



MÁSTER DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER INSTALACIÓN DE PARQUE EÓLICO PARA EL PUERTO SECO DE NÍJAR

Autor: Mar Oliva Pastor

Director: Antonio García Garmendia

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Instalación de un parque eólico para el puerto seco de Níjar

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2019/2020 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

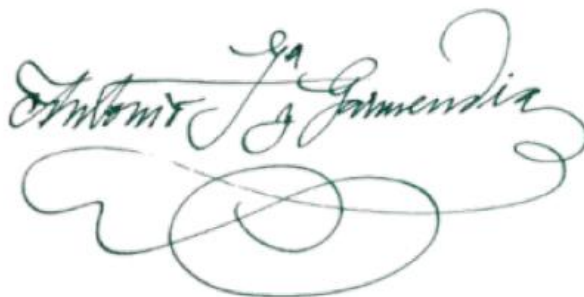
Fdo.: Mar Oliva Pastor Fecha: 24/ 09/ 2020



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Antonio García Garmendia Fecha: 24/ 09/ 2020



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Mar Oliva Pastor DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **INSTALACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO PARA EL PUERTO SECO DE NÍJAR** que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 24 de Septiembre de 2020

ACEPTA

Fdo

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized 'F' and 'd' followed by a horizontal line.

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

--



MÁSTER DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER INSTALACIÓN DE PARQUE EÓLICO PARA EL PUERTO SECO DE NÍJAR

Autor: Mar Oliva Pastor

Director: Antonio García Garmendia

Madrid

INSTALACIÓN PARQUE EÓLICO PARA EL PUERTO SECO DE NÍJAR

Autor: Oliva Pastor Mar

Director: García Garmendia, Antonio

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

El siguiente proyecto consiste en la instalación de un parque eólico de potencia total 24 MW, cuya finalidad es suministrar energía eléctrica al futuro Puerto seco de Níjar, Almería.

El emplazamiento del parque será en la zona de Turrillas (Almería) ya que, al realizar el estudio del viento, la velocidad media anual del mismo supera los 5 m/s, de manera que es viable la incorporación de aerogeneradores en dicha zona.

El parque está formado por 8 aerogeneradores más 2 de reserva, cada uno de ellos con potencia de 3 MW. El Sistema Colector de Energía se divide en dos circuitos, de manera que en cada uno de ellos haya 5 aerogeneradores (4 más 1 de reserva), conectándose el ultimo aerogenerador del circuito al Centro de Seccionamiento.

El Proyecto se ha realizado en base a la normativa vigente en todo momento: para los aspectos administrativos y legales, la instalación eléctrica, impacto ambiental, aspectos geológicos, etc.

Metodología

La instalación del parque eólico se ha realizado siguiendo las tareas indicadas a continuación, mostrándolas en cada uno de los capítulos que componen el Proyecto:

Capítulo 1: Pliego de condiciones.

Al principio del Proyecto se debe presentar la descripción del mismo y el porqué de su instalación, es decir, a qué va a abastecer de energía eléctrica. Además, se ha plasmado tanto la normativa legislativa como la administrativa, teniendo en cuenta las obligaciones que debe tener el contratista o los contratistas involucrados y la relación entre propietario y contratista. Por último, el denominado Bill of Quantity que debe tener un proyecto, es decir, las especificaciones de los materiales y equipos que se necesiten.

Capítulo 2: Memoria.

La memoria recoge todas las tareas realizadas a la hora de plasmar nuestro Proyecto en el siguiente orden:

1. Aspectos geológicos de la zona.
2. Estudio del viento en la localización del parque.
3. Elección del aerogenerador a partir de la comparativa con otros existentes en el Mercado.
4. Cálculo de la producción media anual del parque.
5. Circuitos del Sistema Colector de Energía.
6. Cálculo de las secciones del conductor.
7. Sistema de Puesta a Tierra.
8. Celdas del Centro de seccionamiento y Control.
9. Accesos y caminos secundarios del parque.
10. Impacto ambiental.

Capítulo 3: Presupuesto

En este capítulo se realizará un presupuesto en base a los costes fijos necesarios, es decir, los equipos y obra civil y personal necesarios para la instalación del parque, teniendo en cuenta una amortización según la vida útil del mismo.

Resultados

Una vez escogido el aerogenerador de 3MW a partir de las comparativa de otros aerogeneradores del Mercado, se dibuja la curva de potencia en base a los datos obtenidos por el fabricante, teniendo en cuenta una densidad de $1,225 \text{ kg/m}^3$:

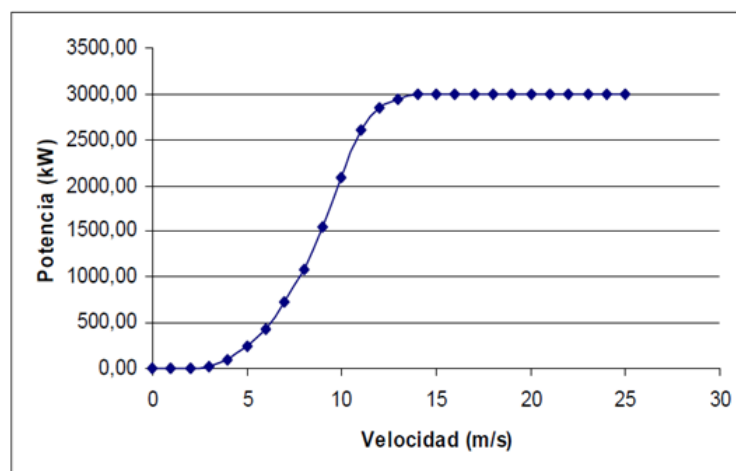


Ilustración 1. Representación de curva de potencia dada por el fabricante: potencia en kW respecto a la velocidad del aerogenerador

Seguidamente, se ha calculado la intensidad máxima del aerogenerador de manera que se escogiera un transformador adecuado de tensión 0,690/30 kV. Por otro lado, se debía comprobar que la tensión no fuera mayor de 30 kV y que las intensidades por las celdas del aerogenerador y embarrado fueran mayores que la que circula por el transformador anterior, de manera que se eligieron las características de las celdas del aerogenerador en base a esto.

En cuanto al cálculo de la sección de cada tramo, se han tenido en cuenta las siguientes características:

- Tipo de conductor: HEPRZ1 de tensión 18/30 Kv
- Tramos en media tensión 30 Kv
- Temperatura del terreno 20°C
- Resistividad del terreno será de 1 K*m/W

De esta forma, se han obtenido las secciones de cada uno de los tramos, a partir de los datos anteriormente descritos y los siguientes criterios:

- **Intensidad máxima admisible**

Se obtienen las secciones a partir de las intensidades máximas admisibles que determina el catálogo de conductores HEPRZ1. En las siguientes tablas se muestran los cálculos obtenidos:

		I (A)	I. adm (A)	I. máx (A)	Secc (mm2)
R-01	CS	303,85	443,62	365	240
A-04	R-01	243,08	334,23	275	150
A-03	A-04	182,31	261,31	215	95
A-02	A-03	121,54	261,31	215	95
A-01	A-02	60,67	173,24	145	50

Tabla 1. Resultados de los conductores para el criterio de intensidad máxima admisible del circuito C1.

		I (A)	I. adm (A)	I. máx (A)	Secc (mm2)
R-02	CS	303,85	443,62	365	240
A-05	R-02	243,08	334,23	275	150
A-06	A-05	182,31	261,31	215	95
A-07	A-06	121,54	261,31	215	95
A-08	A-07	60,67	173,24	145	50

Tabla 2. Resultados de los conductores para el criterio de intensidad máxima admisible del circuito C2

- **Caída de Tensión máxima**

Se comprueba que la caída de tensión total de los circuitos no supere el valor máximo. En las siguientes tablas se muestran los cálculos obtenidos:

		Secc (mm ²)	R(Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU(%)
R-01	CS	240	0,168	0,109	104,73	0,35
A-04	R-01	150	0,277	0,118	94,17	0,31
A-03	A-04	95	0,43	0,129	120,33	0,4
A-02	A-03	95	0,43	0,129	61,75	0,2
A-01	A-02	50	0,861	0,217	50,97	0,17
					ΔUtotal (%)	1,43

Tabla 3. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de caída de tensión máxima del circuito C1.

		Secc (mm ²)	R(Ω/km)	X (Ω/km)	Long (m)	ΔU (V)	ΔU(%)
R-02	CS	240	0,168	0,109	240,277	125,43	0,42
A-05	R-02	150	0,277	0,118	150,395	73,79	0,24
A-06	A-05	95	0,43	0,129	95,559	82,69	0,27
A-07	A-06	95	0,43	0,129	95,559	43,84	0,15
A-08	A-07	50	0,861	0,217	51,078	45,13	0,15
						ΔUtotal (%)	1,23

Tabla 4. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de caída de tensión máxima del circuito C2.

- **Pérdidas de potencia**

Se calculan las pérdidas de potencia, comprobando que no superaran un máximo, en cada uno de los tramos, una vez determinadas las secciones:

		I (A)	R(Ω/km)	Pérdidas (W)
R-01	CS	303,85	0,168	33128,31
A-04	R-01	243,08	0,277	12177,30
A-03	A-04	182,31	0,43	12291,02
A-02	A-03	121,54	0,43	4204,99
A-01	A-02	60,67	0,861	1768,42

Tabla 5. Cálculo en Excel de las pérdidas en los conductores del circuito C1.

		I (A)	R(Ω /km)	Pérdidas (W)
R-02	CS	303,85	0,168	48568,94
A-05	R-02	243,08	0,277	13034,25
A-06	A-05	182,31	0,43	10629,44
A-07	A-06	121,54	0,43	3569,60
A-08	A-07	60,67	0,861	1665,52

Tabla 6. Cálculo en Excel de las pérdidas en los conductores del circuito C2.

Además, se tuvieron que determinar las características de las celdas de Media Tensión propias del centro de seccionamiento:

- **Celdas de servicios auxiliares.** Se determinan en base al transformador escogido para alimentar a estos servicios.
- **Celdas de los circuitos del colector de energía.** Se ha tenido en cuenta las intensidades que llegaban de los tramos de los conductores y la potencia total de cada circuito (12 MW).
- **Celda para la línea de evacuación.** Teniendo en cuenta la potencia total instalada de 24 MW.

A partir del mapa de curvas de nivel obtenido de la Junta de Andalucía, se pudieron trazar los viales y accesos necesarios para la construcción y explotación. Para ello, se han trazado los caminos de manera que tuvieran la mínima pendiente para que pudieran pasar con facilidad los vehículos de transporte especial que trasladan al parque los elementos que componen los aerogeneradores. Además, se consiguió que hubiera el mínimo número posible de viales a construir, con el fin de reducir costes.

Los planos obtenidos en el Proyecto han sido los siguientes:

- Plano 01: Emplazamiento del parque eólico 24 MW.
- Plano 02: Emplazamiento de los aerogeneradores.
- Plano 03: Circuito C1 del Sistema colector de energía 12 MW.
- Plano 04: Circuito C1 del Sistema colector de energía 12 MW.
- Plano 06: Celdas de Media Tensión del Centro de Seccionamiento.
- Plano 07: Trazado de viales y zanjas para el Circuito C1.
- Plano 08: Trazado de viales y zanjas para el Circuito C1.
- Plano 09: Dimensiones del aerogenerador.

Conclusiones

La principal conclusión del presente Proyecto es que se considera rentable la instalación eléctrica del mismo. Al realizar el balance de energía, se ha comprobado que la producción de potencia anual del parque es mucho mayor que las pérdidas anuales del mismo, con tan solo un 0,6 % de pérdidas en los conductores:

Producción de potencia anual (kWh/año)	Pérdidas de potencia anual en los conductores (kWh/año)
67.361.000,34	421.138,86

Tabla 7. Comparativa de pérdidas y producción anual del parque.

Otra de las conclusiones sacadas del Proyecto, es que, a partir del estudio geológico realizado del terreno y el estudio de Impacto Ambiental, es posible instalar el parque eólico a la altura definida.

Al finalizar el Proyecto con el presupuesto, y comparándolo con otros presupuestos de parques eólicos existentes de misma potencia, se ha comprobado que el coste total de la instalación era mucho menor, al ser el aerogenerador escogido (ACCIONA WindPower 3000/100), la torre y sus componentes de menor precio que otros fabricantes como Alstom o Vesta.

Referencias

- [1] Navarro Navarro, Juan. *Proyecto de ejecución Parque Eólico San José*. 2012
- [2] Catálogo aerogeneradores ACCIONA WindPower. 2017
- [3] *Cables y Accesorios para Media Tensión*, PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS. 2011

WIND PARK INSTALLATION FOR THE DRY HARBOR OF NÍJAR

Author: Oliva Pastor, Mar

Supervisor: García Garmendia, Antonio

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Introduction

The next project consists of the installation of a wind park with a total power of 24 mw, whose purpose is to supply electricity to the future dry port of Níjar, Almería.

The location of the wind park will be in the area of Turrillas (Almería) since, when carrying out the study of the wind, the annual average speed of the same one exceeds 5 m/s, so that the incorporation of wind turbines in this area is viable.

The wind park is made up of eight wind turbines plus two reserve turbines, each with a power of 3 MW. the energy collection system is divided into two circuits, so that each circuit has 5 wind turbines (4 plus 1 reserve), with the last wind turbine in the circuit being connected to the sectioning center.

The project has been carried out in accordance with the regulations in force at all times: for the administrative and legal aspects, the electrical installation, environmental impact, geological aspects, etc.

Methodology

The installation of the wind farm has been carried out following the tasks indicated below, showing them in each of the chapters that make up the Project:

Chapter 1: Specifications

At the beginning of the Project, the description of the Project and the reason for its installation must be presented, that is, what it is going to supply with electricity. In addition, both legislative and administrative regulations have been set out, taking into account the obligations that the contractor or contractors involved must have and the relationship between owner and contractor. Finally, the so-called Bill of Quantity that a project must have, that is, the specifications of the materials and equipment needed.

Chapter 2: Memory

The report includes all the tasks performed when shaping our project in the following order:

1. Geological aspects of the area.
2. Study of the wind in the location of the park.
3. Choice of the wind turbine from the comparison with others existing in the market.
4. Calculation of the average annual production of the wind farm.
5. Circuits of the Energy Collection System.
6. Calculation of the conductor sections.
7. Grounding System.
8. Switching and Control Center cells.
9. Accesses and secondary ways of the park.
10. Environmental impact.

Chapter 3: Budget

In this chapter, an estimate will be made based on the necessary fixed costs, i.e., the equipment and civil works and personnel required for the installation of the park, taking into account depreciation according to its useful life.

Results

Once the 3MW wind turbine has been chosen from the comparisons of other wind turbines on the market, the power curve is drawn up based on the data obtained by the manufacturer, taking into account a density of 1,225 kg/m³:

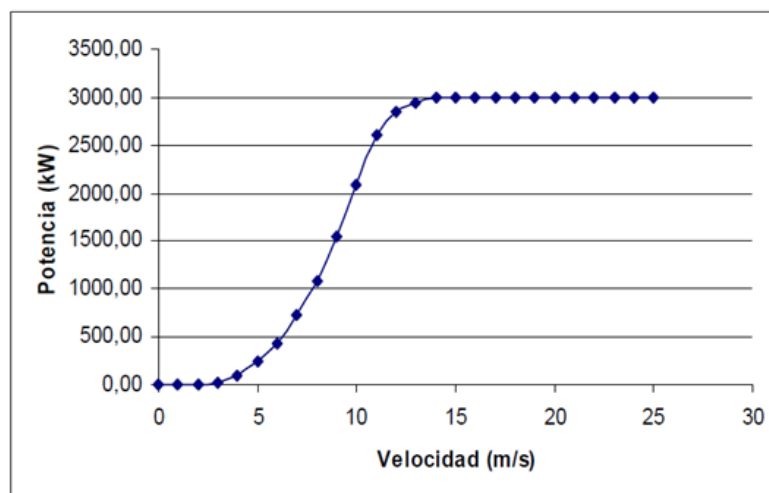


Illustration 1. Representation of the power curve given by the manufacturer: power in kW with respect to the speed of the wind turbin.

The maximum current of the wind turbine was then calculated so that a suitable voltage transformer of 0.690/30 kV was chosen. On the other hand, it had to be checked that the voltage was not higher than 30 kV and that the currents through the wind turbine cells and busbar were higher than those circulating through the previous transformer, so the characteristics of the wind turbine cells were chosen on this basis.

As for the calculation of the sections of each section, the following characteristics have been taken into account:

- Type of conductor: HEPRZ1 with voltage 18/30 kV
- Medium voltage sections 30 kV
- Soil temperature 20°C
- Soil resistivity will be 1 K*m/W

In this way, the sections of each of the sections have been obtained from the data described above and the following criteria:

- **Maximum admissible intensity**

The cross-sections are obtained from the maximum admissible currents determined by the HEPRZ1 conductor catalog. The following tables show the calculations obtained:

		I (A)	I. adm (A)	I. máx (A)	Secc (mm2)
R-01	CS	303,85	443,62	365	240
A-04	R-01	243,08	334,23	275	150
A-03	A-04	182,31	261,31	215	95
A-02	A-03	121,54	261,31	215	95
A-01	A-02	60,67	173,24	145	50

Table 1. Conductor results for the criterion of maximum admissible current of circuit C1.

		I (A)	I. adm (A)	I. máx (A)	Secc (mm2)
R-02	CS	303,85	443,62	365	240
A-05	R-02	243,08	334,23	275	150
A-06	A-05	182,31	261,31	215	95
A-07	A-06	121,54	261,31	215	95
A-08	A-07	60,67	173,24	145	50

Table 2. Results of the conductors for the maximum admissible current criterion of the C2 circuit.

- **Maximum voltage drop**

It is checked that the total voltage drop of the circuits does not exceed the maximum value. The following tables show the calculations obtained:

		Secc (mm ²)	R(Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU(%)
R-01	CS	240	0,168	0,109	104,73	0,35
A-04	R-01	150	0,277	0,118	94,17	0,31
A-03	A-04	95	0,43	0,129	120,33	0,4
A-02	A-03	95	0,43	0,129	61,75	0,2
A-01	A-02	50	0,861	0,217	50,97	0,17
					ΔUtotal (%)	1,43

Table 3. Calculations in Excel of the conductors for the criterion of maximum voltage drop of circuit C1.

		Secc (mm ²)	R(Ω/km)	X (Ω/km)	Long (m)	ΔU (V)	ΔU(%)
R-02	CS	240	0,168	0,109	240,277	125,43	0,42
A-05	R-02	150	0,277	0,118	150,395	73,79	0,24
A-06	A-05	95	0,43	0,129	95,559	82,69	0,27
A-07	A-06	95	0,43	0,129	95,559	43,84	0,15
A-08	A-07	50	0,861	0,217	51,078	45,13	0,15
						ΔUtotal (%)	1,23

Table 4. Calculations in Excel of the conductors for the maximum voltage drop criterion of the C2 circuit.

- **Power losses**

The power losses are calculated, checking that they will not exceed a maximum in each of the sections, once the sections have been determined:

		I (A)	R(Ω/km)	Pérdidas (W)
R-01	CS	303,85	0,168	33128,31
A-04	R-01	243,08	0,277	12177,30
A-03	A-04	182,31	0,43	12291,02
A-02	A-03	121,54	0,43	4204,99
A-01	A-02	60,67	0,861	1768,42

Table 5. Calculation in Excel of the losses in the C1 circuit conductors.

		I (A)	R(Ω /km)	Pérdidas (W)
R-02	CS	303,85	0,168	48568,94
A-05	R-02	243,08	0,277	13034,25
A-06	A-05	182,31	0,43	10629,44
A-07	A-06	121,54	0,43	3569,60
A-08	A-07	60,67	0,861	1665,52

Table 6. Calculation in Excel of the losses in the conductors of circuit C2.

In addition, the characteristics of the MV switchgear of the switching center had to be determined:

- **Auxiliary service cells.** They are determined based on the transformer chosen to feed these services.
- **Cells of the energy collector circuits.** The currents coming from the conductor sections and the total power of each circuit (12 MW) have been taken into account.
- **Cell for the evacuation line.** Taking into account the total installed power of 24 MW.

From the map of contours obtained from the Junta de Andalucía, it was possible to draw the roads and accesses necessary for the construction and operation. To this end, the roads have been laid out so that they have the minimum slope so that special transport vehicles can pass easily to transport the elements that make up the wind turbines to the park. In addition, it was achieved that there were the minimum possible number of roads to be built, in order to reduce costs.

The plans obtained in the Project were the following:

- Plan 01: Location of the 24 MW wind farm.
- Plan 02: Location of the wind turbines.
- Plan 03: Circuit C1 of the energy collection system 12 MW.
- Plan 04: C1 circuit of the 12 MW energy collection system.
- Plan 06: Medium Voltage Switching Center Cells.
- Plan 07: Roads and trenches layout for C1 Circuit.
- Plan 08: Layout of roads and trenches for Circuit C1.
- Plan 09: Dimensions of the wind turbine.

Conclusions

The main conclusion of the present project is that the electrical installation of the project is considered to be profitable. When the energy balance sheet was drawn up, it was found that the annual power output of the park was much higher than the annual losses of the park, with only 0.6% of losses in the conductors:

Annual power production (kWh/year)	Annual power losses in conductors (kWh/year)
67.361.000,34	421.138,86

Table 7 Comparison of losses and annual production of the park.

Another of the conclusions drawn from the Project is that, based on the geological study of the land and the Environmental Impact Study, it is possible to install the wind farm at the defined height.

At the end of the Project with the budget, and comparing it with other budgets of existing wind farms of the same power, it was found that the total cost of the installation was much lower, as the wind turbine chosen (ACCIONA WindPower 3000/100), the tower and its components were cheaper than other manufacturers such as Alstom or Vesta.

