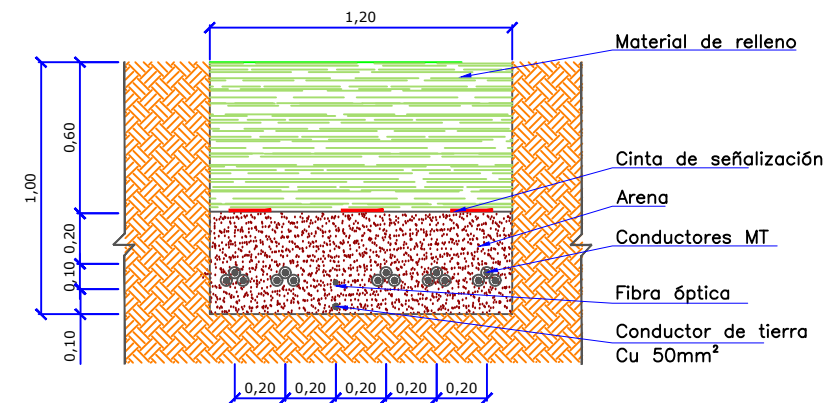
SECCIÓN TIPO C



SECCIÓN TIPO D




SECCIÓN TIPO E

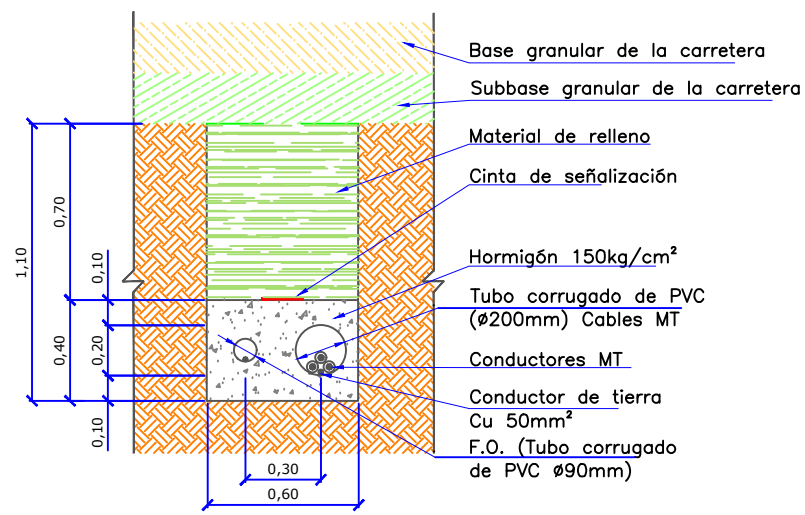


NOTAS

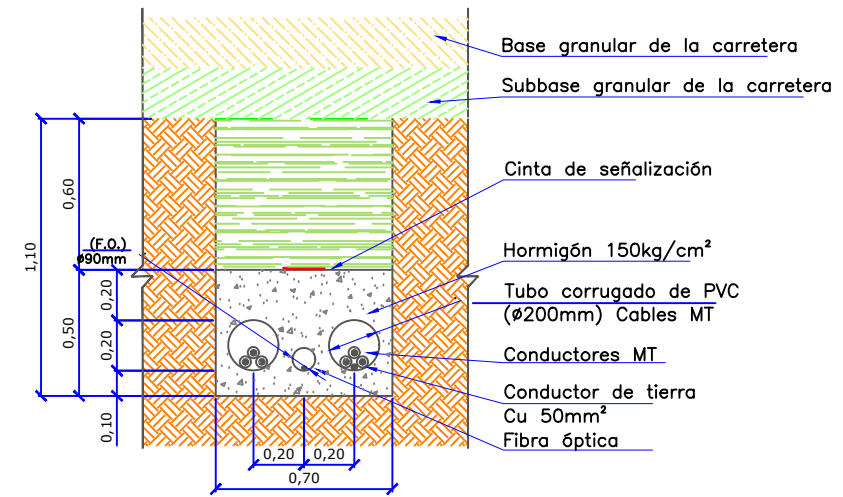
- (1) En el dibujo se ha considerado el conductor de máxima sección, que corresponde al Al 630 ($\varnothing=50,1\text{mm}$). Este layout de zanjas permite una evacuación del calor uniforme, no como un layout con los tres cables a un mismo nivel, lo que produce un aumento de temperatura en el conductor situado en el medio.
- (2) F.O. 12-fibras monomodo ($9/125\mu\text{m}$) con doble protección mecánica.
- (3) Dimensiones en metros.
- (4) El relleno será hecho con capas de 0,3 metros de espesor máximo, compactadas con rodillo manual.

	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Comprobado			
Id.s. normas			
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. SECCIÓN DE ZANJAS. DIRECTAMENTE ENTERRADOS.		Trabajo Fin de Máster Plano nº 2.4
1:30			

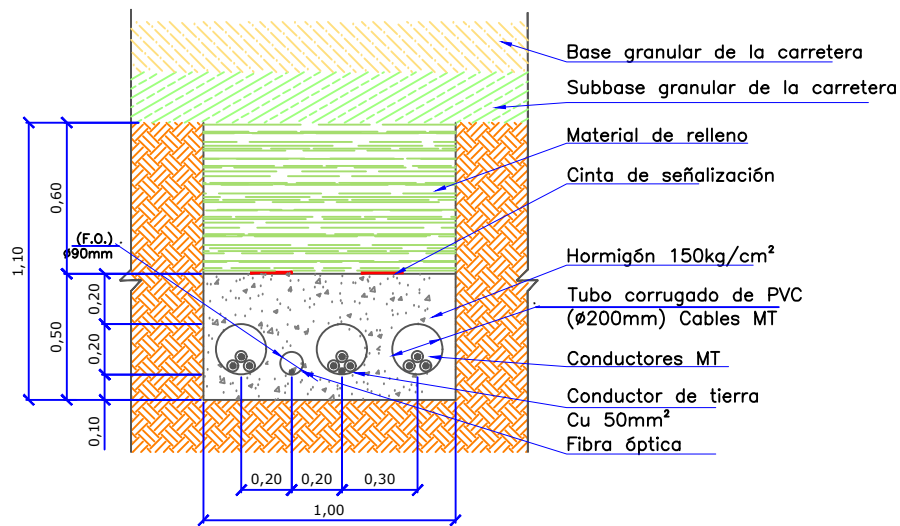
SECCIÓN TIPO A'



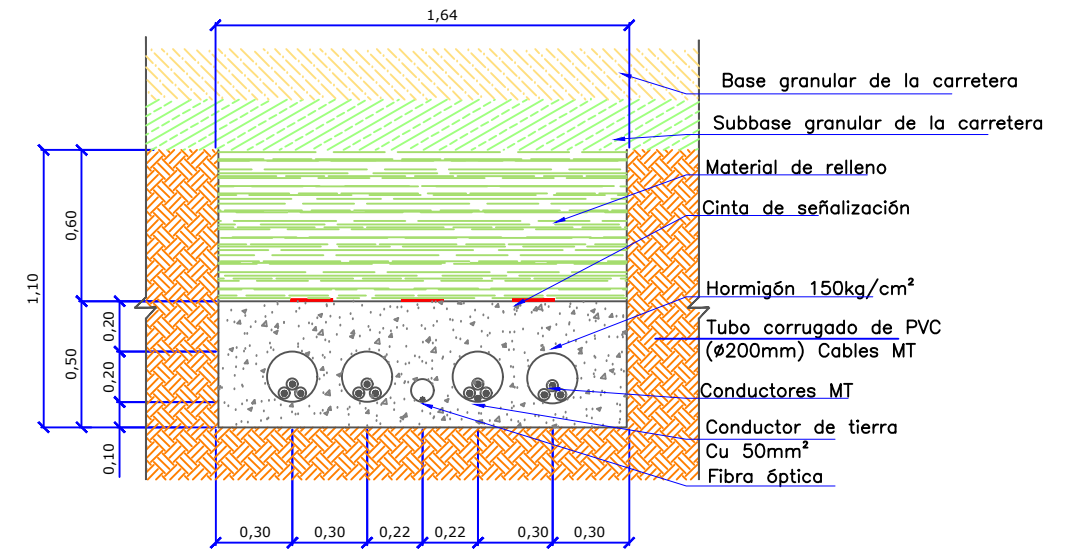
SECCIÓN TIPO B'



SECCIÓN TIPO C'




SECCIÓN TIPO D'

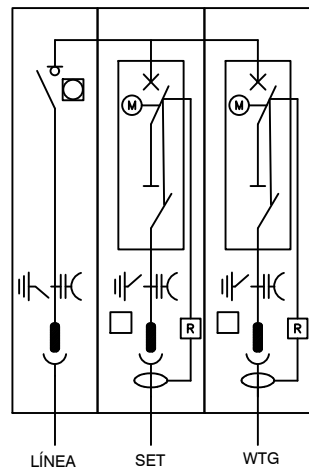
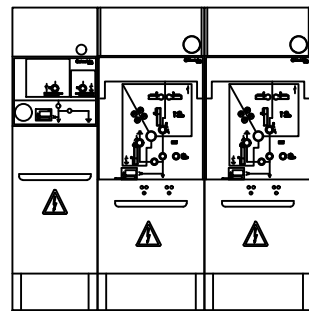


NOTAS

- (1) En el dibujo se ha considerado el conductor de máxima sección, que corresponde al Al 630 ($\varnothing=50,1\text{mm}$). Este layout de zanjas permite una evacuación del calor uniforme, no como un layout con los tres cables a un mismo nivel, lo que produce un aumento de temperatura en el conductor situado en el medio.
- (2) F.O. 12-fibras monomodo ($9/125\mu\text{m}$) con doble protección mecánica.
- (3) Dimensiones en metros.
- (4) El relleno será hecho con capas de 0,3 metros de espesor máximo, compactadas con rodillo manual.

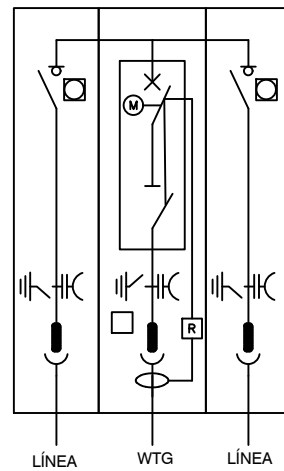
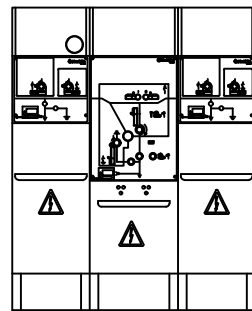
	Fecha	Nombre	Firma:	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA		
Comprobado				
id.s.normas				
Escala:	RED MEDIA TENSIÓN. SECCIÓN DE ZANJAS. ENTERRADO BAJO TUBO.			Trabajo Fin de Máster
1:30				Plano nº
				2.5

CELDA TIPO A



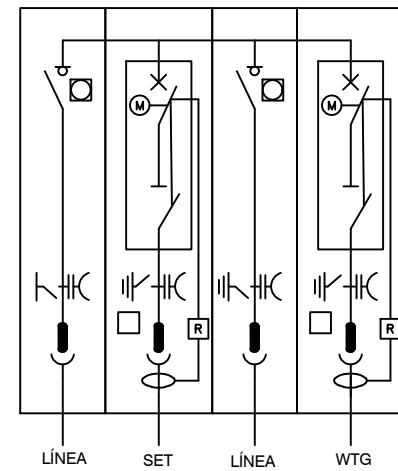
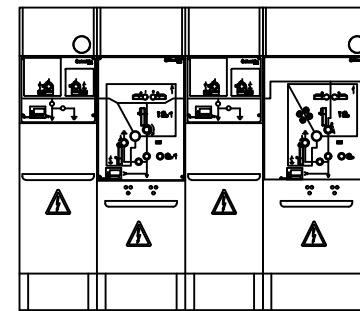
CELDAS Nº: 15, 29, 24, 20, 9, 5

