

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

ESCUELA POLITÉCNICA DE MIERES

GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS MINEROS Y ENERGÉTICOS

GRADO EN INGENIERÍA CIVIL

**DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
ÁREA DE INGENIERÍA NUCLEAR**

**DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIÓN E INGENIERÍA DE FABRICACIÓN
ÁREA DE INGENIERÍA DE LA CONSTRUCCIÓN**

TRABAJO FIN DE GRADO

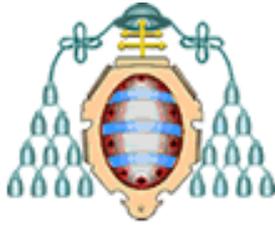
ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS

AUTOR: IRENE PRIETO GARCÍA

TUTOR: GUILLERMO LAINE CUERVO

**COTUTOR: FRANCISCO J. SUÁREZ
DOMÍNGUEZ**

JULIO, 2021



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

ESCUELA POLITÉCNICA DE MIERES

GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS MINEROS Y ENERGÉTICOS

GRADO EN INGENIERÍA CIVIL

**DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
ÁREA DE INGENIERÍA NUCLEAR**

**DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIÓN E INGENIERÍA DE FABRICACIÓN
ÁREA DE INGENIERÍA DE LA CONSTRUCCIÓN**

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN
ASTURIAS**

MEMORIA

ÍNDICE

1	Objetivo del anteproyecto	- 10 -
2	El desarrollo de la energía eólica	- 11 -
2.1	La energía eólica en España	- 14 -
3	Generalidades de los aerogeneradores	- 17 -
3.1	Palas.....	- 17 -
3.2	Controlador de potencia.....	- 18 -
3.3	Buje.....	- 19 -
3.4	Torre	- 20 -
3.5	Góndola	- 20 -
3.6	Eje de baja velocidad.....	- 21 -
3.7	Multiplicador	- 21 -
3.8	Eje de alta velocidad.....	- 21 -
3.9	Generador eléctrico.....	- 21 -
3.10	Mecanismo de orientación.....	- 23 -
3.11	Veleta y anemómetro.....	- 24 -
3.12	Controlador electrónico	- 24 -
3.13	Unidad de refrigeración	- 25 -
3.14	Sistema hidráulico	- 25 -
4	Localización del parque eólico.....	- 26 -
5	Evaluación del recurso eólico disponible.....	- 29 -
5.1	Distribución Weibull	- 29 -
5.2	Rosas de los vientos.....	- 33 -
5.2.1	Rosa de direcciones	- 33 -
5.2.2	Rosa de velocidades.....	- 34 -
5.2.3	Rosa de potencias	- 36 -

5.2.4	Rosa de energías	- 38 -
6	Elección del aerogenerador	- 41 -
6.1	Clasificación de los aerogeneradores	- 41 -
6.2	Clases de aerogenerador	- 45 -
6.3	Discusión de modelos	- 46 -
6.3.1	Modelo Gamesa SG 2.6-114.....	- 47 -
6.3.2	Modelo Enercon E 70/2300.....	- 48 -
6.4	Modelo escogido y características.....	- 49 -
7	Diseño del parque eólico	- 51 -
8	Obra Civil.....	- 54 -
8.1	Viales	- 54 -
8.1.1	Viales mejorados	- 55 -
8.1.2	Viales de nueva construcción	- 55 -
8.1.3	Firme de los viales	- 56 -
8.2	Plataformas	- 57 -
8.3	Cimentaciones	- 58 -
8.4	Zanjas.....	- 59 -
8.5	Drenajes	- 62 -
8.5.1	Cálculo del caudal (método racional).....	- 62 -
8.5.2	Diseño de las cunetas.....	- 75 -
8.6	Edificio de control y subestación.....	- 76 -
9	Infraestructura eléctrica.....	- 78 -
9.1	Cálculo de las intensidades nominales	- 78 -
9.2	Nivel de aislamiento de los cables.....	- 79 -
9.3	Elección de sección del conductor.....	- 79 -
9.3.1	Dimensionado del conductor	- 80 -
9.3.2	Cable escogido y características	- 83 -

9.3.3	Comprobación de la caída de tensión	- 85 -
9.4	Selección de las celdas	- 86 -
9.4.1	Celdas de los aerogeneradores.....	- 86 -
9.4.2	Celdas de la subestación.....	- 87 -
10	Presupuesto	- 89 -
11	Bibliografía	- 90 -

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Imagen de un parque eólico sito en Orense, Galicia [1].....	11 -
Ilustración 2. Imagen de los molinos de torre de Consuegra, Toledo [3].....	12 -
Ilustración 3. Imagen de la turbina eólica construida por Charles F. Brush [4].....	13 -
Ilustración 4. Disposición de los componentes de un aerogenerador [12]	17 -
Ilustración 5. Fuerzas actuadoras sobre las palas de un aerogenerador [13].....	18 -
Ilustración 6. Disposición de los componentes de una máquina rotativa [21]	22 -
Ilustración 7. Imagen del mecanismo de orientación de un aerogenerador [23].....	24 -
Ilustración 8. Plano de zonificación de infraestructuras eólicas [26]	26 -
Ilustración 9. Detalle de la zona de baja capacidad de acogida [26].....	27 -
Ilustración 10. Ubicación del parque Peña del Cuervo y del nuevo parque eólico	27 -
Ilustración 11. Imagen de un aerogenerador Windside o Savonius helicoidal [31] ...	42 -
Ilustración 12. Imagen de un aerogenerador Darrieus [32].....	43 -
Ilustración 13. Imagen de un aerogenerador Giromill [33]	43 -
Ilustración 14. Aerogenerador a barlovento [34].....	44 -
Ilustración 15. Aerogenerador a sotavento [34]	44 -
Ilustración 16. Imagen del modelo SG 2.6-114 [38]	49 -
Ilustración 17. Disposición de los aerogeneradores del parque eólico.....	52 -
Ilustración 18. Plano de los viales mejorados.....	55 -
Ilustración 19. Plano de los viales de nueva construcción	56 -
Ilustración 20. Plataforma paralela al vial	57 -
Ilustración 21. Plataforma al final del vial	58 -
Ilustración 22. Sección trnasversal de las zapatas	59 -
Ilustración 23. Disposición de la SET y de los circuitos eléctricos del parque eólico-	60 -
Ilustración 24. Sección transversal de la zanja paralela al vial	61 -
Ilustración 25. Sección transversal de la zanja simple bajo vial	62 -

Ilustración 26. Precipitación diaria [46]	- 64 -
Ilustración 27. Coeficiente de variación[46]	- 65 -
Ilustración 28. Cuencas de los viales de acceso	- 67 -
Ilustración 29. Cuencas de los viales interiores.....	- 67 -
Ilustración 30. Índice de torrencialidad [45]	- 68 -
Ilustración 31. Grupos hidrológicos [45].....	- 71 -
Ilustración 32. Regiones para la caracterización del coeficiente corrector del umbral de escorrentía [45].....	- 72 -
Ilustración 33. Sección transversal de la cuneta diseña.....	- 75 -
Ilustración 34. Disposición de la subestación y del edificio de control	- 77 -
Ilustración 35. Imagen del conductor escogido [49]	- 84 -
Ilustración 36. Celda DVCAS con configuración 0L+1A para los aerogeneradores A1 y A4 [50].....	- 87 -
Ilustración 37. Celda DVCAS con configuración 0L+1L+1A para los aerogeneradores A2 y A3 [50].....	- 87 -
Ilustración 38. Celda CBGS-0 para la subestación [50].....	- 88 -

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución de la potencia eólica instalada en España [7].....	- 14 -
Gráfico 2. Curva de mediciones en función de la velocidad.....	- 29 -
Gráfico 3. Regresión lineal de la distribución Weibull.....	- 31 -
Gráfico 4. Distribución Weibull.....	- 32 -
Gráfico 5. Distribución Weibull acumulada.....	- 32 -
Gráfico 6. Rosa de direcciones.....	- 34 -
Gráfico 7. Rosa de velocidades.....	- 36 -
Gráfico 8. Rosa de potencias.....	- 37 -
Gráfico 9. Rosa de energías.....	- 39 -
Gráfico 10. Curva de potencia del modelo SG 2.6-114 [38].....	- 47 -
Gráfico 11. Curva de potencia del modelo E 70/2300 [40].....	- 48 -

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas de la torre de medición	- 29 -
Tabla 2. Datos de la rosa de direcciones	- 33 -
Tabla 3. Datos de la rosa de velocidades.....	- 35 -
Tabla 4. Datos de la rosa de potencias.....	- 36 -
Tabla 5. Datos de la rosa de energías	- 38 -
Tabla 6. Parámetros básicos para clases de aerogeneradores [36]	- 46 -
Tabla 7. Modelos de aerogenerador clase I [38] [39].....	- 47 -
Tabla 8. Características técnicas del modelo SG 2.6-114 [38].....	- 49 -
Tabla 9. Separación mínima entre aerogeneradores.....	- 51 -
Tabla 10. Coordenadas de los aerogeneradores.....	- 52 -
Tabla 11. Producción bruta anual.....	- 52 -
Tabla 12. Producción neta anual.....	- 53 -
Tabla 13. Dimensiones de las zapatas	- 58 -
Tabla 14. Circuitos eléctricos del parque eólico.....	- 60 -
Tabla 15. Coeficiente de amplificación [46]	- 66 -
Tabla 16. Tiempo de concentración de cada cuenca	- 69 -
Tabla 17. Factor de intensidad e intensidad de cada cuenca	- 69 -
Tabla 18. Coeficiente corrector del umbral de escorrentía [45].....	- 73 -
Tabla 19. Coeficiente de uniformidad de cada cuenca.....	- 74 -
Tabla 20. Caudal máximo anual de cada cuenca.....	- 75 -
Tabla 21. Coordenadas de la subestación.....	- 76 -
Tabla 22. Intensidad nominal de cada tramo.....	- 78 -
Tabla 23. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios [47].....	- 79 -
Tabla 24. Temperaturas máximas en el conductor y en la pantalla [48].....	- 80 -
Tabla 25. Intensidades máximas admisibles (I_t) [48]	- 81 -

Tabla 26. Factor de corrección de la temperatura del terreno [48].....	- 81 -
Tabla 27. Factor de corrección de la resistividad del terreno [48]	- 82 -
Tabla 28. Cálculo de la sección de los conductores para una corriente de 75,77 A...-	82 -
Tabla 29. Cálculo de la sección de los conductores para una corriente de 151,55 A.-	83 -
Tabla 30. Datos técnicos del cable TAP AL VOLTALENE H [49]	- 84 -
Tabla 31. Cálculo de la caída de tensión de la red	- 85 -

1 OBJETIVO DEL ANTEPROYECTO

El objetivo último de este Trabajo Fin de Grado es el prediseño de un parque eólico ubicado en el concejo de Las Regueras, en el Principado de Asturias. Este parque cuenta con 4 aerogeneradores de 2,625 MW de potencia cada uno, lo que hace un total de 10,5 MW de potencia instalada. Realizar el anteproyecto de esta instalación conlleva el desarrollo de los siguientes puntos:

- Área de implantación del parque, indicando las localidades afectadas, así como que sus características se ajustan a las condiciones recogidas por la normativa de aplicación en la comunidad autónoma.
- Cálculo del recurso eólico disponible en la zona del emplazamiento para su aprovechamiento energético, basándose en una serie histórica de datos veraz y contrastada. Este trabajo consiste en transformar la información aportada por las torres de medición para visualizarla en forma de rosas de viento y de distribución Weibull de manera que el viento pueda ser analizado y evaluado.
- Selección del modelo de aerogenerador óptimo para la ubicación escogida en base al análisis de datos eólicos de la zona, así como una descripción de las características del modelo.
- Determinar el número de aerogeneradores a instalar en el emplazamiento y con ello realizar el cálculo de la potencia instalada en el parque y la estimación de la energía a producir en el mismo.
- Cálculo y selección de la infraestructura eléctrica necesaria para el transporte y evacuación de la energía producida.
- Descripción general de la obra civil necesaria para el correcto funcionamiento y mantenimiento del parque. Estas actuaciones son las relacionadas con los accesos, viales, plataformas, cimentaciones, drenajes y zanjas entre otros.
- Detalle del presupuesto total del proyecto.

2 EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una fuente de energía eléctrica que se basa en el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire, como lo atestigua la Ilustración 1. El viento actúa sobre las palas del aerogenerador haciéndolas girar, así como el eje que lleva acoplado. Esta energía mecánica se transmite a un generador y este, la transforma en energía eléctrica, la cual será conducida hasta un transformador y, desde aquí, a la red eléctrica nacional para su consumo.



Ilustración 1. Imagen de un parque eólico sito en Orense, Galicia [1]

Originalmente, la energía del viento solo era aprovechada en la navegación. Fueron los babilonios, entorno al año 1700 a.C., quienes encontraron una aplicación, además de la náutica, a la energía eólica. Esta civilización fue capaz de bombear agua para regadío mediante molinos de viento. A partir de este punto, otros pueblos como el persa, emplean este mismo sistema para moler grano [2].

Este instrumento, fue evolucionando de modo que cuando se asienta en el mundo occidental, en el siglo XII, el molino de viento es de eje horizontal. Por este motivo, este nuevo sistema presenta un mecanismo de orientación con el que se consigue una mayor potencia que con los antiguos molinos de eje vertical [2].