References

- [1] Navarro Navarro, Juan. *Proyecto de ejecución Parque Eólico San José*. 2012
- [2] Catálogo aerogeneradores ACCIONA WindPower. 2017
- [3] *Cables y Accesorios para Media Tensión*, PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS. 2011

Índice general

Capítulo 1. Pliego de condiciones	8
1.1 Pliego de condiciones generales	9
1.1.1 Descripción general del proyecto.....	9
1.1.2 Zona potencial para la implantación	10
1.1.3 Emplazamiento del parque	11
1.1.4 Aspectos administrativos	12
1.2 Especificaciones de materiales y equipos.....	13
1.2.1 Condiciones de los materiales	14
1.3 Especificaciones de ejecución	15
1.3.1 Ejecución del trabajo	17
1.3.2 Potencia demandada por el puerto seco	18
1.4 Normativa aplicable	21
1.4.1 LEGISLACIÓN ELÉCTRICA	21
1.4.2 LEGISLACIÓN MEDIOAMBIENTAL.....	23
1.4.3 LEGISLACIÓN URBANÍSTICA	23
1.5 Pliego de condiciones económicas	24
Capítulo 2. MEMORIA	26
2.1 Introducción.....	27
2.2 Descripción del parque eólico	29
2.3 Acceso al parque	29
2.4 Aspectos geológicos.....	30
2.5 Estudio del viento.....	32
2.5.1 Afección eólica	39
2.6 Aerogeneradores.....	40
2.6.1 Estudio comparativo de aerogeneradores semejantes	40
2.6.2 Descripción General	43
2.6.3 Curva de Potencia	47
2.6.4 Producción anual media del parque eólico.....	49
2.7 Instalación eléctrica.....	50
2.7.1 Sistema Colector de energía.....	50

2.7.2 Sistema de Puesta a Tierra.....	55
2.7.3 Centro de Seccionamiento y Control.....	61
2.7.4 Línea de evacuación.....	66
2.7.5 Sistema de Control del parque	67
2.7.6 Accesos y Caminos Secundarios y de Servicio.....	68
2.7.7 Sección de los conductores.....	70
2.8 Impacto ambiental	79
2.8.1 Flora.....	81
2.8.2 Fauna.....	82
2.8.3 Aves migratorias.....	82
2.8.4 Impacto paisajístico.....	83
2.8.5 Hábitats de Interés	84
2.8.6 Conservación de la Topografía.....	84
2.8.7 Medidas correctoras.....	84
2.8.8 Climatología.....	85
2.8.9 Hidrogeología.....	85
2.8.10 Hidrología	86
2.8.11 Conclusiones.....	86
Capítulo 3. PRESUPUESTO	87
Capítulo 4. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	93
Capítulo 5. BIBLIOGRAFÍA.....	98
Capítulo 6. CÁLCULOS CONDUCTORES	102
Capítulo 7. PLANOS	104

Índice de figuras

Ilustración 1. Localización del puerto seco en Níjar, Almería. Fuente: Junta de Andalucía, 2020	10
Ilustración 2. Turillas y Lucainena de las Torres, Almería. Fuente: Junta de Andalucía, 2020.	12
Ilustración 3. Emplazamiento del puerto seco de Níjar, Almería. Fuente: Junta de Andalucía, 2020	28
Ilustración 4. Detalle del Mapa Geológico de España. Fuente: IGME, hoja 1030 (Tabernas), 2020.	30
Ilustración 5. Detalle del Mapa Geológico de España. Fuente: IGME, hoja 1030 (Tabernas), 2020	31
Ilustración 6. Resultados obtenidos para la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa Agencia Andaluza de la Energía.	32
Ilustración 7. Velocidad mínima, media y máximo durante el día en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa de Agencia Andaluza de la Energía, 2020.	35
Ilustración 8. Velocidad mínima, media y máximo durante el año en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa de Agencia Andaluza de la Energía, 2020	36
Ilustración 9. Rosa de viento de la velocidad media (m/s) en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa Agencia Andaluza de la Energía, 2020	37
Ilustración 10. Rosa de viento de Procedencia [%] en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa Agencia Andaluza de la Energía, 2020.	38
Ilustración 11. Rosa de viento de la potencia (W/m ²) en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa Agencia Andaluza de la Energía, 2020	39
Ilustración 12. Distribución orientativa de equipamiento en góndola del aerogenerador. Fuente: ACCIONA Windpower.	43

Ilustración 13. Representación de curva de potencia dada por el fabricante: potencia en kW respecto a la velocidad del aerogenerador en m/s Fuente: Fuente: Elaboración propia.....	48
Ilustración 14. Valores máximos admisibles de la tensión de contacto en función de la duración de la corriente de falta. Fuente: RLAT (Reglamento de líneas de Alta Tensión), ITC-LAT-07, 2013.	57
Ilustración 15. Resistividad del terreno en función de la naturaleza del mismo. Fuente: RBT (Reglamento de Baja Tensión), ITC-BT-18. 2005.....	59
Ilustración 16. Representación de la línea de evacuación desde el Centro de Seccionamiento hasta la Subestación eléctrica. Fuente: Elaboración propia.....	67
Ilustración 17. Mapa del paisaje natural de Turrillas. Fuente: Instituto de Estadística y Cartografía, Junta de Andalucía. 2020	80
Ilustración 18. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Manos Unidas	94

Índice de tablas

Tabla 1. Características principales de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia...	15
Tabla 2. Potencias requeridas por la instalación. Fuente: Elaboración propia.	19
Tabla 3. Previsión de cargas para el área logística. Fuente: Datos Junta de Andalucía, 2020.	19
Tabla 4. Coeficientes de simultaneidad según la Instrucción de 14 de octubre 2004. Fuente: Elaboración propia.....	20
Tabla 5. Coordenadas obtenidas para una altura de 90 metros en la zona de Turrillas. Fuente: Elaboración propia.....	33
Tabla 6. Coordenadas UTM de cada uno de los aerogeneradores del parque. Fuente: Elaboración propia.....	34
Tabla 7. Comparativa de fabricantes de aerogeneradores de 3MW. Fuente: Elaboración propia.	41
Tabla 8. Características principales del transformador interno del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.....	46
Tabla 9. Datos de curva de potencia: potencia respecto a la velocidad del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.....	49
Tabla 10. Disposición eléctrica de los aerogeneradores y Centro de Seccionamiento. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 11. Características de las celdas escogidas Ormanzabal. Fuente: Elaboración propia.	54
Tabla 12. Características principales del cable. Fuente: Elaboración propia.	55
Tabla 13. Valores admisibles para la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la corriente de falta. Fuente: RLAT (Reglamento de líneas de Alta Tensión), ITC-LAT- 07, 2013.	58

Tabla 14. Coordenadas UTM del Centro de Seccionamiento. Fuente: Elaboración propia.	61
Tabla 15. Características de las celdas de media tensión. Fuente: Catálogo Ormanzábal ...	64
Tabla 16. Características principales de la celda para La línea de evacuación. Fuente: Elaboración propia.....	65
Tabla 17. Características del embarrado del Centro de Seccionamiento. Fuente: Elaboración propia.	66
Tabla 18. Tabla de intensidad máxima admisible según la sección del cable. Fuente: Cables para Media Tensión, PRYSMIAN.	71
Tabla 19. Coeficientes de corrección para cables directamente enterrados de resistencia térmica diferente a 1,5 k*m/W. Fuente: Cables para Media Tensión, PRYSMIAN.....	72
Tabla 20. Coeficiente de corrección de temperatura del terreno distinta de 25 °C. Fuente: Fuente: Cables para Media Tensión, PRYSMIAN.....	72
Tabla 21. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de intensidad máxima admisible del circuito C1. Fuente: Elaboración propia.	73
Tabla 22. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de intensidad máxima admisible del circuito C2. Fuente: Elaboración propia.	73
Tabla 23. Resistencia y reactancia del conductor en función de la sección. Fuente: Cables para Media Tensión, PRYSMIAN.	75
Tabla 24. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de caída de tensión máxima del circuito C1. Fuente: Elaboración propia.	76
Tabla 25. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de caída de tensión máxima del circuito C2. Fuente: Elaboración propia.	76
Tabla 26. Cálculo en Excel de las pérdidas en los conductores del circuito C1. Fuente: Elaboración propia.....	77
Tabla 27. Cálculo en Excel de las pérdidas en los conductores del circuito C2. Fuente: Elaboración propia.....	78
Tabla 28. Cálculos de Excel de los tramos correspondientes al circuito 1 de potencia 12 MW. Fuente: Elaboración propia.....	103

Tabla 29.Cálculos de Excel de los tramos correspondientes al circuito 2 de potencia 12 MW.	
Fuente: Elaboración propia.....	103

Capítulo 1.

PLIEGO DE CONDICIONES

El siguiente capítulo trata, de manera legal y contractual, el pliego de condiciones para llevar a cabo la instalación del proyecto en cuestión.

1.1 *PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES*

El pliego de condiciones generales define las normas de aplicación que deben resultar, la manera de realizar las obras del proyecto, regulando la ejecución de estas por parte del contratista que se atenderá en todo momento a lo expuesto en él.

1.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El presente proyecto consiste en la instalación de un parque eólico en Almería. El parque eólico se localiza en un paraje idóneo para el aprovechamiento del recurso eólico, con vientos predominantes de componente SE-NW. Para llevar a cabo el proyecto, se escogerá una zona potencial que demande la energía producida por el parque eólico, teniendo en cuenta las hectáreas con las que cuenta, el impacto ambiental que supone y el impacto económico, entre otros.

Lo primero que se debe realizar para el estudio de la viabilidad del parque eólico es conocer bien el comportamiento del viento de la zona en cuestión. Ello se ha realizado con un programa que se describirá más adelante, en el cual se ha simulado la zona para saber la velocidad del viento a una altura determinada, de manera que se conozcan las coordenadas óptimas para colocar los aerogeneradores y la altura mínima que han de tener las torres correspondientes.

Una vez que se realiza el estudio de la velocidad del viento y con ello la posición de cada uno de los aerogeneradores se comienza con el estudio de la evacuación de energía. Para ello se ha tenido que escoger el tipo de aerogenerador adecuado y su correspondiente transformador interno, de manera que la energía producida llegue al centro de seccionamiento y en ese mismo cambie de Media Tensión a Alta Tensión, llevando la energía a la subestación perteneciente a REE (Red Eléctrica Española).

Además, se realizarán los correspondientes planos del proyecto de manera que se visualice la localización, los circuitos en los que se divide el parque, el emplazamiento de los aerogeneradores, el propio aerogenerador escogido, etc.

Finalmente, se realizará un presupuesto de costes fijos en el que se tendrán en cuenta los elementos principales para la instalación del parque eólico.

1.1.2 ZONA POTENCIAL PARA LA IMPLANTACIÓN

La potencia generada por el parque eólico dará servicio al área logística de Interés Autonómico de Níjar, Almería, es decir, el futuro puerto seco. Esta área, a su vez, servirá para dar servicio al Corredor Mediterráneo, considerado como el eje ferroviario transeuropeo de España.

De esta manera, el puerto seco se considera una infraestructura de transporte que va a reducir costes de exportación e importación, al estar conectado con el Corredor, las autovías A-92 y A-7, y con el propio puerto de Almería.

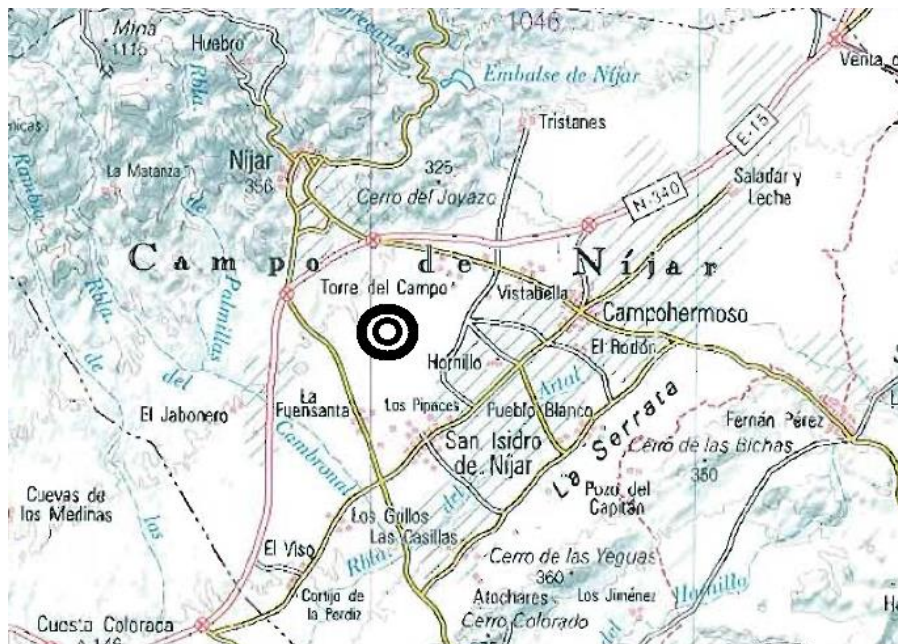


Ilustración 1. Localización del puerto seco en Níjar, Almería. Fuente: Junta de Andalucía, 2020

La zona de Níjar se caracteriza por:

- El cultivo de hortalizas mediante invernaderos.
- Manipulado, envasado y transporte de hortalizas.
- La industria agroalimentaria y complementaria del sector.

Por ello, se puede decir que el área designada es una zona puntera en cuanto a explotación agrícola y con una gran proyección en el mercado de hortalizas norte europeo, demandando potencia en todo momento para sus fines.

El puerto seco, además, será utilizado para entrada y distribución de materiales que serán transportados desde el puerto de Almería, y desde Níjar se dará salida a los mismos mediante el ferrocarril, en concreto con el AVE en proyecto.

1.1.3 EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE

El lugar donde se va a instalar el parque eólico será en el municipio Turrillas perteneciente a la provincia de Almería. El emplazamiento escogido está expuesto a unos vientos dominantes, por lo que se potencia el aprovechamiento de la energía eólica.

Por tanto, el futuro parque está configurado aprovechando la orografía local, de manera que está expuesto a los vientos más característicos del lugar.



Ilustración 2. Turillas y Lucainena de las Torres, Almería. Fuente: Junta de Andalucía, 2020.

De esta manera, se puede afirmar que el emplazamiento seleccionado para instalar el parque eólico posee las condiciones necesarias de viento, además de unos accesos adecuados para su construcción, explotación y mantenimiento.

El acceso al parque eólico se realizará a través de la carretera AL-3103 hasta Turrillas donde enlazará con una red de caminos existentes de un parque eólico vecino. Sobre esta carretera no habrá que realizar ninguna actuación de importancia ya que, a través de ella, se ha accedido a un parque eólico vecino. La carretera AL-3103 pertenece a la Red Provincial, adscrita a la Diputación Provincial de Almería.

1.1.4 ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

En el siguiente apartado se comentarán las órdenes al futuro contratista del proyecto.

El contratista estará obligado a transcribir en el Libro de Órdenes, por sí mismo o por medio de su delegado, el número de ordenes o instrucciones que recibe por escrito de la Dirección, y a firmar, a los efectos procedentes, el oportuno acuse de recibo, sin perjuicio de la

necesidad de una posterior autorización de tales transcripciones por la Dirección, con su firma, en el Libro indicado.

Efectuada la recepción de la obra, el Libro de órdenes, pasará a poder de la Administración, si bien podrá ser consultado en todo momento por el Contratista.

“Durante la ejecución de las obras proyectadas, y de los trabajos complementarios para la realización de las mismas, el contratista será responsable de todos los daños y perjuicios directo o indirectos, que se puedan ocasionar a cualquier persona, propiedad o servicio público o privado, como consecuencia de los actos, omisiones o negligencias del personal a su cargo, o de una deficiente organización de los trabajos. En especial será responsable de los perjuicios ocasionados a terceros como consecuencia de accidentes debidos a una señalización de las obras insuficiente o defectuosa.

De acuerdo con el párrafo anterior, el Contratista deberá proceder de manera inmediata a indemnizar y reparar de manera aceptable, todos los daños y perjuicios imputables a él, ocasionados a personas, servicios o propiedades públicas o privadas.

Además, deberá cumplir todas las disposiciones vigentes y las que se dicten en el futuro, sobre materia laboral y social de la Seguridad y Salud en el Trabajo.

Los permisos y licencias necesarios para la ejecución de las obras, con excepción de los correspondientes a las expropiaciones, deberán ser obtenidos por el Contratista. 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”.¹

1.2 ESPECIFICACIONES DE MATERIALES Y EQUIPOS

“El contratista queda obligado a aportar a las obras el equipo de maquinaria y medios auxiliares que sea preciso para la buena ejecución de aquellas en los plazos parciales y total convenidos en el contrato.

El equipo quedara adscrito a la obra en tanto se hallen en ejecución las unidades en que ha de utilizarse, en la inteligencia de que no podrá retirarse sin consentimiento expreso del Director y debiendo ser reemplazados los elementos averiados o inutilizados siempre que su reparación exija plazos que aquel estime que han de alterar el programa de trabajo.

¹ Guía metodológica para redacción de proyectos de mejora de caminos de uso agrario (BOJA)

Cada elemento de los que constituyen el equipo será reconocido por la Dirección, anotándose sus altas y bajas de puesta en obra en el inventario del equipo”.²

La admisión de los materiales no excluye la responsabilidad del contratista para la calidad de los mismos, que subsistirá hasta la recepción definitiva de las obras.

1.2.1 CONDICIONES DE LOS MATERIALES

Las condiciones que han de cumplir los materiales del proyecto son:

1. Examinación y aceptación de los materiales antes de emplearlos en la obra. Esta tarea será realizada por el Director de Obra. Podría darse el caso de que algunos materiales hayan sido aceptados inicialmente pero que sean posteriormente rechazados al no cumplir las restricciones previstas en los ensayos.
2. Ensayos y pruebas de los materiales siguiendo las instrucciones que considere el Ingeniero Director. Una de las obligaciones que tiene el Contratista será avisar con antelación al Ingeniero Director, sobre la lista de materiales para la ejecución de la obra para que puedan realizarse los ensayos a tiempo.
3. Los materiales deben reunir las condiciones establecidas. En caso de no cumplir con dichas condiciones, el Ingeniero Director debe dar la orden al Contratista para que pueda reemplazar esos materiales no aptos.
4. Pueden existir materiales defectuosos pero aceptables. Si el Ingeniero Director acepta materiales que son defectuosos, se debe disminuir el precio que repercutirá sobre la unidad de obra que contradictoriamente se determine
5. Los materiales no especificados en el Pliego y que son empleados en la obra, deben ser de primera calidad y reconocidos por el Ingeniero Director (pudiendo ser rechazados por este mismo si no considera que cumplen las condiciones).

² Guía metodológica para redacción de proyectos de mejora de caminos de uso agrario (BOJA)

Los equipos fundamentales que va a tener en el proyecto serán los **aerogeneradores**. Cada uno de ellos tendrá las siguientes características:

Potencia unitaria máxima	3 MW
Tensión nominal de salida	0,69 kV/ 50 Hz
Clase de viento	IEC- IIA
Diámetro del rotor	100 m

Tabla 1. Características principales de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los sistemas/centros que formarán el parque eólico serán:

- Sistema Colector de Energía
- Sistema de Puesta a Tierra
- Centro de Seccionamiento y Control
- Sistema de Control del parque eólico
- Accesos al parque eólico y caminos de servicio y secundarios

En cuanto a obra civil, se utilizarán los materiales habituales y se especificarán con el futuro Contratista.

1.3 ESPECIFICACIONES DE EJECUCIÓN

En este apartado se comentará cómo se debe realizar la ejecución de las obras del parque eólico en cuestión.

Suministro de agua

El Contratista debe montar y mantener el suministro de agua, tanto para uso personal como para las obras, instalando y conservando los elementos que lo componen.

Suministro de la energía eléctrica

El Contratista es el responsable del suministro de energía eléctrica, de manera que será el que establezca las líneas de suministro de tensión, la subestación, red de media y baja tensión, etc.

Excavación a cielo abierto (desmontes)

Los desmontes previstos en el proyecto son de poca entidad, siendo todos los materiales a desmontar excavables por medios mecánicos normales. Todos los materiales se consideran suficientemente estables. La excavación del desmonte se realiza en base al tipo de cartografía.

Medidas de protección y limpieza

El Contratista tiene la obligación de proteger tanto la obra como todos los materiales en el caso de existir cualquier deterioro o daño durante el proceso de construcción. Debe cumplir con todos los reglamentos aplicables.

Por otro lado, el Contratista tiene la responsabilidad de la limpieza de las obras y sus inmediaciones, de materiales y escombros.

Instalaciones sanitarias provisionales

El Contratista debe conservar y construir aquellas instalaciones sanitarias que sean necesarias y que se adapten en características y número a las exigidas por la reglamentación. Dichas instalaciones serán para los obreros y empleados de la obra, ubicadas en los lugares convenientes aprobados por el Ingeniero Director.

1.3.1 EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Ejecución mecánica del trabajo

Los diferentes elementos que componen la estación serán montados y acabados de la manera más precisa.

Ejecución de las conexiones

Las conexiones entre los conductores y aparatos, se realiza de manera que cada uno de los contactos sean seguros, de larga duración y sin calentamientos frecuentes.

Los medios y pautas para realizar las conexiones deberán estar ligados al tipo de cable y el modo de instalación.

Los conductores desnudos deben estar limpios, para que se realice el contacto con éxito. También se debe evitar cualquier tipo de daño causado durante el recubrimiento de los cables.

Cuando el conductor esté compuesto de alambres, la corriente se debe repartir para que la conexión tenga éxito.

Conducción subterránea

- **Zanjas.** Cuando se colocan los tubos protectores de los cables se realizan las zanjas. El fondo de las zanjas se debe nivelar con precaución ya que se debe eliminar cualquier elemento cortante. Sobre el fondo se deposita una capa de arena para poder asentar a los tubos. Las tierras que se utilicen de relleno deben estar sin raíces ni fangos.
- **Empalmes y derivaciones.** La unión de las derivaciones y empalmes se realizará a partir de piezas y manguitos en forma de cruz o T. Los materiales que formen una derivación o empalme deben estar totalmente secos y limpios, de manera que se comience el montaje sin interrupciones. El número de empalmes debe ser reducido, coincidiendo con las derivaciones si es posible.
- **Tomas de Tierra.** La resistencia de puesta a tierra no debe ser mayor de 20 Ω . Si supera dicho umbral, se deben aumentar las picas o bien realizar un tratamiento adecuado del terreno.

- **Drenajes.** No existen viales en el parque que crucen cursos de agua de cierta entidad. Las escasas obras de drenaje transversal que serán necesarias se resolverán mediante tubos de hormigón.

1.3.2 POTENCIA DEMANDADA POR EL PUERTO SECO

Para realizar el posterior dimensionamiento del parque eólico y concretar el número de aerogeneradores necesarios, se ha estimado la potencia requerida con el fin de dar servicio al futuro puerto seco. Para ello, se ha utilizado la instrucción de 14 de octubre de 2004 de la Dirección de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa. Además, se ha tenido en cuenta las estimaciones del Convenio entre EPSA y ENDESA de instalaciones eléctricas, además de los establecido en el actual Reglamento de Baja Tensión.

“Cuando al proyectar un área de uso industrial se conozca de antemano la potencia a instalar en cada parcela, serán éstas las que se consideren al dimensionar eléctricamente las instalaciones, siempre que sean superiores a las mínimas que se indican en el párrafo siguiente. Si no se conoce de antemano la potencia a instalar en las parcelas ésta será la que estime el técnico que redacte el proyecto de electrificación, en función del uso previsto para el área de uso industrial y de la planificación urbanística, con los siguientes mínimos de potencia por parcela en función de la superficie total de ésta:

Superficie parcela (m²) Potencia prevista mínima (kW)

$S < 300$ 15

$300 < S < 1000$ $15 + 0,05 (S - 300)$

$1000 < S$ $0,05 S$

siendo la potencia prevista para parcelas de más 1.000 m² equivalente a 50 W/m². ”³

Por tanto, la ratio de 50 W/m² se utilizará para superficies edificadas de uso industrial multifuncional, transformación y logística, y usos dotacionales.