CELDA TIPO B



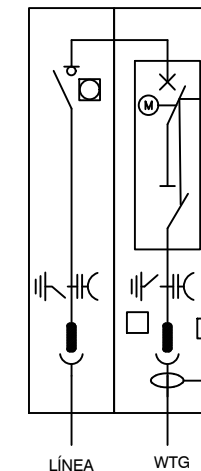
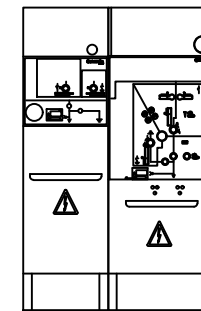
CELDAS Nº: 3, 6, 7, 10, 13, 14, 18, 21, 22, 25, 26, 28

CELDA TIPO C





CELDAS Nº: 2, 17


CELDA TIPO D

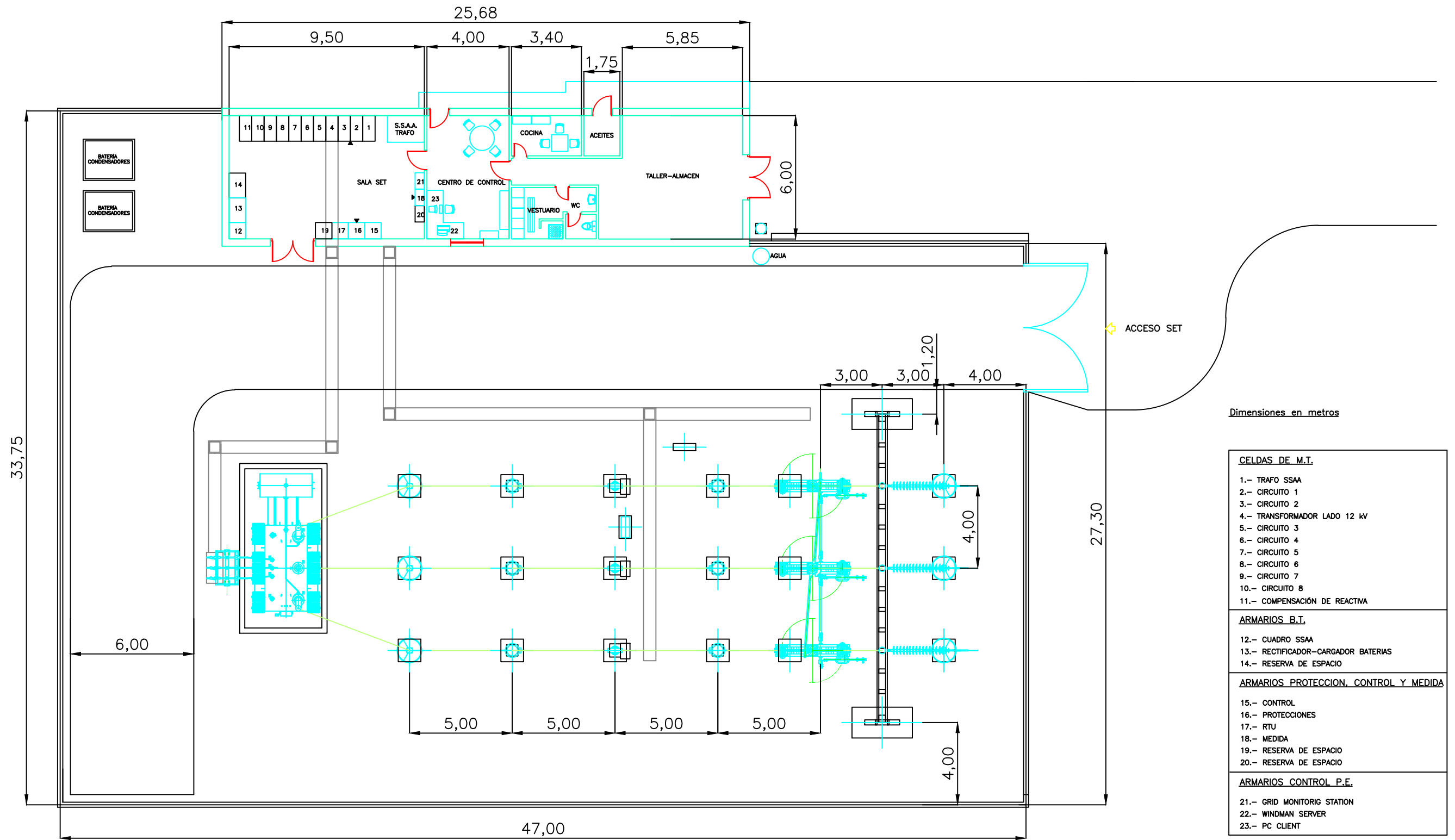



CELDAS Nº: 1, 4, 8, 11, 12, 16, 19, 23, 27, 30

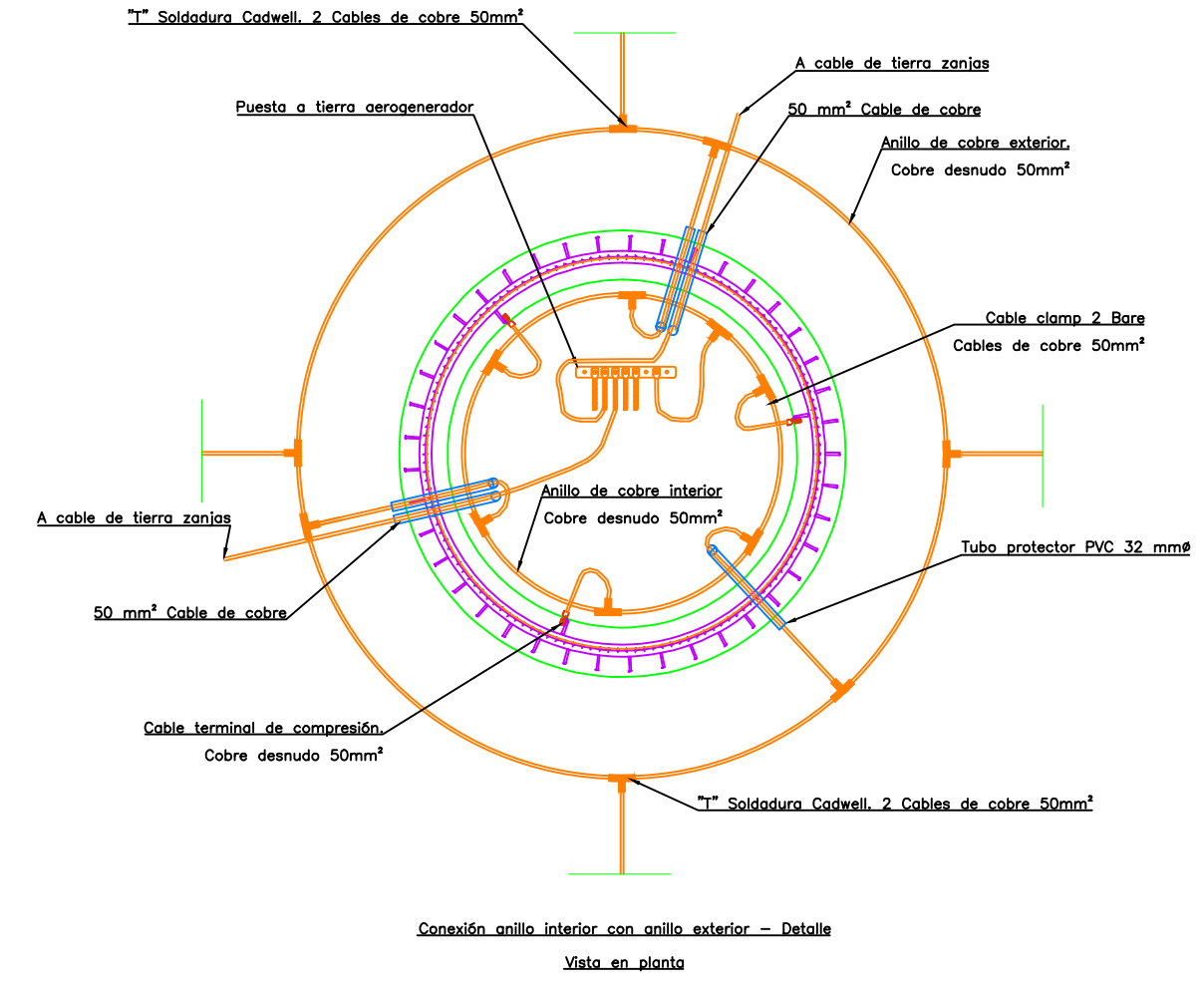
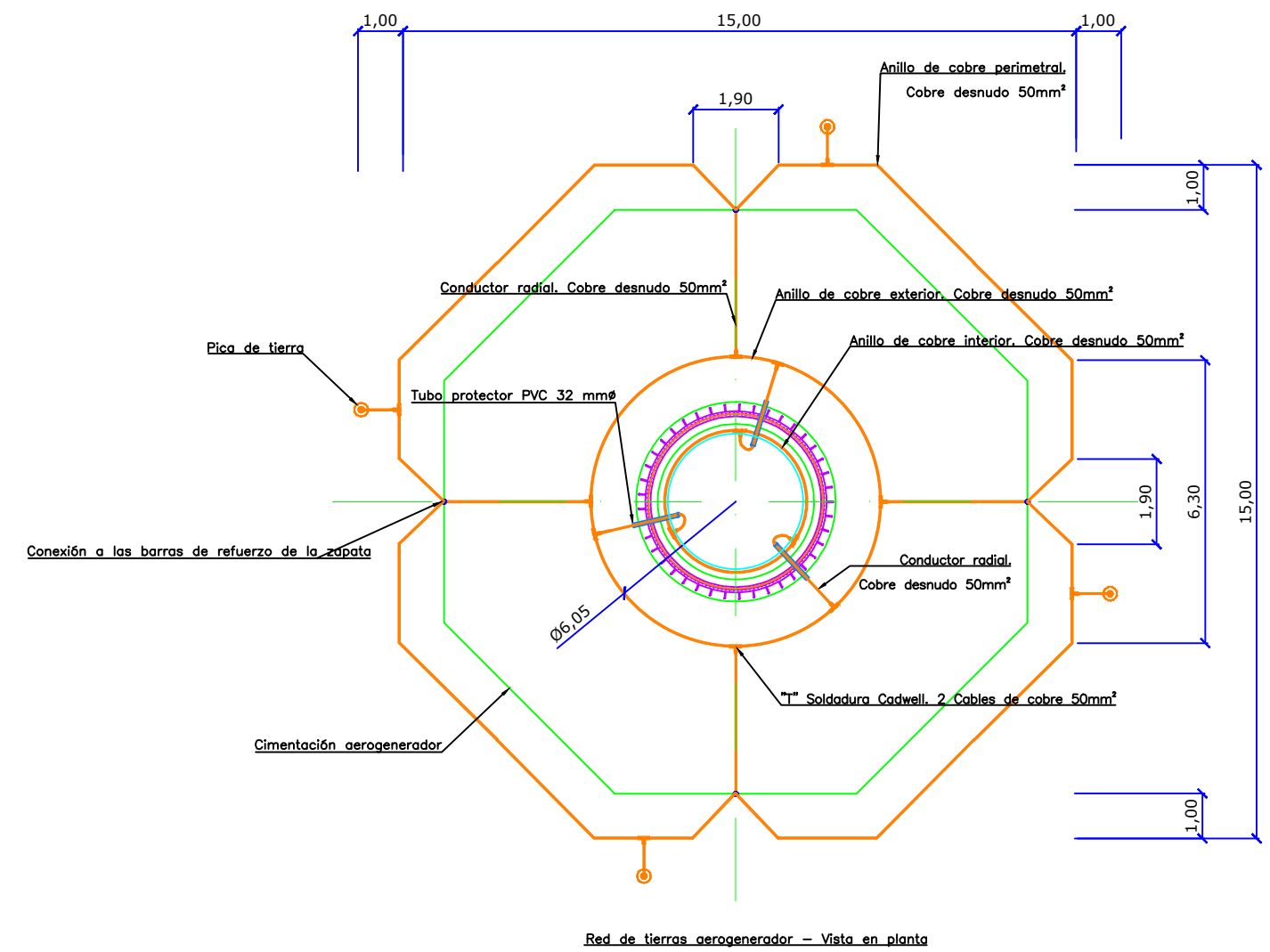
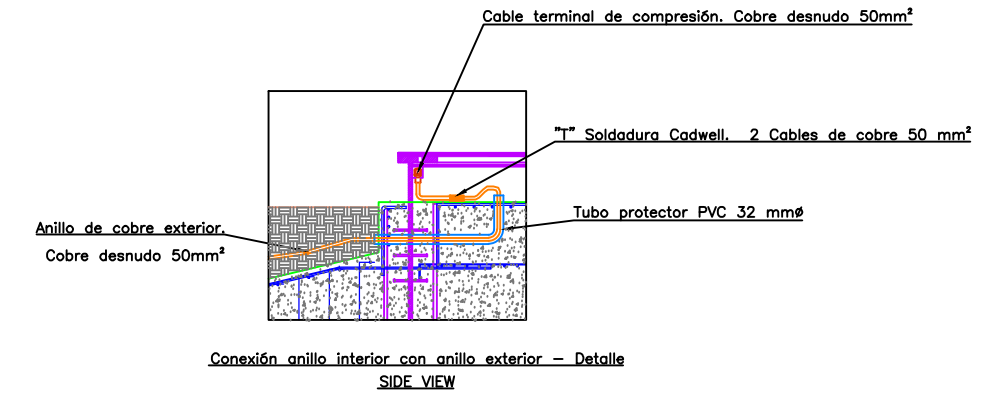
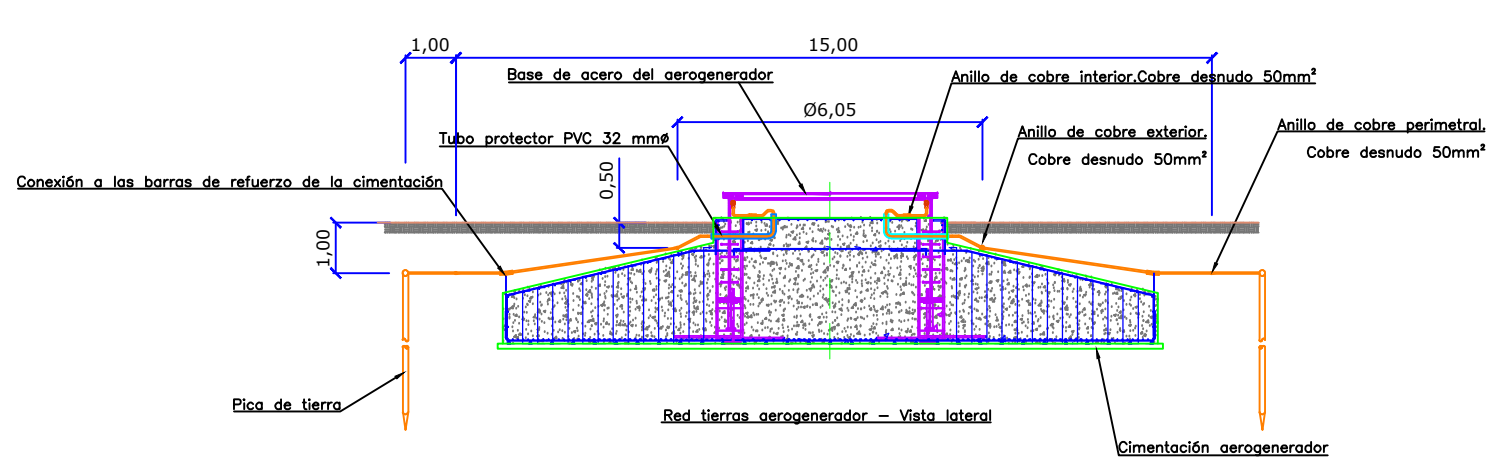
KEY-LOCK INTERLOCKINGS