El molino occidental no varía en demasía a lo largo del tiempo, aunque en el siglo XIV, se desarrolla el molino de torre (Ilustración 2), el cual se caracteriza por ser una estructura de piedra en forma de torre cuya única parte móvil es la superior, donde se aloja el eje de las aspas. Este tipo de molinos, al igual que sus antecesores, posee un

sistema manual de orientación de las palas, aunque normalmente siempre estaban direccionadas a barlovento [2].



Ilustración 2. Imagen de los molinos de torre de Consuegra, Toledo [3]

Hasta el siglo XVIII, el molino de torre sufre ligeros cambios, los cuales se concentran en su mayoría en las palas del molino. Estas, a partir de dicho siglo, tendrán una mayor torsión que mejorará su rendimiento aerodinámico, así como, una lona que recubrirá su enrejado de madera [2].

El siglo XIX es una época de grandes avances industriales y es en este contexto en el que, en 1887 Charles F. Brush construye la primera turbina eólica que genera electricidad y cuya imagen puede observarse en la Ilustración 3. Años más tarde, en 1899, el francés Poul la Cour introduce una serie de cambios en la propuesta de Brush, los cuales se basaban en disminuir el número de palas para aumentar así la producción de electricidad. Este diseño está considerado como el primer aerogenerador moderno [4].

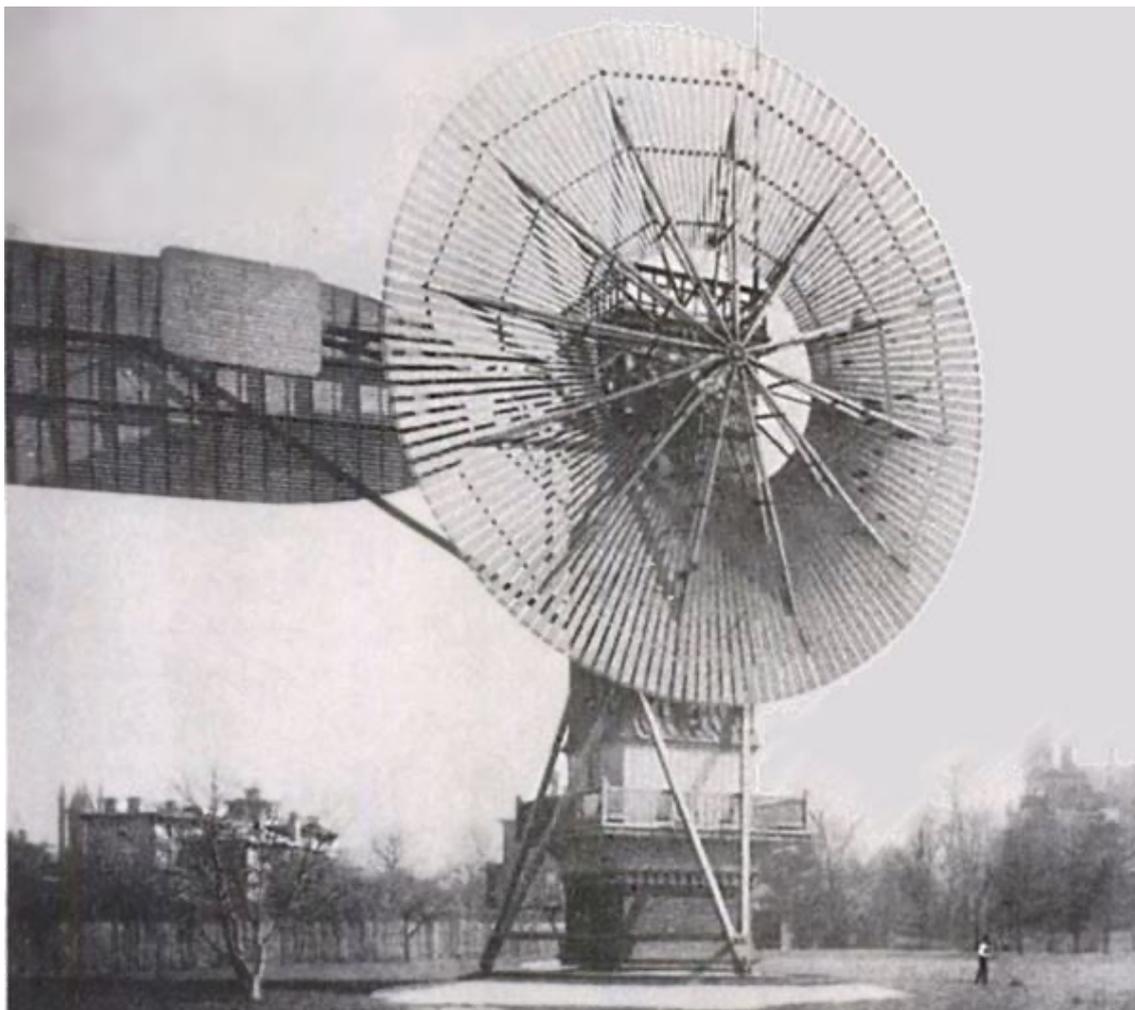


Ilustración 3. Imagen de la turbina eólica construida por Charles F. Brush [4]

En el siguiente siglo, el físico alemán Albert Betz postula en 1919 lo que se conoce como Límite de Betz, es decir, las bases teóricas de funcionamiento de los aerogeneradores. Betz explica que debido a las leyes de la física es imposible extraer toda la potencia que posee el viento a su paso por las palas del aerogenerador, solo es aprovechable como máximo $16/27$ de la energía cinética del viento [4].

Estos avances se frenan en seco con el estallido de la II Guerra Mundial y continúan estancados tras el final del conflicto bélico. En esta coyuntura internacional, el precio del crudo alcanza mínimos históricos y como consecuencia, el petróleo se convierte en la principal fuente de energía, así como la herramienta fundamental para el desarrollo de nuevas industrias. Sin embargo, Dinamarca impulsa en 1952 un programa para el desarrollo de la tecnología eólica mediante el cual se alcanza el hito de construir un aerogenerador tripala de 200 kW [2].

El modelo danés será el que promueva el crecimiento de la energía eólica y por tanto sobre el que se realizarán avances y mejoras hasta llegar a los aerogeneradores actuales de 5 MW [2].

2.1 LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

Dinamarca se situó, a mediados del siglo XX, como referente mundial de la energía eólica, aunque otros países copiaron su estrategia para situarse también a la vanguardia en esta tecnología.

Uno de esos países es España, quien comenzó su andadura en este terreno en 1984 mediante la implantación de un aerogenerador en Cataluña de la mano de la cooperativa Ecotècnia, fundada por ocho ingenieros [5]. Este fue el primero de muchos, habiendo instalados hoy en día entorno a 21000 aerogeneradores que se encuentran repartidos por 1267 parques eólicos que dan como resultado una potencia instalada de 27446 MW [6]. Esta evolución eólica queda reflejada mediante el Gráfico 1.

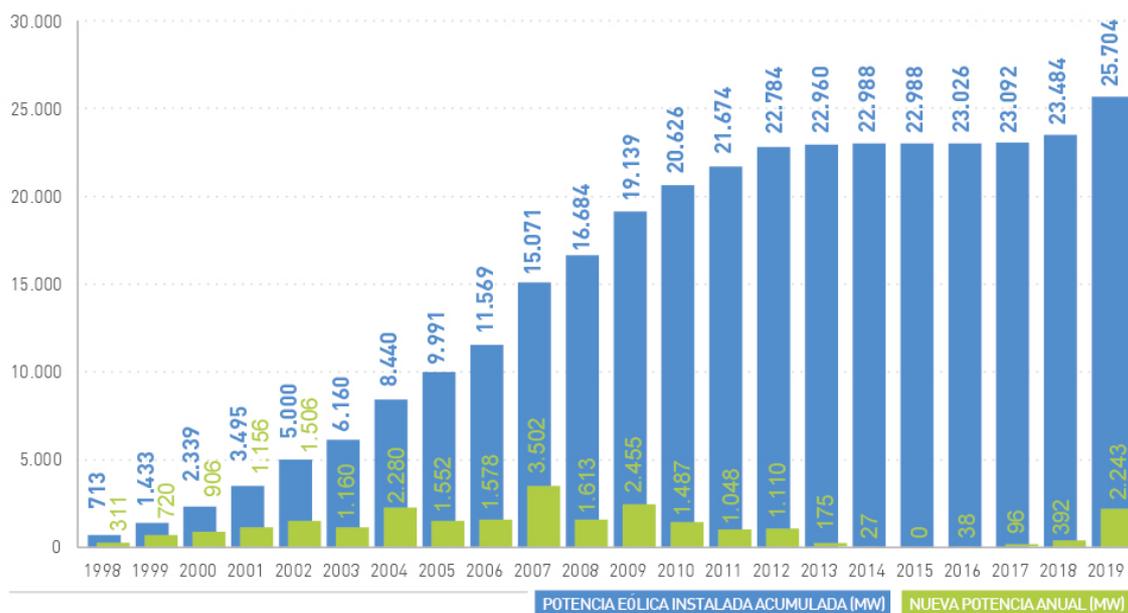


Gráfico 1. Evolución de la potencia eólica instalada en España [7]

España se convierte así en el segundo productor de energía eólica en Europa, tras Alemania y en el quinto del mundo, por detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India [8].

A pesar de este más que digno estatus, en cuanto a la energía eólica se refiere, España no relajó sus inversiones en este campo y en 2019 se convirtió en la nación europea que más potencia eólica onshore (aerogeneradores en tierra firme) instaló, siendo

esta un total de 2243 MW, el doble que Alemania y el triple que Reino Unido [8]. Esta tendencia continuó en 2020, aunque debido a la covid solo se instalaron 1729 MW [9].

Los datos anteriores reflejan la realidad a nivel mundial y sitúan a España en muy buen lugar en el mapa. Sin embargo, si estos números se trasladan a nivel estatal se puede observar que no son malos, pero sí que tienen aún margen de mejora, sobre todo en ciertas comunidades autónomas.

En 2020 el 21,9% de la electricidad consumida en España fue de origen eólico, lo que hace que esta energía, en ese mismo año, supusiese el 49,7% de la energía generada con renovables [9]. Desde un enfoque autonómico, es Castilla y León la comunidad que más potencia eólica aporta, un 23% del total de España, seguida de lejos por Castilla La Mancha y Galicia cuyo aporte se cifra en un 14,2% y un 14% respectivamente. Aragón y Andalucía completan el listado de regiones que más aportan [7].

Es lógico que generen más energía eólica las regiones más grandes, pues tienen la capacidad de instalar más aerogeneradores y por tanto más potencia eólica. Sin embargo, existen autonomías cuya superficie es similar en cuanto a extensión se refiere y, por el contrario, su aporte es totalmente desigual; es el caso de Navarra y Asturias. Mientras que la Comunidad Foral aportó el 4,7% de la energía eólica de España, entorno a 1303 MW, el Principado solo generó 590 MW, es decir el 2,1% del total del país [7].

En una situación peor se encuentran autonomías como Extremadura, Cantabria o Baleares donde la generación de energía eólica es casi anecdótica. Solo hay una región que junto con las ciudades autónomas no tienen instalados ningún parque eólico, la Comunidad de Madrid [10].

Los datos anteriormente expuestos ponen de manifiesto la gran capacidad de desarrollo que aún tiene esta tecnología y lo infrautilizada que está en ciertos lugares. Uno de ellos, como se ha acreditado, es Asturias, comunidad en la que se localiza este anteproyecto.

Estas deficiencias eólicas y energéticas están siendo abordadas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) que supervisa la Comisión Europea. El plan persigue la descarbonización de la economía y el avance de las renovables para así alcanzar el objetivo de reducir un 23% la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Así, se prevé que el sector eléctrico cuente con una potencia eólica instalada de 50 GW, lo que supone un aumento del 82% en 9 años [11].

Otro aspecto importante contemplado en el PNIEC es la renovación tecnológica de los parques eólicos, así como de otros proyectos, que hayan superado su vida útil regulatoria. Se insiste en el plan, en la necesidad de no perder su contribución, sino en impulsar una renovación de estas instalaciones que además supondrán un incremento en la potencia instalada, pues los aerogeneradores cada vez son más potentes y eficientes [11].

3 GENERALIDADES DE LOS AEROGENERADORES

Antes de proceder a investigar el lugar del emplazamiento, su recurso eólico y determinar el modelo de aerogenerador, resulta necesario indicar las partes fundamentales que constituyen los aerogeneradores.

Así un aerogenerador está constituido por las palas, el controlador de potencia, el buje, la torre, la góndola, el eje de baja velocidad, el multiplicador, el eje de alta velocidad, el generador eléctrico, el mecanismo de orientación, el anemómetro, la veleta, el controlador electrónico, la unidad de refrigeración y el sistema hidráulico. La localización de todas estas piezas puede verse en la Ilustración 4.