³ Fuente: Artículo 2.1. de la Instrucción de 14 de octubre de 2004, “Potencia prevista en parcelas

En cuanto a los cánones obtenidos en el Convenio suscrito entre EPSA y Endesa recopilamos las siguientes potencias requeridas:

Parcelas para equipamiento deportivo	25 kW
Alumbrado público	1,5 W/ m ² de vial

Tabla 2. Potencias requeridas por la instalación. Fuente: Elaboración propia.

El ratio de 1,5 W/ m² de alumbrado público estarán destinados para superficies de viario. En cuanto a los espacios no edificados los cuales son de uso industrial multifuncional, transformación, logística, usos dotacionales y espacios libres se aplica una ratio de 1,0 W/m².

Una vez aplicado lo anterior para las distintas superficies del área logística se obtiene la siguiente previsión de cargas:

Uso	Sup (m ²)	Edificabilidad (m ² /m ²)	Dotación Z.Edif. (W/m ²)	Dotación Z.Urb. (W/m ²)	Prev carga edificación (kW)	Prev carga urbanización (kW)	Total carga (kW)
P.I.M.	476.886	0,70	50	1,0	18.941,19	162,35	19.103,55
P.L.T.	306.498	0,70	50	1,0	10.219,88	87,60	10.307,48
Usos dotacionales	273.925	0,10	100	1,0	2.723,57	245,12	2.968,69
Esp.viarios públicos	161.683			1,5		380,75	380,75
Esp.Libres	434.667			1,0		400,95	400,95
TOTAL					31.884,64	1.276,77	33.161,42

Tabla 3. Previsión de cargas para el área logística. Fuente: Datos Junta de Andalucía, 2020.

En cuanto a los centros de transformación, se va a considerar los siguientes coeficientes de simultaneidad, basándonos en los criterios citados en la Instrucción de 14 de octubre de 2004.

ZONA	COEFICIENTE DE SIMULTANEIDAD
Centro de transformación	0,8
Línea de media tensión	1,0
Previsión de cargas con subestación	0,9

Tabla 4. Coeficientes de simultaneidad según la Instrucción de 14 de octubre 2004. Fuente: Elaboración propia.

A partir de los anteriores coeficientes de simultaneidad, la potencia estimada será de 21,22 MW, que equivale a 23,58 MVA. De esta forma, como se comentará más detalladamente en el capítulo de la Memoria, el parque estará formado por diez aerogeneradores: ocho aerogeneradores más dos de reserva.

El parque eólico no dispondrá de una subestación eléctrica, sino que los circuitos de media tensión se conectarán a un centro de seccionamiento desde el que se conectarán a una línea de evacuación que no es objeto del proyecto.

1.4 *NORMATIVA APLICABLE*

1.4.1 LEGISLACIÓN ELÉCTRICA

- Real Decreto 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.
- 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, ITCLAT 01 a 09.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre de regulación del sector eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Los procedimientos para el acceso y la conexión a la red de transporte de instalaciones de generación, consumo o distribución se establecen con carácter general en:

- Ley del Sector Eléctrico –LSE- (Ley 24/2013, de 26 de diciembre)
- Real Decreto-ley 23/2020
- Real Decreto-ley 15/2018

- Real Decreto-ley 647/2020
- Real Decreto 1955/2000
- Real Decreto 1047/2013
- Real Decreto 413/2014
- Real Decreto 738/2015

Los aspectos técnicos y de detalle, incluyendo la etapa de puesta en servicio, se desarrollan en los procedimientos de operación P.O. 12.1 y P.O. 12.2 y los procedimientos de operación homólogos en los territorios no peninsulares.

Normas autonómicas

- Decreto 59/2005, de 1 de marzo, de la Junta de Andalucía (BOJA núm. 188 de 20 de junio de 2005) por el que se regula el procedimiento para la instalación, ampliación, traslado y puesta en funcionamiento de los establecimientos industriales, así como el control, responsabilidad y régimen sancionador de los mismos, y las órdenes e instrucciones que lo desarrollan y aclaran.
- Ley 2/2007, de 27 de marzo de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.
- Orden de 25 de julio de 2011, por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica terrestre, contempladas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden de 17 de julio de 2017, por la que se regularizan las situaciones administrativas derivadas de la aplicación de las Órdenes en materia de priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Normativa europea

- Directiva 2003/54/CE del parlamento europeo y del consejo, la presente Directiva establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad.

1.4.2 LEGISLACIÓN MEDIOAMBIENTAL

- Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- Ley 37/2003 de 27 de noviembre, del ruido.
- Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada, se establece el régimen de organización y funcionamiento del registro de autorizaciones de actuaciones sometidas a los instrumentos de prevención y control ambiental, de las actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y de las instalaciones que emiten compuestos orgánicos volátiles, y se modifica el contenido del Anexo I de la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.

1.4.3 LEGISLACIÓN URBANÍSTICA

- Ley 7/2002, de 17 de diciembre de Ordenación Urbanística de Andalucía (LOUA).
- Modificación de la ley de ordenación urbanística de Andalucía de 31/12/2003.

- Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- Normas urbanísticas de los municipios afectados de Lucainena de las Torres, Turrillas y Níjar.

También serán de aplicación la normativa de Seguridad y Salud en el Trabajo, así como las concernientes a la construcción de Obra Civil y Estructuras y su desarrollo en las correspondientes normas básicas y tecnológicas.

1.5 PLIEGO DE CONDICIONES ECONÓMICAS

El proyecto contendrá las condiciones económicas que deben ser asumidas por todos los intervinientes en la obra proyectada, tales como la propiedad, los contratistas y proveedores, para lo cual en los contratos que se celebren se deberá expresar las unidades de obra a realizar, materiales a proveer y la cuantía económica de todo ello y los parámetros temporales de ejecución acordes con la planificación de la obra.

La obra en sí misma requiere no sólo una financiación externa, sino que requiere además de una financiación interna asumida por contratistas y proveedores, los cuales tendrán como forma de pago mensual o por unidades de obra medidas ejecutadas mediante pagarés no a la orden.

Como sistema de control, a efectos económicos respecto del material recepcionado en obra, se utilizarán albaranes que deben ser recibidos y firmados por personal autorizado por el destinatario de los mismos.

Estos albaranes, debidamente recibidos, serán el único documento válido a efectos de facturación.

Los Contratistas y Proveedores emitirán facturas por los albaranes anteriores, emitidas en los términos legales y reglamentariamente establecidos al efecto y dirigidas a la propiedad.

Los precios establecidos en los contratos son precios alizados, bien sea para el suministro de materiales por parte de los proveedores o por la ejecución material de la obra medida en unidad de obra, y en este supuesto de obra incluirá los suministros mano de obra, maquinaria e instalaciones necesaria para su actividad.

En las facturaciones parciales durante la ejecución de obra, así como en la liquidación final de la misma, se pagará al Contratista de acuerdo con los precios que constan en el contrato de obra.

Todos los tributos, tasas y en general cualquier tipo de exacción fiscal que afecten a la obra durante la vigencia del contrato serán de cuenta y cargo del Contratista.

El precio contractual establecido no podrá ser modificado, por lo que no se aceptará propuesta alguna de revisión de precios por parte del Contratista distintos de los que constan en el cuadro correspondiente de la contrata.

La empresa contratista responderá por los accidentes laborales de sus empleados y obreros que trabajen en la obra por el contratada, respetando la normativa de la Ley de accidentes de Trabajo.

El contratista asume y se obliga al pago de cualquier suministro, así como los gastos del montaje en obra de todos los elementos estructurales necesarios para ejecución de la misma.

Capítulo 2.

MEMORIA

2.1 INTRODUCCIÓN

Las energías renovables más desarrolladas tecnológicamente son las que generan electricidad a partir de energía hidráulica, fotovoltaica y eólica. La energía hidráulica es cara, y presenta inconvenientes en cuanto a la obra civil a realizar y el impacto sobre la población afectada por el embalse.

Por el contrario, la energía fotovoltaica y la eólica, presentan características idénticas, ya que el avance tecnológico de ellas crece muy rápido, tal es así que en pocos años se ha aumentado su producción, no sólo porque el número de instalaciones haya crecido, sino que también se ha avanzado técnicamente para hacerlas más eficientes. Además de ello, los recursos naturales, como fuente generadora de energía eléctrica, como el sol y el viento, son elementos naturales más que suficientes para generar toda la electricidad que necesita el planeta. Finalmente, otra cualidad que tienen es el abaratamiento de sus instalaciones y de los medios productivos que actualmente las hace crecer hasta el punto de ser competitivas con la energía eléctrica generada por combustibles fósiles.

Con respecto a la energía eólica, el transcurso del tiempo ha permitido el desarrollo de nuevas tecnologías que conllevan la mejora en el diseño de los aerogeneradores, existiendo en la actualidad un mercado de turbinas de gran potencia unitaria, con tecnología probada y fiable, que permiten la instalación de la potencia nominal de una planta eólica con un número reducido de unidades de generación. Ello conlleva:

- La reducción de la superficie afectada.
- La disminución del número de viales a construir, necesarios para las fases de construcción y explotación.
- La reducción de la infraestructura eléctrica interna.
- La reducción del impacto medioambiental del entorno.
- El incremento de la eficiencia energética del parque.

El proyecto de instalación del parque eólico en Sierra Alhucemilla, en la parte de la sierra que pertenece al municipio de Turrillas, Almería, tiene como fin dar servicio al futuro puerto seco en Níjar. El parque eólico estará conectado al Centro de Seccionamiento, el cual, a partir de la línea de evacuación, llegará a la subestación de Níjar por donde se alimentará el puerto seco (la subestación no es objeto del siguiente proyecto).

Níjar es considerada una de las zonas más estratégicas de la economía almeriense, por su situación geográfica, bien comunicada y con extensión de terreno suficiente para su implantación con mínimo impacto ambiental.

La implantación de un puerto seco requiere de partida que exista un volumen importante de mercancías a recepcionar y expedir, para ello es necesario una situación geográfica estratégica para su conexión a través de red ferroviaria, red viaria y de puerto marítimo de origen o destino del tráfico por mar, siendo Níjar un punto estratégico de las comunicaciones de la provincia, próxima al Aeropuerto y a los puertos de Almería y Carboneras, junto a la autovía A-7 y a la futura vía del AVE.

El puerto de Almería está creciendo año tras año, lo que implica, sin estar aún saturado, continuas inversiones de ampliación hacia el mar con elevados costes. Esta presión comercial hace más que viable la implantación del Puerto Seco como base logística de la provincia de Almería a la vez que un desahogo para sus puertos marítimos.

El Puerto Seco se encuentra localizado al sur de Níjar, junto a la A-7, autovía del mediterráneo. El acceso rodado se realiza por la A-7 y la AL- 3108 y por vía ferroviaria, a través del puesto de adelantamiento y estacionamiento de trenes, PAET, situado al lado del Puerto Seco, por su parte norte desde el que existe proyectado una conexión ferroviaria de acceso a la plataforma intermodal.

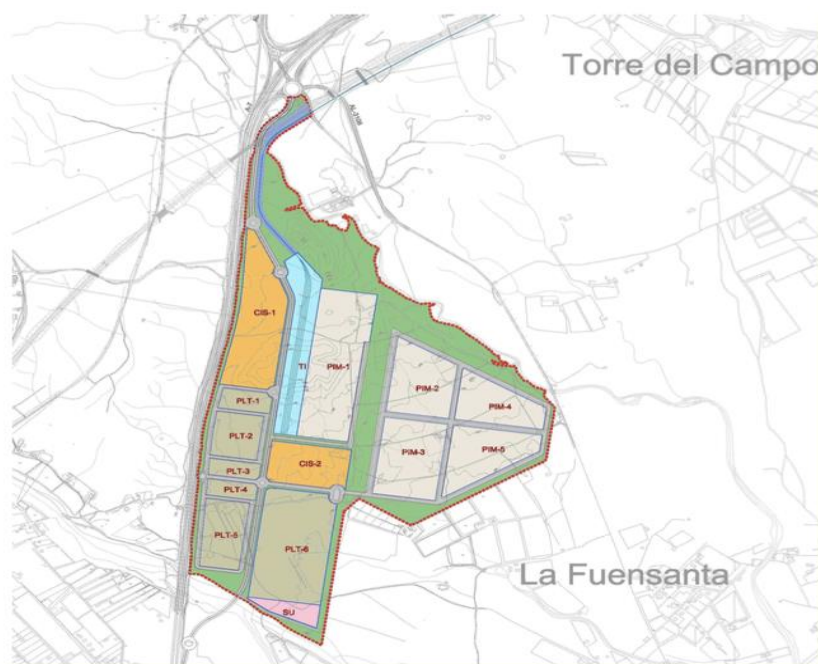


Ilustración 3. Emplazamiento del puerto seco de Níjar, Almería. Fuente: Junta de Andalucía.2020

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Como se ha comentado en el Pliego de Condiciones⁴ la potencia calculada que demanda el puerto seco al que se quiere suministrar energía es de 23, 58 MVA. Los aerogeneradores que se van a instalar tendrán potencia unitaria máxima de generación 3 MW (3.33 MVA⁵), por lo que se instalarán ocho aerogeneradores y dos de reserva.

Los elementos principales que se contemplan en la instalación son:

- Aerogeneradores: 8 aerogeneradores y 2 de reserva.
- Caminos de acceso y viales.
- Líneas eléctricas subterráneas de media tensión del sistema colector del parque.
- Centro de Seccionamiento y Control.

2.3 ACCESO AL PARQUE

Las únicas vías de importancia en el entorno de Sierra Alhamilla son la N-340, por el sector norte y la A-7 por el sur, ambas relativamente alejadas de sus límites. El principal acceso al Paraje Natural se realiza a través de red provincial que da acceso a Turrillas (a través de la AL- 3103 De la N-340a de Tabernas a Turrillas que tiene su origen en la N-340a) y desde esa localidad por las pistas forestales, en buen estado, que da acceso al parque de aerogeneradores existente de la Loma del Perro y continua su ascenso hasta discurrir por la línea de cumbres del Paraje, proporcionando espectaculares vistas. El resto de los caminos son pistas de servicio, muchas de ellas de propiedad particular.

Así pues, se llega al parque eólico a través de las pistas forestales que dan acceso a las cumbres de la Sierra, existiendo igualmente caminos con servicio para las fincas particulares.

⁴ V. Pliego de Condiciones, apartado 1.3.2 Potencia demandada por el puerto seco.

⁵ Potencia calculada teniendo en cuenta un $\cos \varphi = 0.9$.

2.4 ASPECTOS GEOLÓGICOS

Desde el punto de vista geológico, la zona donde se situará el parque eólico, forma parte de las Cordilleras Béticas, en concreto en la zona interna también llamada Zona Bética.

La estructura de la Zona Bética es el resultado de una gran serie de cabalgamientos que da como resultado estructuras de tipo alpino. En la parte oriental de la Zona Bética (donde se sitúa el Parque), pueden distinguirse tres complejos tectónicos, que de arriba abajo son:

- Complejo Nevado-Filábride
- Complejo Maláguide
- Complejo Alpujarride

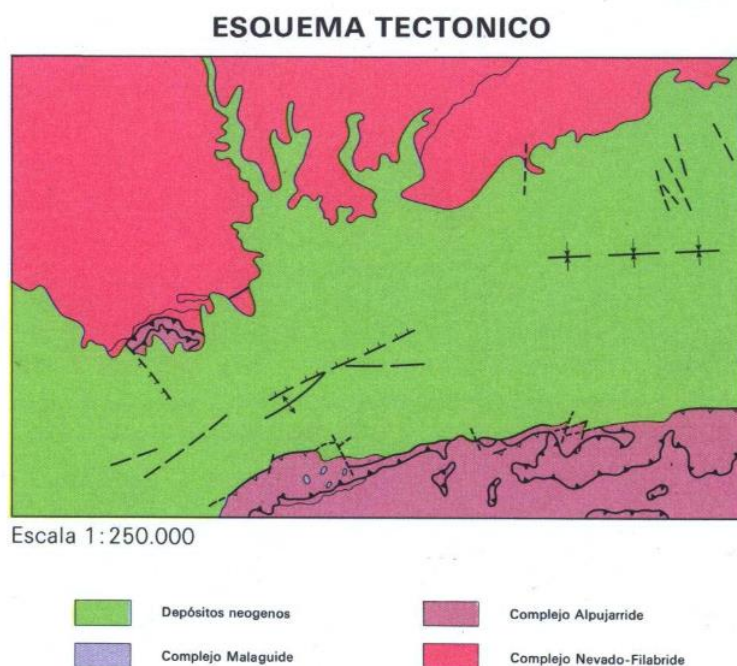


Ilustración 4. Detalle del Mapa Geológico de España. Fuente: IGME, hoja 1030 (Tabernas), 2020.

Dentro de nuestra área de estudio, tan solo afloran formaciones geológicas pertenecientes al Complejo Alpujarride, tal y como se muestra en la siguiente figura:

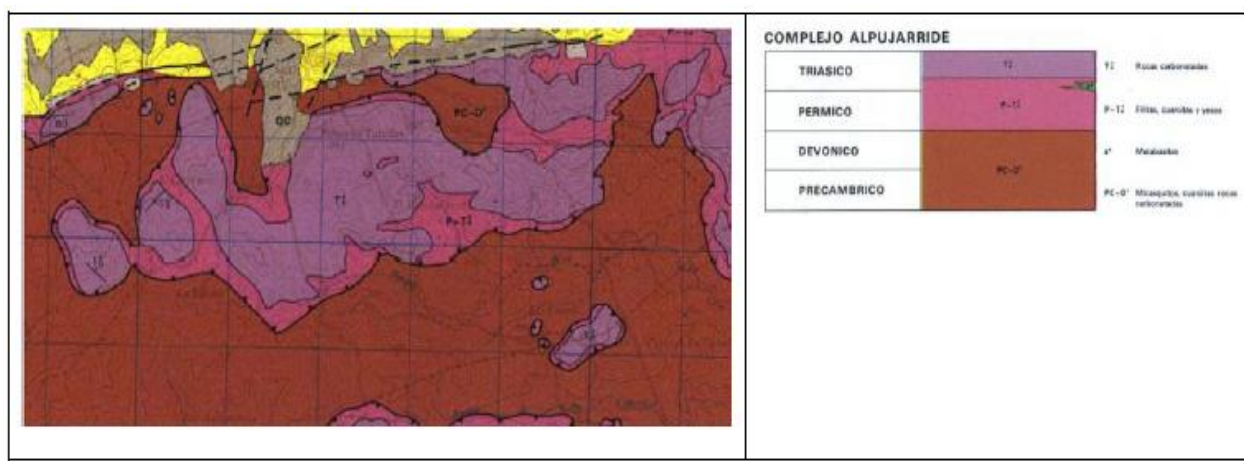


Ilustración 5. Detalle del Mapa Geológico de España. Fuente: IGME, hoja 1030 (Tabernas), 2020

Para conocer los aspectos geológicos será necesario realizar catas, ensayos de laboratorio y sondeos de reconocimiento del terreno. Así pues, los suelos de la zona obtenidos por dichas catas, según el Artículo 330 del PG-3, se clasifican como adecuados cumpliendo las condiciones descritas en dicho artículo.

Cabe destacar la existencia de antiguas minas de hierro y plomo abandonadas en algunas partes del terreno, de las que se desconoce su estado, y la presencia de galerías que pudieran afectar a la cimentación de algunos aerogeneradores, por lo que se necesita un estudio geotécnico más detallado en dichas partes.

Por otro lado, el municipio de Turrillas cuenta con una Delimitación de Suelo Urbano, aprobada definitivamente el 7 de marzo de 1979, y la superficie afectada por el parque eólico proyectado no está dentro del Paraje Natural Sierra Alhamilla y está calificado dentro de sus NNSS como suelo no urbanizable.

2.5 ESTUDIO DEL VIENTO

De acuerdo a la evaluación del recurso eólico, las direcciones dominantes en el parque son de Levante, destacando la componente NE, y de Poniente, destacando la componente NW.

Para realizar el estudio del viento, se ha utilizado el programa de la Agencia Andaluza de la Energía. Se ha estimado la velocidad del viento a una altura de 90 metros en la zona de Turrillas, resultando la velocidad media que se muestra en la siguiente figura:



Ilustración 6. Resultados obtenidos para la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa Agencia Andaluza de la Energía.

Como bien se indica en la anterior figura, la velocidad media del viento en la ubicación del proyecto, Turrillas (Almería), resultó ser de 7,84 m/s con una potencia de 5,563 W/m². Teniendo en cuenta que un aerogenerador empieza a girar si el viento alcanza 3 a 4 m/s de velocidad, se puede afirmar que la zona seleccionada para la instalación del parque es adecuada.

Por otro lado, el programa muestra las coordenadas UTM⁶ óptimas para conseguir potencia eólica suficiente.

U.T.M x(m)	U.T.M y(m)
560.207	4.094.842

Tabla 5. Coordenadas obtenidas para una altura de 90 metros en la zona de Turrillas. Fuente: Elaboración propia.

Con esta referencia, se ubicaron los 8 aerogeneradores más los 2 de reserva, teniendo en cuenta el espacio ocupado en el mapa mediante los planos de AutoCAD (v. Plano 02). Se consideraron las siguientes coordenadas UTM para cada uno de ellos, para la zona/huso 30⁷.

⁶ Sistema de coordenadas universal transversal de Mercator

⁷ Valor zona/huso en el Centro de España

Coordenadas U.T.M. (Huso 30)			
WTG	X (m)	Y(m)	Z (m)
A-01	564.210	4.097.006	1.087
A-02	563.986	4.096.893	1.114
A-03	563.770	4.096.461	1.157
A-04	564.365	4.096.433	1.131
R-01	564.792	4.096.459	1.113
R-02	565.856	4.096.212	1.092
A-05	566.270	4.096.157	1.084
A-06	566.612	4.096.097	1.073
A-07	566.958	4.096.040	1.037
A-08	567.341	4.096.034	1.018

Tabla 6. Coordenadas UTM de cada uno de los aerogeneradores del parque. Fuente: Elaboración propia.

Otros datos de interés que se obtuvieron a partir de la herramienta proporcionada por la Junta de Andalucía fueron los siguientes, considerando altura de 90 m en la zona de Turrillas).

Velocidad media durante el día

La siguiente figura representa la velocidad del viento respecto a las horas, en cualquier día en la zona de Turrillas, a una altura de 90 metros. Además, el programa es capaz de mostrar la velocidad mínima y la velocidad máxima del día escogido.



Ilustración 7. Velocidad mínima, media y máximo durante el día en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa de Agencia Andaluza de la Energía, 2020.

Velocidad media mensual

La siguiente gráfica muestra la variación de la velocidad del viento mes a mes, durante un año. Igual que la gráfica de velocidad media durante el día, el programa muestra la velocidad máxima y mínima a lo largo del año. En ambas gráficas la velocidad mínima puede llegar a ser 0, mientras que la máxima varía con facilidad.