-  KEY FREE ON SWITCH DISCONNECTOR IN OPEN POSITION.
-  KEY FREE ON EARTHING SWITCH IN CLOSED POSITION.


	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma:</i>	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza <i>Trabajo Fin de Máster</i>
<i>Dibujado</i>	06/2017	IGNACIO GRACIA		
<i>Comprobado</i>				
<i>id.s.normas</i>				
<i>Escala:</i>	S.E.			<i>Plano nº</i>
	CELDAS AEROGENERADORES MT			2.6



	Fecha	Nombre	Firma:
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Comprobado			
id.s.normas			
Escala:	LAY-OUT SUBESTACIÓN 132/12 KV		Plano nº 2.7



- NOTAS:**
1. Las medidas están indicadas en metros.
 2. La sección mínima del conductor será 50mm²
 3. El conductor general de tierra que se dispone a lo largo de las zanjas conectará cada una de las tierras de los aerogeneradores.
 4. El máximo valor de resistencia a tierra será de 2Ω.

	Fecha	Nombre	Firma:	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Dibujado	06/2017	IGNACIO GRACIA		
Comprobado				
id.s.normas				
Escala:	1:150			Trabajo Fin de Máster
	PUESTA A TIERRA AEROGENERADOR			Plano nº 2.8

III. PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE DOCUMENTO III: PLIEGO DE CONDICIONES

1. CONDICIONES GENERALES.....	212
1.1. OBJETO	212
1.2. DISPOSICIONES GENERALES	212
1.2.1. CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES.....	212
1.2.2. SEGURIDAD PÚBLICA	213
1.2.3. GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL	213
1.3. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO	214
1.3.1. DATOS DE LA OBRA.....	214
1.3.2. REPLANTEO DE LA OBRA.....	214
1.3.3. MEJORAS Y VARIACIONES DEL PROYECTO.....	214
1.3.4. RECEPCIÓN DEL MATERIAL	214
1.3.5. ORGANIZACIÓN.....	215
1.3.6. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	215
1.3.7. PLAZO DE EJECUCIÓN	215
1.3.8. RECEPCIÓN PROVISIONAL.....	216
1.3.9. VIGILANCIA DE LAS OBRAS.....	216
1.3.10. PERIODOS DE GARANTÍA.....	216
1.3.11. LIBRO DE OBRA	217
1.3.12. RECEPCIÓN DEFINITIVA.....	217
1.3.13. PAGO DE OBRAS.....	217
1.3.14. ABONO DE MATERIALES ACOPIADOS	218
1.4. DISPOSICIONES FINALES	218
2. CONDICIONES PARA LA OBRA CIVIL Y MONTAJE DE INSTALACIONES Y LÍNEAS ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN CON CONDUCTORES AISLADOS.....	219
2.1. OBJETO	219
2.2. PREPARACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LA OBRA	219
2.3. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	219
2.3.1. TRAZADO.....	219
2.3.2. ZANJAS	219
2.3.2.1. ZANJAS EN TIERRA.....	219
2.3.2.1.1. Dimensiones y Condiciones Generales de Ejecución	222
2.3.2.2. ZANJAS EN ROCA	223
2.3.2.3. ZANJAS ANORMALES Y ESPECIALES.....	223
2.3.3. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS	223
2.3.4. CANALIZACIONES	225
2.3.5. TRANSPORTE DE BOBINAS DE CABLES.....	226
2.3.6. TENDIDO DE CABLES	226
2.3.7. EMPALMES.....	230
2.3.8. BOTELLAS TERMINALES	230
2.4. CONDICIONES QUE DEBEN CUMPLIR LOS MATERIALES	231
2.4.1. NORMAS DE CARÁCTER GENERAL	231
2.4.2. MATERIALES PARA EMPLEAR EN RELLENO.....	231
2.4.3. CONDICIONES ESPECÍFICAS DE LOS MATERIALES	231
2.4.4. CONDICIONES DE LOS CONDUCTORES Y MATERIALES DE M.T.....	233
2.4.4.1. Conductores aislados	233
2.4.4.2. Conductores desnudos.....	234
2.4.4.3. Aparellajes y equipos	234
2.4.4.4. Sistema de puesta a tierra subestación y aerogeneradores	235

1. CONDICIONES GENERALES

1.1. OBJETO

El presente Pliego de condiciones tiene como objeto la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de la ejecución de la obra civil y montaje de la instalación eléctrica objeto del presente proyecto.

1.2. DISPOSICIONES GENERALES

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. Deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

El Contratista deberá estar clasificado, según Orden del Ministerio de Hacienda, en el Grupo, Subgrupo y Categoría correspondiente al Proyecto y que se fijará en el Pliego de Condiciones Particulares, en caso de que proceda. Igualmente deberá ser Instalador, provisto del correspondiente documento de calificación empresarial.

1.2.1. CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES

Todas las obras del proyecto tanto lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones se ejecutarán cumpliendo las normas en su última edición o revisión que sean de aplicación.

Entre ellas se tendrán en cuenta:

- Decreto 3410/75, de 25 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento General de contratación del Estado.
- Real Decreto. 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre sobre Prevención de Riesgos Laborales.

- Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto. 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Ley 25/1988 de 29 de julio, de Carreteras.

La edición de las Normas y Reglamentos aplicables al Contrato será la vigente en la fecha del mismo.

En caso de discrepancia entre las Normas o Reglamentos y esta Especificación, prevalecerá el criterio más restrictivo.

El Contratista cumplirá fielmente todas las indicaciones que respecto a la ejecución del montaje señale el Director de Obra durante el transcurso de la misma.

1.2.2. SEGURIDAD PÚBLICA

El Contratista dispondrá por su cuenta los accesos a la obra y el cerramiento o vallado de la misma. Es obligación del Contratista limpiar la zona de la obra y sus inmediaciones de residuos y materiales que no sean necesarios, así como adoptar las medidas y ejecutar los trabajos que sean necesarios para que las obras ofrezcan un buen aspecto a juicio del Director de Obra.

El Contratista además deberá tomar toda la precaución máxima en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo. De los accidentes que pudieran originarse como consecuencia de las obras, durante su ejecución o durante el plazo de garantía de las mismas, será enteramente responsable el Contratista de ellas, siempre que no se hayan derivado de las disposiciones ordenadas por el Director de Obra.

El Contratista mantendrá una póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc. que en uno y otro pudieran incurrir para el Contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

1.2.3. GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL

Todas las obras del proyecto se ejecutarán garantizando el cumplimiento de la legislación y reglamentación medioambiental aplicable.

1.3. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

El Contratista deberá ordenar los trabajos de forma eficaz para la perfecta ejecución de los mismos y las obras se realizarán siempre siguiendo las indicaciones del Director de Obra, al amparo de las condiciones siguientes.

1.3.1. DATOS DE LA OBRA

Se entregará al Contratista dos copias de los Planos y un Pliego de Condiciones del Proyecto, así como cuantos datos o planos necesite para la completa ejecución de la obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos. Se hace responsable de la buena conservación de los originales, los cuales serán devueltos al Director de Obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, el Contratista, simultáneamente al levantamiento del Acta de Recepción Provisional, entregará planos actualizados de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de obra dos expedientes completos de los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, omisiones o variaciones en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

1.3.2. REPLANTEO DE LA OBRA

El Director de Obra, una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las obras, con especial atención en los puntos singulares, entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado Acta, en la que constarán claramente los datos entregados, firmado por el Director de Obra y por el representante del Contratista. Los gastos de replanteo serán a cuenta del Contratista.

1.3.3. MEJORAS Y VARIACIONES DEL PROYECTO

No se considerarán como mejoras ni variaciones del Proyecto aquellas que no hayan sido ordenadas por escrito por el Director de Obra y convenido precio antes de proceder a su ejecución.