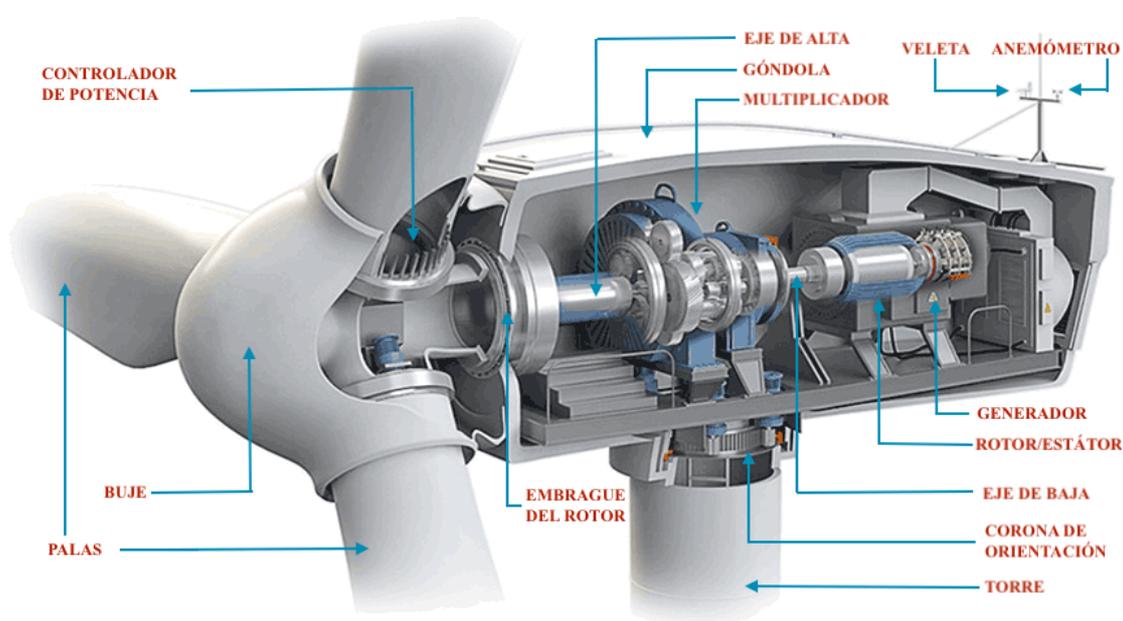


Ilustración 4. Disposición de los componentes de un aerogenerador [12]

3.1 PALAS

Las palas son las encargadas de capturar el viento produciéndose así el movimiento del eje y por tanto el del rotor. Es obvio pensar que la fuerza eólica es la que impulsa las aspas de los aerogeneradores, sin embargo, si se analiza esta afirmación se concluye que los vientos que soplan en la mayoría de las ocasiones, en este caso en torno a los 16 m/s, no resultan suficientes como para mover piezas de semejante peso. Por tanto, las fuerzas que intervienen en este proceso son el impulso o tracción (fuerza del viento), la cual se opone a la resistencia aerodinámica, y la sustentación, la cual se opone al peso de la pala, como indica la Ilustración 5.

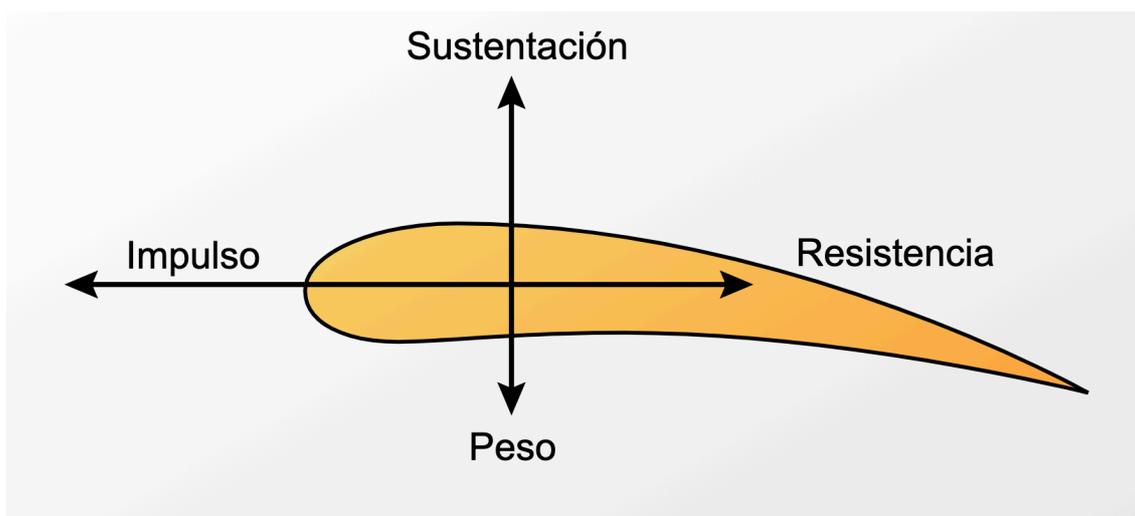


Ilustración 5. Fuerzas actuadoras sobre las palas de un aerogenerador [13]

La sustentación de los aerogeneradores es la misma fuerza que se origina en las alas de un avión o helicóptero y con la que se trabaja en el ámbito aeronáutico. Por esta razón se sabe que el viento que incide sobre la parte superior de las aspas se mueve más rápidamente que el aire de la parte inferior. Esto es indicativo de que hay una menor presión en el trasdós, lo cual genera una fuerza de empuje hacia arriba, la denominada fuerza de sustentación. Así, la sustentación queda definida como la fuerza que se genera sobre un cuerpo cuando este se mueve a través de un fluido, de manera que su dirección resulta perpendicular a la de la corriente incidente [14].

Teniendo esta información en cuenta, la elección de los perfiles para conformar las palas se hace en base a unas características adecuadas de sustentación y pérdida de esta, así como la facilidad de adaptación del perfil cuando exista suciedad. Por otra parte, estos perfiles están fabricados con poliéster o epoxi reforzados con fibra de vidrio (GRP). También se puede emplear fibra de carbono o aramidas (KEVLAR) en sustitución de la fibra de vidrio aunque es más caro [15].

3.2 CONTROLADOR DE POTENCIA

Los aerogeneradores no están diseñados para vientos fuertes ya que estos no son comunes; lo normal es proyectarlos para vientos de en torno a 15 m/s. En el caso de que se produzcan vientos fuera de lo normal, tanto por déficit como por exceso, los aerogeneradores poseen un sistema para adaptarse a ellos y para no ser dañados. Esta tecnología reguladora es el controlador de potencia.

Existen tres métodos para regular la potencia: la regulación por cambio del ángulo de paso o *pitch controlled*, la regulación por pérdida aerodinámica o *stall controlled* y la regulación activa por pérdida aerodinámica o *active stall controlled* [16].

- Regulación por cambio del ángulo de paso o *pitch controlled*. El ángulo de paso se mantiene constante hasta que la turbina alcanza su potencia nominal. En este punto, el controlador envía una señal al sistema regulador del ángulo de las palas para que este aumente. De esta manera, el ángulo de ataque de la pala disminuye, así como la fuerza de sustentación y en consecuencia la potencia y la carga axial en la turbina [17].
- Regulación por pérdida aerodinámica o *stall controlled*. El ángulo de paso de las aspas está fijo, sin embargo, la regulación se hace a través del perfil de las palas. Estas han sido diseñadas de manera que, una vez superada la velocidad nominal, se genera turbulencia en las palas. La turbulencia se origina debido a que el flujo de aire superior deja de estar en contacto con la superficie de la pala y comienza a girar sobre un vórtice irregular, lo cual hace disminuir la sustentación y por tanto la potencia y la carga axial de la turbina [17].
- Regulación activa por pérdida aerodinámica o *active stall controlled*. El ángulo de paso de las palas se mantiene constante hasta que la turbina alcanza su potencia nominal, momento en el que el controlador ordena al sistema que se disminuya este ángulo. Con ello se aumenta el ángulo de ataque de las palas hasta que se origine turbulencia, como en el caso anterior. Así, disminuye la sustentación y por consiguiente la potencia y la carga axial de la turbina [17].

3.3 BUJE

El buje representa la unión de las tres palas con el eje de baja velocidad permitiendo así el movimiento de las aspas del aerogenerador y la transmisión de este giro a la góndola. La unión al eje es rígida mientras que la unión con las palas puede ser también flexible. Esta última opción solo se da en casos de aerogeneradores bipala, los cuales necesitan un margen de hasta tres grados respecto al plano normal del eje de rotación para soportar las oscilaciones que se producen. Sin embargo, si se trata de un aerogenerador tripala es necesario que esta unión sea rígida.

Otra parte diferencial del buje es la nariz, la cual es la pieza más sobresaliente del mismo, tiene un diseño aerodinámico y se sitúa frente a la dirección del viento. Su misión

consiste en conducir el viento desde esta parte frontal hacia los respiraderos de la góndola evitando así turbulencias [18].

3.4 TORRE

La torre del aerogenerador es la estructura encargada de soportar a cierta altura la góndola, el buje y las palas. Normalmente, las torres son de acero y tubulares, cuyo diámetro oscila entre los 20 y los 30 metros. Estos esqueletos se conforman mediante secciones que son unidas en obra mediante pernos hasta formar torres troncocónicas, es decir, con diámetro decreciente según aumenta la altura. Esta disposición es así y no de otra manera para aumentar su resistencia, ahorrar material y dinero.

Además de su morfología, es importante diseñar la altura de la torre ya que de ella depende en gran medida la energía obtenida del viento, pues la potencia eólica aumenta conforme uno se aleja del suelo. Sin embargo, este no es el único factor que se tiene en cuenta en el cálculo de la altura óptima de una torre:

- Coste por metro de torre. Construir 10 metros más de torre supone un incremento de 15000\$ no solo en material para la propia torre sino en material para el aerogenerador. Este debe contar con un gran rotor, generador y multiplicador para adaptarse a mayores vientos.
- Variación de los vientos locales. Debe hacerse un estudio que indique si el aumento de potencia que sufre el viento con la altura es suficientemente grande como para invertir en la instalación de una torre alta. Hay que tener en cuenta que la rugosidad del terreno influye positivamente esta variación y por tanto en estas áreas es conveniente la construcción de grandes torres.
- Beneficio obtenido. Se estudia el dinero que obtendría el propietario por cada kWh adicional que generaría la torre, de construirse una mayor.

Teniendo presentes los puntos anteriores y la experiencia que ha adquirido el sector en estos años ha propiciado que los fabricantes sirvan máquinas cuya altura de torre sea igual al diámetro del rotor [19].

3.5 GÓNDOLA

La góndola es la carcasa principal del aerogenerador que, situada en la parte superior de la torre, aloja los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro de las palas en energía eléctrica. Estos dispositivos son: eje de alta velocidad,

multiplicador, eje de baja velocidad y generador. En su parte exterior se dispone el anemómetro y la veleta, así como unos respiraderos que garantizan la refrigeración del interior de la góndola.

La góndola suele ser de acero forjado como las torres y de placas de fibra de vidrio [18].

3.6 EJE DE BAJA VELOCIDAD

El eje de baja velocidad es una pieza tubular de gran diámetro y de acero macizo que está unida solidariamente al buje, transmitiendo así su velocidad de giro al multiplicador. Este eje de baja es considerado como el eje principal de la góndola, aunque gira muy lentamente, con velocidades comprendidas entre las 22 y las 64 rpm [18]. Este eje alberga los conductos del sistema hidráulico que permite el accionamiento de los frenos [20].

3.7 MULTIPLICADOR

El multiplicador es una caja de engranajes que transforma la baja velocidad de giro del eje principal en un giro de alta velocidad que es transmitido al generador a través de un eje secundario. Este elemento es de suma importancia ya que el eje principal por sí mismo no podría poner en funcionamiento el generador, pues estos funcionan con velocidades de giro similares a las 1500 rpm [18].

3.8 EJE DE ALTA VELOCIDAD

El eje de alta velocidad o eje secundario es una pieza tubular de acero macizo, aunque en este caso el diámetro del eje es más pequeño que el del eje principal. Su misión consiste en transmitir la velocidad del giro del multiplicador, unas 1500 rpm aproximadamente, al generador [18]. Este componente, al igual que el eje principal, alberga un freno, en este caso, un freno de disco mecánico [20].

3.9 GENERADOR ELÉCTRICO

El generador eléctrico, Ilustración 6, es una máquina rotativa que absorbe energía mecánica, es decir el giro del eje secundario, y lo transforma en energía eléctrica. Se debe saber que existen máquinas rotativas síncronas y asíncronas. Las primeras son aquellas cuyo eje rota a la misma frecuencia que lo hace el campo magnético, siendo sendas variables dependientes entre sí. Las máquinas asíncronas, por su parte, serán las empleadas en los aerogeneradores y se caracterizan porque su eje gira a una velocidad diferente a la del campo magnético.