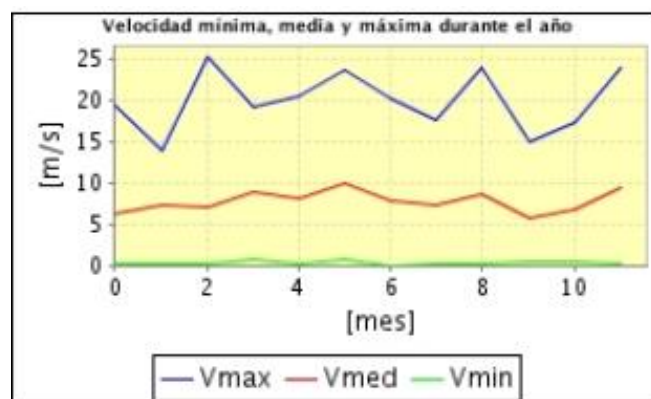


Ilustración 8. Velocidad mínima, media y máximo durante el año en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa de Agencia Andaluza de la Energía, 2020.

Rosa de viento velocidad media

Además, el programa es capaz de representar los diagramas de la Rosa de viento. La siguiente figura muestra la velocidad media clasificada por diferentes direcciones, de forma que se deduzca la dirección principal que lleva el viento. Como puede observarse, la mayor velocidad aparece en la dirección NE (NordEste).



*Ilustración 9. Rosa de viento de la velocidad media (m/s) en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros.
Fuente: Programa Agencia Andaluza de la Energía, 2020*

Rosa de viento Procedencia

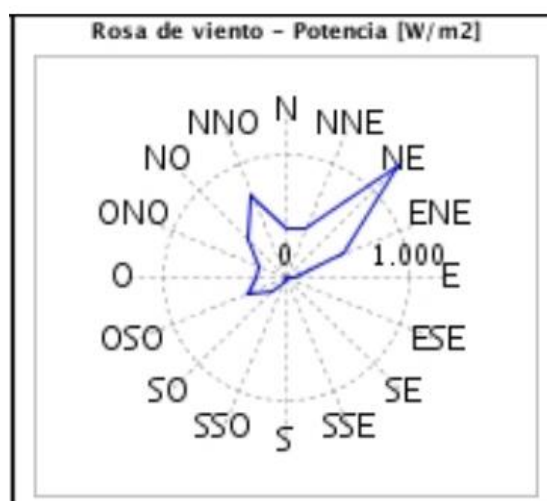
La siguiente figura muestra la procedencia del viento durante el año en una rosa de viento. Este diagrama se complementa con el diagrama de la rosa de velocidad media, para poder reconocer la dirección principal que lleva el viento.



Ilustración 10. Rosa de viento de Procedencia [%] en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros. Fuente: Programa Agencia Andaluza de la Energía, 2020.

Rosa de viento Potencia

La siguiente figura muestra la fuerza (W/m^2) con la que va el viento en cada una de las direcciones. Sin embargo, el diagrama no suele ser necesario para deducir la dirección principal del viento.



*Ilustración 11. Rosa de viento de la potencia (W/m²) en la zona de Turrillas a una altura de 90 metros.
Fuente: Programa Agencia Andaluza de la Energía, 2020*

Por tanto, una vez escogida la potencia de cada uno de los aerogeneradores, se calculará la producción anual (kWh), considerando la velocidad media anual calculada en el programa, 7,84 m/s, como luego se detallará en el apartado relativo a aerogeneradores.

2.5.1 AFECCIÓN EÓLICA

Por la situación de los aerogeneradores, y como consecuencia del efecto estela⁸, debemos considerar una franja de 1.000 metros a ambos lados del aerogenerador donde la instalación de otros aerogeneradores provocaría una pérdida de producción de energía del parque. Por

⁸ Larga cola de viento detrás de la turbina ralentizada y turbulenta.

todo ello será necesario, caso de aprobación de nuevos parques en la zona, que se establezca esta distancia de salvaguarda para no modificar las condiciones de generación y, por consiguiente, la rentabilidad del parque.

2.6 AEROGENERADORES

2.6.1 ESTUDIO COMPARATIVO DE AEROGENERADORES SEMEJANTES

Uno de los estudios que se realizan previo al proyecto, tiene en consideración un análisis sobre qué tipo de aerogenerador se adapta mejor, o al menos con parámetros técnicos parecidos, al proyecto a realizar, realizando una comparativa a fin de definir aquel modelo que se adapte a nuestras necesidades.

Así pues, se trata de estudiar los modelos de aerogeneradores, que nos facilitan los fabricantes de los mismos, teniendo en consideración aquellos que más han innovado gracias al avance tecnológico en este campo de energías renovables, buscando el binomio calidad precio.

La comparativa que se ha realizado con el nuestro es de tres aerogeneradores de la misma potencia, 3 MW, fabricados por empresas del sector de primera fila, que llevan muchos años en el campo de los aerogeneradores.

El aerogenerador que se ha escogido para nuestro proyecto ha sido fabricado por ACCIONA, Windpower: AW 3000/100 de potencia 3MW y diámetro del rotor 100 metros.

En el mercado existen diversos modelos de las mismas características del nuestro. Con el muestreo realizado en internet de los fabricantes se nos aporta información de los caracteres de los aerogeneradores, aunque algunos de los datos no están disponibles.

Aerogeneradores	ACCIONA	VESTA	ALSTOM	SIEMENS
Turbina eólica	AW-3000/100	V90/3000	ECO 100	SWT-3.0-101
Potencia	3000 kW	3000 kW	3000 kW	3000 kW
Diámetro	100 m	90 m	100,8 m	101 m
Clase de viento	IEC Ia	IEC Ia	IEC Ia	IEC Ia
Densidad de Potencia	2,62 m ² /kW	2,13 m ² /kW	2,67 m ² /kW	2,68 m ² /kW
Número de Palas	3	3	3	3
Limitación de Potencia	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch
Puesta en servicio	2009	2002	No disponible	2011
Masa de Góndola	No disponible	68 Tm	No disponible	73
Masa de Torre	154 Tm	155 Tm	145 Tm	126 Tm
Masa de Rotor	66 Tm	No disponible	No disponible	60 Tm
Velocidad mínima del rotor	No disponible	8,6 vueltas/minuto	8 vueltas/minuto	ND
Velocidad máxima del rotor	14,2 vueltas/min.	18,4 vueltas/min.	14,2 vueltas/min.	ND
Velocidad mínima del viento	4 m/s	3,5 m/s	3 m/s	3,5 m/s
Velocidad nominal del viento	11,7 m/s	16,5 m/s	12 m/s	14,5 m/s
Velocidad máxima del viento	25 m/s	25 m/s	25 m/s	25 m/s
Caja de cambios	Sí	Sí	Sí	No
Generador:				
Velocidad de salida máxima	1584 vueltas/min.	1680 vueltas/min.	1800 vueltas/min.	ND
Tensión de salida	690 V	1000 V	1000 V	ND
Torre				
Altura mínima de la Góndola	90 m	65 m	75 m	74,5 m
Altura máxima de la Góndola	120 m	105 m	100 m	142,5 m
País Fabricante	España	Dinamarca	Francia	Alemania

Tabla 7. Comparativa de fabricantes de aerogeneradores de 3MW. Fuente: Elaboración propia.

Del estudio comparativo de los parámetros de la anterior tabla, podemos deducir prácticamente la igualdad existente entre los aerogeneradores analizados. En la actual situación, con un ODS 7 en la Agenda 2030 para el desarrollo Sostenible del planeta, podemos deducir que los fabricantes citados se han lanzado a una carrera en la construcción de turbinas eólicas, aunque lo que en realidad hacen es el ensamblaje de sus componentes, integrándolos para producir turbinas, por ello la identidad existente de las marcas en el mercado. La realidad del avance tecnológico está en la ingeniería de dichos componentes.

La potencia o la energía capaz de generar en la unidad de tiempo es en todos ellos igual a 3 MW.

Por lo que respecta a la velocidad para mantener constante la producción oscila entre 11,7 m/s del generador de nuestro proyecto, mientras que los otros tienen velocidades mayores; por ello, se podría asegurar que el aerogenerador escogido tendrá menos problemas acústicos (por tener menos velocidad) y que gracias al estudio del viento⁹ se ha demostrado que se superan los 4 m/s necesarios.

En cuanto a la densidad de potencia, nuestro aerogenerador tiene 2,62 m²/kW, valor adecuado para empujar con la suficiente fuerza el viento, mientras que, por ejemplo, el aerogenerador VESTA tiene una densidad inferior de 2,13 m²/kW.

Por otro lado, la velocidad máxima para entrar en parada en todos ellos es idéntica de 25 m/s, por lo que tendrían todos la misma eficiencia en ese aspecto.

En nuestro proyecto se ha considerado adecuada una altura de 90 m, existiendo diferencias con los demás fabricantes que oscilan entre 65 y 75 m.

Los aerogeneradores analizados generan en baja tensión, siendo los voltajes entre los 690 voltios de nuestro generador y los 1.000 voltios de los demás, todos ellos en corriente trifásica.

El hecho determinante para elegir en nuestro proyecto el aerogenerador ACCIONA, Windpower: AW 3000/100, ha sido que la empresa es española, si bien se encuentra fusionada con el fabricante alemán de turbinas Nordex, siendo ACCIONA la constructora que ejecuta los proyectos de los parques eólicos, y además fabrica las palas en Blades y el ensamblaje de aerogeneradores en su planta de Barásoainy respectivamente. Recientemente ha montado una fábrica de torres de hormigón para aerogeneradores de Nordex (Acciona)

⁹ v. Apartado 2.5 Estudio del viento

en Motilla del Palancar, Cuenca, Castilla-La Mancha, España; noticia relevante para demostrar la eficacia de sus productos.

Lo anterior conlleva generación de trabajo en nuestro país, ello unido a un precio de mercado competitivo (1.580.000 € cada aerogenerador) y más barato que el resto de marcas citadas en la Tabla 7. Comparativa de fabricantes de aerogeneradores de 3MW. Fuente: Elaboración propia.. Además, el transporte de los materiales es más económico por la cercanía y los medios técnicos de Acciona disponibles para ejecutar el proyecto, así como la puesta en marcha y su posterior asesoramiento y mantenimiento. Todo ello a nuestra mejor elección del aerogenerador designado.

Por último, cabe destacar que la vida útil de diseño del aerogenerador ACCIONA Windpower 3000/100 es de 20 años, valor suficiente para poder demostrar la viabilidad del parque y su amortización.

2.6.2 DESCRIPCIÓN GENERAL

Como se ha descrito en el apartado anterior, el aerogenerador finalmente escogido pertenece a ACCIONA Windpower: AW 3000/100 de potencia 3MW y diámetro del rotor 100 metros.

En la figura siguiente se muestra el interior de la góndola con sus componentes principales:



Ilustración 12. Distribución orientativa de equipamiento en góndola del aerogenerador. Fuente: ACCIONA Windpower.

La tensión nominal de salida del generador de 0,69 kV/50 Hz y diámetro de rotor 100 m. La turbina incorpora un rotor tripala, con un diámetro de circunferencia descrita por los extremos de sus palas de 100 metros, que accionará un generador eléctrico a través de un multiplicador de velocidad angular. Incorpora un sistema de giro automatizado, que la mantiene a barlovento, y de control del ángulo de ataque de las palas, que optimizan la potencia generada.

Cada aerogenerador dispondrá de un sistema de control de funcionamiento autónomo respecto al resto de máquinas del parque, estando conectadas todas las máquinas al sistema de control centralizado (a ubicar en el Centro de Seccionamiento y Control) mediante un cable de fibra óptica.

Control electrónico

El control electrónico de la energía eléctrica generada por el aerogenerador asegurará que la forma de onda de tensión sea constante y estable, además de asegurar una producción energética optimizada en función de las condiciones de viento.

Góndola

En la góndola se ubican el rotor, multiplicador de velocidad angular, eje de alta, generador, transformador elevador, sistemas de refrigeración, orientación, control automático y protección, sensores y sistemas auxiliares.

Torre

La altura del rotor del aerogenerador es de 90 metros, definida a partir del anterior estudio del viento, consiguiendo la velocidad óptima de la zona, es decir, la altura de la torre.

El aerogenerador descansa sobre una torre troncocónica, en cuyo interior se encuentran las celdas de media tensión, las plataformas, escaleras de acceso, y los diversos circuitos

eléctricos de BT, MT, servicios auxiliares y comunicación en su recorrido desde la góndola hacia el exterior del aerogenerador.

La conexión góndola-torre se realiza a través de una corona de giro dentada encastrada en el bastidor de la góndola, con piezas de fricción que permiten el giro, y atornillada en su parte inferior a la torre.

Transformador

En el interior de cada aerogenerador se ubicará un transformador elevador de tensión desde 690 V hasta la tensión nominal de transporte interno del sistema colector del parque que se realiza en media tensión 30 kV.

En cuanto al valor de la potencia nominal del cálculo se tendrá en cuenta lo siguiente:

Intensidad nominal de cada aerogenerador

$$I_N = \frac{P}{U \times \cos \varphi \times \sqrt{3}} = \frac{3000 \text{ kW}}{690 \text{ V} \times 0,95 \times \sqrt{3}} = 2,95 \text{ kA}$$

Siendo:

I_N : Intensidad nominal del generador

U : Tensión nominal del generador

P : Potencia nominal del generador

$\cos \varphi$: Factor de potencia del generador

Intensidad nominal en el CT 30/0,69 kV en el lado de Baja Tensión

En este caso el factor de potencia es compensado por la máquina y resulta ser $\cos \varphi = 1$. Por tanto, la intensidad que llega al transformador en el lado de baja tensión será:

$$I_N = \frac{P}{U \times \cos \varphi \times \sqrt{3}} = \frac{3000 \text{ kW}}{690 \text{ V} \times 1 \times \sqrt{3}} = 2,51 \text{ kA}$$

Sin embargo, hay que tener en cuenta que la potencia nominal de la turbina puede aumentar en condiciones exteriores de turbulencia, temperatura, etc. Este incremento de potencia es inferior al 5 %, por lo que se considerará una potencia nominal para el transformador de 3.150 kVA, de manera que se consigue la seguridad adecuada. Así pues, la intensidad máxima en el lado de 690 V es:

$$I_N = \frac{P}{U \times \cos \varphi \times \sqrt{3}} = \frac{3150 \text{ kW}}{690 \text{ V} \times 1 \times \sqrt{3}} = 2,63 \text{ kA}$$

Por tanto, las características principales de cada transformador son:

Tipo de corriente	Trifásica
Frecuencia	50 Hz
Potencia nominal	3150 kVA
Relación de transformación	30/0,690 kV
Tipo de conexión	DYn11

Tabla 8. Características principales del transformador interno del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Protección y Puesta a Tierra

El sistema de puesta a tierra del aerogenerador estará constituido por un anillo horizontal de cobre enterrado alrededor del perímetro de la base del fuste. La sección del cable de cobre debe ser como mínimo 50 mm² según la ITC-BT-18¹⁰ del REBT¹¹, por lo que se ha determinado una sección del cable de 70 mm².

Este dispondrá de picas de tierra lineales de longitud 6 m en número suficiente hasta alcanzar un valor de puesta a tierra válido. Las picas se posicionan en paralelo y deberán estar separadas como mínimo 1,5 veces la longitud de la pica, según la ITC-LAT-07¹².

Para la protección frente a descargas atmosféricas, las palas están provistas de un sistema de conducción controlada de descargas eléctricas a través de éstas, que conducirán la corriente de descarga hasta el sistema de puesta a tierra.

Las masas y neutro del transformador de potencia del aerogenerador estarán conectados al sistema de puesta a tierra del aerogenerador.

2.6.3 CURVA DE POTENCIA

La fórmula con la que se consigue la curva de potencia del aerogenerador entre los rangos de velocidad mínimo y máximo del aerogenerador (de 0 a 25 m/s) es:

$$P = \frac{1}{2} \times C_p \times \rho \times v^3 \times \pi \times r^2$$

¹⁰ Instalaciones de Puesta a Tierra.

¹¹ Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

¹² Líneas aéreas con conductores desnudos.

Donde:

ρ : Densidad del aire (kg/m³)

v : Velocidad del viento (m/s)

r : Radio del rotor (m)

C_p : Coeficiente de potencia que se extrae del viento

Por tanto, la curva de potencia del aerogenerador seleccionado para una densidad del aire de 1,225 kg/m³ es la siguiente:

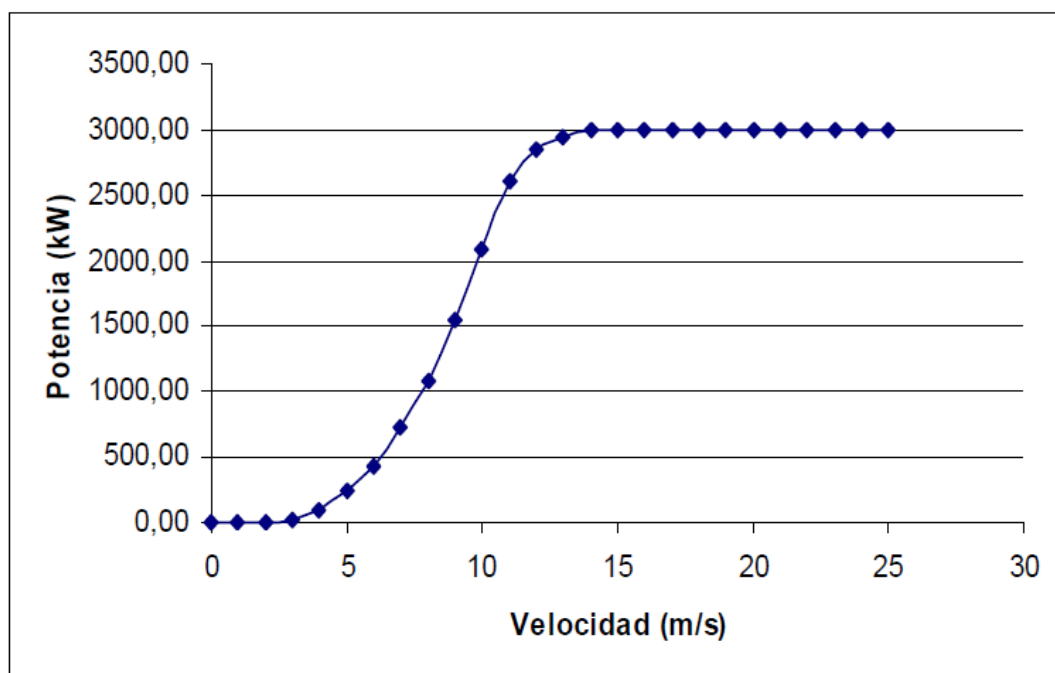


Ilustración 13. Representación de curva de potencia dada por el fabricante: potencia en kW respecto a la velocidad del aerogenerador en m/s Fuente: Fuente: Elaboración propia.

Dichos datos son obtenidos por el fabricante del aerogenerador, teniendo en cuenta que el coeficiente de potencia (C_p) va variando según considere el propio fabricante al cambiar la velocidad del viento.

2.6.4 PRODUCCIÓN ANUAL MEDIA DEL PARQUE EÓLICO

Para calcular la producción anual bruta del parque eólico, se utilizará el resultado obtenido por el programa de la Junta de Andalucía de la velocidad media anual a una altura de 90 m como la torre de cada uno de los aerogeneradores: 7,84 m/s.

El programa calcula dicha velocidad a partir de los datos meteorológicos medidos a una altura que se determine. Los instrumentos utilizados de medida de la velocidad son anemómetros, los cuales miden los valores a partir de una frecuencia de muestreo y promedian dichos valores para intervalos de unos minutos.

A partir de la curva de potencia del aerogenerador escogido, se obtiene el valor interpolado de la potencia a una velocidad de 7,84 m/s.

Velocidad del viento (m/s)	Potencia Generada (kW)
7	721
8	1080

Tabla 9. Datos de curva de potencia: potencia respecto a la velocidad del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Con los valores mostrados en la Tabla 9, de potencia del aerogenerador a una velocidad de 7 y 8 m/s, se consigue el valor de potencia 1022,56 kW para la velocidad media anual.

A partir de este dato, se obtiene la producción anual bruta del parque y las horas que está en funcionamiento el parque durante un año:

Producción anual bruta media

$$P = 1022,56 \text{ kW} \times 8.760 \text{ h} \times 8 \text{ aerogeneradores} = 71.661 \text{ MWh/año}$$

Horas equivalentes del parque

$$T(h) = \frac{71.661 \text{ MWh}}{24 \text{ MW}} = 2986 \text{ h}$$

Producción anual neta media

$$P = 1022,56 \text{ kW} \times 8.760 \text{ h} \times 8 \text{ aerogeneradores} \times 0,94 = 67.361,34 \text{ MWh/año}$$

Se ha considerado en el cálculo de producción neta un 97% de disponibilidad de aerogeneradores y un 3% de pérdidas en la red interna y autoconsumo. Hay que destacar que esta es la producción estimada para la vida media del parque, aunque se producirán variaciones anuales en torno a la misma dependiendo del año concreto.

2.7 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

2.7.1 SISTEMA COLECTOR DE ENERGÍA

El sistema colector de energía del parque eólico está formado por ternas de cables unipolares

del tipo HEPRZ1¹³ de tensión 18/30 kV, según la Norma NI 56.43.01 para redes de hasta 30kV, febrero de 2014 (Iberdrola Distribución eléctrica).

Los cables están directamente enterrados en zanjas, con conductor de aluminio de sección por fase comprendida entre 95 mm² y 300 mm², en función del tramo.

Por tanto, en los planos (v. Plano 04 y 05) se designará este tipo de cable, por ejemplo, en el caso de tener sección de 95 mm²:

HEPRZ1 18/30kV 3 × (95mm²Al + H16Cu)

- **H16Cu:** corresponde a la pantalla del cable para tensión 18/30 kV.
- **3 × 95mm²Al:** corresponde a las tres fases de cable de aluminio de sección 95 mm².

Se propone un sistema colector con la topología de interconexión indicada en la siguiente tabla, con una tensión nominal de servicio de 30 kV en el que se reparten las máquinas en dos circuitos con llegada a las celdas de media tensión incluidas en el Centro de Seccionamiento y Control. De este Centro parte una Línea de Evacuación hacia la subestación elevadora de tensión, quedando ambas fuera del alcance del presente proyecto.

Cabe destacar, que a la longitud de los tramos entre aerogeneradores, se les ha sumado una longitud inicial de 15 metros en caso de ser tramo entre aerogeneradores, y un longitud de 20 metros en caso de ser tramo entre aerogenerador y Centro de Seccionamiento¹⁴.

En la tabla se muestran los dos circuitos, cada uno con 4 aerogeneradores más 1 de reserva, conectados entre sí y el último de ellos al Centro de Seccionamiento. Por tanto, la potencia máxima de cada uno de los circuitos será de 12 MW, al ser cada aerogenerador de 3MW.

¹³ HEPRZ1: Cables unipolares con aislamiento seco de etileno propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina.

¹⁴ v. Capítulo 6.