1.3.4. RECEPCIÓN DEL MATERIAL

El Director de obra de acuerdo con el Contratista dará su aprobación sobre el material suministrado y confirmará que permite una instalación correcta. La vigilancia y conservación del material suministrado será por cuenta del Contratista.

1.3.5. ORGANIZACIÓN

El Contratista actuará de patrono legal aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente están establecidas, y en general, a todo cuanto se legisle, decrete u ordene sobre el particular antes o durante la ejecución de la obra.

Dentro de lo estipulado en el Pliego de Condiciones, la organización de la Obra así como la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del Contratista a quién corresponderá la responsabilidad de la seguridad contra accidentes.

El Contratista deberá, sin embargo, informar al Director de Obra de todos los planes de organización técnica de la Obra, así como de la procedencia de los materiales y cumplimentar cuantas órdenes le de este en relación con datos extremos.

En las obras por administración, el Contratista deberá dar cuenta diaria al Director de Obra de la admisión de personal, compra de materiales, adquisición o alquiler de elementos auxiliares y cuantos gastos haya de efectuar. Para los contratos de trabajo, compra de material o alquiler de elementos auxiliares, cuyos salarios, precios o cuotas sobrepasen en más de un 5% de los normales en el mercado, solicitará la aprobación previa del Director de Obra, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo casos de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

1.3.6. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

Las obras se ejecutarán conforme al Proyecto y a las condiciones contenidas en este Pliego de Condiciones y en el Pliego Particular si lo hubiera y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el de Condiciones Técnicas.

El Contratista, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, no podrá hacer ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza tanto en la ejecución de la obra en relación con el Proyecto como en las Condiciones Técnicas especificadas, sin perjuicio de lo que en cada momento pueda ordenarse por el Director de Obra.

El Contratista no podrá utilizar en los trabajos personal que no sea de su exclusiva cuenta y cargo. Igualmente, será de su exclusiva cuenta y cargo aquel personal ajeno al propiamente manual y que sea necesario para el control administrativo del mismo.

La ejecución de las obras será confiada a personal cuyos conocimientos técnicos y prácticos les permita realizar el trabajo correctamente, debiendo tener al frente del mismo un técnico suficientemente especializado a juicio del Director de Obra.

1.3.7. PLAZO DE EJECUCIÓN

Los plazos de ejecución, total y parciales, indicados en el contrato, se empezarán a contar a partir de la fecha de replanteo. El Contratista estará obligado a cumplir con los plazos que se señalen en el contrato para la ejecución de las obras y que serán improrrogables.

No obstante lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones cuando así resulte por cambios determinados por el Director de Obra debidos a exigencias de la realización de las obras y siempre que tales cambios influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por cualquier causa, ajena por completo al Contratista, no fuera posible empezar los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que ser suspendidos una vez empezados, se concederá por el Director de Obra la prórroga estrictamente necesaria.

1.3.8. RECEPCIÓN PROVISIONAL

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del Contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso.

Dicho Acta será firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas y Pliego de condiciones en el Proyecto correspondiente, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

En el plazo de un mes contado a partir de la fecha de la recepción provisional, el Contratista está obligado a entregar los planos generales definitivos de obra en los que se recoja el trazado definitivo de la conducción eléctrica y sus características y todos los detalles de la obra civil. Así mismo, el Contratista facilitará sin cargo los planos de detalles de obra.

En el caso de no hallarse la Obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al Contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución. Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta y a cargo del Contratista. Si el Contratista no cumpliera estas prescripciones podrá declararse rescindido el contrato con pérdida de la fianza.

1.3.9. VIGILANCIA DE LAS OBRAS

El ingeniero encargado, establecerá la vigilancia de las obras que estime necesarias. Para la atención de todos los gastos que origine la vigilancia, incluidos jornales, desplazamientos, ensayos de los materiales tanto mecánicos como químicos, sondeos de reconocimiento del terreno, el contratista abonará cada mes la cantidad que corresponda. En ningún caso, el total de estos gastos sobrepasará el 1% del presupuesto líquido.

1.3.10. PERIODOS DE GARANTÍA

El periodo de garantía será el señalado en el contrato y empezará a contar desde la fecha de aprobación del Acta de Recepción.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el Contratista es responsable de la conservación de la obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defectos de ejecución o mala calidad de los materiales. Durante este periodo, el Contratista garantizará al Contratante contra toda reclamación de terceros, fundada en causa y por ocasión de la ejecución de la obra.

1.3.11. LIBRO DE OBRA

Para una perfecta coordinación de la obra y en evitación de deudas y malos entendidos, el contratista tendrá a disposición de la dirección facultativa, un libro de obra en el que se anotará en forma de diario la ejecución y las variaciones que en ella puedan ocurrir, firmando en cada visita de obra por la dirección facultativa y por parte del contratista por el responsable de la obra.

Este libro, será con páginas numeradas y selladas y permanecerá en la obra mientras dure la misma. En él, se anotarán todas las variaciones y modificaciones que surjan durante el desarrollo de la obra. Cuando las modificaciones o variaciones se detallen en croquis o planos, éstos se fecharán y firmarán por ambas partes.

1.3.12. RECEPCIÓN DEFINITIVA

Al terminar el plazo de garantía señalado en el contrato o en su defecto a los seis meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del Director de Obra y del representante del Contratista levantándose el Acta correspondiente que quedará firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista y ratificada por el Contratante y el Contratista.

1.3.13. PAGO DE OBRAS

El pago de obras realizadas se hará sobre Certificaciones parciales que se practicarán mensualmente. Dichas Certificaciones contendrán solamente las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo a que se refieran. La relación valorada que figure en las Certificaciones, se hará con arreglo a los precios establecidos, reducidos en un 10% y con la cubicación, planos y referencias necesarias para su comprobación.

Serán de cuenta del Contratista las operaciones necesarias para medir unidades ocultas o enterradas, si no se ha advertido al Director de Obra oportunamente para su medición.

La comprobación, aceptación o reparos deberán quedar terminados por ambas partes en un plazo máximo de quince días.

El Director de Obra expedirá las Certificaciones de las obras ejecutadas que tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las Certificaciones siguientes, no suponiendo por otra parte, aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas Certificaciones.

1.3.14. ABONO DE MATERIALES ACOPIADOS

Cuando a juicio del Director de Obra no haya peligro de que desaparezca o se deterioren los materiales acopiados y reconocidos como útiles, se abonarán con arreglo a los precios descompuestos de la adjudicación. Dicho material será indicado por el Director de Obra que lo reflejará en el Acta de recepción de Obra, señalando el plazo de entrega en los lugares previamente indicados. El Contratista será responsable de los daños que se produzcan en la carga, transporte y descarga de este material.

La restitución de las bobinas vacías se hará en el plazo de un mes, una vez que se haya instalado el cable que contenían. En caso de retraso en su restitución, deterioro o pérdida, el Contratista se hará también cargo de los gastos suplementarios que puedan resultar.

1.4. DISPOSICIONES FINALES

La concurrencia a cualquier Subasta, Concurso o Concurso-Subasta cuyo Proyecto incluya el presente Pliego de Condiciones Generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.

2. CONDICIONES PARA LA OBRA CIVIL Y MONTAJE DE INSTALACIONES Y LÍNEAS ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN CON CONDUCTORES AISLADOS

2.1. OBJETO

El presente Pliego de Condiciones tiene por objeto definir las condiciones aceptables para la ejecución de las obras de la instalación de la red subterránea de media tensión que conecta los aerogeneradores con la subestación, así como el resto de instalaciones y equipos asociados.

2.2. PREPARACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LA OBRA

Se exponen a continuación los pasos previos a comenzar la ejecución y la forma de realizarlos con el fin de que el proyecto se realice de forma satisfactoria.

- Comprobar que se dispone de todos los permisos necesarios para la ejecución del proyecto.
- Llevar a cabo un reconocimiento sobre el terreno del trazado proyectado para la canalización fijándose en la existencia de servicios telefónicos, de agua, alumbrado público, etc.
- Contactar con los Servicios Técnico de las Compañías Distribuidoras afectadas con el fin de identificar las instalaciones próximas que puedan resultar afectadas.
- El Contratista deberá tener dispuestos todos los elementos de protección y señalización antes de dar comienzo a la obra.

2.3. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

2.3.1. TRAZADO

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ejecutarán en terrenos de dominio público, evitando ángulos pronunciados. El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales.

2.3.2. ZANJAS

2.3.2.1. ZANJAS EN TIERRA

Su ejecución comprende:

- Apertura de las zanjas

Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán, en el pavimento, las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejarán puentes para la contención del terreno. Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas construidas se indicarán sus situaciones, con el fin de tomar las precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar, de forma que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable.

Las zanjas se ejecutarán verticales hasta la profundidad escogida, colocándose entibaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso.

Se dejará un paso de 50 cm entre las tierras extraídas y la zanja, todo a lo largo de la misma, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja.

Se deben tomar todas las precauciones precisas para no tapar con tierra registros de gas, teléfonos, bocas de riego, alcantarillas, etc.

Durante la ejecución de los trabajos en la vía pública se dejarán pasos suficientes para vehículos. Si es necesario interrumpir la circulación se precisará una autorización especial.

En los pasos de carruajes, entradas de garajes, etc., tanto existentes como futuros, los cruces serán ejecutados con tubos, de acuerdo con las recomendaciones del apartado correspondiente y previa autorización del Supervisor de Obra.

- Suministro y colocación de protecciones de arenas

La arena que se utilice para la protección de los cables será limpia, suelta, áspera, crujiente al tacto; exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, para lo cual si fuese necesario, se tamizará o lavará convenientemente. Se utilizará indistintamente de cantera o de río, siempre que reúna las condiciones señaladas anteriormente y las dimensiones de los granos serán de dos o tres milímetros como máximo.

Cuando se emplee la procedente de la zanja, además de necesitar la aprobación del Supervisor de la Obra, será necesario su cribado.

En el lecho de la zanja irá una capa de 10 cm. de espesor de arena, sobre la que se situará el cable. Por encima del cable irá otra capa de 20 cm. De arena. Ambas capas de arena ocuparán la anchura total de la zanja.

- Suministro y colocación de protección de rasilla y ladrillo

Encima de la segunda capa de arena se colocará una capa protectora de rasilla o ladrillo, siendo su anchura de un pie (25 cm.) cuando se trate de proteger un solo cable o terna de cables en mazos. La anchura se incrementará en medio pie (12,5 cm.) por cada cable o terna de cables en mazos que se añada en la misma capa horizontal.

Los ladrillos o rasillas serán cerámicos, duros y fabricados con buenas arcillas. Su cocción será perfecta, tendrá sonido campanil y su fractura será uniforme, sin caliches ni cuerpos extraños. Tanto los ladrillos huecos como las rasillas estarán fabricados con barro fino y presentará caras planas con estrías.

Cuando se tiendan dos o más cables tripolares de M.T. o una o varias ternas de cables unipolares, entonces se colocará, a todo lo largo de la zanja, un ladrillo en posición de canto para separar los cables cuando no se pueda conseguir una separación de 25 cm. entre ellos.

- Colocación de la cinta de Atención al cable

En las canalizaciones de cables de media tensión se colocará una cinta de cloruro de polivinilo, que denominaremos Atención a la existencia del cable, tipo UNESA. Se colocará a lo largo de la canalización a una distancia mínima a la parte superior del cable de 20 cm. La distancia mínima de la cinta a la parte inferior del pavimento será de 10 cm.

- Tapado y apisonado de las zanjas

Una vez colocadas las protecciones del cable, señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con tierra de la excavación (previa eliminación de piedras gruesas, cortantes o escombros que puedan llevar), apisonada, debiendo realizarse los 20 primeros cm. de forma manual, y para el resto es conveniente apisonar mecánicamente.