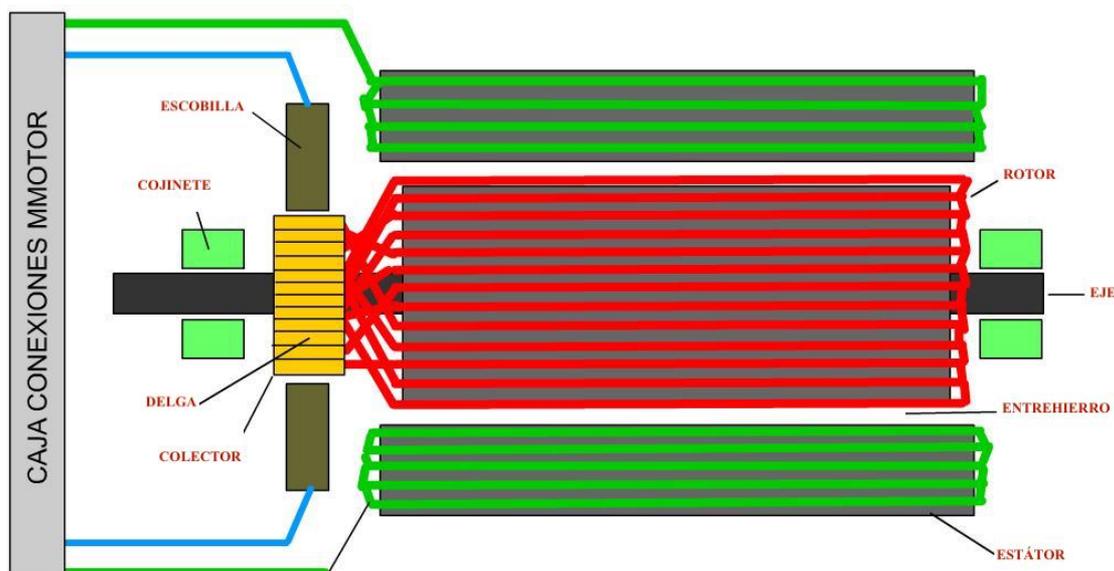


Ilustración 6. Disposición de los componentes de una máquina rotativa [21]

En este proceso de transformación de energía intervienen mayoritariamente las partes activas de la máquina asíncrona: el rotor y el estátor.

- Estátor. Es la parte fija de la máquina y está formado por un circuito eléctrico y un circuito magnético. El circuito eléctrico constituye el devanado inductor el cual está distribuido, desfasado 120° entre fases, es normalmente trifásico, está también alimentado por corrientes trifásicas y puede conectarse en estrella o en triángulo. El circuito magnético son chapas ferromagnéticas apiladas y aisladas entre sí con ranurado interior que aloja el devanado estatórico.
- Rotor. Es la parte móvil de la máquina en la que se produce el par de giro, es decir, estaría solidariamente unido al eje secundario. Puede ser a su vez rotor bobinado o rotor de jaula de ardilla que es el empleado en aerogeneradores. Este tipo de rotor también está compuesto por un circuito eléctrico y un circuito magnético. Este último tiene un núcleo formado por chapas magnéticas apiladas y aisladas entre sí, en forma de cilindro. Además, posee una serie de ranuras distribuidas uniformemente que alojan el circuito eléctrico. Por su parte, el circuito eléctrico está formado por barras de cobre o aluminio cortocircuitadas en sus extremos, por lo que reciben el nombre de anillos de cortocircuito.

La secuencia de funcionamiento que siguen los generadores asíncronos es la siguiente:

1. El devanado inducido (rotor) es alimentado con corriente continua.

2. La suma del par de giro y de la corriente origina un campo magnético giratorio.
3. El campo magnético giratorio se transmite de la chapa del rotor a la del estátor a través del entrehierro.
4. El campo magnético giratorio induce una tensión en el estátor.
5. La tensión inducida en el estátor origina corrientes en los devanados del inductor (estátor) del mismo módulo y desfasadas entre sí 120°.

La conexión a la red de los devanados inducidos puede ser directa o indirecta, dependiendo del funcionamiento de la turbina. Si se opta por una conexión indirecta se logran aprovechar los picos de velocidad del viento, aunque la energía obtenida sería de frecuencia variable y se necesitarían equipos que adecuasen dicha frecuencia antes de su volcado a la red. Por el contrario, si la conexión fuese directa, los picos de velocidad del viento no se podrían aprovechar pues la propia red limitaría la velocidad de giro del generador [18].

La mayoría de las turbinas eólicas emplean generadores asíncronos de jaula de ardilla puesto que son muy fiables y no resultan caros. Además, estos generadores al no trabajar a la velocidad de sincronismo, poseen cierto deslizamiento y admiten una cierta capacidad de sobrecarga [22].

3.10 MECANISMO DE ORIENTACIÓN

El mecanismo de orientación es una unidad dirigida por el controlador electrónico y que mueve el eje de la turbina eólica, en función de los datos recogidos por la veleta y el anemómetro, orientando así el aerogenerador cuando el viento cambia de dirección.

La unidad mencionada se aloja entre la base de la góndola y la parte superior de la torre estando compuesta por engranajes y motores eléctricos como se puede observar en la Ilustración 7.



Ilustración 7. Imagen del mecanismo de orientación de un aerogenerador [23]

En el mecanismo se puede distinguir la corona de orientación, la cual abarca todo el exterior de la base. En el interior de la misma se encuentran las ruedas de los motores, así como los frenos del sistema [23].

3.11 VELETA Y ANEMÓMETRO

La veleta y el anemómetro son dos dispositivos situados en la superficie de la góndola y que se emplean para conocer en todo momento la dirección y la velocidad del viento respectivamente.

Estas señales son interpretadas por el controlador electrónico de forma que variará la orientación de la turbina eólica en función de la dirección del viento, pondrá en funcionamiento el aerogenerador cuando se superen los 5 m/s y lo parará cuando se excedan los 25 m/s evitando así daños [20].

3.12 CONTROLADOR ELECTRÓNICO

El controlador electrónico es el conjunto de ordenadores que tiene el aerogenerador a bordo y que monitoriza continuamente las variables del viento y las condiciones del aerogenerador. Los ordenadores y sensores suelen encontrarse incluso por triplicado (en la base de la torre, en la góndola y en el buje) lo cual da lugar a una mayor precisión y seguridad.

Los datos procesados y los algoritmos con los que trabaja el controlador le permiten tomar decisiones de manera eficiente y segura sobre los mecanismos de orientación,

inclinación y protección. Esto se traduce en que la tecnología interna de estos dispositivos impide que el controlador tome decisiones en tiempo real, es decir, aseguran que la información recogida es veraz y prolongada en el tiempo. Poniendo un ejemplo, en el caso del mecanismo de orientación: el controlador recibe el dato de que el viento ha cambiado de dirección N a dirección NE; si esta variación dura pocos segundos, la turbina eólica no cambiará su orientación, sin embargo, si este cambio de dirección se prolonga durante más segundos, el controlador ordenará a los motores de orientación que se pongan en funcionamiento para variar la dirección de la turbina [24].

3.13 UNIDAD DE REFRIGERACIÓN

La refrigeración de los aerogeneradores puede ser mediante aire o agua, aunque lo más común es que sea mediante aire.

La unidad de refrigeración está constituida por el ventilador o el intercambiador de calor de agua empleados para enfriar el generador y el intercambiador de calor utilizado para enfriar el aceite de lubricación del multiplicador [20].

3.14 SISTEMA HIDRÁULICO

Los aerogeneradores también deben de tener un circuito hidráulico, necesario para el accionamiento de los frenos de los ejes de baja y alta velocidad [20].

4 LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

La normativa para el aprovechamiento de la energía eólica en Asturias está recogida en el Boletín Oficial del Principado de Asturias (BOPA) mediante el decreto 42/2008, el cual distingue distintas zonas para las infraestructuras asociadas a la actividad eólica (Ilustración 8). Estas áreas son: zona de exclusión, zona central, zona oriental, zona de baja capacidad de acogida y zona de alta capacidad de acogida [25].

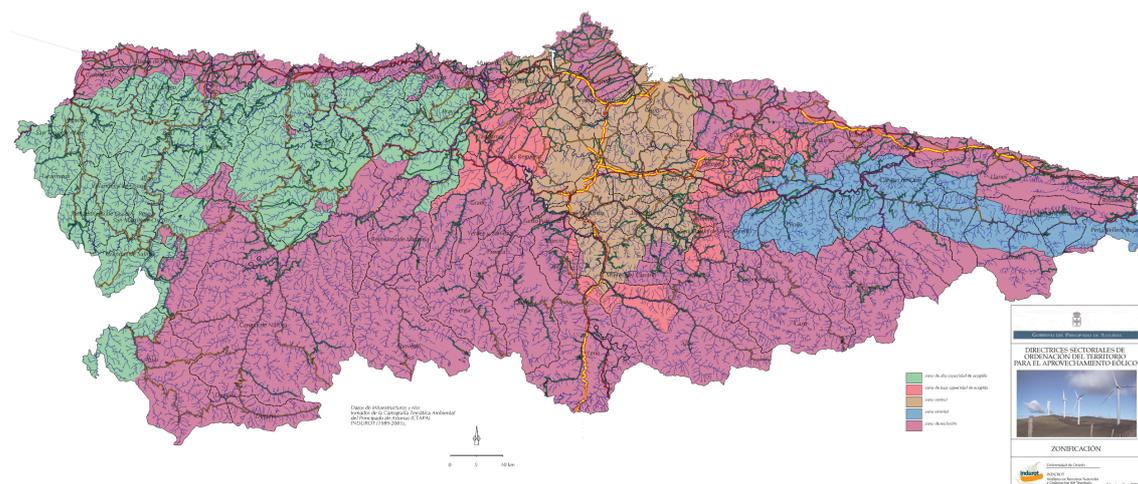


Ilustración 8. Plano de zonificación de infraestructuras eólicas [26]

El parque eólico a diseñar se desea emplazar en la zona central de Asturias, evitando la masificación eólica del occidente asturiano, dispuesto en la zona de alta capacidad de acogida. Además, también se pretende esquivar la alta densidad poblacional e industrial existente en el denominado triángulo astur ubicado eólicamente en la zona central. Es debido a estas razones por las que se plantea como mejor opción la zona de baja capacidad de acogida sita entre las zonas eólicas anteriormente citadas.

Las directrices recogidas en el BOPA indican que en las zonas de baja capacidad de acogida pueden desarrollarse parques eólicos convencionales con un número de aerogeneradores igual o inferior a quince y sin que se superen los 150 MW en el conjunto de parques dispuestos en dicha zona [25]. Esta clase de área está poco explotada eólicamente y, tanto es así, que solo existe un parque eólico en el conjunto que representa la zona de baja capacidad de acogida, detallada en la Ilustración 9. Este parque es el de Peña del Cuervo, ubicado entre los concejos de Las Regueras y Candamo, cuya potencia instalada es de 16 MW [27]. Por este motivo, se considera que diseñar un nuevo parque en esta área es totalmente viable puesto que hay un gran margen hasta los 150 MW limitados por la normativa.



Ilustración 9. Detalle de la zona de baja capacidad de acogida [26]

Así, se escoge como emplazamiento del proyecto el concejo de Las Regueras que es uno de los 78 municipios que constituyen el Principado de Asturias, estando limitado por Illas, Llanera, Grado, Candamo y Oviedo. El punto más elevado de dicho concejo está en la Sierra de Bufarán, sombreada en azul en la Ilustración 10 y lugar donde se sitúa el parque eólico Peña del Cuervo, citado anteriormente. Otra ubicación destacable es la Sierra de las Reigadas, sombreada en rojo en la Ilustración 10, con picos que rondan los 500 msnm y es por tanto este el cordal elegido para la implantación del parque eólico.

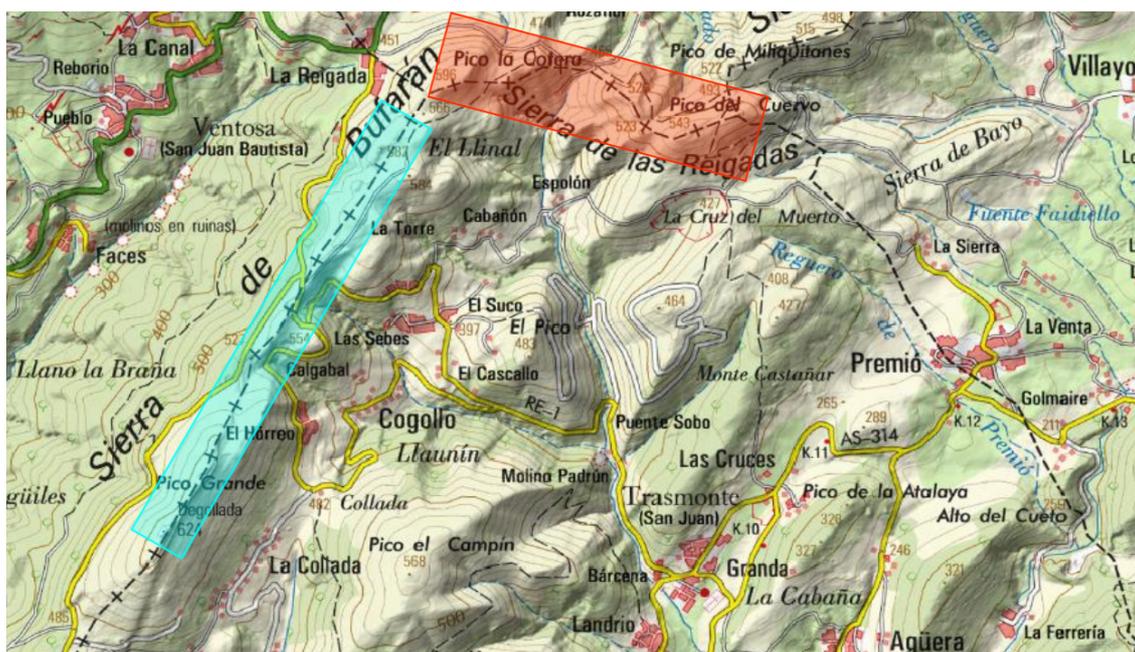


Ilustración 10. Ubicación del parque Peña del Cuervo y del nuevo parque eólico

Teniendo de referencia Oviedo, el acceso al parque se realiza tomando la autovía A-63 y abandonándola en la salida 19 a la altura de Grado, punto en el que uno se dirigirá a la carretera AS-237 hasta La Reigada. En este núcleo rural se encontrarán los viales de acceso al parque.