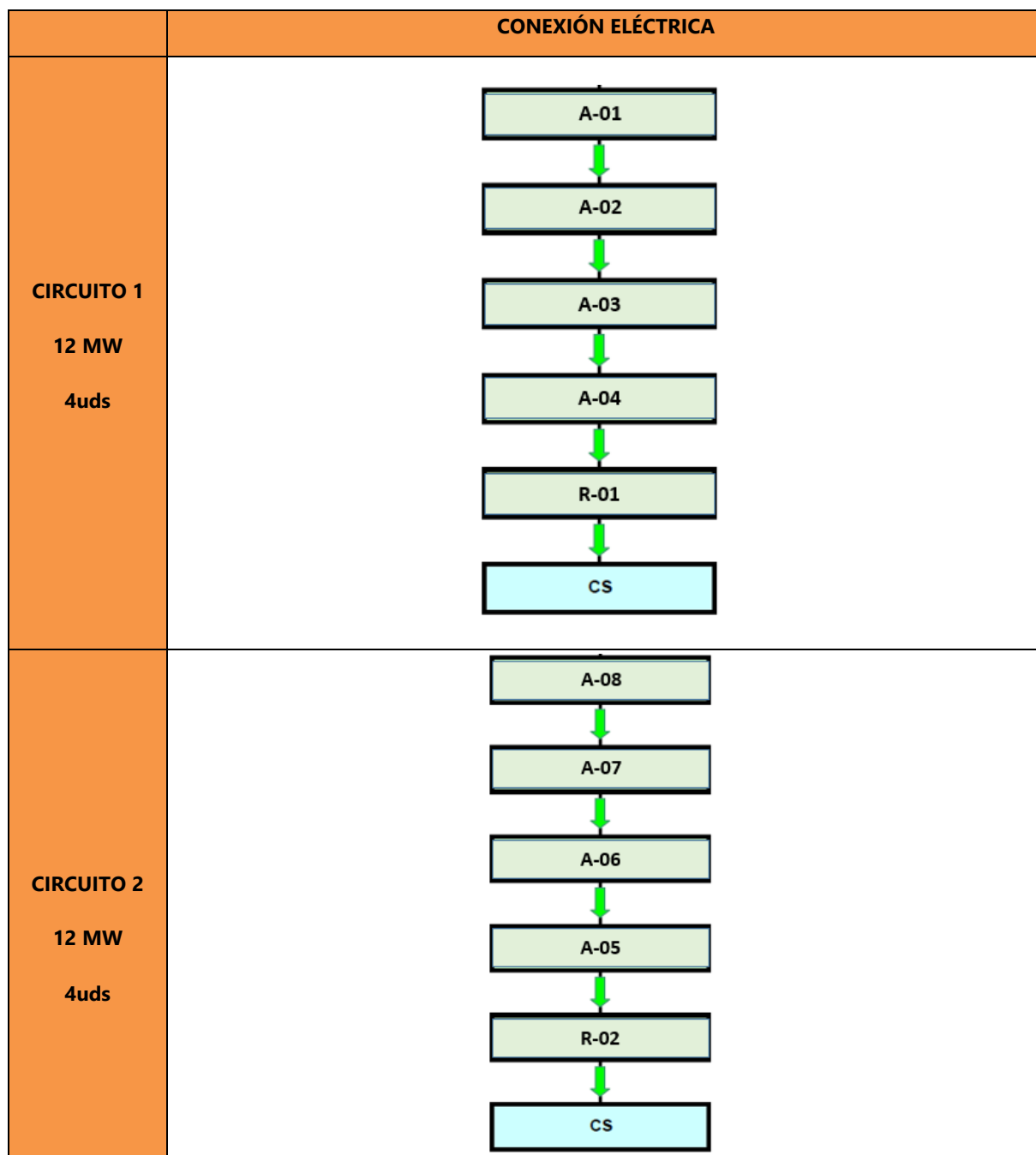


Tabla 10. Disposición eléctrica de los aerogeneradores y Centro de Seccionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Celdas del circuito de cada aerogenerador (Media Tensión 30kV)

Como se puede apreciar en el plano el sistema colector de energía (v. Plano 04 y Plano 05), las celdas que debe tener el circuito de cada aerogenerador son:

- 1 Celda de protección de transformador con interruptor automático, por ser la potencia del aerogenerador mayor de 1.600 kW.
- 1 Celda de entrada de la línea que viene del aerogenerador anterior.
- 1 Celda de salida de la línea que conecta el aerogenerador posterior.

Las Celdas escogidas son del catálogo Ormanzabal con aislamiento SF₆ para redes de Media Tensión de hasta 36 kV¹⁵.

Para determinar las características de las celdas de entrada y salida, habrá que tener en cuenta la potencia que finalmente va del último aerogenerador al Centro de Seccionamiento, ya que es la mayor de las intensidades de los tramos¹⁶. Para ambos circuitos, la intensidad que circula entre el aerogenerador de reserva (R-01 y R-02) y el Centro de Seccionamiento y entre el aerogenerador de reserva R-02 y el Centro de Seccionamiento es 303,85 A.

Por otro lado, hay que tener en cuenta la intensidad que llega a las celdas desde el transformador del aerogenerador:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P}{U \times \cos \varphi \times \sqrt{3}} = \frac{3150 \text{ kW}}{30 \text{ kV} \times 1 \times \sqrt{3}} = 60,62 \text{ A}$$

Por ello, la intensidad máxima será la suma de ambas intensidades:

$$I_{m\acute{a}x\text{total}} = 303,85 + 60,62 = 363,62 \text{ A}$$

¹⁵ Según Normativa IEC y el Reglamento de Alta Tensión, RD 337-2014 9 de mayo.

¹⁶ v. Capítulo 6. CÁLCULOS CONDUCTORES.

Teniendo en cuenta la intensidad máxima total y un margen de seguridad, se determina una intensidad nominal para las celdas de salida y entrada de 400 A.

En resumen, las características principales de las celdas son:

Intensidad Nominal (A)	400
Intensidad de cortocircuito (kA)	16
Tensión máxima (kV)	36

Tabla 11. Características de las celdas escogidas Ormanzabal. Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, los embarrados que se encuentran en el sistema colector de energía (v. Plano 04 y Plano 05), en los circuitos de cada aerogenerador, se han escogido de manera que las temperaturas máximas posibles no superen temperaturas por encima de los 40° C respecto a la temperatura ambiente. Además, deberán soportar los esfuerzos tanto térmicos como electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito que puede haber, evitando cualquier deformación. Dichos embarrados deben tener como valores de intensidad y tensión, al menos, los límites de intensidades y tensión de las celdas de media tensión, citadas en la Tabla 11.

2.7.2 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se instalará un único sistema de puesta a tierra, al que se conectarán tanto las tierras de protección y servicio de los sistemas integrantes para Baja Tensión y Media Tensión, además de los siguientes elementos:

- **Aerogeneradores**
 - Torre
 - Neutro de baja del transformador de potencia
 - Masas de Cuadros principal y de control
 - Envolventes y carcasas metálicas
 - Autoválvulas pararrayos
 - Red de tierra del aerogenerador
- **Sistema colector de energía**
 - Pantallas de hilos de cobre de los cables de Media Tensión.
 - Cable de cobre desnudo de acuerdo con la Norma EN 207015: “Conductores de cobre desnudos cableados para líneas eléctricas”. Las características principales son:

Tipo de conductor	Cobre electrolítico
Número de hilos	7
Tipo	Rígido
Sección	50 mm ²
Servicio	Cable directamente enterrado

Tabla 12..Características principales del cable. Fuente: Elaboración propia.

El sistema de puesta a tierra del parque eólico se conectará mediante conductor de cobre desnudo de sección 35 mm² (mínimo) según la GUÍA-BT-18, enterrado en zanja, a la malla de puesta a tierra del Centro de Seccionamiento y Control.

Por tanto, el sistema se dimensionará según los siguientes datos de partida:

- Intensidad de Defecto a Tierra. Según el estudio de cortocircuito a realizar en fase de proyecto de ejecución del parque eólico.
- Duración del Defecto: 0,5 s.
- Tipo de Electrodo: Malla.
- Material conductor: Cobre

Para garantizar la seguridad de las personas en la instalación, los valores de tensión de contacto y de paso han de estar por debajo de los valores máximos admisibles según la Normativa MT 2.22.05 de Iberdrola Distribución Eléctrica. A continuación, se calcularán dichos valores máximos de tensión de contacto y de paso.

Tensión de contacto máxima admisible en la instalación U_{ca}

Es considerada como la tensión que recorre el cuerpo humano, teniendo en cuenta las resistencias de la instalación y la del propio cuerpo humano. En la siguiente figura se muestra una gráfica que representa los valores máximos admisibles de la tensión de contacto en función de la duración de corriente de falta que pueda haber.

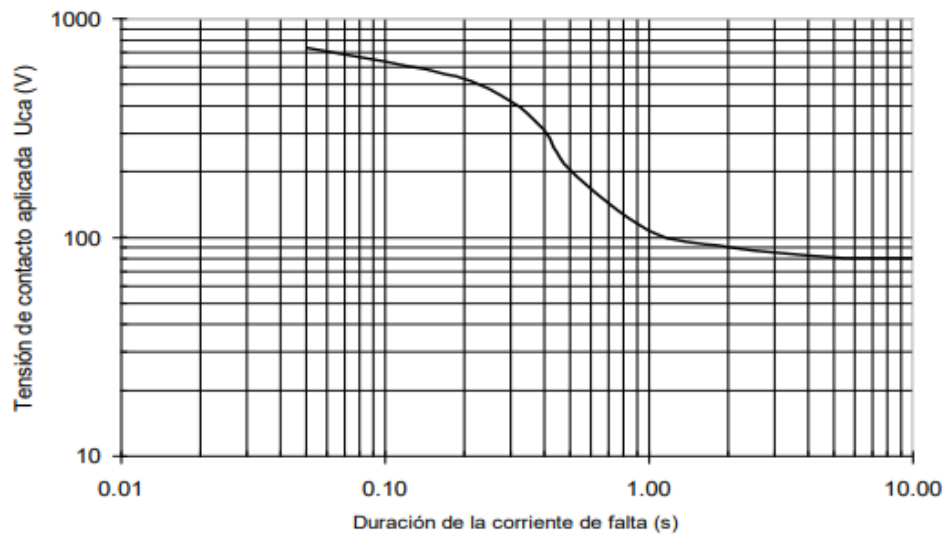


Ilustración 14. Valores máximos admisibles de la tensión de contacto en función de la duración de la corriente de falta. Fuente: RLAT (Reglamento de líneas de Alta Tensión), ITC-LAT-07, 2013.

En la siguiente tabla se muestran algunos de los valores de la curva anterior:

Duración de la corriente de falta, t_F (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
0.60	185
0.70	165
0.80	146
0.9	126
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Tabla 13. Valores admisibles para la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la corriente de falta. Fuente: RLAT (Reglamento de líneas de Alta Tensión), ITC-LAT-07, 2013.

Normalmente, el tiempo de duración de la corriente de falta no suele ser inferior a 0,1 segundos, según la Normativa MT 2.22.05.

La fórmula para calcular la tensión de contacto máxima admisible según el RLAT (ITC-LAT-07) es la siguiente:

$$U_C = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2.Z_B} \right]$$

Donde:

U_{ca} (V): Tensión de contacto aplicada admisible según la Tabla 13.

R_{a1} (Ω): Resistencia del calzado del pie con suela aislante. Se considera un valor de 2.000 Ω .

$R_{a2} = 3 * \rho$ (Ω): Resistencia a tierra del punto que está en contacto con el terreno de un pie donde ρ es la resistividad del terreno cerca de la superficie.

Z_B (Ω): Es el valor de impedancia del cuerpo humano. Se considera un valor de 1.000 Ω .

La tensión U_{ca} es de 204 V (considerando que la duración de la corriente de falta sea de 0,5 segundos) y la resistividad del terreno se ha determinado según la siguiente tabla:

Naturaleza del terreno	Resistividad ($\Omega \cdot m$)
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Balasto o grava	3000 a 5000

Ilustración 15. Resistividad del terreno en función de la naturaleza del mismo. Fuente: RBT (Reglamento de Baja Tensión), ITC-BT-18, 2005.

El terreno en cuestión se considera entre calizas compactas y agrietadas, por lo que se ha elegido como resistividad 1000 Ω .m.

Por tanto, se procede a calcular la tensión de contacto:

$$U_c = 204 \times \left[1 + \frac{2.000 + 3 \times 1.000}{1.000} \right] = 1.224 \text{ V}$$

Tensión de contacto máxima admisible en la instalación U_{pa}

La tensión de paso es la que se mide entre los pies de la persona, considerando las resistencias de la instalación y la resistencia del cuerpo humano.

Los valores máximos admisibles para las tensiones de paso siempre son mayores que los valores admisibles máximos para las tensiones de contacto. Así pues, para las tensiones de paso no es relevante definir unos valores máximos. En el caso de que las tensiones de contacto superen los valores máximos admisibles, se deberá recurrir a medidas de seguridad para la protección de personas y bienes, además de cumplir unos valores máximos para las tensiones de paso según lo establecido la MIE-RAT 13 del RCE:

$$U_p = U_{pa} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_b} \right]$$

Donde:

$U_{pa} = 10 \times \frac{K}{t^n}$ (V): Tensión que puede soportar una persona entre los pies. Donde:

- t(s): duración de la corriente de falta.
- K=72 y n=1 para tiempos de corriente de falta menores de 0,9 segundos.

- $K=78,5$ Y $n=0,18$ para tiempos de corriente de falta entre 0,9 y 3 segundos.

Ra1 (Ω): Resistencia del calzado del pie con suela aislante. Se considera un valor de 2.000 Ω .

Ra2= $3 * \rho$ (Ω): Resistencia a tierra del punto que está en contacto con el terreno de un pie donde ρ es la resistividad del terreno cerca de la superficie.

ZB (Ω): Es el valor de impedancia del cuerpo humano. Se considera un valor de 1.000 Ω .

Por tanto, teniendo en cuenta los valores anteriormente escogidos para la tensión de contacto, se calcula la tensión de paso:

$$U_p = 10 \times \frac{72}{0,5^1} \times \left[\frac{2 \times 2.000 + 3 \times 1.000 \times 2}{1.000} \right] = 14,4 \text{ kV}$$

2.7.3 CENTRO DE SECCIONAMIENTO Y CONTROL

El Centro de Seccionamiento y Control del parque eólico de Níjar recogerá la energía generada por los 8 aerogeneradores del parque que se transportará mediante una línea de evacuación hasta la subestación elevadora de tensión. La subestación no es objeto del presente proyecto.

El Centro de Seccionamiento se ubicará entre los dos circuitos que componen el parque, eligiendo a partir del plano de AutoCAD (v. Plano 07) y la disposición de los aerogeneradores, las siguientes coordenadas UTM (Huso 30):

U.T.M x(m)	U.T.M y(m)
565.335	4.096.704

Tabla 14. Coordenadas UTM del Centro de Seccionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Sistema de Control y Protecciones

Se instalará un cuadro de control proporcionado por la empresa DELETEC¹⁷ de manera que proporcione una solución para integrar la automatización, contemplando las funciones de control local, telecontrol y protecciones

Sistema de Servicios Auxiliares

Se instalará un sistema para alimentar a los servicios auxiliares del parque como el alumbrado, tareas relacionadas con el mantenimiento, instalación de accesorios para aerogeneradores, alumbrado etc. Habrá una alimentación distinta dependiendo de si los servicios son de corriente alterna o de corriente continua.

Servicios Auxiliares de Corriente Alterna

Los Servicios Auxiliares del centro se alimentarán desde un transformador del fabricante TSA¹⁸ de aislamiento seco de potencia nominal aparente 50 kVA, relación de transformación 30/0,42-N Kv, Dyn 11, alimentado desde su celda de protección MT desde el embarrado a 30 kV del propio centro.

Servicios Auxiliares de Corriente Continua

Estará constituido por los equipos rectificadores y convertidores siguientes:

- 1 ud. Rectificador de potencia, tensión nominal de salida 125 Vcc.
- 1 ud. Convertidor de tensión 125/48 Vcc.

¹⁷ Empresa de distribución de sistemas de control para centros de seccionamiento y para subestaciones.

¹⁸ Empresa de alimentación de Servicios Auxiliares

Las normas utilizadas para considerar la alimentación de los servicios auxiliares son:

- Reglamento N° 548/2014. Implementación de la guía Ecodiseño 2009/125/EG.
- EN5064. Trafos de distribución a 50 Hz de 50 KVA con una tensión máxima para el material de 36 Kv.

Celdas de media Tensión

En la sala destinada para tal fin, se instalarán las siguientes celdas de media tensión (30 kV):

- 2 Celdas de protección de línea mediante interruptor automático para los dos circuitos del sistema colector de energía.
- 1 Celda de protección y medida, mediante interruptor automático, para la línea de evacuación.
- 1 Celda de protección de transformador, mediante fusibles, para los servicios auxiliares.

Las celdas son escogidas del catálogo de Ormazábal (Modelo cgm.3), con una tensión máxima de red de 36 kV¹⁹ de aislamiento SF₆.

Se deberán definir unas características del embarrado donde se conectan las celdas del Centro de Seccionamiento y a su vez el último tramo del circuito (v. Plano 07). Para ello hay que tener en cuenta las intensidades máximas que circulan; por un lado, en el último tramo de cada circuito circula una intensidad de 303,85 A²⁰. Además, se debe tener en cuenta la intensidad que soportan cada celda del Centro de Seccionamiento, que se determina a continuación²¹.

¹⁹ según la Normativa IEC

²⁰ v. Capítulo 6. Cálculos de los Conductores.

²¹ Para los cálculos se ha supuesto un $\cos \varphi = 1$

- **2 Celdas de protección de línea mediante interruptor automático para los dos circuitos del sistema colector de energía.**

Cada una de estas celdas soportará la potencia máxima del circuito que son 12 MW. Por ello la intensidad máxima será 231 A. A partir del catálogo de Ormazábal de celdas de tensión máxima 36 kV y la restricción de intensidad, se han escogido las siguientes características siguiendo la Norma IEC:

	IEC		IEEE
Tensión asignada	Hasta 36 kV	38,5/40,5 kV	Hasta 38 kV
Corriente asignada	Hasta 630 A		Hasta 600 A
Clasificación de arco interno conforme a IEC 62271-200	AF/AFL 16 - 25 - 25 kA (1 s) AFLR ^[2] 16 - 20 ^[1] - 25 kA (1 s)	AFL 20 ^[1] - 25 kA (1 s) AFLR ^[2] 20 - 25 kA (1 s)	AFL 20 ^[1] - 25 kA (1 s)
Corriente admisible asignada de corta duración	16 - 20 ^[1] kA/25 (1/3 s)	20 ^[1] kA/25 (1/3 s)	20 ^[1] kA (1 - 3 s)/25 (1 s)
Funciones	I, p, v, s, s-pt, rc, r2c, rb, rb-pt, m, 2lp, 2lv		I, p, v, s, s-pt, rc, r2c, rb, rb-pt

^[1] Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA
^[2] Con salida de gases a través de chimenea. Consulte disponibilidad según modelo.

Tabla 15. Características de las celdas de media tensión. Fuente: Catálogo Ormazábal

Además, se ha incorporado un relé de protección compatible con las intensidades de las celdas en cuestión: intensidad nominal de 630 A e intensidad de cortocircuito 25 kA.

- **1 Celda de protección y medida, mediante interruptor automático, para la línea de evacuación.**

Esta celda soportará toda la potencia del parque, es decir, 24 MW, por lo que la intensidad máxima será 462 A. La celda escogida deberá estar en el catálogo de Ormazábal y cumplir la restricción de intensidad máxima; por ello se han escogido las mismas características que para las celdas de línea:

Intensidad Nominal	630 A
Intensidad de cortocircuito	25 kA
Tensión máxima	36 kV

Tabla 16. Características principales de la celda para La línea de evacuación. Fuente: Elaboración propia.

Además, se ha incorporado un relé de protección compatible con las intensidades de las celdas en cuestión: intensidad nominal de 630 A e intensidad de cortocircuito 25 kA.

- **1 Celda de protección de transformador, mediante fusibles, para los servicios auxiliares.**

Al tener un transformador para los servicios auxiliares de corriente alterna de 50 KVA, la intensidad que circula por esta celda es muy baja, por lo que se ha determinado la una intensidad nominal de 200 A, que es el menor valor que proporciona el catálogo de Ormazábal para celdas de tensión máxima 36 kV.

Las celdas y sus correspondientes valores de intensidad, se encuentran en el plano 07.

Para terminar, se deberá determinar las características del embarrado que conecta todas las celdas anteriores y el centro de seccionamiento con los circuitos de los aerogeneradores. Para tener un margen de seguridad y soportar todas las intensidades, se ha determinado una intensidad nominal para dicho cable de 1250 A, con características similares a las demás celdas del centro de seccionamiento:

Intensidad Nominal	1250 A
Intensidad de cortocircuito	25 kA
Tensión máxima	36 kV

Tabla 17. Características del embarrado del Centro de Seccionamiento. Fuente: Elaboración propia.

2.7.4 LÍNEA DE EVACUACIÓN

Como se ha comentado anteriormente, la subestación no es objeto de este proyecto. Pero sí que se ha dibujado en el mapa de la zona en cuestión, la representación de la línea de evacuación entre el Centro de Seccionamiento con la Subestación de Níjar (30 kV/ 132 kV).

En la siguiente figura se ha indicado dónde se situaría la Línea de Evacuación, mostrando los diferentes apoyos por donde se asienta según las características indicadas en R.D 223/2008.

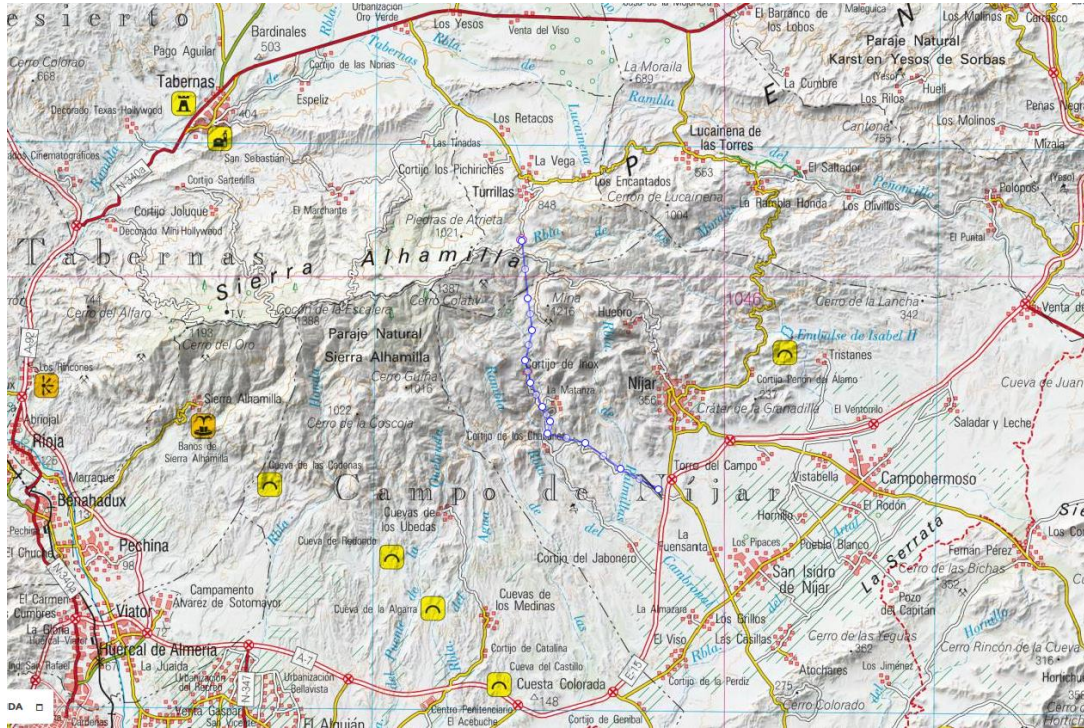


Ilustración 16. Representación de la línea de evacuación desde el Centro de Seccionamiento hasta la Subestación eléctrica. Fuente: Elaboración propia.