El tapado de las zanjas deberá hacerse por capas sucesivas de diez centímetros de espesor, las cuales serán apisonadas y regadas, si fuese necesario, con el fin de que quede suficientemente consolidado el terreno. La cinta de Atención a la existencia del cable, se colocará entre dos de estas capas). El contratista será responsable de los hundimientos que se produzcan por la deficiencia de esta operación y por lo tanto serán de su cuenta posteriores reparaciones que tengan que ejecutarse.

- Carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes

Las tierras sobrantes de la zanja, debido al volumen introducido en cables, arenas, rasillas, así como el esponje normal del terreno serán retiradas por el contratista y llevadas a vertedero.

El lugar de trabajo quedará libre de dichas tierras y completamente limpio.

- Utilización de los dispositivos de balizamiento apropiados

Durante la ejecución de las obras, éstas estarán debidamente señalizadas de acuerdo con los condicionamientos de los Organismos afectados y Ordenanzas Municipales.

2.3.2.1.1. Dimensiones y Condiciones Generales de Ejecución

- Zanja normal para media tensión

Se considera como zanja normal para cables de media tensión la que tiene 0,40 m. de anchura media y profundidad 1 m., tanto en aceras como en calzada. Esta profundidad podrá aumentarse por criterio exclusivo del Supervisor de Obras.

La separación mínima entre ejes de cables tripolares, o de cables unipolares, componentes de distinto circuito, deberá ser de 0,20 m. separados por un ladrillo, o de 25 cm. entre capas externas sin ladrillo intermedio.

La distancia entre capas externas de los cables unipolares de fase será como mínimo de 8 cm. con un ladrillo o rasilla colocado de canto entre cada dos de ellos a todo lo largo de las canalizaciones.

Al ser de 10 cm. el lecho de arena, los cables irán como mínimo a 0,8 m. de profundidad. Cuando esto no sea posible y la profundidad sea inferior a 0,70 m. deberán protegerse los cables con chapas de hierro, tubos de fundición u otros dispositivos que aseguren una resistencia mecánica equivalente, siempre de acuerdo y con la aprobación del Supervisor de la Obra.

- Zanja para media tensión en terreno con servicios

Cuando al abrir calas de reconocimiento o zanjas para el tendido de nuevos cables aparezcan otros servicios se cumplirán los siguientes requisitos:

- a) Se avisará a la empresa propietaria de los mismos. El encargado de la obra tomará las medidas necesarias, en el caso de que estos servicios queden al aire, para sujetarlos con seguridad de forma que no sufran ningún deterioro.

Y en el caso en que haya que correrlos, para poder ejecutar los trabajos, se hará siempre de acuerdo con la empresa propietaria de las canalizaciones.

Nunca se deben dejar los cables suspendidos, por necesidad de la canalización, de forma que estén en tracción, con el fin de evitar que las piezas de conexión, tanto en empalmes como en derivaciones, puedan sufrir.

- b) Se establecerán los nuevos cables de forma que no se entrecrucen con los servicios establecidos, guardando, a ser posible, paralelismo con ellos.
- c) Se procurará que la distancia mínima entre servicios sea de 30 cm. en la proyección horizontal de ambos.
- d) Cuando en la proximidad de una canalización existan soportes de líneas aéreas de transporte público, telecomunicación, alumbrado público, etc., el cable se colocará a una distancia mínima de 50 cm. de los bordes extremos de los soportes o de las fundaciones. Esta distancia pasará a 150 cm. cuando el soporte esté sometido a un

esfuerzo de vuelco permanente hacia la zanja. En el caso en que esta precaución no se pueda tomar, se utilizará una protección mecánica resistente a lo largo de la fundación del soporte, prolongada una longitud de 50 cm. a un lado y a otro de los bordes extremos de aquella con la aprobación del Supervisor de la Obra.

- Zanja con más de una banda horizontal

Cuando en una misma zanja se coloquen cables de baja tensión y media tensión, cada uno de ellos deberá situarse a la profundidad que le corresponda y llevará su correspondiente protección de arena y rasilla. Se procurará que los cables de media tensión vayan colocados en el lado de la zanja más alejada de las viviendas y los de baja tensión en el lado de la zanja más próximo a las mismas.

De este modo se logrará prácticamente una independencia casi total entre ambas canalizaciones.

La distancia que se recomienda guardar en la proyección vertical entre ejes de ambas bandas debe ser de 25 cm.

Los cruces en este caso, cuando los haya, se realizarán de acuerdo con lo indicado en los planos del proyecto.

2.3.2.2. ZANJAS EN ROCA

Se tendrá en cuenta todo lo dicho en el apartado de zanjas en tierra. La profundidad mínima será de 2/3 de los indicados anteriormente en cada caso. En estos casos se atenderá a las indicaciones del Supervisor de Obra sobre la necesidad de colocar o no protección adicional.

2.3.2.3. ZANJAS ANORMALES Y ESPECIALES

La separación mínima entre ejes de cables multipolares o mazos de cables unipolares, componentes del mismo circuito, deberá ser de 0,20 m. separados por un ladrillo o de 0,25 m. entre caras sin ladrillo y la separación entre los ejes de los cables extremos y la pared de la zanja de 0,10 m.; por tanto, la anchura de la zanja se hará con arreglo a estas distancias mínimas y de acuerdo con lo ya indicado cuando, además, haya que colocar tubos.

También en algunos casos se pueden presentar dificultades anormales (galerías, pozos, cloacas, etc.). Entonces los trabajos se realizarán con precauciones y normas pertinentes al caso y las generales dadas para zanjas de tierra.

2.3.3. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

Cuando al abrir calas de reconocimiento o zanjas para el tendido de nuevos cables aparezcan otros servicios se cumplirá lo indicado en la memoria del proyecto en cuanto a cruzamientos y paralelismos con otras instalaciones, teniendo en cuenta los siguientes requisitos:

- Se avisará a la empresa propietaria de los mismos. El encargado de la obra tomará las medidas necesarias, en el caso de que estos servicios queden al aire, para sujetarlos con seguridad de forma que no sufran ningún deterioro. Y en el caso en que haya que correrlos, para poder ejecutar los trabajos, se hará siempre de acuerdo con la empresa propietaria de las canalizaciones. Nunca se deben dejar los cables suspendidos, por necesidad de la canalización, de forma que estén en tracción, con el fin de evitar que las piezas de conexión, tanto en empalmes como en derivaciones, puedan sufrir.
- Se establecerán los nuevos cables de forma que no se entrecrucen con los servicios establecidos, guardando, a ser posible, paralelismo con ellos.
- Se procurará que la distancia mínima entre servicios sea de 30 cm en la proyección horizontal de ambos.
- Cuando en la proximidad de una canalización existan soportes de líneas aéreas de transporte público, telecomunicación, alumbrado público, etc., el cable se colocará a una distancia mínima de 50 cm. de los bordes extremos de los soportes o de las fundaciones. Esta distancia pasará a 150 cm. cuando el soporte esté sometido a un esfuerzo de vuelco permanente hacia la zanja. En el caso en que esta precaución no se pueda tomar, se utilizará una protección mecánica resistente a lo largo de la fundación del soporte, prolongada una longitud de 50 cm a un lado y a otro de los bordes extremos de aquella con la aprobación del Supervisor de la Obra.
- Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los cables de baja tensión y 0,25 m con los cables de alta tensión. Cuando en una misma zanja se coloquen cables de baja tensión y media tensión, cada uno de ellos deberá situarse a la profundidad que le corresponda y llevará su correspondiente protección de arena y rasilla. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada. Se procurará que los cables de media tensión vayan colocados en el lado de la zanja más alejada de las viviendas y los de baja tensión en el lado de la zanja más próximo a las mismas.
- En el paralelismo entre el cable de energía y conducciones metálicas enterradas se debe mantener en todo caso una distancia mínima en proyección horizontal de:
 - 0,50 m para gaseoductos.
 - 0,30 m para otras conducciones.
- Cuando las tomas de tierra de pararrayos de edificios importantes se encuentren bajo la acera, próximas a cables eléctricos en que las envueltas no están conectadas en el interior de los edificios con la bajada del pararrayos conviene tomar alguna de las precauciones siguientes:
 - Interconexión entre la bajada del pararrayos y las envueltas metálicas de los cables.
 - Distancia mínima de 0,50 m entre el conductor de toma de tierra del pararrayos y los cables o bien interposición entre ellos de elementos aislantes.

2.3.4. CANALIZACIONES

El cable deberá ir en el interior de tubos en los casos siguientes:

- Para el cruce de calles, caminos o carreteras con tráfico rodado.
- En las entradas y salida de la jaula del aerogenerador.
- En los lugares en donde por diversas causas no debe dejarse tiempo la zanja abierta.
- En los sitios en donde esto se crea necesario por indicación del Proyecto o del Supervisor de la Obra.

Los trabajos de cruces, teniendo en cuenta que su duración es mayor que los de apertura zanjas, empezarán antes, para tener toda la zanja a la vez, dispuesta para el tendido del cable. Estos cruces serán siempre rectos, y en general, perpendiculares a la dirección de la calzada. Sobresaldrán en la acera, hacia el interior, unos 20 cm. del bordillo (debiendo construirse en los extremos un tabique para su fijación).

Los cruces de vías públicas o privadas se realizarán con tubos ajustándose a las siguientes condiciones:

- Se colocará en posición horizontal y recta y estarán hormigonados en toda su longitud.
- Deberá preverse para futuras ampliaciones uno o varios tubos de reserva dependiendo el número de la zona y situación del cruce (en cada caso se fijará el número de tubos de reserva).
- Los extremos de los tubos en los cruces llegarán hasta los bordillos de las aceras, debiendo construirse en los extremos un tabique para su fijación.
- En las salidas, el cable se situará en la parte superior del tubo, cerrando los orificios con yeso.
- Siempre que la profundidad de zanja bajo la calzada sea inferior a 60 cm en el caso de B.T. se utilizarán chapas o tubos de hierro u otros dispositivos que aseguren una resistencia mecánica equivalente, teniendo en cuenta que dentro del mismo tubo deberán colocarse las tres fases y neutro.

El diámetro de los tubos se ajustará a lo indicado en la memoria y en los planos del proyecto. Su colocación y la sección mínima de hormigonado responderán a lo indicado en los planos. Estarán recibidos con cemento y hormigonados en toda su longitud. Cuando por imposibilidad de hacer la zanja a la profundidad normal los cables estén situados a menos de 80 cm de profundidad, se dispondrán en vez de tubos de fibrocemento ligero, tubos metálicos o de resistencia análoga para el paso de cables por esa zona, previa conformidad del Supervisor de Obra.

Los tubos vacíos, ya sea mientras se ejecuta la canalización o que al terminarse la misma se quedan de reserva, deberán taparse con rasilla y yeso, dejando en su interior un alambre galvanizado para guiar posteriormente los cables en su tendido. Se debe evitar posible acumulación de agua o de gas a lo largo de la canalización situando convenientemente pozos de escape en relación al perfil altimétrico.

En los tramos rectos, cada 15 ó 20 m, según el tipo de cable, para facilitar su tendido se dejarán calas abiertas de una longitud mínima de 3 m. en las que se interrumpirá la continuidad del tubo. Una vez tendido el cable estas calas se tapan cubriendo previamente el cable con canales o medios tubos, recibiendo sus uniones con cemento o dejando arquetas fácilmente localizables para ulteriores intervenciones, según indicaciones del Supervisor de Obras.

Para hormigonar los tubos se procederá del modo siguiente: Se hecha previamente una solera de hormigón bien nivelada de unos 8 cm de espesor sobre la que se asienta la primera capa de tubos separados entre sí unos 4 cm. procediéndose a continuación a hormigonarlos hasta cubrirlos enteramente. Sobre esta nueva solera se coloca la segunda capa de tubos, en las condiciones ya citadas, que se hormigona igualmente en forma de capa. Si hay más tubos se procede como ya se ha dicho, teniendo en cuenta que, en la última capa, el hormigón se vierte hasta el nivel total que deba tener.