Por otra parte, la Sierra de las Reigadas cumple los requisitos establecidos en la 13ª directriz del decreto 42/2008, puesto que lo más cercano a su posición son núcleos rurales y carreteras municipales que distan 1 km del parque eólico. De igual forma, la red de alta tensión más próxima se encuentra a unos 2 km del emplazamiento.

Además, en el diseño del parque se ha comprobado que dicha zona no está considerada como un área de exclusión por riesgo arqueológico según el Decreto 13/1999. Tampoco es considerada Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPAs) ni se presenta como uno de los Lugares de Importancia Comunitaria (LICs), los cuales forman parte de la red europea de espacios naturales protegidos NATURA 2000. De igual manera, el área del parque no es calificada como una zona de distribución actual y potencial del oso pardo [25].

5 EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO DISPONIBLE

En el diseño del parque eólico es necesaria la evaluación y cuantificación del recurso eólico disponible. Con este fin, se analiza una serie histórica de datos tomados a 80 metros de altura entre el 1 de enero de 2010 y el 25 de noviembre de 2020 y en la que se recogen valores promedio de la velocidad, la temperatura, la humedad, la densidad, la presión y la dirección que presenta el viento cada 60 minutos.

La serie histórica es proporcionada por una torre de medición sita en las inmediaciones del nuevo parque. No es necesario instalar más máquinas de medición pues el periodo de medición es bastante largo, 10 años, por lo que los datos son veraces y representativos. Las coordenadas de la torre se ven en la Tabla 1 y están referidos al huso 29 en ETRS 89.

Tabla 1. Coordenadas de la torre de medición

Torre	Coordenadas		
	X	Y	Z
T1	744724,09	4817889,54	513,05

5.1 DISTRIBUCIÓN WEIBULL

La viabilidad técnica de un parque eólico se mide según la cantidad de horas al año en las que el viento fluye con una determinada velocidad, independientemente de su dirección. En este caso, se dispone de 95520 mediciones que se distribuyen en función de la velocidad del viento de la manera que muestra el Gráfico 2.

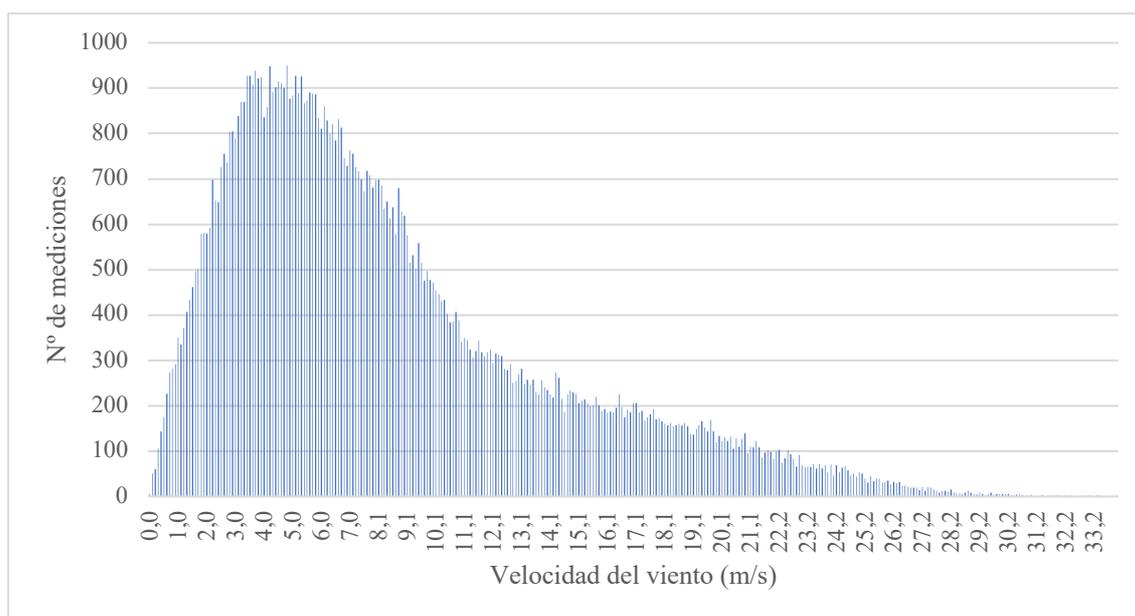


Gráfico 2. Curva de mediciones en función de la velocidad

Determinar así la viabilidad resulta bastante complicado puesto que el recurso eólico es continuamente variable. Debido a ello se calcula la distribución Weibull equivalente a la curva anterior, lo que permitirá a los programas informáticos simular un régimen de vientos mediante el cual se estudie la rentabilidad del proyecto.

Weibull es una función de densidad de probabilidad continua que se construye con los parámetros k y c , como muestra la ecuación (1) [28].

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

$P(v)$ es la probabilidad de que se dé una velocidad v , c es el factor de escala y k es el factor de forma. k y c surgen del análisis de datos proporcionados por las torres de medición y sus valores se calculan empleando la distribución acumulada de Weibull (2).

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2)$$

$F(v)$ simboliza la probabilidad acumulada de que se dé una velocidad v y es esta expresión la que sufre una doble transformación logarítmica (3).

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c) \quad (3)$$

Esta se representa gráficamente, obteniéndose así la línea de tendencia que siguen los puntos de la anterior ecuación como puede observarse en el Gráfico 3.

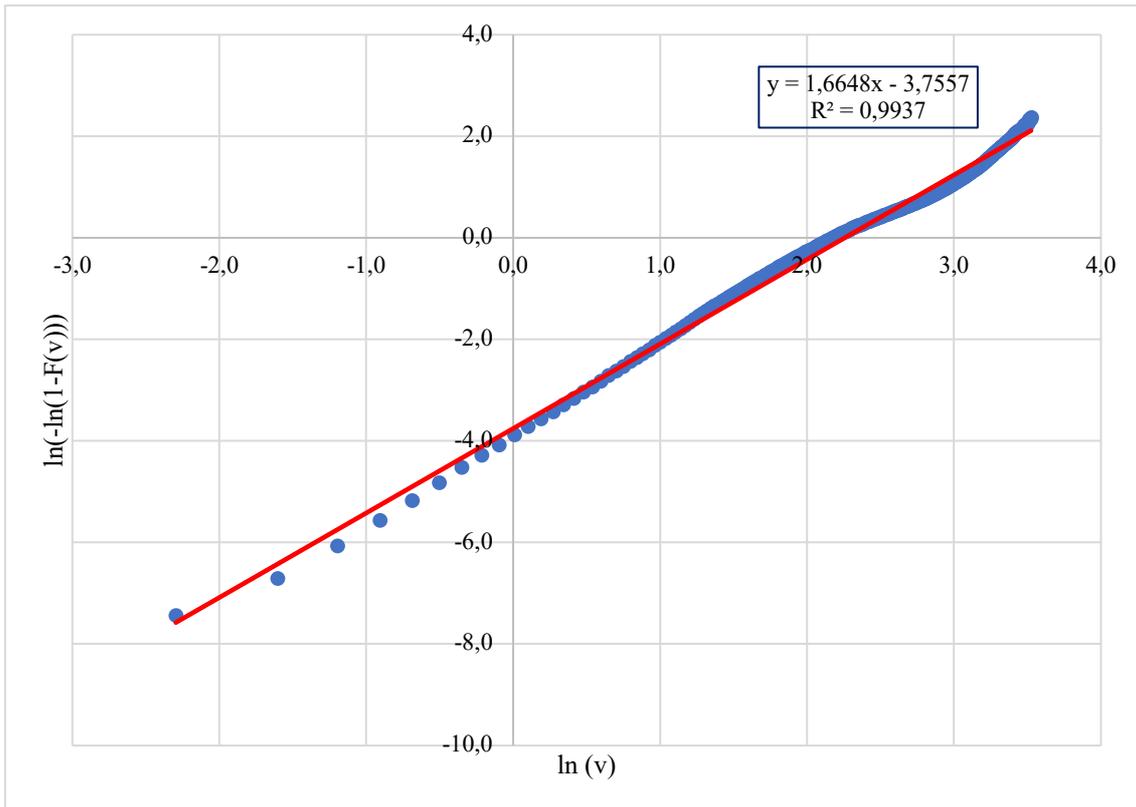


Gráfico 3. Regresión lineal de la distribución Weibull

La línea de tendencia presenta un buen ajuste pues R^2 toma un valor muy cercano a la unidad, en concreto, 0,9937. Son por tanto bastante precisos los valores de las variables k y c que se extraen a partir de la ecuación de la recta (4), con la forma $y=ax+b$.

$$y = 1,6648x - 3,7557 \quad (4)$$

El parámetro a se corresponde con la pendiente de la línea de ajuste y por tanto coincide con el valor del factor de forma k , el cual es 1,6648 (5). Por otra parte, el término independiente b toma -3,7557 como valor (6).

$$a = k = 1,6648 \quad (5)$$

$$b = -k \cdot \ln(c) = -3,7557 \quad (6)$$

Así, el factor de escala c de la distribución de Weibull toma un valor de 9,5443 (7).

$$c = e^{\left(\frac{-b}{k}\right)} = 9,5443 \quad (7)$$

Conocidas entonces estas variables, se representa la distribución Weibull, Gráfico 4, y la distribución Weibull acumulada, Gráfico 5.

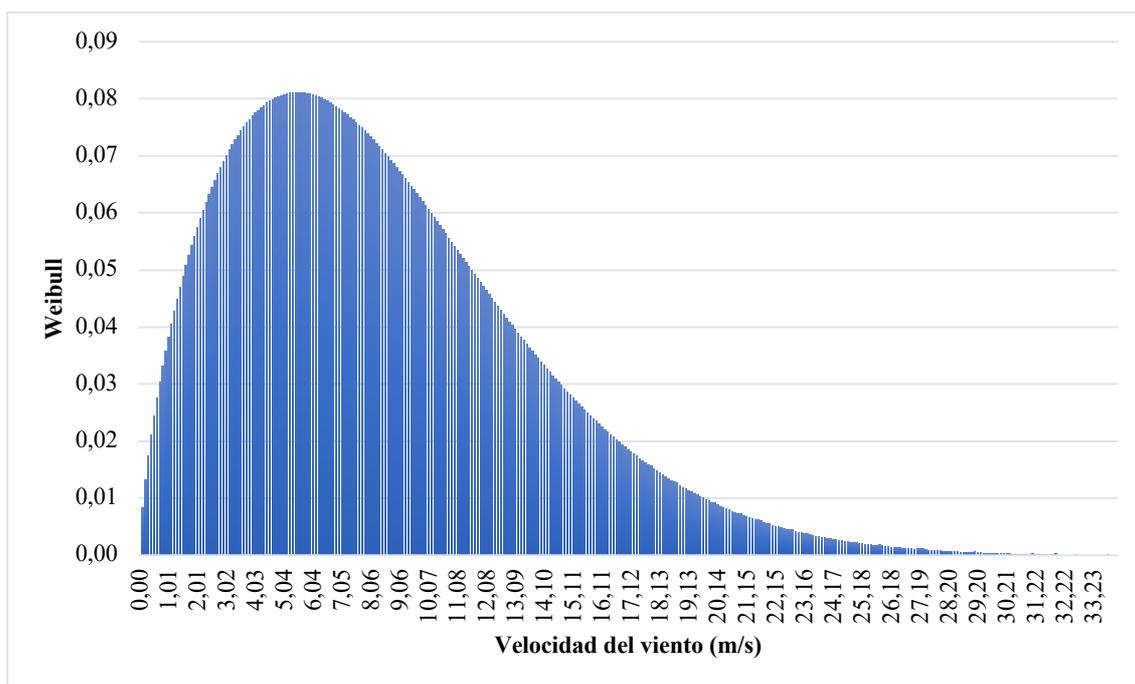


Gráfico 4. Distribución Weibull

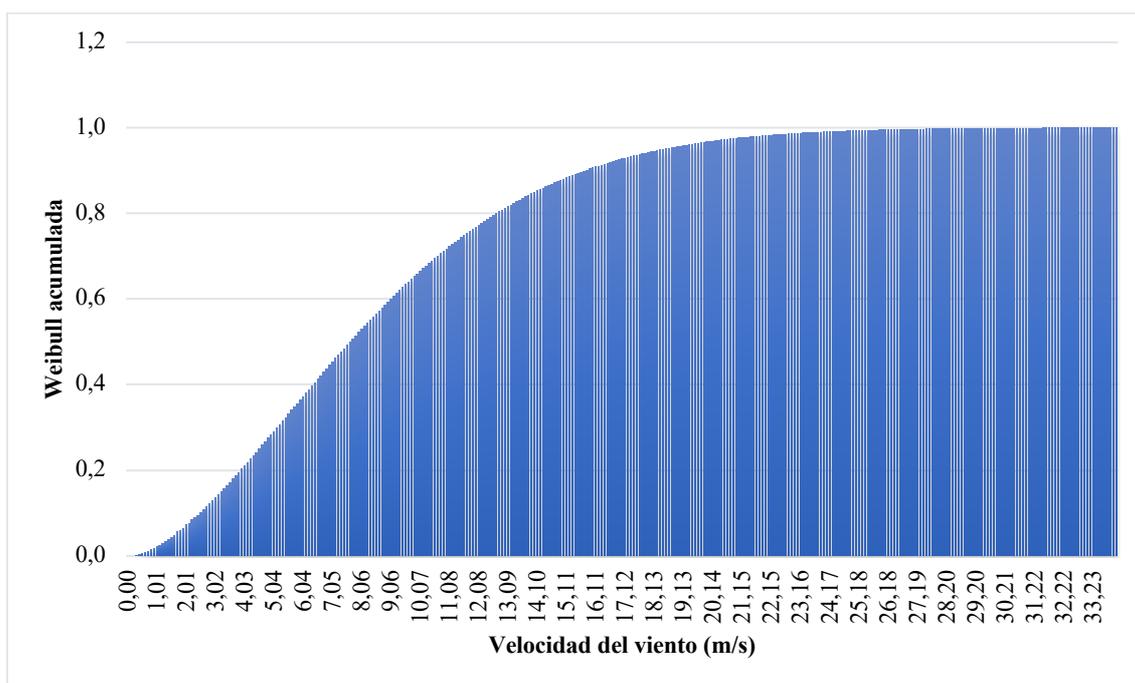


Gráfico 5. Distribución Weibull acumulada

Ambos gráficos se construyen mediante los parámetros k y c , como ya se ha dicho y demostrado. Se consigue así una distribución Weibull ajustada a los datos de viento proporcionados, es decir, una Weibull equivalente al recurso eólico que se presenta en el lugar escogido como emplazamiento. Es por este motivo que la distribución del Gráfico 4 se asemeja, y así debe hacerlo, a la distribución del Gráfico 2.