2.7.5 SISTEMA DE CONTROL DEL PARQUE

El sistema de control está compuesto por aquellos dispositivos que, en función de la programación y parámetros de funcionamiento establecidos, y de los valores proporcionados por los distintos elementos de medida, posibilitan la operación automática y estable del parque eólico.

El sistema de control local de parque consiste en el conjunto hardware y software que permite realizar una supervisión de los elementos del parque: aerogeneradores, torre meteorológica y Centro de Seccionamiento y Control.

Básicamente, el Sistema Automático de Control de Parque, comprende los siguientes sistemas:

- Sistema de Control de Aerogeneradores.
- Sistema de Control de Centro de Seccionamiento.
- Sistema de Comunicaciones.
- Sistema de Regulación de Potencia.

Siendo sus funciones principales asignadas las siguientes:

- Supervisión de datos instantáneos de los parámetros de las máquinas.
- Supervisión de datos instantáneos de Centro de Seccionamiento.
- Comandos sobre máquinas.
- Mandos sobre centro de seccionamiento.
- Cálculos de producciones y disponibilidades.
- Gestión de alarmas con aviso a móvil ó fax.
- Generador de informes.
- Gestión de usuarios.

2.7.6 ACCESOS Y CAMINOS SECUNDARIOS Y DE SERVICIO

Los accesos y caminos secundarios del parque se definen como la red de viales para poder acceder a todos y a cada uno de los aerogeneradores. A su vez, los caminos conectarán al parque con las carreteras que haya en el entorno.

Los emplazamientos de aerogeneradores se sitúan en zonas elevadas, en su mayor parte recorridas por caminos practicables, que será preciso acondicionar para dar acceso a los medios de transporte de equipos y maquinaria de montaje en una primera fase, y de explotación y mantenimiento durante la vida útil del parque.

La sección de los accesos y caminos, el trazado y el concepto en general deben diseñarse de manera que causen en el entorno la menor incidencia posible. Por ello, se debe reducir en la medida de lo posible la longitud de los viales y los movimientos de tierras, ya sea por motivos económicos como por integración medioambiental. Para lograr dicho objetivo, se ha adaptado el trazado lo más posible al terreno y se ha ampliado la sección de los viales existentes a la mínima imprescindible.

De especial importancia en el diseño de los caminos de este parque eólico ha sido el reducir al mínimo el nivel de intervención y la afección a áreas arboladas de gran valor ambiental.

Geométricamente, a partir de la herramienta AutoCAD (v. Plano 08 y Plano 09) y los correspondientes mapas se han adoptado los siguientes parámetros:

- Trazado: sucesión de alineaciones rectas y curvas circulares con radios mínimos de 35 metros.
- Sobreanchos de hasta 6 m en curvas de radios inferiores a 65 m.
- Perfil longitudinal estrictamente adaptado al terreno natural, con el movimiento de tierras mínimo.
- Pendiente longitudinal ascendente máxima del 10% Y descendente del 13,5% en caminos sin pavimentar.
- Pendiente longitudinal máxima del 14% en caminos pavimentados.
- Sección tipo con anchura de plataforma de cinco metros en viales del parque.
- Parámetro mínimo en los acuerdos verticales: 450 metros.

Estos parámetros vienen impuestos por las dimensiones y la capacidad de maniobra de los vehículos de transporte especial²² que trasladarán al parque los elementos que componen los aerogeneradores.

Los accesos a la planta y los viales interiores se han proyectado sobre una cartografía digitalizada a escala 1:5.000, con curvas de nivel cada 5 m, obtenida ex profeso por

²² Datos obtenidos por Transportes y Grúas Aguado

restitución analítica de un vuelo a escala 1 :20.000. La conexión con los caminos y carreteras del entorno se ha estudiado sobre la cartografía a escala 1:10.000 editada por el Instituto de Cartografía de Andalucía.

2.7.7 SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

Las secciones de los conductores correspondientes a los tramos entre los aerogeneradores del parque, se han determinado a partir de tres criterios que se debía cumplir: intensidad máxima admisible, caída de tensión máxima y pérdida de potencia máxima.

Intensidad máxima admisible

Para la sección de los conductores en el lado de Media Tensión (30 kV), se ha diseñado en función de la intensidad máxima admisible.

Para ello, se debe calcular la intensidad que circula por un aerogenerador:

$$I = \frac{P}{U \times \cos \varphi \times \sqrt{3}} = \frac{3000 \text{ kW}}{30 \text{ kV} \times 0,95 \times \sqrt{3}} = 60,67 \text{ A}$$

Dicha intensidad será la que circule por un terno de cables enterrados. Se ha considerado una temperatura del terreno de 20 °C al ser un valor favorable para la sección; a menor temperatura, mejor conductividad. La resistividad del terreno será de 1 K*m/W, según la Norma BT-19²³, ya que el terreno en cuestión seco.

Los conductores serán de tipo HEPRZ1 de tensión 18/30 kV directamente enterrado, por lo que se escogerán los factores de corrección, intensidad máxima y sección correspondientes a este tipo.

En primer lugar, se deberá considerar una intensidad máxima admisible de la siguiente tabla según las intensidades calculadas en cada uno de los tramos.

²³ Reglamento de Baja Tensión

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV
1x50/16	135	145	180
1x95/16 (1)	200	215	275
1x150/16 (1)	255	275	360
1x240/16 (1)	345	365	495
1x400/16 (1)	450	470	660
1x630/16 (2)	590	615	905

Tabla 18. Tabla de intensidad máxima admisible según la sección del cable. Fuente: Cables para Media Tensión, PRYSMIAN.

A partir la intensidad máxima admisible, que deberá ser mayor a la intensidad calculada en cada tramo²⁴, se obtiene la sección de cada tramo.

A la intensidad máxima admisible se le debe aplicar unos factores de corrección:

- **Factor de corrección según la resistividad del terreno:** 1 K*m/W. Como se puede comprobar en la siguiente tabla, dependiendo de la sección escogida y teniendo en cuenta que los cables están directamente enterrados, el factor de corrección es distinto.

²⁴ v. Capítulo 6. CÁLCULO CONDUCTORES

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 19. Coeficientes de corrección para cables directamente enterrados de resistencia térmica diferente a 1,5 k*m/W. Fuente: Cables para Media Tensión, PRYSMIAN.

- **Factor de corrección según temperatura del terreno: 20°C.** Como se muestra en la siguiente tabla, el factor de corrección para el cable HEPRZ1 es 1,03.

Temperatura de servicio, θ _s , en °C	Temperatura del terreno, θ _t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105 (Eprotenax Compact)	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90 (Volltalene)	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Tabla 20. Coeficiente de corrección de temperatura del terreno distinta de 25 °C. Fuente: Fuente: Cables para Media Tensión, PRYSMIAN.

Por ejemplo, como se puede visualizar en el Capítulo 6. del cálculo de conductores, entre los aerogeneradores 3 y 2 hay una intensidad de 121,54 A, por lo que se escoge una intensidad máxima admisible de 215 A y sección 95 mm². Se comprueba si dichos valores son admisibles teniendo en cuenta los factores de corrección:

$$I_{adm} = 215 \times 1,18 \times 1,03 = 261,31 \text{ A}$$

Como la I_{adm} es mayor que la que circula por el tramo entre 3 y 2 (121,54 A), la sección de 95 mm² es válida.

Esto se ha realizado con cada uno de los tramos de los dos circuitos que componen el parque como se muestran en el Capítulo 6. :

		I (A)	I. adm (A)	I. máx (A)	Secc (mm2)
R-01	CS	303,85	443,62	365	240
A-04	R-01	243,08	334,23	275	150
A-03	A-04	182,31	261,31	215	95
A-02	A-03	121,54	261,31	215	95
A-01	A-02	60,67	173,24	145	50

Tabla 21. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de intensidad máxima admisible del circuito C1. Fuente: Elaboración propia.

		I (A)	I. adm (A)	I. máx (A)	Secc (mm2)
R-02	CS	303,85	443,62	365	240
A-05	R-02	243,08	334,23	275	150
A-06	A-05	182,31	261,31	215	95
A-07	A-06	121,54	261,31	215	95
A-08	A-07	60,67	173,24	145	50

Tabla 22. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de intensidad máxima admisible del circuito C2. Fuente: Elaboración propia.

Caída de tensión

Se ha de tener en cuenta qué caída de tensión hay en cada tramo. La sumatoria de las caídas de tensión no debe superar el 5 % según el Reglamento de Alta Tensión (ITC-BT-19). Se calculado con la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times L \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

Donde:

I (A): Intensidad que circula por el cable.

L (km): Longitud de cada tramo.

R (Ω /km): Resistencia del conductor.

X (Ω /km): Reactancia del conductor.

$\cos \varphi = 0,9$: Factor de potencia considerado.

A partir de la siguiente tabla, ya definida la sección de cada tramo, se determina la resistencia y resistividad de los conductores:

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Resistencia del conductor a T máx (105 °C) (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)	
			12/20 kV	18/30 kV
12/20 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x50/16	0,641	0,861	0,132	0,217
1x95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129
1x150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118
1x240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109
1x400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102
1x630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095

Tabla 23. Resistencia y reactancia del conductor en función de la sección. Fuente: Cables para Media Tensión, PRYSMIAN.

Para el valor de la resistencia se ha considerado el caso más desfavorable: temperatura máxima del conductor a 105 °C.

Como el ejemplo escogido anteriormente, entre los aerogeneradores 3 y 2 la caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 121,54 \times 0,662 \times (0,430 \times \cos \varphi + 0,129 \times \sin \varphi) = 61,75 \text{ V} = 0,2 \%$$

Se realiza esto para cada tramo y luego se obtiene la caída de tensión total de ambos circuitos:

		Secc (mm ²)	R(Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU(%)
R-01	CS	240	0,168	0,109	104,73	0,35
A-04	R-01	150	0,277	0,118	94,17	0,31
A-03	A-04	95	0,43	0,129	120,33	0,4
A-02	A-03	95	0,43	0,129	61,75	0,2
A-01	A-02	50	0,861	0,217	50,97	0,17
					ΔUtotal (%)	1,43

Tabla 24. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de caída de tensión máxima del circuito C1.
Fuente: Elaboración propia.

		Secc (mm ²)	R(Ω/km)	X (Ω/km)	Long (m)	ΔU (V)	ΔU(%)
R-02	CS	240	0,168	0,109	240,277	125,43	0,42
A-05	R-02	150	0,277	0,118	150,395	73,79	0,24
A-06	A-05	95	0,43	0,129	95,559	82,69	0,27
A-07	A-06	95	0,43	0,129	95,559	43,84	0,15
A-08	A-07	50	0,861	0,217	51,078	45,13	0,15
						ΔUtotal (%)	1,23

Tabla 25. Cálculos en Excel de los conductores para el criterio de caída de tensión máxima del circuito C2.
Fuente: Elaboración propia.

Al sumar los porcentajes de caída de tensión de cada uno de los circuitos del parque se obtiene 2,66 % de caída de tensión, menor que la máxima considerada (5%). Por tanto, las secciones escogidas anteriormente cumplen con el criterio de máxima caída de tensión.

Pérdida máxima de potencia

Las pérdidas de potencia se calcularán para demostrar que la instalación del parque eólico es rentable, obteniendo unas pérdidas muy inferiores a la producción de potencia a lo largo del año calculada en apartados anteriores²⁵. Se ha determinado una potencia máxima de pérdidas del 2%.

La pérdida de potencia de cada tramo se calcula como:

$$P = I^2 \times R$$

Donde:

I (A): Intensidad que circula por el conductor

R (Ω/km): Resistencia del conductor

Por tanto, las pérdidas obtenidas en cada tramo son las siguientes:

		I (A)	R(Ω/km)	Pérdidas (W)
R-01	CS	303,85	0,168	33128,31
A-04	R-01	243,08	0,277	12177,30
A-03	A-04	182,31	0,43	12291,02
A-02	A-03	121,54	0,43	4204,99
A-01	A-02	60,67	0,861	1768,42

Tabla 26. Cálculo en Excel de las pérdidas en los conductores del circuito C1. Fuente: Elaboración propia.

²⁵ v. Apartado 2.4.3 Producción anual media.

		I (A)	R(Ω/km)	Pérdidas (W)
R-02	CS	303,85	0,168	48568,94
A-05	R-02	243,08	0,277	13034,25
A-06	A-05	182,31	0,43	10629,44
A-07	A-06	121,54	0,43	3569,60
A-08	A-07	60,67	0,861	1665,52

Tabla 27. Cálculo en Excel de las pérdidas en los conductores del circuito C2. Fuente: Elaboración propia.

Al sumar las pérdidas de cada tramo²⁶ se obtiene una potencia total de 141,04 kW. Teniendo en cuenta la cantidad de horas que funciona el parque a lo largo del año, 2986 horas²⁷:

$$P_{pérdidas} = 141,04 \times 2896 = 421.138,86 \text{ kWh/año}$$

El valor obtenido de pérdidas está muy por debajo de la producción neta anual del parque que fueron 67.361,34 MWh/año (v. Apartado 2.4.3 Producción anual media), es decir, tan solo supone un 0,62 % del total de producción. Por tanto, se puede decir que los conductores son factibles y rentables para la instalación del parque en cuestión.

²⁶ v. Parte I Capítulo 6.

²⁷ v. Apartado 2.4.3 Producción anual media

2.8 IMPACTO AMBIENTAL

Para la realización del Estudio Ambiental se ha llevado a cabo el proceso de recogida de información, análisis y predicción, con objeto de anticipar, corregir y prevenir los posibles efectos que la actuación pueda tener sobre el medio ambiente.

Los objetivos principales del estudio del impacto ambiental que se han considerado para la instalación del parque son:

- Predicción y prevención de las consecuencias, tanto negativas como positivas, que puede ocasionar la construcción del parque eólico. Para ello es necesario realizar previamente un estudio de campo acorde a los estudios existentes sobre los aspectos ambientales de Sierra Alhamilla.
- Determinar los acciones y elementos que puedan ocasionar impacto en cada una de las fases del proyecto. Es muy importante que el estudio de campo realizado se acomode al replanteo de la obra y su posterior construcción.
- Registrar aquellos elementos del medio ambiente en los que pueda haber un impacto. Es obvio que durante los trabajos aparezcan incidencias ambientales que requieran medidas solutivas inmediatas.
- Registrar los elementos socioeconómicos que puedan ser afectados.
- Valorar de manera cuantitativa y cualitativa el impacto ambiental. El presupuesto de la obra recogerá un apartado sobre las medidas previstas ambientales, así como desarrollar su ejecución con el mínimo impacto.
- Establecer medidas correctoras, preventivas y predictivas.
- Establecer un plan de vigilancia ambiental, contratando profesionales en la materia antes, durante y después de la construcción y puesta en marcha.
- Participar en el desarrollo sostenible de la zona de Níjar.

Lógicamente, es inevitable que no exista un impacto ambiental en la instalación de un parque eólico. El impacto se determina por:

- Número de aerogeneradores y localización de los mismos.
- Características principales de los aerogeneradores: altura, número de palas, velocidad de giro, diámetro del rotor, etc.
- Generación de residuos.

La situación geográfica del parque proyectado se encuentra en la ladera Sur de Sierra Alhamilla, en el término municipal de Turrillas.

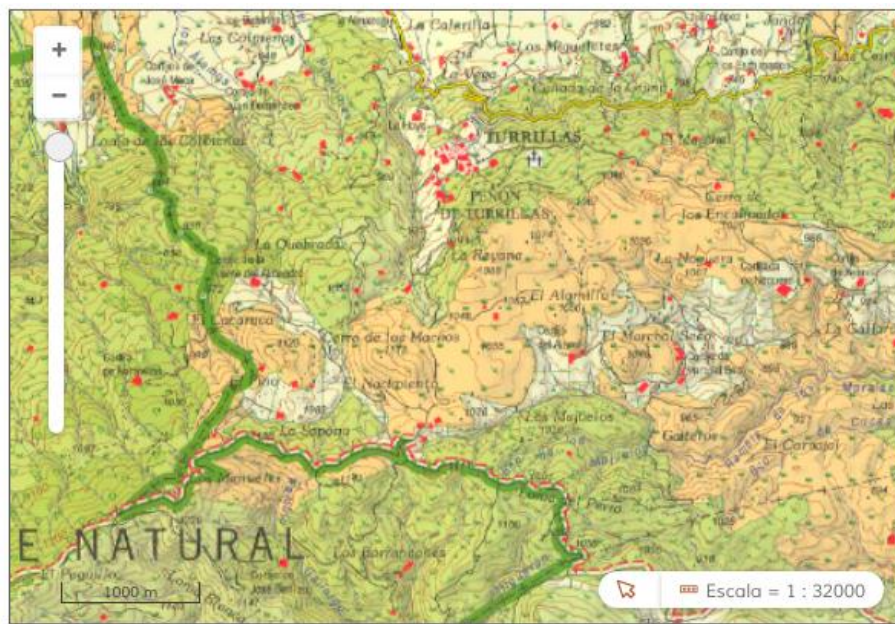


Ilustración 17. Mapa del paisaje natural de Turrillas. Fuente: Instituto de Estadística y Cartografía, Junta de Andalucía. 2020

Para un mejor análisis del impacto ambiental, que supone la implantación del proyectado parque eólico, debemos detener nuestra atención principalmente sobre el hábitat natural existente, tales como la flora y fauna, así como de los recursos hídricos que pueden verse afectados, recursos geológicos, hídricos e impacto paisajístico y socio económico en las poblaciones circundantes.

2.8.1 FLORA

Sierra Alhamilla es un mosaico de vegetación donde se localizan, en las cumbres del delimitado Paraje Natural de Sierra Alhamilla, encinas milenarias, junto con acebuches, lentiscos y matorral de diversos tipos de Jara, en su zona basal.

La vegetación autóctona consigue que exista una integración paisajista del parque eólico y una mejora ecológica. Esto quiere decir que, si en algún momento en las zonas a rehabilitar, afectadas durante la construcción, se quiera incorporar vegetación, ella debe ser autóctona. Las especies vegetales que se elijan siempre han de colaborar en la función de recuperar las formaciones vegetales potenciales, por ello se debe escoger especies autóctonas de gran potencial ecológico y escaso mantenimiento. La elección de especies que se adapten al medio en caso de alguna labor de vegetación, reducen las posteriores tareas de mantenimiento.

Las plantaciones que se realicen deben ser en los meses de septiembre a noviembre, después de las primeras lluvias otoñales con procedencia del Mediterráneo. También se ha de tener en cuenta la agrupación de las plantas según sus necesidades hídricas.

El estudio previo, para la implantación del parque, conlleva seleccionar la zona que suponga el menor deterioro de las plantas autóctonas, haciendo el replanteo topográfico para ubicar las instalaciones en aquellas zonas donde sólo existan matorrales, presentes en abundancia, de menor impacto ambiental de tener que ser arrancados.

Por supuesto, no existe peligro alguno para las encinas, acebuches y jaras que están delimitadas fuera del parque eólico del proyecto, en concreto en las cumbres del paraje natural como apuntamos anteriormente.

2.8.2 FAUNA

La fauna de Sierra Alhamilla es acorde con el modelo de bosque mediterráneo meridional, con numerosa presencia de especies diversas, tales como el águila-azor perdicera, el águila culebrera, el cernícalo y el gavián como cazadores diurnos, y como cazadores nocturnos se encuentran el búho real, el mochuelo y la lechuza. Las citadas aves anteriores se complementan con el hábitat de una gran variedad de aves menores como zorzaes, verdecillo, herrerillo y todas las especies típicas de esta zona de las estribaciones sur de la cordillera bética.

Debido a la altura, y a la gran diferencia de temperaturas, con gradientes altos de temperaturas entre el día y la noche, con alta humedad, inciden de manera notable generan sobre la fauna de invertebrados que prefieren bajar a zonas de laderas más sostenibles con puntos de producción agrícola donde encuentran comida. No obstante, la existencia de invertebrados en la zona de implantación del parque es innegable, ahora bien, su hábitat destruido por las obras no es significativo si tenemos en cuenta la gran abundancia de matorral en todo su perímetro, donde evidentemente se trasladarán, manteniendo de esta forma su hábitat.

2.8.3 AVES MIGRATORIAS

Las únicas aves migratorias que pudieran verse implicadas, en su recorrido estival, con el proyecto, son los flamencos, las avocetas y las cigüeñuelas. Todas ellas se encuentran de forma estacionaria en las salinas de Cabo de Gata.

Estudios de impacto ambiental realizados anteriormente, para la implantación de otros parques eólicos en la zona, han demostrado que la migraciones se viene realizando por el este de sierra Alhamilla, donde la existencia de numerosas depresiones y valles hacen más factibles que las corrientes ascendente de aire caliente procedente del mar ayuden a remontar el vuelo de estas aves, y una vez conseguida la altura precisa, inician su recorrido con vuelos paralelos a la costa hacia el estrecho de Gibraltar. Para el descenso a las Salinas de Cabo de Gata realizan la misma maniobra por la costa, sin entrar en el interior, como hacen para remontar el vuelo.

En base a lo anterior, podemos asegurar la inexistencia de riesgo alguno de interacción del proyecto, y más concretamente sin riesgo de impactos con las torres de 90 metros, ya que el recorrido migratorio de las aves, conforme se ha apuntado en el párrafo anterior, los flamencos, cigüeñuelas y demás migratorias, según la estación del año, si van dirección sur no suben por Sierra Alhamilla sino que lo hacen a través de la depresión montañosa entre Sierra Alhamilla y Sierra de Gata, y una vez alcanzada la altura de vuelo recorren paralela a la costa hasta llegar al estrecho Gibraltar que no presenta dificultad para atravesarlo con destino al continente africano. A su vuelta estacional hacia el norte hacen el mismo recorrido a la inversa.

2.8.4 IMPACTO PAISAJÍSTICO

La ejecución de este proyecto es viable teniendo en cuenta la situación de los aerogeneradores, sus dimensiones, así como el número a instalar.

Se instalarán dos líneas de postes con aspas de 100 metros de diámetro y una altura de 90 metros cada uno a lo largo de 2,5 km. aproximadamente cada línea.