2.3.5. TRANSPORTE DE BOBINAS DE CABLES

La carga y descarga, sobre camiones o remolques apropiados, se hará siempre mediante una barra adecuada que pase por el orificio central de la bobina.

Bajo ningún concepto se podrá retener la bobina con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina y se apoyen sobre la capa exterior del cable enrollado; asimismo no se podrá dejar caer la bobina al suelo desde el camión o remolque.

Cuando se desplace la bobina por tierra rodándola, habrá que fijarse en el sentido de rotación, generalmente indicado con una flecha, con el fin de evitar que se afloje el cable enrollado en la misma.

Las bobinas no deben almacenarse sobre un suelo blando.

Antes de empezar el tendido del cable se estudiará el lugar más adecuado para colocar la bobina con objeto de facilitar el tendido. En el caso de suelo con pendiente es preferible realizar el tendido en sentido descendente. Para el tendido de la bobina estará siempre elevada y sujeta por barra y gatos adecuados al peso de la misma y dispositivos de frenado.

2.3.6. TENDIDO DE CABLES

Tendido de cables en zanja abierta

- Manejo y preparación de bobinas

Cuando se desplace la bobina en tierra rodándola, hay que fijarse en el sentido de rotación, generalmente indicado en ella con una flecha, con el fin de evitar que se afloje el cable enrollado en la misma.

La bobina no debe almacenarse sobre un suelo blando.

Antes de comenzar el tendido del cable se estudiará el punto más apropiado para situar la bobina, generalmente por facilidad de tendido: en el caso de suelos con pendiente suele ser conveniente el canalizar cuesta abajo. También hay que tener en cuenta que si hay muchos pasos con tubos, se debe procurar colocar la bobina en la parte más alejada de los mismos, con el fin de evitar que pase la mayor parte del cable por los tubos.

En el caso del cable trifásico no se canalizará desde el mismo punto en dos direcciones opuestas con el fin de que las espirales de los tramos se correspondan.

Para el tendido, la bobina estará siempre elevada y sujeta por un barrón y gatos de potencia apropiada al peso de la misma.

- Tendido de cables en zanja

Los cables deben ser siempre desarrollados y puestos en su sitio con el mayor cuidado, evitando que sufran torsión, hagan bucles, etc. y teniendo siempre pendiente que el radio de curvatura del cable deber ser superior a 20 veces su diámetro durante su tendido, y superior a 10 veces su diámetro una vez instalado.

Cuando los cables se tiendan a mano, los hombres estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja.

También se puede canalizar mediante cabrestantes, tirando del extremo del cable, al que se habrá adoptado una cabeza apropiada, y con un esfuerzo de tracción por mm^2 de conductor que no debe sobrepasar el que indique el fabricante del mismo. En cualquier caso el esfuerzo no será superior a 4 kg/mm^2 en cables trifásicos y a 5 kg/mm^2 para cables unipolares, ambos casos con conductores de cobre. Cuando se trate de aluminio deben reducirse a la mitad. Será imprescindible la colocación de dinamómetro para medir dicha tracción mientras se tiende.

El tendido se hará obligatoriamente sobre rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no puedan dañar el cable. Se colocarán en las curvas los rodillos de curva precisos de forma que el radio de curvatura no sea menor de veinte veces el diámetro del cable.

Durante el tendido del cable se tomarán precauciones para evitar al cable esfuerzos importantes, así como que sufra golpes o rozaduras.

No se permitirá desplazar el cable, lateralmente, por medio de palancas u otros útiles, sino que se deberá hacer siempre a mano.

Sólo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de la zanja, en casos muy específicos y siempre bajo la vigilancia del Supervisor de la Obra.

Cuando la temperatura ambiente sea inferior a 0 grados centígrados no se permitirá hacer el tendido del cable debido a la rigidez que toma el aislamiento.

La zanja, en toda su longitud, deberá estar cubierta con una capa de 10 cm de arena fina en el fondo, antes de proceder al tendido del cable.

No se dejará nunca el cable tendido en una zanja abierta, sin haber tomado antes la precaución de cubrirlo con la capa de 15 cm. de arena fina y la protección de rasilla.

En ningún caso se dejarán los extremos del cable en la zanja sin haber asegurado antes una buena estanqueidad de los mismos.

Cuando dos cables se canalicen para ser empalmados, si están aislados con papel impregnado, se cruzarán por lo menos un metro, con objeto de sanear las puntas y si tienen aislamiento de plástico el cruzamiento será como mínimo de 50 cm.

Las zanjas, una vez abiertas y antes de tender el cable, se recorrerán con detenimiento para comprobar que se encuentran sin piedras u otros elementos duros que puedan dañar a los cables en su tendido.

Si con motivo de las obras de canalización aparecieran instalaciones de otros servicios, se tomarán todas las precauciones para no dañarlas, dejándolas, al terminar los trabajos, en la misma forma en que se encontraban primitivamente. Si involuntariamente se causara alguna avería en dichos servicios, se avisará con toda urgencia a la oficina de control de obras y a la empresa correspondiente, con el fin de que procedan a su reparación. El encargado de la obra por parte de la Contrata, tendrá las señas de los servicios públicos, así como su número de teléfono, por si tuviera, el mismo, que llamar comunicando la avería producida.

Si las pendientes son muy pronunciadas, y el terreno es rocoso e impermeable, se está expuesto a que la zanja de canalización sirva de drenaje, con lo que se originaría un arrastre de la arena que sirve de lecho a los cables. En este caso, si es un talud, se deberá hacer la zanja al bies, para disminuir la pendiente, y de no ser posible, conviene que en esa zona se lleve la canalización entubada y recibida con cemento.

Cuando dos o más cables de M.T. discurren paralelos entre dos subestaciones, centros de reparto, centros de transformación, etc., deberán señalizarse debidamente, para facilitar su identificación en futuras aperturas de la zanja utilizando para ello cada metro y medio, cintas adhesivas de colores distintos para cada circuito, y en fajas de anchos diferentes para cada fase si son unipolares. De todos modos al ir separados sus ejes 20 cm. mediante un ladrillo o rasilla colocado de canto a lo largo de toda la zanja, se facilitará el reconocimiento de estos cables que además no deben cruzarse en todo el recorrido.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares de media tensión formando ternas, la identificación es más dificultosa y por ello es muy importante el que los cables o mazos de cables no cambien de posición en todo su recorrido como acabamos de indicar.

Además se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Cada metro y medio serán colocados por fase una vuelta de cinta adhesiva y permanente, indicativo de la fase 1, fase 2 y fase 3 utilizando para ello los colores normalizados cuando se trate de cables unipolares.
- Por otro lado, cada metro y medio envolviendo las tres fases, se colocarán unas vueltas de cinta adhesiva que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos, salvo indicación en contra del Supervisor de Obras. En el caso de

varias ternas de cables en mazos, las vueltas de cinta citadas deberán ser de colores distintos que permitan distinguir un circuito de otro.

- Cada metro y medio, envolviendo cada conductor de MT tripolar, serán colocadas unas vueltas de cinta adhesivas y permanente de un color distinto para cada circuito, procurando además que el ancho de la faja sea distinto en cada uno.

- Tendido de cables en tubulares

Cuando el cable se tienda a mano o con cabrestantes y dinamómetro, y haya que pasar el mismo por un tubo, se facilitará esta operación mediante una cuerda, unida a la extremidad del cable, que llevará incorporado un dispositivo de manga tira cables, teniendo cuidado de que el esfuerzo de tracción sea lo más débil posible, con el fin de evitar alargamiento de la funda de plomo, según se ha indicado anteriormente.

Se situará un hombre en la embocadura de cada cruce de tubo, para guiar el cable y evitar el deterioro del mismo o rozaduras en el tramo del cruce.

Los cables de media tensión unipolares de un mismo circuito, pasarán todos juntos por un mismo tubo dejándolos sin encintar dentro del mismo.

Nunca se deberán pasar dos cables trifásicos de media tensión por un tubo.

En aquellos casos especiales que a juicio del Supervisor de la Obra se instalen los cables unipolares por separado, cada fase pasará por un tubo y en estas circunstancias los tubos no podrán ser nunca metálicos.

Se evitarán en lo posible las canalizaciones con grandes tramos entubados y si esto no fuera posible se construirán arquetas intermedias en los lugares marcados en el proyecto, o en su defecto donde indique el Supervisor de Obra.

Una vez tendido el cable, los tubos se tapanán perfectamente con cinta de yute Pirelli Tupir o similar, para evitar el arrastre de tierras, roedores, etc., por su interior y servir a la vez de almohadilla del cable. Para ello se sierra el rollo de cinta en sentido radial y se ajusta a los diámetros del cable y del tubo quitando las vueltas que sobren.

- Tendido de cables en galería

Los cables en galería se colocarán en palomillas, ganchos u otros soportes adecuados.

Antes de empezar el tendido se decidirá el sitio donde va a colocarse el nuevo cable para que no se interfiera con los servicios ya establecidos.

En los tendidos en galería serán colocadas las cintas de señalización ya indicadas y las palomillas o soportes deberán distribuirse de modo que puedan aguantar los esfuerzos electrodinámicos que posteriormente pudieran presentarse.

2.3.7. EMPALMES

Se ejecutarán los tipos denominados reconstruidos indicados en el proyecto, cualquiera que sea su aislamiento: papel impregnado, polímero o plástico.

Para su confección se seguirán las normas dadas por el Director de Obra o en su defecto las indicadas por el fabricante del cable o el de los empalmes.

En los cables de papel impregnado se tendrá especial cuidado en no romper el papel al doblar las venas del cable, así como en realizar los baños de aceite con la frecuencia necesaria para evitar coqueas. El corte de los rollos de papel se hará por rasgado y no con tijera, navaja, etc.

En los cables de aislamiento seco, se prestará especial atención a la limpieza de las trazas de cinta semiconductoras pues ofrecen dificultades a la vista y los efectos de una deficiencia en este sentido pueden originar el fallo del cable en servicio.

2.3.8. BOTELLAS TERMINALES

Se utilizará el tipo indicado en el proyecto, siguiendo para su confección las normas que dicte el Director de Obra o en su defecto el fabricante del cable o el de las botellas terminales.

En los cables de papel impregnado se tendrá especial cuidado en las soldaduras, de forma que no queden poros por donde pueda pasar humedad, así como en el relleno de las botellas, realizándose éste con calentamiento previo de la botella terminal y de forma que la pasta rebase por la parte superior.

Asimismo, se tendrá especial cuidado en el doblado de los cables de papel impregnado, para no rozar el papel, así como en la confección del cono difusor de flujos en los cables de campo radial, prestando atención especial a la continuidad de la pantalla.

Se recuerdan las mismas normas sobre el corte de los rollos de papel, y la limpieza de los trozos de cinta semiconductoras dadas en el apartado anterior de Empalmes.

Se procurará que los soportes de las botellas terminales queden fijos en las paredes de los centros de transformación y tengan la debida resistencia mecánica para soportar el peso de los soportes, botellas terminales y cable. Así mismo, se procurará que queden completamente horizontales.

Antes de proceder a la ejecución de taladros, se comprobará la buena resistencia mecánica de las paredes, se realizará así mismo el replanteo para que una vez colocados los elementos queden bien sujetos sin estar forzados.

El material de agarre que se utilice será el apropiado para que las paredes no queden debilitadas y las palomillas soporten el esfuerzo necesario para cumplir la misión para la que se colocan.

2.4. CONDICIONES QUE DEBEN CUMPLIR LOS MATERIALES

2.4.1. NORMAS DE CARÁCTER GENERAL

Todas las obras se ejecutarán con materiales de primera clase y siguiendo las reglas de la buena construcción. La construcción de la línea deberá ocasionar los mínimos daños posibles, aleccionando en este sentido. Se procurará, para los accesos obligados, una sola rodada de camión, tomándose la superficie aproximada de ésta. Una vez terminado el hormigonado, y según se vayan acabando los distintos cantones, se dejará el terreno colindante limpio materiales sobrantes, así como bobinas vacías, para lo cual se recogerán y retirarán lo antes posible a vertedero o a lugares donde no perjudiquen a nadie, dejando dicho terreno con las mismas características que tenía antes de comenzar las obras.