5.2 ROSAS DE LOS VIENTOS

Las rosas de los vientos son gráficos de suma importancia, ya que influyen en el emplazamiento y alineación de los aerogeneradores. Es por ello necesario elaborar representaciones en las que se identifiquen las direcciones del viento y la frecuencia de estas. Además, es preciso que se conozca también la velocidad, la potencia y la energía en cada una de las direcciones en las que fluye el viento.

Teniendo en cuenta lo anterior y a partir de la serie histórica de datos, se desarrollan para este proyecto la rosa de direcciones, la rosa de velocidades, la rosa de densidades de potencia y la rosa de energías. Estos gráficos se han simplificado de manera que las direcciones se agrupen en intervalos de 22,5° siendo entonces 16 los sectores: N (norte), NNE (nornordeste), NE (nordeste), ENE (estenordeste), E (este), ESE (estesudeste), SE (sudeste), SSE (sursudeste), S (sur), SSW (sursudoeste), SW (sudoeste), WSW (oestesudoeste), W (oeste), WNW (oestenoroeste), NW (noroeste) y NNW (nornoroeste).

5.2.1 ROSA DE DIRECCIONES

La rosa de direcciones, representada en el Gráfico 6, se construye a partir de la Tabla 2. Dicha tabla recoge el número de veces que sopla el viento en cada uno de los 16 sectores y su frecuencia, sea cual sea su velocidad, potencia y energía

Tabla 2. Datos de la rosa de direcciones

Dirección	Recuento	Frecuencia (%)
N	5843	6,12%
NNE	1267	1,33%
NE	2165	2,27%
ENE	3924	4,11%
E	15447	16,17%
ESE	13526	14,16%
SE	6261	6,55%
SSE	4235	4,43%
S	4061	4,25%
SSW	3818	4,00%

Dirección	Recuento	Frecuencia (%)
SW	2649	2,77%
WSW	2836	2,97%
W	3970	4,16%
WNW	5911	6,19%
NW	7535	7,89%
NNW	12072	12,64%

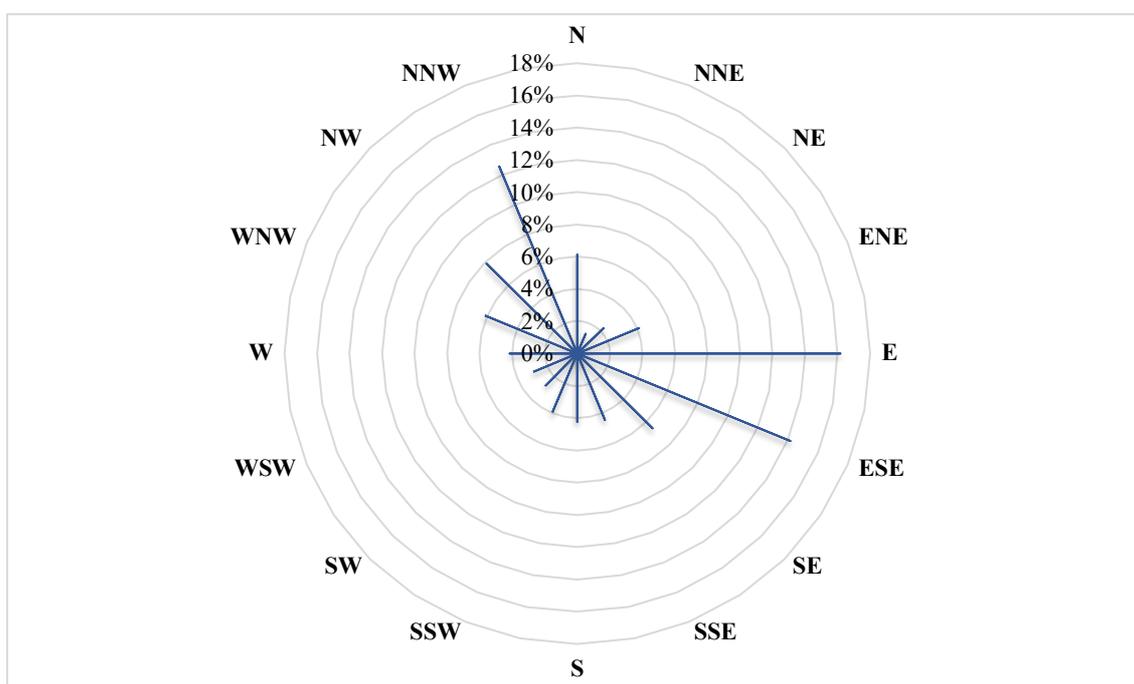


Gráfico 6. Rosa de direcciones

La tabla y el gráfico anteriores ponen de manifiesto que los vientos predominantes son de componente este (E) en un 16,17% de las veces y de componente este-sudeste (ESE) en un 14,16% de las ocasiones. Igualmente se debe tener en cuenta el viento del noroeste (NNW) que, aunque sopla con menor frecuencia, 12,64%, es también destacable.

5.2.2 ROSA DE VELOCIDADES

La Tabla 3 refleja la velocidad media que sopla en cada sector, información que puede visualizarse mediante el Gráfico 7.

ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS

Tabla 3. Datos de la rosa de velocidades

Dirección	Recuento	Velocidad media (m/s)
N	5843	5,72
NNE	1267	3,91
NE	2165	8,33
ENE	3924	12,50
E	15447	15,43
ESE	13526	11,16
SE	6261	8,09
SSE	4235	6,60
S	4061	5,79
SSW	3818	4,71
SW	2649	4,06
WSW	2836	4,20
W	3970	4,30
WNW	5911	4,90
NW	7535	5,85
NNW	12072	6,77

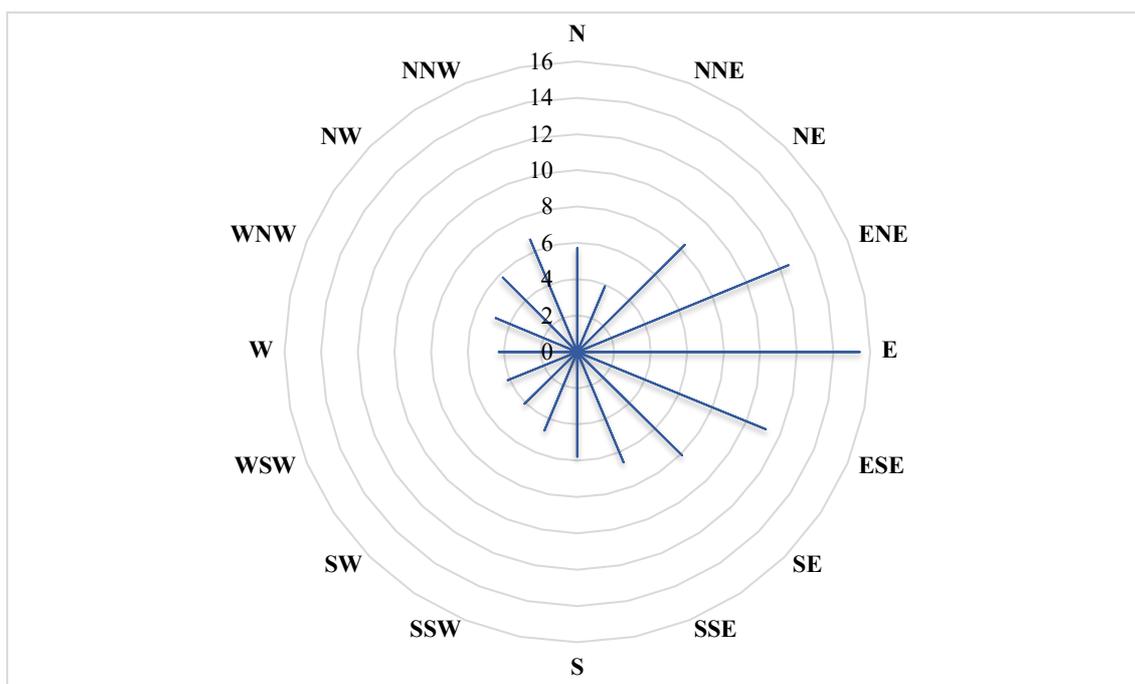


Gráfico 7. Rosa de velocidades

La rosa de velocidades indica que el viento de dirección este (E) es el más raudo, registrando una velocidad media de 15,43 m/s, muy seguido del punto estenoreste (ENE) y del estesureste (ESE), los cuales presentan velocidades promedio de 12,50 m/s y 11,16 m/s respectivamente.

5.2.3 ROSA DE POTENCIAS

La rosa de potencias, Gráfico 8, se construye a partir de la Tabla 4. Dicha tabla se basa en los datos de la tabla del apartado anterior y refleja la densidad de potencia de cada dirección, valor que es calculado mediante la siguiente ecuación (8), en la que intervienen la velocidad media de cada sector y la densidad media que presenta el aire.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \quad (8)$$

Tabla 4. Datos de la rosa de potencias

Dirección	Velocidad media (m/s)	Densidad media total (kg/m ³)	Densidad de potencia (W/m ²)
N	5,72	1,12	104,63
NNE	3,91		33,51
NE	8,33		323,58
ENE	12,50		1095,31

Dirección	Velocidad media (m/s)	Densidad media total (kg/m ³)	Densidad de potencia (W/m ²)
E	15,43		2059,77
ESE	11,16		779,68
SE	8,09		296,19
SSE	6,60		160,77
S	5,79		108,64
SSW	4,71		58,60
SW	4,06		37,53
WSW	4,20		41,65
W	4,30		44,53
WNW	4,90		65,93
NW	5,85		112,06
NNW	6,77		173,83

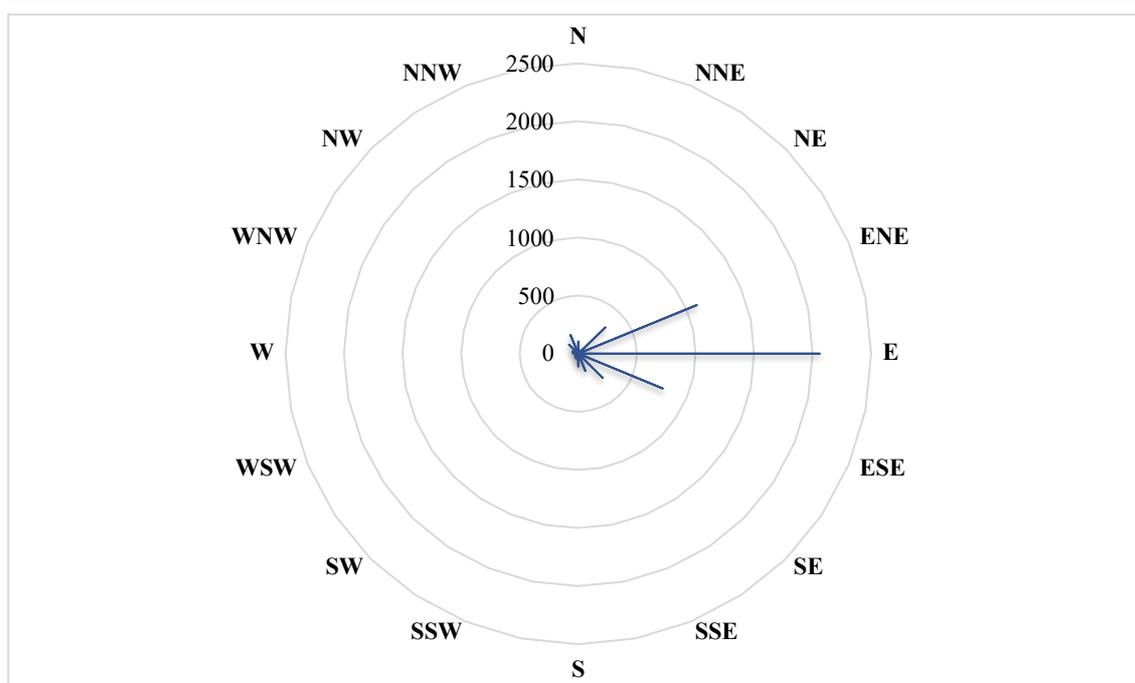


Gráfico 8. Rosa de potencias

La tabla y el gráfico ponen de manifiesto que en cuanto a la potencia (densidad de potencia), sin lugar a duda, es el viento de componente este (E) el más interesante, con

algo más de 2000 W/m². Es decir, este término cuantifica la potencia por unidad de área existente en el emplazamiento.