Ya existe la instalación del parque eólico 'Loma del Perro', situado igualmente en el municipio de Turrillas, en plena Sierra de Alhamilla, al cual La Delegación Provincial de Medio Ambiente de la Junta le dio luz verde. El promotor fue Iniciativas y Desarrollos de Andalucía-IDA.

Nuestro proyecto entendemos que es viable, ya que el precedente de los otros parques instalados en la zona nos demuestra que se cumplen las especificaciones indicadas en sus respectivos Estudios de Impacto Ambiental y en el condicionado de la Declaración de Impacto Ambiental, los cuales no difieren del nuestro.

Este parque ocupará una extensión de más de unos 5 kilómetros con dos alineaciones en dirección Noroeste, y la colocación de los postes con las aspas conllevará la adecuación de caminos de acceso existentes y la construcción de otros que no existen.

La Declaración de Impacto Ambiental debe recoger que ninguno de los 8 aerogeneradores en producción y los 2 de reserva «se encuentra dentro del espacio natural protegido de Sierra Alhamilla» de conformidad con lo establecido por la Ley 2/1989, de 18 de julio, por la que se aprueba el Inventario de Espacios Naturales Protegidos y se establecen medidas adicionales para su protección. Estos aparatos tampoco se sitúan en los Lugares de Interés

Comunitario-LIC.

2.8.5 HÁBITATS DE INTERÉS

No es posible que alguno de los aerogeneradores pudiera afectar a plantas autóctonas comprendidas dentro del Hábitat de Interés Comunitario, como el correspondiente a encinar achaparrado denso, con matorral bajo disperso en la zona comprendida dentro del Paraje Natural de Sierra Alhamilla, el cual queda situado al este de nuestra proyectada instalación, por lo que no existe posibilidad de ser afectados. Otros habitat de interés comunitario está formado por matorrales termomediterráneos muy abundantes en la zona, por lo que se estará en localizar en el estudio previo de campo y posterior replanteo de la obra a la búsqueda de zonas más clareadas de matorral, así como durante la construcción para evitar una mínima colisión con los mismos.

Ahora bien, lo cierto es que en el proyecto a realizar se señala que este parque «se localiza colindante, y en terrenos de similar valor forestal, al de La Loma del Perro». Esto es significativo porque parte de los caminos de acceso ya están previamente realizados, por lo que los nuevos accesos serán de escasa longitud con mínima incidencia.

2.8.6 CONSERVACIÓN DE LA TOPOGRAFÍA

Observando las curvas de nivel del mapa de situación del parque, podemos decir que el criterio seguido en el proyecto es el de conservar al máximo la topografía natural del terreno, adecuándolo para que las pendientes de los taludes sean acordes con los taludes naturales existentes, a fin de no alterar la fisonomía del entorno, incorporando con ello lo que se edifique y la infraestructura de red viaria, conservando las existentes y acoplando al entorno topográfico todo lo novedoso en accesos.

2.8.7 MEDIDAS CORRECTORAS

Las medidas que hasta ahora se han venido apuntando no finiquitan este capítulo, ya que es obvio que se presentarán alegaciones al proyecto, puesto que a los aerogeneradores que se

pretende instalar hay que sumarles los ya instalados y en funcionamiento, por lo que a priori el potencial impacto paisajístico-visual que conlleva es importante.

Sin embargo, podemos adelantarnos a rebatir dichas futuras alegaciones en contra del proyecto, ya que estamos en un paraje, la Sozona, que tiene un declive importante (1160 msnm a 1070 msnm) respecto de las cumbres más altas de Sierra Alhucemilla, siendo su punto más alto el pico del Colativí con 1387 msnm. Hay otros picos que superan nuestra cota de la instalación, como El Puntal con 1369 msnm y el Cerro de la Mina con 1216 msnm, con ello el impacto visual tiende a minimizarse, ya que la visión de los mismos se mimetizada con el fondo de las cumbres más altas que les circunda. Su situación respecto de la costa, por los parámetros apuntados hacen difícil su visión al no quedar descubiertas en el cielo azul donde indudablemente destacarían los molinos si se situaran en las cumbres más altas.

Por lo que respecta a la afectación del turismo rural decir que, además del planeamiento urbanístico que impide en dicha zona las construcciones, el coste del metro cuadrado edificado haría decaer cualquier inversión turística.

2.8.8 CLIMATOLOGÍA

El Paraje de la Sozona, al igual que toda Sierra Alhamilla, posee un ritmo pluviométrico específicamente mediterráneo, con lluvias en la época fría y sequía acentuada en el periodo estival. Las precipitaciones anuales son escasas y solo alcanzan los 298 mm totales, aunque en los puntos altos de la sierra se superan los 350 mm. En el invierno hay un predominio de vientos septentrionales de procedencia norte; normalmente suelen ser de origen continental y fríos. Le siguen en importancia los vientos de poniente o viento del oeste, que procede del Atlántico y es húmedo y templado. En verano y otoño predomina el viento de componente SSO.

2.8.9 HIDROGEOLOGÍA

La Agencia Andaluza del Agua nos informa que la masa de agua subterránea en Sierra Alhamilla presenta un buen estado global, ya que apenas existen presiones de tipo extractivo, ni actividades contaminantes que puedan generar un impacto. Las trincheras y las bases de las torres de aerogeneradores proyectados se cimentarán in situ mediante camiones hormigoneras, por lo que las necesidades hídricas serán solucionadas con camiones cisternas

que abastecerán de agua al depósito habilitado para ello. Cualquier residuo que pueda suponer peligro de contaminación por filtración al subsuelo será recogido en contenedores estancos (p.e. Aceites, filtros, etc...). La limpieza de las canaletas de las hormigoneras se realizará en una zona adecuada con plásticos con drenaje hacia un depósito en cota inferior.

2.8.10 HIDROLOGÍA

Sierra Alhamilla se sitúa en la subcuenca del río Andarax y en dos de las subcuencas comprendidas entre esta y la del río Almanzora: la de la Rambla de Amoladeras y la de la Rambla de Morales. Las laderas norte y sur de la sierra son el inicio de una serie de pequeños cauces que, al igual que las ramblas, son de régimen torrencial, permaneciendo secas la mayor parte del año, incluso en ciclos plurianuales. Es muy importante el papel de Sierra Alhamilla como elemento regulador y distribuidor de los recursos hídricos superficiales en las comarcas septentrionales y orientales de la provincia.

2.8.11 CONCLUSIONES

Ya hemos visto que el impacto ambiental sobre la flora será mínimo gracias a realizarse un estudio previo sobre la ubicación más idónea que suponga la menor afectación al matorral bajo, y ninguna al encinar y acebuches, puesto que estos últimos se encuentran situados fuera de la actuación proyectada, en concreto en el Paraje Natural de Sierra Alhamilla situado al oeste del proyecto. Además de ello, el estudio previo a realizar igualmente tiene en cuenta la conjunción de la flora con la fauna autóctona existente, siendo significativo el seguimiento a realizar a las aves sobre sus zonas de anidación, para evitar una colisión de intereses, ubicando las instalaciones fuera de dichas zonas y lo más alejadas posibles.

Para las aves migratorias no supone pantallas algunas los aerogeneradores puesto que la situación de los mismos no confluye con la trayectoria seguida por estas aves.

Cierto es que algunas aves menores autóctonas pueden verse afectadas por electrocución al posarse en los conductores y cadenas de aisladores de la línea de evacuación, si bien se adoptaran medidas correctoras para minimizar este impacto.

Por lo que respecta al impacto paisajístico hemos visto que la situación de los aerogeneradores queda en relieve con las altas laderas de las cumbres, lo cual, a no sobresalir de las mismas, queda mimetizada con su entorno montañoso, aunque habría que estudiar el color de las torres, de ser necesario, en concordancia con dicho entorno para evitar un posible impacto visual.

Capítulo 3.

PRESUPUESTO

A partir de los valores que se han ido obteniendo en la memoria del Proyecto con sus respectivas unidades, se comienza a calcular el presupuesto de la instalación del parque eólico, teniendo en cuenta los costes de obra civil, instalación eléctrica, mano de obra, aerogeneradores con sus componentes y seguridad y salud del personal.

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
OBRA CIVIL				
m2	VIALES	34270,00	,23	7882,10
	ACTUACIONES PREVIAS	1,00	3406,00	3406,00
m3	EXCAVACIÓN TIERRA VEGETAL	1703,00	2,00	3406,00
	TOTAL			14694,10

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
MOVIMIENTO DE TIERRAS				
m³	EXCAVACIÓN EN DESMONTE	2082,00	2,00	4164,00
m³	FORMACIÓN DE TERRAPLÉN	2968,00	3,00	8904,00
m³	TRANSPORTE A VERTEDERO	1057,00	2,00	2114,00
	TOTAL			15182,00

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
FIRMES				
m³	CAPA DE SUBBASE	835,00	10,00	8350,00
	M3. Capa de subbase (árido medio) para el firme de viales.			
m³	CAPA DE BASE	320,00	17,00	5440,00
m³	SUELO DE CEMENTO	236,20	11,00	2598,20
	M3. Suelo cemento tipo SC-40, de espesor 15 cm.cemento			
	TOTAL			16388,20

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
EDIFICIO C.S. Y ZANJAS				
u	EDIFICIO CENTRO DE SECCIONAMIENTO Edificio prefabricado del centro de seccionamiento de dimensiones 4480 x 2380 mm.	1,00	5500,00	5500,00
m	ZANJA 60 x 120 M. Excavación de zanjas para cableado, de 0.60x1.20 m. (tipo A),	142,00	10,00	1420,00
m³	HORMIGONADO HM20 M3. De hormigón HM-20 de refuerzo en zanja de cruces de caminos	2,00	85,00	170,00
TOTAL				7090,00

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
MANO DE OBRA INSTALACIÓN ELÉCTRICA				
u	MEDIDAS DE TENSIONES			
u	Medición de tensiones de paso y contacto de puesta a tierra	1,00	3500,00	3500,00
MEGADO DE CABLES				
u	Medida de resistencia de aislamiento de cables de MT (Megado) entre fase y pantalla y entre fase y tierra	1,00	600,00	600,00
CONEXIONES MT Y BT AEROGENERADOR				
u	Conexiones MT y BT en el aerogenerador. Ejecución de las conexiones éstas sin incluir el conductor ni las conexiones.	10,00	880,00	8800,00
PUESTA A TIERRA AEROG				
u	U. Tendido de conductores y conexionado para realizar la puesta a tierra en los aerogeneradores	10,00	250,00	2500,00
m	PUESTA A TIERRA 1x50 MM2 CU	1,00	150,00	150,00
u	INSTALACIÓN AEROGENERADOR	10,00	54000,00	540000,00
u	INSTALACIÓN EN CENTRO DE SEC.	1,00	1200,00	1200,00
TOTAL				556750,00

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
CABLEADO DE POTENCIA INCLUYENDO MANO DE OBRA				
ud	HEPRZ1 3x50mm2 18/30 KV	6,00	4,92	29,52
ud	HEPRZ1 3x95mm2 18/30 KV	7,00	14,24	99,68
ud	HEPRZ1 3x150mm2 18/30 KV	6,00	19,28	115,68
ud	HEPRZ1 3x240mm2 18/30 KV	6,00	23,62	141,72
	TOTAL			386,60

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
RED DE TIERRAS				
m	P.A.T. AEROGENERADOR Cable cobre 70 mm2	1050,00	3,00	3150,00
m	Sistema de P.A.T Cable cobre 50 mm2	6300,00	2,50	15750,00
m	Electrodos de Puesta a tierra	225,00	25,00	5625,00
	TOTAL		24525,00	24525,00

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
CENTRO DE SECCIONAMIENTO				
u	CELDA DE LÍNEA 630 A, 12 MW	2,00	4200,00	8400,00
u	CELDA DE PROTECCIÓN Y MEDIDA LÍNEA DE EVACUACIÓN 630 A, 24MW	1,00	7900,00	7900,00
u	CELDA SERVICIOS. AUX. 200 A, TRAFO 50 KVA	1,00	3200,00	3200,00
u	CUADRO DE TELECONTROL	1,00	20000,00	20000,00
	TOTAL			39500,00

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
CELDAS AEROGENERADOR				
u	CELDA DE PROTECCIÓN TRAFO 36 kV, 400 A, 16 kA	1,00	17000,00	17000,00
u	CELDA DE ENTRADA DE LÍNEA 36 kV, 400 A, 16 kA	1,00	20000,00	20000,00
u	CELDA DE SALIDA DE LÍNEA 36 kV, 400 A, 16 kA	1,00	20000,00	20000,00
	TOTAL		57000,00	57000,00

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
AEROGENERADOR				
u	AEROGENERADOR Windpower 3MW	10,00	1580000,00	15800000,00
u	TRANSFORMADOR 0,69/30kV 3,15 MVA	10,00	45000,00	450000,00
	TOTAL		16250000,00	16250000,00

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
SEGURIDAD Y SALUD				
u	SEGURIDAD Y SALUD U. Partida destinada a Seguridad y Salud en conceptos tales como medicina preventiva, formación, equipos de protección individual y colectiva.	1,00	31500,00	31500,00
	TOTAL			31500,00

IMPORTE TOTAL.....17.013.016, 22 €.

Asciende el presupuesto a la cantidad de DIECISIETE MILLONES TRECE MIL DIECISÉIS CON VEINTIDÓS CÉNTIMOS.

Para el presupuesto se han considerado los activos fijos (AF) o bienes tangibles, que son aquellos que se utilizan en la transformación de insumos o apoyos de la operación. Cabe destacar que existen otros costes como el activo nominal(AN)²⁸ y el capital de trabajo(CT)²⁹.

Por tanto, el importe total de los costes fijos se amortizará en 20 años, que son los años estimados de vida útil del parque eólico en cuestión.

²⁸ Costes de la organización, licencias y patentes, puesta en marcha, imprevistos o capacitación.

²⁹ Gasto que se necesita para la operación normal del proyecto en el ciclo productivo del mismo

Capítulo 4.

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El inquietante futuro para nuestras generaciones hacen que la sociedad tome conciencia de la importancia del desarrollo sostenible, e implemente una serie de iniciativas encaminadas a eliminar, o al menos minimizar, los problemas que nos afectan a nivel mundial. En el marco de la ONU se ha realizado una apuesta audaz para impulsar y promover el futuro bienestar de nuestros herederos a través de la llamada Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

Los Objetivos primordiales, que enmarcan a otros muchos, son conseguir la paz y la prosperidad para un mundo más igual, donde todo les llegue a todos, para acabar con el hambre y la pobreza, protegiendo al planeta frente al desorden existente en el plano de la igualdad. Estos objetivos se conseguirán gracias a la unión de las naciones. Son los llamados Objetivos de Desarrollo Sostenible encuadrados en la Agenda 2030.



Ilustración 18. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Manos Unidas

En lo que afecta a nuestro proyecto de Aerogeneradores podemos decir que estamos encuadrados en el marco del ODS 7, a fin de cumplir con el compromiso de cambio climático establecido en el Acuerdo de París en 2015.

Con el ODS 7 se pretende que el acceso a la energía sea factible para todos, que sea segura, sostenible y económica.

Nos encontramos en un momento difícil para la población mundial a consecuencia de la pandemia provocada por COVID 19. Es esencial el acceso de todos a la energía para luchar contra la pandemia. Pensemos en todos los servicios sanitarios que dependen de la energía, como los quirófanos, agua limpia para higiene, fabricación de todos los elementos necesarios para protegernos, etc...

Como expuso la Representante de la Secretaria General de la ONU sobre la energía sostenible *“El acceso a la energía es importante durante la situación pandémica COVID 19”*³⁰ y apuntó tres formas de responder al estado de emergencia en que nos encontramos:

1. *“Priorizar que las soluciones energéticas suministren energía a los centros de salud y a los equipos de respuesta inicial.*
2. *Mantener a los consumidores vulnerables conectados.*
3. *Aumentar la producción de energía fiable, ininterrumpida y suficiente como preparación para una recuperación económica más sostenible”*³¹.

Bajo el paraguas del cambio climático, y su consecuencia negativa al medio ambiente, se ha demostrado la ineficacia de la energía convencional y el perjuicio causado por la emisión a la atmósfera de los gases de efecto invernadero. Por ello, desde hace varias décadas, se viene implementando las instalaciones de energía renovable, consecuencia inmediata positiva de lo antedicho, y con el necesario apoyo de los mercados y políticas que desarrollen mayor capacidad de producción de este tipo de energía eficiente se ayuda a conseguir las metas del ODS 7 que esbozamos específicamente para 2030:

³⁰ Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante. Respuesta al COVID-10. Naciones Unidas

³¹ Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante. Respuesta al COVID-10. Naciones Unidas

- *“Garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.*
- *Aumentar sustancialmente el porcentaje de la energía renovable en el conjunto de fuentes de energía.*
- *Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.*
- *Aumentar la cooperación internacional a fin de facilitar el acceso a la investigación y las tecnologías energéticas no contaminantes, incluidas las fuentes de energía renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructuras energéticas y tecnologías de energía no contaminante.*
- *Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo”.*³²

El hecho de tener como parte de la Agenda 2030 el ODS 7, nos da un impulso a la realización de proyectos de aerogeneradores como el que presentamos con este TFM, a fin de aportar nuestro conocimiento profesional para conseguir un mundo mejor desde el punto de vista energético, si bien, para ello, es necesaria la cooperación de los gobiernos, central y autonómicos, para realizar políticas de apoyo a estas iniciativas tecnológicas, desarrollando normas que faciliten, no sólo la investigación, sino también el desarrollo de los proyectos.

La implantación de una energía sostenible a nivel mundial, que sustituya a la convencional, llevará mucho tiempo, y debemos apuntar que con la aprobación del marco de los ODS en septiembre de 2015, la Agenda 2030 nos da un margen de 15 años de “maximis itineribus” para conseguir tan preciada herramienta, comprendida en la agenda de desarrollo sostenible,

³² El Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 y el desarrollo energético sostenible, Naciones Unidas.

que haga posible mejorar la calidad de vida, integrar los pueblos con sociedades más sostenibles, recipientes e inclusivas y nos aporte un futuro mejor mediante el desarrollo sostenible.

Capítulo 5.

BIBLIOGRAFÍA

-
- [1] *Actuaciones de interés autonómico*. Consejería de Fomento, Infraestructuras y Ordenación del Territorio. Junta de Andalucía, 2020.
- [2] Cano Quintanilla, Juan Jesús. *Proyecto básico de Parque Eólico*. Sevilla, 2018
- [3] Cansahcab (yucatán). *Manifestación de impacto ambiental proyecto parque eólico*. Enero 2016. https://mayaenergia.files.wordpress.com/2017/03/eolico-cansahcab_31yu2016ed009.pdf
- [4] *Catálogo aerogeneradores ACCIONA WindPower 3000/100*. 2020
- [5] *Catálogo aerogeneradores Siemens Alstom ECO 100*. 2020.
- [6] *Catálogo aerogeneradores Vesta V90/3000*. 2020.
- [7] *Cables y Accesorios para Media Tensión*, PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS. 2011.
- [8] *Cuánta energía se puede sacar del viento. Límite de Bertz*. Energética Futura, 2019.
- [9] *Celdas de Media Tensión cgm3.36*. Catálogo Ormanzábal. 2020
<https://www.ormazabal.com/es/tu-negocio/productos/cgm3-36-kv-iec-630-21-ka>
- [10] *Estudio de impacto ambiental y proyecto de restauración del parque eólico “miñon”, en el término municipal de vimianzo (A Coruña)*. Greenalia power. 2020
<https://www.vimianzo.gal/media/documentos/ei%20minhon%2002.pdf>
- [11] *Instituto de Estadística y Cartografía, parque Cabo de Gata, Níjar*. Junta de Andalucía, 2017.
- [12] *Implantación de un parque eólico de 21,25 MW y su conexión a la red de 132 kV*. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla. 2013.

- [13] *Las Salinas. Las aves pliegan sus alas. Diario de Almería. 2020*
https://www.diariodealmeria.es/fin_de_semana/Salinas-aves-pliegan-alas_0_572343577.html
- [14] *Lista de comprobación para el control de Proyecto, Anexo 20. Organización Institucional, Órganos colegiados. Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana. 2020.*
- [15] *Las Salinas. Las aves pliegan sus alas. Diario de Almería. 2020*
https://www.diariodealmeria.es/fin_de_semana/Salinas-aves-pliegan-alas_0_572343577.html
- [16] *Mapa Eólico de la Junta de Andalucía. Agencia Andaluza de la Energía. 2020.*
<https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/MapaEolico/index.jsp>
- [17] Navarro Navarro, Juan. *Proyecto de ejecución Parque eólico San José. 2012.*
- [18] *Normativa autonómica, Andalucía. Asociación Empresarial Eólica. 2020.*
<https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/normativa/normativa-autonomica>
- [19] *Normativa nacional, Andalucía. Asociación Empresarial Eólica. 2020.*
<https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/normativa/normativa-autonomica>
- [20] *Objetivos de Desarrollo Sostenible: Objetivo 7. Naciones Unidas. 2020.*
- [21] *Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 y el desarrollo energético sostenible en américa latina el caribe. Naciones Unidas. 2020.*

- [22] *Proyecto de actuación del Área Logística de interés autonómico de Níjar, Almería*. Junta de Andalucía, 2020.
- [23] Romero, Javier. *Documento 3: Pliego de Condiciones*, febrero 2014.
https://previa.uclm.es/area/ing_rural/Proyectos/JavierRomero/PliegoCondiciones.pdf
- [24] *Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión*. 2019
- [25] *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión*. 2019
- [26] *Sistemas de Protección, Automatización y Control, SIPCO*.
2020[http://deletec.es/index.php?s=sec_din/plantillas/responsive_menu_izq/galeria.php&g=gal&gal=2&codsec=5&subsec=22&tit=SISTEMA%20DE%20PROTECCION,%20AUTOMATIZACION%20Y%20CONTROL%20\(SIPCO\)](http://deletec.es/index.php?s=sec_din/plantillas/responsive_menu_izq/galeria.php&g=gal&gal=2&codsec=5&subsec=22&tit=SISTEMA%20DE%20PROTECCION,%20AUTOMATIZACION%20Y%20CONTROL%20(SIPCO))
- [27] *Sierras de Almería, Sierra Alhamilla*.2020.
<https://www.almerianatural.com/sierrasdealmeria.alhamilla.htm>
- [28] *Valores ambientales de la zona especial de conservación sierra alhamilla (es0000045)*.
Junta de Andalucía. Diciembre 2016.

Capítulo 6.

CÁLCULOS

CONDUCTORES

A continuación, se muestra el Excel de los circuitos 1 y 2 con los aerogeneradores del parque eólico que se ha realizado para determinar las secciones de los conductores del apartado 2.7.7. Secciones de los conductores.