La herramienta a utilizar estará suficientemente dimensionada y será adecuada para el tipo de conductor a emplear, en previsión de roturas y accidentes. Dicho material estará compuesto por poleas, cables piloto, máquinas de frenado, máquinas de tracción, dinamómetros, bobinadoras, aparejos, mordazas, anclajes, cadenas, máquina de empalme, andamios y demás herramientas utilizadas en esta clase de trabajos, que sean precisas. Como norma general las herramientas a utilizar estarán suficientemente dimensionadas y siendo adecuadas para el tipo de elementos a emplear.

2.4.2. MATERIALES PARA EMPLEAR EN RELLENO

Los materiales a emplear en rellenos serán tierras o materiales locales obtenidos de las excavaciones realizadas en obra o de los préstamos que se autoricen por el ingeniero director. Su composición granulométrica, capacidad portante, plasticidad, densidad y demás condiciones cualitativas, deberán cumplir las prescripciones que para estos materiales se especifican en los capítulos correspondientes del pliego de prescripciones técnicas generales para obras públicas. Su composición granulométrica cumplirá las prescripciones indicadas para rellenos localizados de materiales filtrantes en el pliego enunciado.

2.4.3. CONDICIONES ESPECÍFICAS DE LOS MATERIALES

- Aguas utilizables:

Como norma general, podrán ser utilizadas tanto para el amasado como para el curado del hormigón destinado a la fabricación en taller de todas las aguas que, empleadas en casos análogos, no hayan producido eflorescencias ni originado perturbaciones en el proceso de fraguado y endurecimiento de los hormigones con ellos fabricados. Expresamente se prohíbe el empleo de agua de mar.

- Empleo de agua caliente

Cuando el hormigonado se realice en ambiente frío, con riesgo de heladas, podrá utilizarse para el amasado, sin necesidad de adoptar precaución especial alguna, agua calentada hasta una temperatura de 40° C. Cuando se utilice agua calentada a temperatura superior

a la antes indicada, se cuidará de que en el cemento, durante el amasado, no entre en contacto con ella mientras su temperatura sea superior a los 40° C.

- Áridos

Los áridos y su preparación serán tales que permitan garantizar la resistencia e impermeabilidad del hormigón cuyas características se señalan en este pliego. La arena estará exenta de cualquier sustancia que pueda reaccionar perjudicialmente con los álcalis de cemento, según la norma UNE 7137, y de materia orgánica, según la norma UNE 7082.

- Cementos

El conglomerado empleado en la fabricación de hormigones cumplirá las condiciones establecidas en el vigente "Pliego general de condiciones para la recepción de los conglomerados hidráulicos". No se utilizarán las mezclas de cementos de distintas procedencias, ni, a ser posible, mezclas de distintas partidas, aunque sean de la misma procedencia, siendo entregado en sacos de 50 Kg. El cemento no se empleará salvo que se compruebe mediante el ensayo correspondiente, que no tiene tendencia a experimentar el fenómeno de falso fraguado.

El almacenamiento se llevará a cabo en silos, debidamente acondicionados, que aíslan el cemento de la humedad. Si el suministro se realiza en sacos, se recibirá el cemento en los mismos envases cerrados en que fue expedido, con objeto de protegerlo tanto de la intemperie como de la humedad del suelo. Cuando las obras hayan de ser realizadas en terrenos o ambientes agresivos, el director de la obra decidirá, previos ensayos adecuados, si lo estima necesario, el cemento a emplear así como las condiciones de su empleo.

- Aditivos

Podrá autorizarse el empleo de todo tipo de aditivos, siempre que se justifique la sustancia agregada en las proporciones previstas disueltas en agua, produce el efecto deseado sin perturbar excesivamente las demás características del hormigón.

- Madera

La madera empleada en la entibación de zanjas, apeos, cimbras, andamios y encofrados deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Proceder de troncos sanos aserrados en sazón.
- Haber sido desecada al aire, protegida del sol y de la luna.
- No presentar signos de putrefacción, carcoma o ataque de hongos.
- Estar exenta de grietas, hendiduras, manchas o cualquier otro defecto.
- Tener sus fibras rectas y no resinadas paralelas a la mayor dimensión de la pieza.
- Dar sonido claro de percusión.

Las juntas entre tablas de encofrado, de no hacerse machihembradas, se harán de manera que no puedan producir pérdidas de lechada.

- Hormigón

Los hormigones para la ejecución de los distintos elementos estructurales serán los indicados en cada caso en el proyecto.

- Cobre

El cobre para tubos, chapas, bandas y pletinas será homogéneo y de primera calidad. Su carga de rotura a la tracción no será inferior a 2000 kg/ cm² para el cobre recocido, 3000 kg/ cm² para el cobre semiduro y 3700 kg/ cm² para el cobre duro. El tipo de cobre a utilizar en cada caso será decidido por el director de la obra o en su defecto por su subalterno. El cobre a utilizar para conducciones eléctricas será puro perfectamente anhídrido, de la clase electrolítico duro y los conductores estarán exentos de todo defecto o imperfección mecánica. Tendrá una conductibilidad eléctrica no menor del 98% referida al patrón internacional. Su carga de rotura a tracción no deberá ser inferior a 4000 Kg, con un alargamiento mínimo de seis por mil. El coeficiente de dilatación lineal por temperatura admisible será de 17×10^{-6} .

- Otros materiales

Los demás materiales que entren en la obra para los que no se detallan especialmente las condiciones, serán de primera calidad y antes de colocarse en obra, deberán ser reconocidos y aceptados por el ingeniero director o subalterno, en quien delegue al efecto, quedando a la discreción de aquel la facultad de desecharlos aún reuniendo aquella condición.

2.4.4. CONDICIONES DE LOS CONDUCTORES Y MATERIALES DE M.T.

2.4.4.1. Conductores aislados

Son los que se utilizarán en el tramo subterráneo, y serán unipolares de aluminio con aislamiento a base de XLPE, polietileno reticulado, del tipo XLPE 12/20 kV, con características mecánicas, físicas y químicas según prescripciones de la norma UNE 21123, facilitadas por el fabricante. Estas características mecánicas, físicas y químicas de los elementos constituyentes de estos cables quedan detallados.

El fabricante facilitará un acta de pruebas realizado por la entidad colaboradora y someterá a los cables a los siguientes ensayos:

- a) Prueba de tensión a frecuencia industrial.
- b) Medida de la resistencia eléctrica de los conductores.
- c) Ensayo de descargas parciales.
- d) Verificación de las características geométricas.
- e) Medida de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente.

El Contratista realizará, en campo, los siguientes ensayos para cada cable:

- a) Prueba de continuidad.
- b) Ensayo de tensión.

Todos los ensayos se realizarán de acuerdo con la NORMA UNE 21-123 y serán efectuados en presencia de un inspector designado al efecto por la Ingeniería. Las actas correspondientes estarán firmadas por las partes.

2.4.4.2. Conductores desnudos

Serán los que figuran en el proyecto y deberán estar de acuerdo con la recomendación UNESA 3403 y con las especificaciones de la normas UNE 21016 y UNE 21018-80 vigentes, siendo sus ensayos de recepción de acuerdo con la norma UNE 21044.

En el presente proyecto se empleará conductor de cobre desnudo en la malla de puesta a tierra de la subestación (120 mm²), en las zanjas para la formación de una red equipotencial y única en todo el parque (50 mm²) y en la puesta a tierra de cada aerogenerador (50 mm²).

2.4.4.3. Aparellajes y equipos

La nivelación de todo el aparellaje deberá hacerse sobre un mismo plano horizontal. Si fuera necesario, se emplearán suplementos metálicos, calibrados y adecuados, los cuales deberán ocupar la totalidad o la mayor parte de la superficie a corregir, una vez conseguida la nivelación correcta, los pernos se apretarán con llave dinamométrica hasta su posición definitiva, de forma que los equipos se sitúen libres de tensiones sobre los soportes o bancadas. Todos los suplementos utilizados deberán estar protegidos contra la corrosión.

- Todas las modificaciones (nuevos taladros, rasgado de los existentes, etc.) que pudiesen exigir la sujeción de aparatos, el paralelismo entre fases, etc., deberán realizarse en el soporte metálico correspondiente. Si pareciera oportuno realizarlas en la bancada del aparato, corresponderá a la Dirección de Obra la resolución a tomar.
- Una vez terminada cada fase de montaje del aparellaje, la propiedad realizará en los mismos, pruebas de funcionamiento que crea oportunas, especialmente en los accionamientos, sin que esto excluya al contratista de haber realizado sus comprobaciones.
- Una vez finalizado el montaje de todo el aparellaje, el Contratista procederá a la limpieza del mismo debiendo emplear trapos limpios que no dejen residuos y un disolvente adecuado, como tricloroetileno o tetracloruro de carbono. A las cuchillas de los seccionadores se les aplicará una capa de vaselina y posteriormente se limpiarán con trapos limpios.
- Para el montaje en la primera unidad de cada aparato de un mismo tipo, si fuese necesario, se efectuará bajo la dirección de un Supervisor del Fabricante.
- El Contratista contemplará sin coste alguno para la propiedad la prestación de oficiales capacitados, para ayuda a la puesta a punto de la aparamenta de alta tensión.

2.4.4.4. Sistema de puesta a tierra subestación y aerogeneradores

El Conductor del Sistema de puesta a tierra. será de las características definidas en el proyecto.

- La conexión de cada punto de p.a.t. se efectuará de tal forma que al menos lleguen dos conductores de la malla enterrada.
- Las soldaduras entre tiradas serán de tipo aluminotérmico u oxiacetilénico.
- En ningún caso se admitirán soldaduras con coqueras, fisuras, derrames o cualquier otro fallo.
- Para la realización de las soldaduras aluminotérmicas se emplearán moldes que se precalentarán de acuerdo con las especificaciones del fabricante, antes de obtener la primera soldadura con ellos, y después se conservarán en un lugar seco. El secado se realizará por llama o encendiendo en ellos un cartucho sin efectuar soldadura.
- Los moldes se usarán un número de veces que no sobrepase el 80% del máximo recomendado por el fabricante, y siempre que no hayan sufrido daños en su geometría.
- Antes de efectuar las soldaduras se limpiarán cuidadosamente los conductores a unir, con lima o cepillo de acero que no se utilicen para otro fin diferente.
- Aquellos conductores que hubiesen sido tratados con aceite o grasas deberán desengrasarse previamente con un desengrasante adecuado. Los conductores mojados deben secarse preferentemente con alcohol o soplete, teniendo en cuenta que la humedad puede producir soldaduras porosas, que serían rechazadas.
- Si se trata de estructuras galvanizadas y piezas de conexión, la preparación de las superficies de contacto entre ellas deberá realizarse de forma que no se elimine el galvanizado de la estructura, ni siquiera una pequeña capa del mismo. Sin embargo, la limpieza de las superficies será lo suficientemente buena como para producir una resistencia de contacto eléctrico máxima de 1 ohmio.
- Como criterio general, se pondrán a tierra todas las masas metálicas tales como soportes, estructuras, ferrallas, mallazos de forjados, bandejas metálicas, vallados metálicos, cajas accionamientos, transmisiones, etc., asegurando su continuidad eléctrica, mediante la realización de puentes adecuados, cuando se requiera.
- En el caso de las estructuras soportes de equipos de alta tensión la p.a.t. se efectuará uniendo los dos conductores del bucle, a la estructura mediante petaca atornillada con dos tornillos.
- Los transformadores de medida (TI, TC, TT), pararrayos, seccionadores de p.a.t. y neutro de los transformadores de potencia se realizará conectando directamente la borna de tierra correspondiente a la petaca de p.a.t. del soporte.
- En los juegos de barras principales se instalarán puntos fijos de p.a.t. en los extremos y a ambos lados de cada una de las conexiones flexibles. En el caso de existir cuchilla de p.a.t. en alguno de estos puntos, no se instalará punto fijo. Se

conectarán a tierra todas las pantallas de los cables en ambos extremos , utilizando conexiones lo más cortas posibles, evitando la formación de lazos o bucles.