Este parámetro además es idóneo para comparar distintas ubicaciones ya que es independiente del tipo y modelo de aerogenerador escogido.

5.2.4 ROSA DE ENERGÍAS

La tabla de la rosa de energías, Tabla 5, y por tanto su gráfico correspondiente, Gráfico 9, se elaboran a partir de la tabla del apartado anterior de la que se toman los datos de la densidad de potencia. La energía del viento se calcula multiplicando dicha densidad de potencia por el tiempo, en horas, que el viento sopla en cada dirección (9).

$$E = \rho \cdot t \quad (9)$$

Tabla 5. Datos de la rosa de energías

Dirección	Tiempo (h)	Velocidad media (m/s)	Densidad media total (kg/m ³)	Densidad de potencia (W/m ²)	Energía (kWh/m ²)
N	535,85	5,72	1,12	104,63	56,06
NNE	116,19	3,91		33,51	3,89
NE	198,55	8,33		323,58	64,25
ENE	359,86	12,50		1095,31	394,16
E	1416,62	15,43		2059,77	2917,92
ESE	1240,45	11,16		779,68	967,15
SE	574,19	8,09		296,19	170,07
SSE	388,39	6,60		160,77	62,44
S	372,43	5,79		108,64	40,46
SSW	350,14	4,71		58,60	20,52
SW	242,94	4,06		37,53	9,12
WSW	260,09	4,20		41,65	10,83
W	364,08	4,30		44,53	16,21
WNW	542,09	4,90		65,93	35,74

Dirección	Tiempo (h)	Velocidad media (m/s)	Densidad media total (kg/m ³)	Densidad de potencia (W/m ²)	Energía (kWh/m ²)
NW	691,02	5,85		112,06	77,44
NNW	1107,11	6,77		173,83	192,45

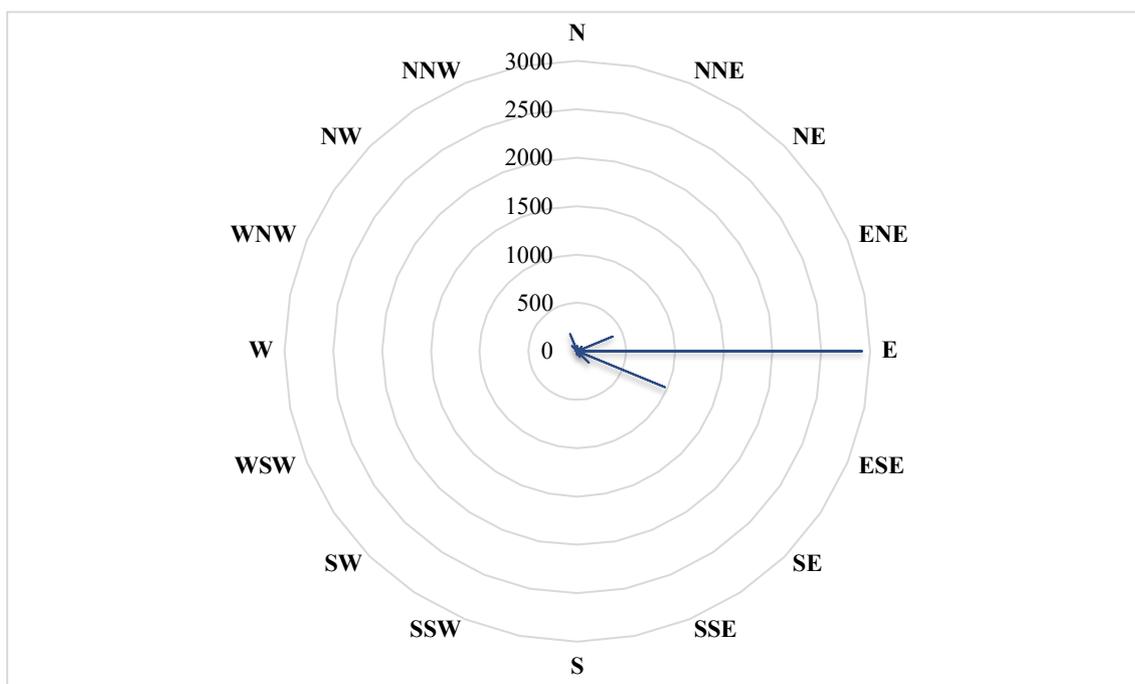


Gráfico 9. Rosa de energías

La rosa de energías tiene la misma característica que la rosa de potencias. En este caso, es también el viento de dirección este (E) el que presenta un mayor contenido energético, en concreto, 2917,92 kWh/m², muy alejado de las cifras que presentan el resto de sectores.

En resumen, la dirección predominante tanto en horas de viento, velocidad media, potencia y energía es la este (E) y por este motivo, en la mayoría de las situaciones, los aerogeneradores que constituyen el parque se dispondrán perpendicularmente a esta dirección, manteniéndose una alineación norte-sur entre ellos.

Si, por el contrario, el viento sopla desde otra dirección, esta potencia eólica no sería desperdiciada. Los aerogeneradores actuales, de eje horizontal, cuentan con un sistema de orientación basado en servomotores y sensores. Estos últimos estudian continuamente las características del viento en todas las direcciones y en función de los

resultados de estos análisis, los motores auxiliares se encargarán de que la góndola de la máquina adopte la posición más fructífera frente al viento [23].

6 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Es necesario, alcanzado este punto, conocer cómo se clasifican los aerogeneradores, lo cual, dará buena cuenta de las diferentes configuraciones existentes, así como qué ventajas o desventajas aporta cada una ellas.

Sin embargo, la turbina no se escoge solamente fijándose en el tipo de configuración mas ventajoso, sino atendiendo al viento que sopla en el emplazamiento, que será el que determine qué clase de turbina debe instalarse.

Analizada la clase y el tipo de aerogenerador necesario se estudian y discuten los modelos de las diferentes marcas existentes en el mercado que recojan los requisitos marcados.

6.1 CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

En la mayoría de las ocasiones los aerogeneradores se visualizan como turbinas eólicas tripala de eje horizontal y torre tubular de acero. Sin embargo, existen muchas más configuraciones, las cuales se explican atendiendo a la clasificación de los aerogeneradores.

Los aerogeneradores pueden clasificarse según los siguientes condicionantes: la potencia, el eje de rotación, el número de palas, la orientación respecto al viento y el tipo de torre.

Las turbinas eólicas se clasifican según su potencia de la siguiente manera:

- Turbinas de baja potencia. El radio del rotor oscila entre los 3 y los 9 metros, proporcionando así una potencia entre 10 y 100 kW. Son equipos empleados como fuente de energía per sé, como en comunidades de vecinos o para alimentar sistemas mecánicos de bombeo de agua y drenaje [29].
- Turbinas de media potencia. Estas máquinas generan una potencia que oscila entre los 100 y los 1000 kW, mientras que el radio del rotor mide 9 metros, pudiendo llegar hasta los 27 metros. A diferencia de los aerogeneradores de baja potencia, estos se encuentran conectados a la red pudiendo constituir parques eólicos [29].
- Turbinas de alta potencia. El diámetro que manejan estos aerogeneradores se sitúa entorno a 27 metros, pudiendo llegar este a más de 100 metros. La potencia que pueden llegar a generar estas máquinas oscila entre los 1000 y

los 10000 kW por lo que las aplicaciones reservadas para ellas son los parques eólicos tanto *onshore* como *offshore* [29].

Según el eje de rotación de la turbina, los aerogeneradores pueden clasificarse en:

- Aerogeneradores de eje vertical. La dirección en la que fluye el viento es perpendicular al eje de rotación por lo que no necesita un sistema de orientación. Dentro de esta clasificación, existen diferentes modelos de turbinas de eje vertical: Savonius, Windside, Darrieus, Giromill. El rotor tipo Savonius está compuesto de un cilindro hueco cuya parte cóncava se expone a la fuerza del viento. La misma tipología presenta el rotor tipo Windside que puede observarse en la Ilustración 11; se podría decir que es un rotor Savonius helicoidal. Por su parte, el rotor tipo Darrieus, el que mayores velocidades alcanza, consiste en dos o más palas en curva que se unen al eje por los extremos, como puede observarse en la Ilustración 12. Sin embargo, el rotor tipo Giromill lo constituyen palas verticales unidas al eje mediante brazos horizontales como en la Ilustración 13 [30].



Ilustración 11. Imagen de un aerogenerador Windside o Savonius helicoidal [31]



Ilustración 12. Imagen de un aerogenerador Darrieus [32]



Ilustración 13. Imagen de un aerogenerador Giromill [33]

- Aerogeneradores de eje horizontal. La dirección en la que fluye el viento coincide con el eje de rotación del rotor. Estos alcanzan velocidades de rotación reducidas, aunque son más eficientes que los de eje vertical debido a que aprovechan mejor la velocidad del viento con la altura [30].

Atendiendo al número de palas, las turbinas eólicas pueden clasificarse en:

- Aerogeneradores monopala. Están constituidos, como su nombre indica, por una sola pala y un contrapeso necesario en el lado opuesto de esta. Alcanzan velocidades de giro elevadas [17].

- Aerogeneradores bipala. Estos aerogeneradores están formados por dos palas que forman entre sí un ángulo de 180° y aunque son muy ligeros, necesitan velocidades de giro elevadas para generar la misma energía que los tripala [17].
- Aerogeneradores tripala. Estos son los más empleados y están constituidos por tres palas formando ángulos de 120° entre sí. Aunque son más caros y pesados, su rendimiento es un 4% superior a los bipalas [17].

Si se considera la orientación que toman las turbinas respecto al viento, la clasificación es la siguiente:

- Aerogeneradores a barlovento. Estas máquinas sitúan el rotor de cara al viento, como muestra la Ilustración 14, impidiendo así que la torre reduzca la eficiencia del generador. Es por ello por lo que son los aerogeneradores más comunes [17].
- Aerogeneradores a sotavento. En este tipo de turbinas, el rotor se encuentra situado contra el viento como en la Ilustración 15 [17].



Ilustración 14. Aerogenerador a barlovento [34]



Ilustración 15. Aerogenerador a sotavento [34]

Otra clasificación que tienen los aerogeneradores es atendiendo al tipo de torre:

- Aerogeneradores con torre de celosía. Estas torres se construyen mediante perfiles de acero atornillados. A pesar de ser baratas, necesitan un continuo mantenimiento, además de ser bastante inseguras cuando se accede a la góndola [30].
- Aerogeneradores con torre de acero tubular. Como se ha explicado en el epígrafe 3.4, se trata de secciones cónicas de acero cuya instalación es cara y laboriosa, aunque son más seguras y necesitan menos mantenimiento. Son las más empleadas [30].

- Aerogeneradores con torre de hormigón. Este tipo de torre presenta una técnica innovadora de manera que están constituidas por secciones de hormigón prefabricado que se ensamblan mediante post-tensión. Esta práctica resulta ser una solución para aquellos proyectos cuyo objetivo está en aprovechar vientos fuertes a grandes alturas, disminuyendo su coste y maximizando el rendimiento del aerogenerador [35].

6.2 CLASES DE AEROGENERADOR

Las clases de aerogenerador vienen recogidas en la norma UNE-EN IEC 61400-1 de AENOR. En ella se explica que su diseño debe tener en cuenta las condiciones externas a las que están sometidas estas máquinas. Estas condiciones se refieren tanto a parámetros ambientales, como eléctricos y del terreno, aunque los que más peso tienen en el diseño son los primeros, categoría donde se ubican los fenómenos eólicos [36].

Además, las condiciones externas citadas pueden ser de categoría normal, como lo es el viento que sopla en la zona escogida para el parque, o de categoría extrema. Esta última categoría también afecta a las condiciones de carga estructural, pero estas se dan en escenarios poco comunes, es decir, zonas propensas a experimentar ciclones tropicales [36].

La clase de aerogenerador, por tanto, se determina teniendo en cuenta las condiciones del emplazamiento. La norma marca que estas condiciones vienen definidas por la velocidad del viento y por la categoría de las turbulencias (A+, A, B y C) que se experimenta en la zona de instalación del parque. Sin embargo, en este caso, al no contar con datos de turbulencias, la clase de aerogenerador quedará definida exclusivamente por la velocidad del viento [36].