		Inicio (m)	Fin(m)	Tramo (m)	Long (m)	Cable	I (A)	I. adm (A)	I. máx (A)	Secc (mm2)	R(Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU(%)	Pérdidas (W)
R-01	CS	15	20	967	1002	HEPRZ1	303,85	443,62	365	240	0,168	0,109	104,73	0,35	33128,31
A-04	R-01	15	15	714	744	HEPRZ1	243,08	334,23	275	150	0,277	0,118	94,17	0,31	12177,30
A-03	A-04	15	15	830	860	HEPRZ1	182,31	261,31	215	95	0,43	0,129	120,33	0,4	12291,02
A-02	A-03	15	15	632	662	HEPRZ1	121,54	261,31	215	95	0,43	0,129	61,75	0,2	4204,99
A-01	A-02	15	15	528	558	HEPRZ1	60,67	173,24	145	50	0,861	0,217	50,97	0,17	1768,42
													ΔUtotal (%)	1,43	

Tabla 28. Cálculos de Excel de los tramos correspondientes al circuito 1 de potencia 12 MW. Fuente: Elaboración propia

		Inicio (m)	Fin(m)	Tramo (m)	Long (m)	Cable	I (A)	I. adm (A)	I. máx (A)	Secc (mm2)	R(Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU(%)	Pérdidas (W)
R-02	CS	15	20	1165	1200	HEPRZ1	303,85	443,62	365	240	0,168	0,109	125,43	0,42	39674,62
A-05	R-02	15	15	553	583	HEPRZ1	243,08	334,23	275	150	0,277	0,118	73,79	0,24	9542,16
A-06	A-05	15	15	561	591	HEPRZ1	182,31	261,31	215	95	0,43	0,129	82,69	0,27	8446,50
A-07	A-06	15	15	440	470	HEPRZ1	121,54	261,31	215	95	0,43	0,129	43,84	0,15	2985,42
A-08	A-07	15	15	464	494	HEPRZ1	60,67	173,24	145	50	0,861	0,217	45,13	0,15	1565,59
													ΔUtotal (%)	1,23	

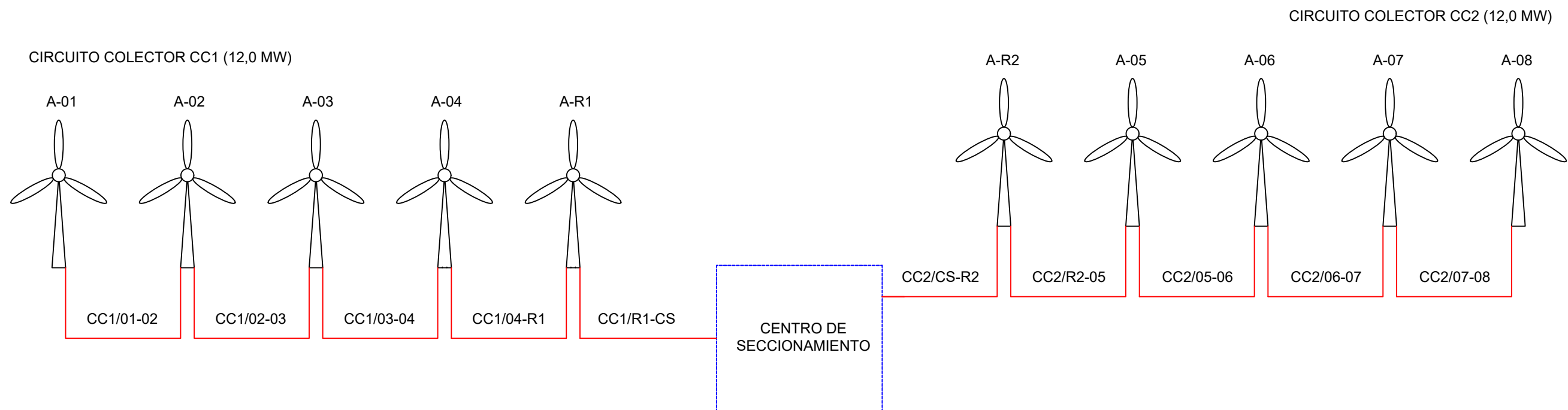
Tabla 29. Cálculos de Excel de los tramos correspondientes al circuito 2 de potencia 12 MW. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 7.

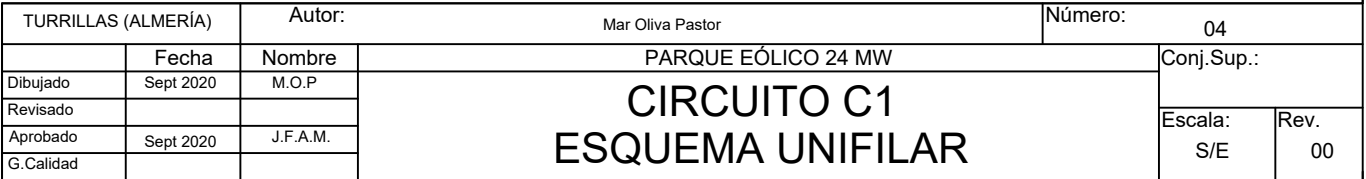
PLANOS



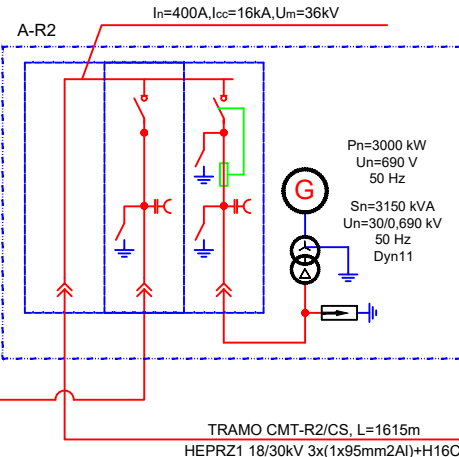
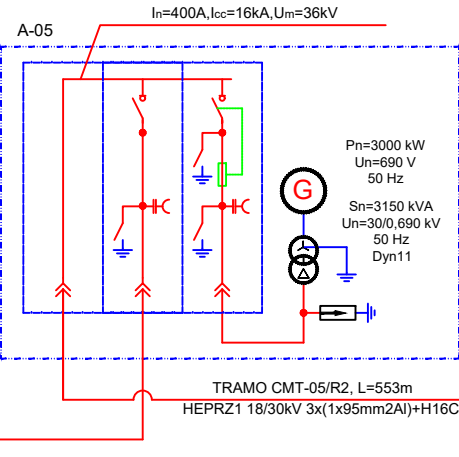
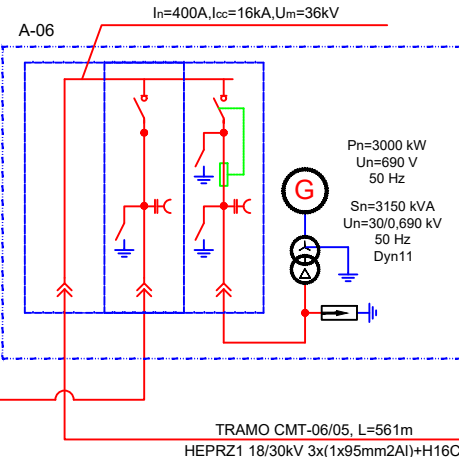
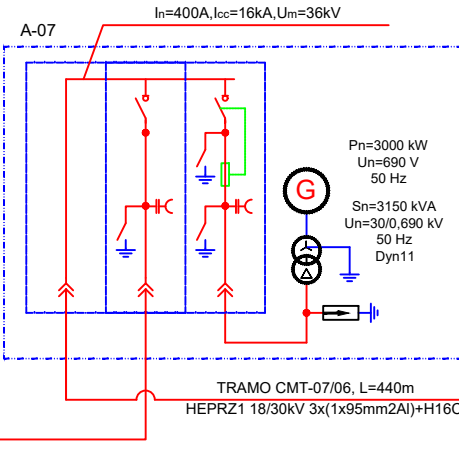
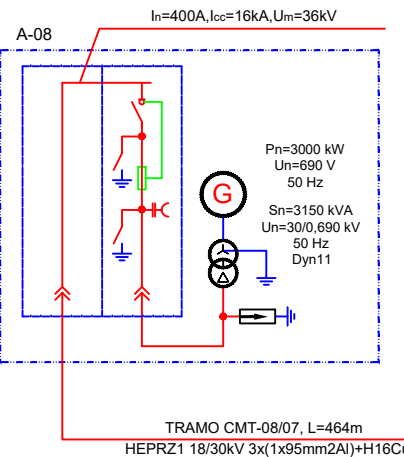
TURRILLAS (ALMERÍA)		Autor: Mar Oliva Pastor		Número: 01	
	Fecha	Nombre	PARQUE EÓLICO 24 MW		Conj.Sup.:
Dibujado	Sept 2020	M.O.P	LOCALIZACIÓN		
Revisado					
Aprobado	Sept 2020	A.G.G			
G.Calidad					
				Escala: 1/200.000	Rev. 00



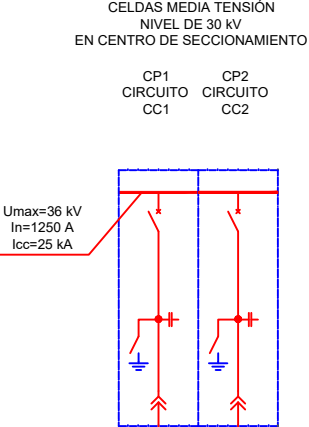
TURRILLAS (ALMERÍA)		Autor: Mar Oliva Pastor		Número: 03	
	Fecha	Nombre	PARQUE EÓLICO 24 MW		Conj.Sup.:
Dibujado	Sept 2020	M.O.P	SISTEMA COLECTOR. ESQUEMA UNIFILAR		
Revisado					
Aprobado	Sept 2020	A.G.G			
G.Calidad					
				Escala: S/E	Rev. 00



CIRCUITO COLECTOR CC2 (12 MW)



CIRCUITO COLECTOR CC1 (12,0 MW)



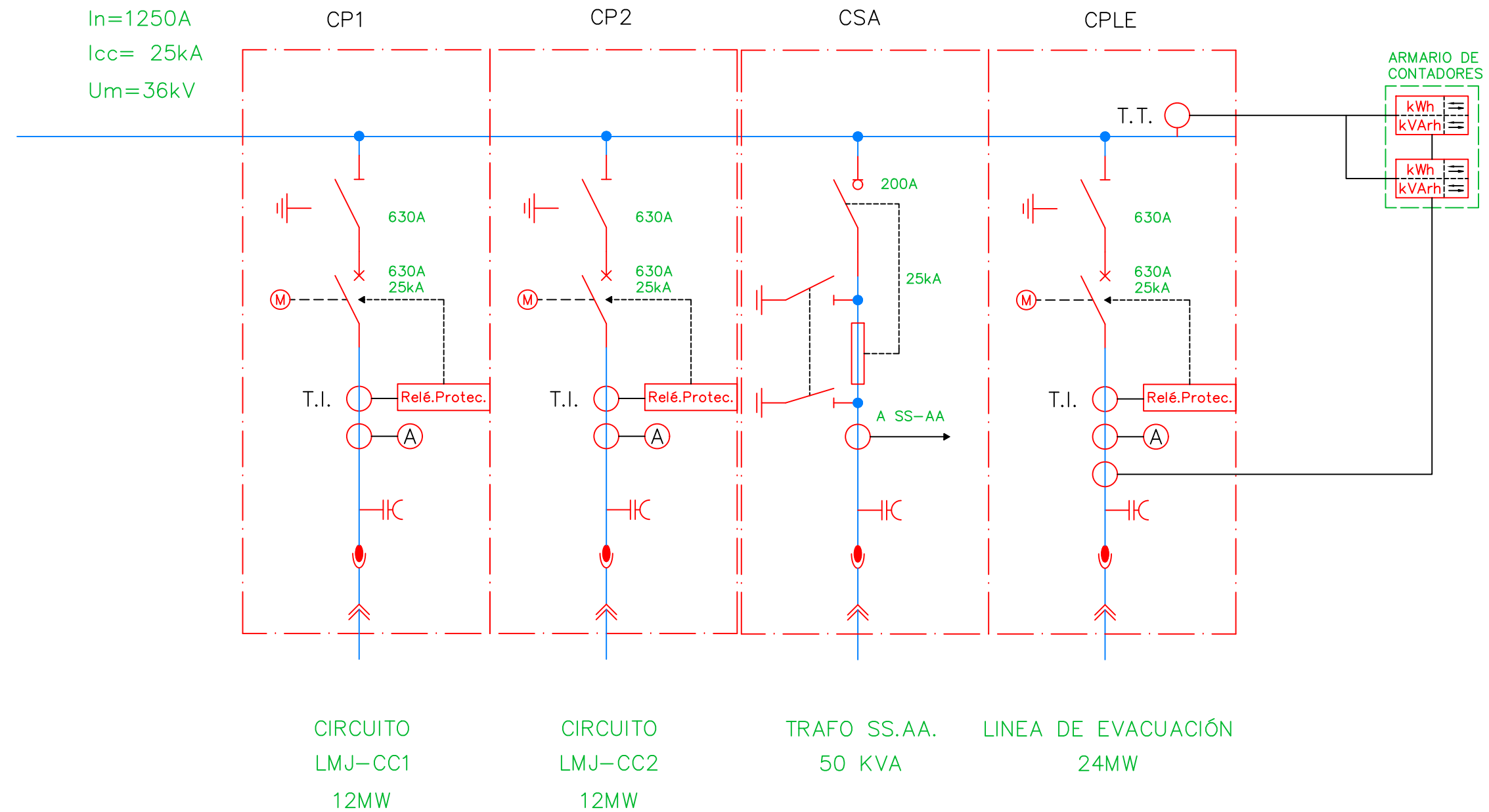
CELDA MEDIA TENSIÓN
NIVEL DE 30 kV
EN CENTRO DE SECCIONAMIENTO

CP1
CIRCUITO
CC1

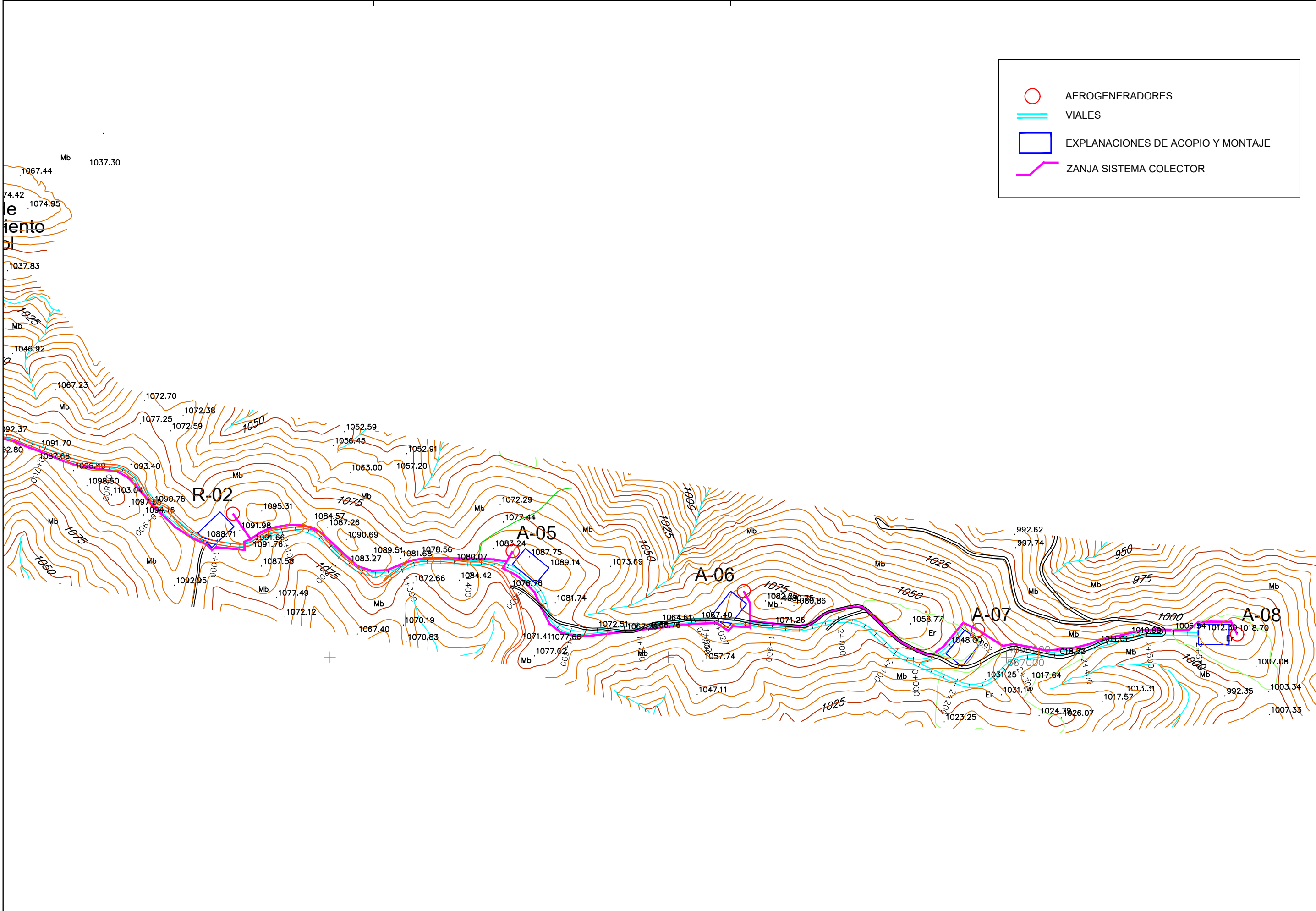
CP2
CIRCUITO
CC2

$U_{max}=36\text{ kV}$
 $I_n=1250\text{ A}$
 $I_{cc}=25\text{ kA}$

TURRILLAS (ALMERÍA)		Autor: Mar Oliva Pastor			Número: 05			
	Fecha	Nombre	PARQUE EÓLICO 24 MW			Conj.Sup.:		
Dibujado	Sept 2020	M.O.P	CIRCUITO C2 ESQUEMA UNIFILAR					
Revisado						Escala:		Rev. 00
Aprobado	Sept 2020	A.G.G				S/E		
G.Calidad								



TURRILLAS (ALMERÍA)		Autor: Mar Oliva Pastor			Número: 07		
	Fecha	Nombre	PARQUE EÓLICO 24 MW			Conj.Sup.:	
Dibujado	Sept 2020	M.O.P	CENTRO DE SECCIONAMIENTO Y CONTROL ESQUEMA UNIFILAR				
Revisado							
Aprobado	Sept 2020	A.G.G					
G.Calidad							
						Escala: S/E	Rev. 00



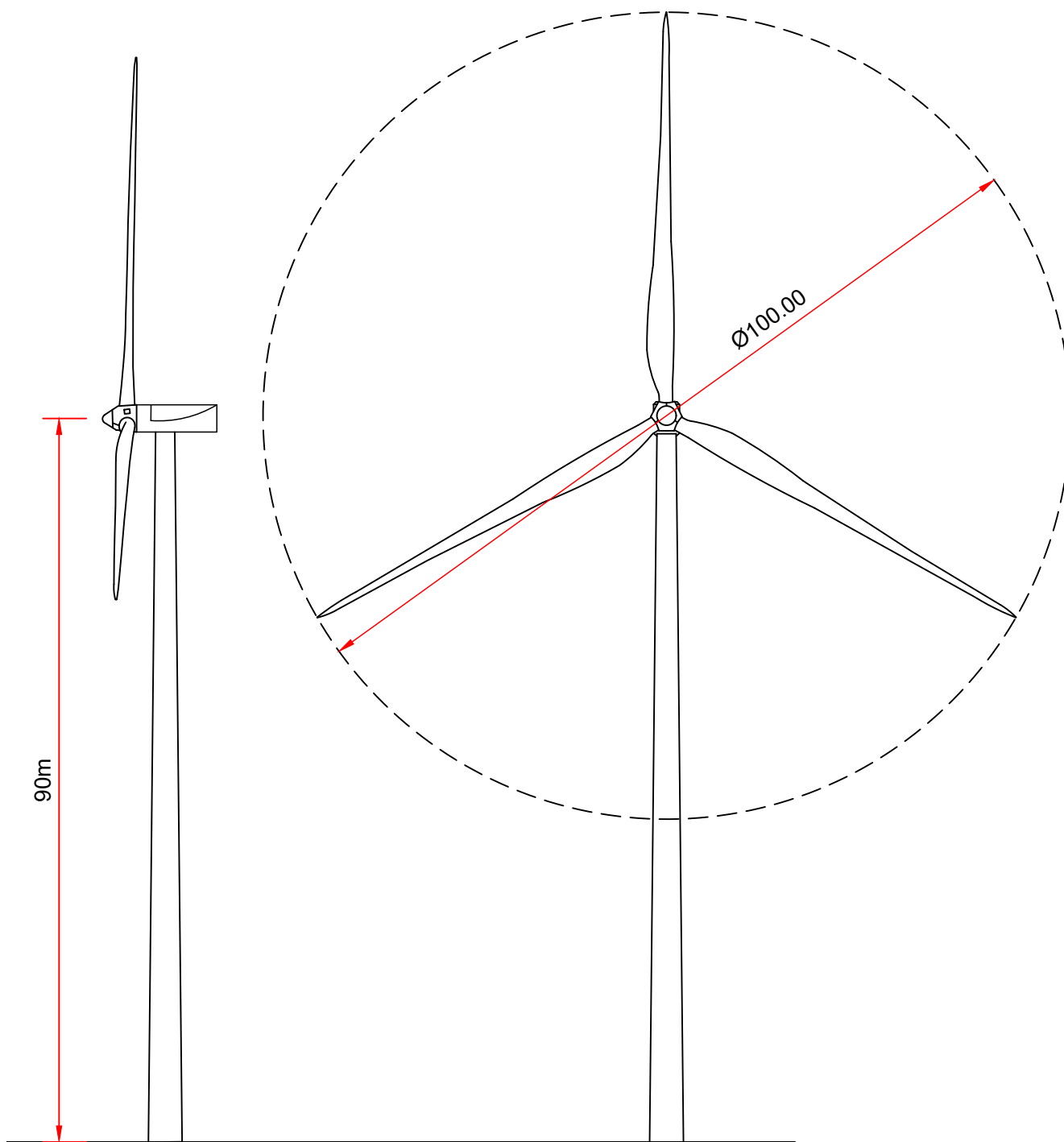
AEROGENERADORES

VIALES

EXPLANACIONES DE ACOPIO Y MONTAJE

ZANJA SISTEMA COLECTOR

TURRILLAS (ALMERÍA)		Autor		Mar Oliva Pastor		Número		09		
	Fecha	Nombre	PARQUE EÓLICO 24 MW					Conj.Sup.:		
Dibujado	Sept 2020	M.O.P	TRAZA DE VIALES Y SISTEMA COLECTOR							
Revisado								Escala:		Rev.
Aprobado	Sept 2020	A.G.G						1/5.000		00
G.Calidad										



TURRILLAS (ALMERÍA)		Autor: Mar Oliva Pastor			Número: 10	
	Fecha	Nombre	PARQUE EÓLICO 24MW			Conj.Sup.:
Dibujado	Sept 2020	M.O.P	AEROGENERADOR			
Revisado						
Aprobado	Sept 2020	A.G.G				Escala:
G.Calidad						1/750
						Rev. 00