- Se tenderá un conductor de acompañamiento, por los canales de cables. Este conductor se conectará a los mismos puntos que la p.a.t. de las pantallas, de modo que quede siempre en paralelo con las mismas.
- No se considerará válido a efectos de confinamiento eléctrico el atado de ferralla mediante alambres, por lo que habrá que asegurar la continuidad mediante soldaduras.

Zaragoza, junio 2017
El Ingeniero Industrial,

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized 'I' followed by a dot and the name 'Gracia' written in a cursive script.

Fdo.: Ignacio Gracia Subira

IV. PRESUPUESTO

ÍNDICE DOCUMENTO IV: PRESUPUESTO

1. MEDICIONES Y PRESUPUESTOS PARCIALES.....	239
1.1. OBRA CIVIL.....	239
1.2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	239
1.2.1. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS MEDIA TENSIÓN.....	239
1.2.2. CELDAS MEDIA TENSIÓN AEROGENERADORES.....	240
1.2.3. MALLA PUESTA A TIERRA AEROGENERADORES.....	241
1.2.4. CELDAS MEDIA TENSIÓN SUBESTACIÓN.....	241
2. PRESUPUESTO TOTAL.....	243

1. MEDICIONES Y PRESUPUESTOS PARCIALES

1.1. OBRA CIVIL

Núm.	Cantidad	Uds.	Descripción	Precio/Ud	Total (Euros)
1.1	3.714,56	m	Zanja 1 circuito. Profundidad cables 0,8 m x anchura 0,4 m. Incluye movimiento de tierras y excavación, material de relleno, placa de protección de polietileno 250 mm anchura, cinta de señalización 150 mm anchura, medios auxiliares y costes indirectos	8,03	29.817,52
1.2	4.186,21	m	Zanja 2 circuitos. Profundidad cables 0,8 m x anchura 0,6 m. Incluye movimiento de tierras y excavación, material de relleno, placa de protección de polietileno 250 mm anchura, cinta de señalización 150 mm anchura, medios auxiliares y costes indirectos	16,05	67.207,03
1.3	2.287,10	m	Zanja 3 circuitos. Profundidad cables 0,8 m x anchura 0,9 m. Incluye movimiento de tierras y excavación, material de relleno, placa de protección de polietileno 250 mm anchura, cinta de señalización 150 mm anchura, medios auxiliares y costes indirectos	24,08	55.077,03
1.4	527,47	m	Zanja 4 circuitos. Profundidad cables 0,8 m x anchura 1 m. Incluye movimiento de tierras y excavación, material de relleno, placa de protección de polietileno 250 mm anchura, cinta de señalización 150 mm anchura, medios auxiliares y costes indirectos	32,11	16.936,43
1.5	157,00	m	Zanja 5 circuitos. Profundidad cables 0,8 m x anchura 1,2 m. Incluye movimiento de tierras y excavación, material de relleno, placa de protección de polietileno 250 mm anchura, cinta de señalización 150 mm anchura, medios auxiliares y costes indirectos	48,16	7.561,62

Total Obra civil (Euros): 176.599,62

1.2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

1.2.1. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS MEDIA TENSIÓN

Núm.	Cantidad	Uds.	Descripción	Precio/Ud	Total (Euros)
2.1.1	2.170,00	m	PRYSMIAN AL VOLTALENE RHVFAV(L) 12/20kV 1x95 mm² AL. Conductor de Aluminio con aislante de XLPE. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje.	9,03	19.595,10
2.1.2	3.752,00	m	PRYSMIAN AL VOLTALENE RHVFAV(L) 12/20kV 1x120 mm² AL. Conductor de Aluminio con aislante de XLPE. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje.	9,52	35.722,45
2.1.3	7.635,00	m	PRYSMIAN AL VOLTALENE RHVFAV(L) 12/20kV 1x150 mm² AL. Conductor de Aluminio con aislante de XLPE. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje.	10,11	77.189,85

2.1.4	6.827,00	m	PRYSMIAN AL VOLTALENE RHVFAV(L) 12/20kV 1x185 mm² AL. Conductor de Aluminio con aislante de XLPE. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje.	11,17	76.268,97
2.1.5	8.445,00	m	PRYSMIAN AL VOLTALENE RHVFAV(L) 12/20kV 1x240 mm² AL. Conductor de Aluminio con aislante de XLPE. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje.	12,84	108.433,80
2.1.6	17.581,00	m	PRYSMIAN AL VOLTALENE RHVFAV(L) 12/20kV 1x400 mm² AL. Conductor de Aluminio con aislante de XLPE. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje.	17,70	311.183,70
2.1.7	19.125,00	m	PRYSMIAN AL VOLTALENE RHVFAV(L) 12/20kV 1x630 mm² AL. Conductor de Aluminio con aislante de XLPE. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje.	24,69	472.124,53
2.1.7	10.872,00	m	Cable de cobre desnudo 70 mm² para la conexión de las mallas de tierras. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje.	6,14	66.754,08
2.1.7	21.845,00	m	Cable fibra óptica single-mode simple 9/125µm con doble protección mecánica. Incluye todos los gastos relacionados con suministro y montaje	2,98	65.098,10

Total Líneas subterráneas MT (Euros): 1.232.370,58

1.2.2. CELDAS MEDIA TENSIÓN AEROGENERADORES

Núm	Cantidad	Uds.	Descripción	Precio/Ud	Total (Euros)
2.2.1	40	Ud.	Celda de entrada/salida de línea 12 kV , con intensidad asignada de 630 A e intensidad de corta duración (1s) 20 kA. Aislamiento integral de SF ₆ , embarrado de cobre e interruptor seccionador de tres posiciones. Incluye suministro y montaje.	2.109,66	84.386,40
2.2.2	4	Ud.	Celda de entrada/salida de línea 12 kV , con intensidad asignada de 630 A e intensidad de corta duración (1s) 25 kA. Aislamiento integral de SF ₆ , embarrado de cobre e interruptor seccionador de tres posiciones. Incluye suministro y montaje.	2.320,63	9.282,50
2.2.3	28	Ud.	Celda de protección transformador 24 kV , con intensidad asignada de 630 A e intensidad de corta duración (1s) 20 kA. Interruptor automático de corte en vacío en serie con seccionador de tres posiciones. Aislamiento integral de SF ₆ , embarrado de cobre. Incluye suministro y montaje.	5.862,32	164.144,96
2.2.4	2	Ud.	Celda de protección transformador 24 kV , con intensidad asignada de 630 A e intensidad de corta duración (1s) 25 kA. Interruptor automático de corte en vacío en serie con seccionador de tres posiciones. Aislamiento integral de SF ₆ , embarrado de cobre. Incluye suministro y montaje.	6.448,55	12.897,10

2.2.5	7	Ud.	Celda de entrada/salida línea subestación 24 kV , con intensidad asignada de 630 A e intensidad de corta duración (1s) 20 kA. Interruptor automático de corte en vacío en serie con seccionador de tres posiciones. Aislamiento integral de SF ₆ , embarrado de cobre. Incluye suministro y montaje.	5.862,32	41.036,24
2.2.6	1	Ud.	Celda de entrada/salida línea subestación 24 kV , con intensidad asignada de 630 A e intensidad de corta duración (1s) 25 kA. Interruptor automático de corte en vacío en serie con seccionador de tres posiciones. Aislamiento integral de SF ₆ , embarrado de cobre. Incluye suministro y montaje.	5.862,32	5.862,32
2.2.7	30	Ud.	Equipamiento auxiliar (Banqueta aislante para maniobrar aparata, par de guantes de maniobra, placas reglamentarias).	1.245,60	37.368,00

Total Celdas MT aerogeneradores (Euros): 354.977,53

1.2.3. MALLA PUESTA A TIERRA AEROGENERADORES

Núm	Cantidad	Uds.	Descripción	Precio/Ud	Total (Euros)
2.3.1	3.600	m	Cable de cobre desnudo 50 mm² para malla de puesta a tierra. Incluye suministro y montaje.	6,14	22.104,00
2.3.2	540	Ud.	Soldadura aluminotérmica tipo Cadwell para cables 50 mm ² . Incluye suministro y montaje.	6,40	3.456,00
2.3.3	30	Ud.	Barra puesta a tierra de cobre en el interior del aerogenerador. Incluye suministro y montaje.	50,81	1.524,30
2.3.4	120	Ud.	Electrodo para malla de puesta a tierra de diámetro 14 mm y 2 m de longitud. Incluye suministro y montaje.	18,00	2.160,00
2.3.5	315	m	Tubo corrugado de PVC diámetro 32 mm para protección de conductores. Incluye suministro y montaje.	4,74	1.493,10
2.3.6	1	Ud.	Medios auxiliares y costes indirectos (medición postconstrucción,...)	3.311,38	3.311,38

Total Malla puesta a tierra aerogeneradores (Euros): 34.048,78

1.2.4. CELDAS MEDIA TENSIÓN SUBESTACIÓN

Núm	Cantidad	Uds.	Descripción	Precio/Ud	Total (Euros)
2.4.1	8	Ud.	Celda de línea simple barra, 24 kV, 630 A, 31,5 kA. Suministro e instalación de celda de distribución primaria, compacta de 24 kV con envolvente metálica para servicio interior con aislamiento en SF ₆ .	32.277,80	258.222,36
2.4.2	1	Ud.	Celda de Batería de Condensadores, 24 kV, 630 A, 31,5 kA. Suministro e instalación de celda de distribución primaria, compacta de 24 kV con envolvente metálica para servicio interior con aislamiento en SF ₆ .	32.277,80	32.277,80

2.4.3	1	Ud.	Celda de transformador de potencia, 24 kV, 2500 A, 31,5 kA. Suministro e instalación de celda de distribución primaria, compacta de 24 kV con envolvente metálica para servicio interior con aislamiento en SF ₆ .	54.324,48	54.324,48
2.4.4	1	Ud.	Celda de transformador de servicios auxiliares, 24 kV, 200 A, 31,5 kA. Suministro e instalación de celda de distribución primaria, compacta de 24 kV con envolvente metálica para servicio interior con aislamiento en SF ₆ .	27.000,00	27.000,00

Total Celdas MT subestación (Euros): 371.824,64

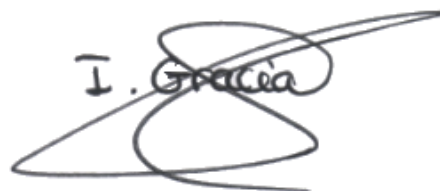
2. PRESUPUESTO TOTAL

1. Obra civil necesaria para la instalación eléctrica	176.599,62 €
2. Instalación eléctrica	
2.1 Líneas subterráneas Media Tensión	1.232.370,58 €
2.2 Celdas MT aerogeneradores	354.977,53 €
2.3 Puesta a tierra aerogeneradores	34.048,78 €
2.2 Celdas MT subestación	371.824,64 €
Gastos generales (13%)	282.076,75 €
Beneficio industrial (6%)	130.189,27 €
<hr/>	
SUBTOTAL	2.582.087,16 €
I.V.A. (21%)	542.238,30 €

TOTAL: 3.124.325,47 €

El presupuesto total de este proyecto asciende a la cantidad de: **TRES MILLONES CIENTO VEINTICUATRO MIL TRESCIENTOS VEINTICINCO CON CUARENTA Y SIETE (3.124.325,47 €)**.

Zaragoza, junio 2017
El Ingeniero Industrial,



Fdo.: Ignacio Gracia Subira