La normativa AENOR mide la velocidad del viento mediante los parámetros V_{ave} , V_{ref} y $V_{ref, T}$. El primero mide la velocidad media del viento anualmente, mientras que los otros dos parámetros se refieren a la velocidad del viento de referencia promediada en 10 minutos, con la diferencia de que $V_{ref, T}$ se aplica a zonas expuestas a ciclones tropicales [36]. Debido a que los datos proporcionados por las torres de medición recogen la velocidad del viento cada 60 minutos y que el emplazamiento no presenta condiciones externas extremas, el parámetro de referencia de la Tabla 6 será la V_{ref} .

Tabla 6. Parámetros básicos para clases de aerogeneradores [36]

Clase de aerogenerador		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Valores especificados por el diseñador
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	
$V_{ref, T}$	(m/s)	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

La velocidad de referencia de los datos aportados se estima que es 5 veces su velocidad media (10) [37]. Por su parte, la velocidad media queda definida por el factor de escala c y el factor de forma k de la distribución Weibull de los datos de viento del emplazamiento (11).

$$V_{ref} = 5 \cdot V_{media} \quad (10)$$

$$V_{media} = c \cdot \left[\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right] \quad (11)$$

Recopilando los valores calculados en el apartado 5.1, se observa que la velocidad media del emplazamiento es de 8,5288 m/s (12) mientras que la velocidad de referencia del mismo tiene un valor de 42,6438 m/s (13).

$$V_{media} = 9,5443 \cdot \left[\Gamma \left(1 + \frac{1}{1,6648} \right) \right] = 9,5443 \cdot 0,8936 = 8,5288 \text{ m/s} \quad (12)$$

$$V_{ref} = 5 \cdot 8,5288 = 42,6438 \text{ m/s} \quad (13)$$

Por tanto, se concluye que el aerogenerador o aerogeneradores a instalar en la ubicación escogida deben ser de clase I, puesto que la velocidad de referencia del viento supera los 42,5 m/s de la clase II y no sobrepasan los 50 m/s de la clase I.

6.3 DISCUSIÓN DE MODELOS

El modelo de aerogenerador que se instale en el parque debe ser de clase I, tripala, de eje horizontal, orientado a barlovento y de alta potencia.

Con los requisitos anteriores, se realiza una búsqueda de aerogeneradores entre los principales fabricantes europeos: Vestas, Siemens-Gamesa, Nordex y Enercon. Los modelos encontrados, y sus principales características vienen recogidos en la Tabla 7.

Tabla 7. Modelos de aerogenerador clase I [38] [39]

Marca	Modelo	Clase	Potencia nominal (MW)	H (m)	Ø (m)
Gamesa	SG 2.6-114	I	2,625	80	114
Enercon	E 70/2300	I	2,3	85	71

La discusión entre modelos se realiza en base a la ratio €/MWh, es decir, lo que costaría cada unidad de potencia producida por el aerogenerador. De esta manera, aquel que presente la menor ratio, demostrará ser el aerogenerador adecuado para el emplazamiento escogido.

6.3.1 MODELO GAMESA SG 2.6–114

La evaluación del modelo Gamesa escogido se realiza mediante la ratio €/MWh como se ha explicado en el punto anterior. Esta evaluación se basa principalmente en la curva de potencia del aerogenerador, proporcionada por el fabricante, Gráfico 10.

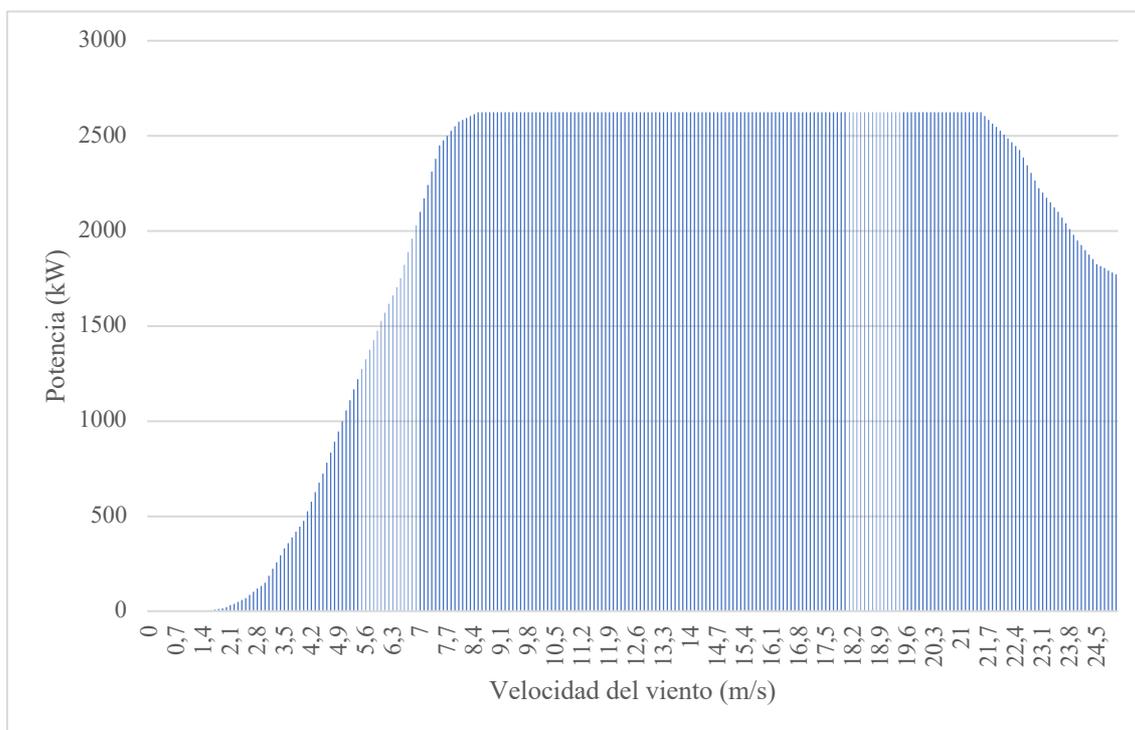


Gráfico 10. Curva de potencia del modelo SG 2.6-114 [38]

La curva evalúa la potencia eólica del aerogenerador en función del recurso eólico en intervalos de 0,1 m/s, mismo intervalo en el que se ha analizado la distribución Weibull

del apartado 5.1. Este último dato sirve de gran ayuda para calcular las horas que sopla cada una de esas velocidades durante un año tipo.

Conocidos entonces los datos anteriores, es decir, la potencia y el tiempo durante el que sopla cada velocidad en un año tipo, el producto de ambos parámetros aporta la producción de cada punto de velocidad evaluado en la curva de potencia. La suma de todos ellos arroja que el aerogenerador produce unos 14157,77 MWh al año.

Por otra parte, el coste de cada máquina eólica se estima en un millón de euros por cada MW instalado, en este caso son 2,625 MW instalados por lo que el coste sería de 2,625 millones de euros.

Así, la ratio de este aerogenerador alcanza un valor de 185,41 €/MWh (14).

$$Ratio_{Gimesa} = \frac{Coste}{Producción} = \frac{2625000}{14157,77} = 185,41 \text{ €/MWh} \quad (14)$$

6.3.2 MODELO ENERCON E 70/2300

Al igual que el modelo de Gamesa, el modelo de Enercon se evalúa con la ratio €/MWh para lo cual es necesario la curva de potencia de la máquina eólica (Gráfico 11).

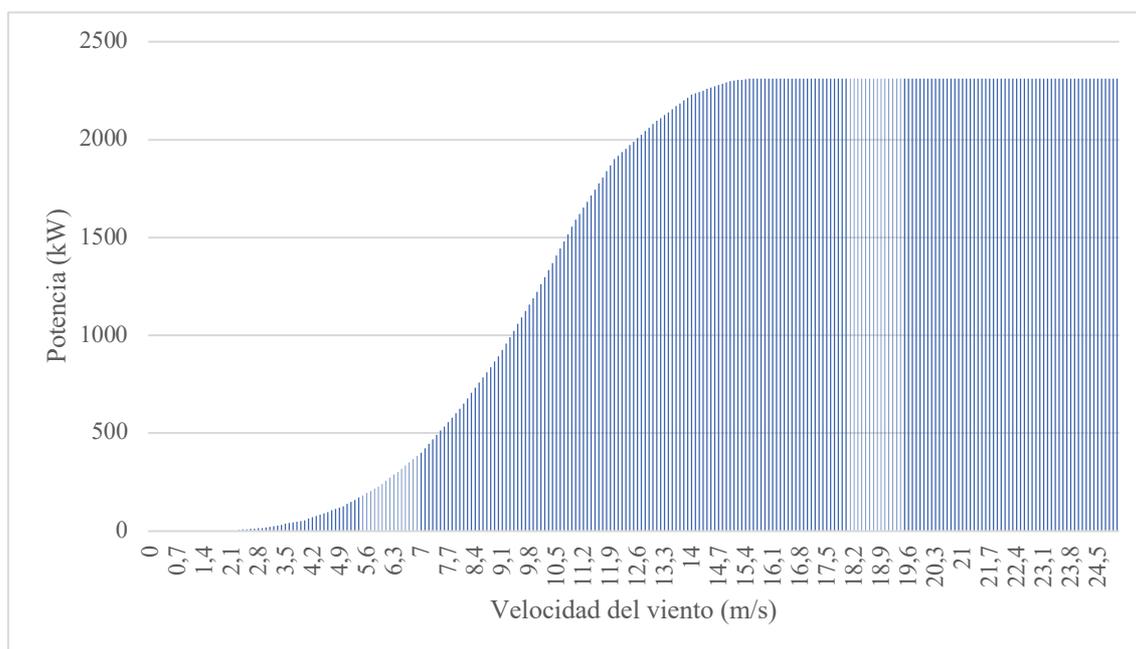


Gráfico 11. Curva de potencia del modelo E 70/2300 [40]

De la misma manera que con el modelo anterior, se procede a calcular la producción del E 70/2300, siendo esta unos 7073,11 MWh al año.

Por otra parte, la potencia instalada de este aerogenerador alcanza los 2,3 MW lo que supone un coste de 2,3 millones de euros.

Así, la ratio de este aerogenerador alcanza un valor de 325,18 €/MWh (15).

$$Ratio_{Enercon} = \frac{Coste}{Producción} = \frac{2300000}{7073,11} = 325,18 \text{ €/MWh} \quad (15)$$

6.4 MODELO ESCOGIDO Y CARACTERÍSTICAS

El modelo SG 2.6–114 del fabricante Gamesa, Ilustración 16, presenta todos los requisitos marcados y es, además, entre todos los modelos estudiados, el más rentable del mercado para el emplazamiento escogido, con una relación coste-producción de unos 185,41 €/MWh. Las características técnicas de este aerogenerador se especifican en la Tabla 8.



Ilustración 16. Imagen del modelo SG 2.6-114 [38]

Tabla 8. Características técnicas del modelo SG 2.6-114 [38]

Parámetro		Valor
Datos generales	Potencia nominal	2,625 MW
	Clase de viento	IEC IA/IIA/S
	Control	Pitch y velocidad variable
	Temperatura operativa	Desde -20° C hasta 35° C
Rotor	Diámetro	114 m

ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS

Parámetro		Valor
	Área de barrido	10,207 m ²
	Densidad de potencia	257,18 W/m ²
Palas	Longitud	56 m
	Perfil	Siemens Gamesa
	Material	Fibra de vidrio reforzada con resina epoxi o poliéster
Torre	Altura	80 m
Multiplicadora	Tipo	3 etapas
Generador	Tipo	Doblemente alimentado
	Tensión	690 V AC
	Frecuencia	50 Hz/60 Hz
	Clase de protección	IP 54
	Factor de potencia	0,95 capacitivo-0,95 inductivo
Peso	Torre	148,5 T
	Góndola	63 T
	Palas	20,4 T
Peso total	Aerogenerador	231,4 T

7 DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

El parque eólico proyectado se sitúa en el sector de baja capacidad de acogida de Asturias, concretamente en un cordal de la Sierra de las Reigadas. Esta área se sitúa en el límite norte del concejo de Las Regueras con los concejos de Illas y Llanera y cumple con las directrices recogidas en el decreto 42/2008 del BOPA, como se ha explicado anteriormente.

El diseño del parque implica mayoritariamente la descripción de la distribución de los aerogeneradores. El BOPA, en su 15ª directriz, recoge que para evitar el efecto estela y lograr así un buen rendimiento energético, los aerogeneradores deben disponerse de la siguiente manera, según el diámetro del rotor.

- En la dirección perpendicular a la dirección dominante del viento: 2 veces el diámetro del rotor.
- En la dirección dominante del viento: 5 veces el diámetro del rotor.

Teniendo en cuenta que el aerogenerador escogido de Gamesa, SG 2.6–114, tiene un diámetro de 114 metros, la separación mínima que se debe respetar entre aerogeneradores se recoge en la Tabla 9.

Tabla 9. Separación mínima entre aerogeneradores

En la dirección perpendicular a la dirección dominante del viento	228 m
En la dirección dominante del viento	570 m

Así, sabiendo que el viento dominante es de componente este (E) y que el cordal escogido presenta una alineación este-oeste (E-W), es decir, paralelo a la dirección del viento, solo es posible instalar 4 aerogeneradores de la manera que se observa en la Ilustración 17. Las coordenadas de los aerogeneradores están referidas al huso 29 de ETRS 89 como recoge la Tabla 10.

ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS

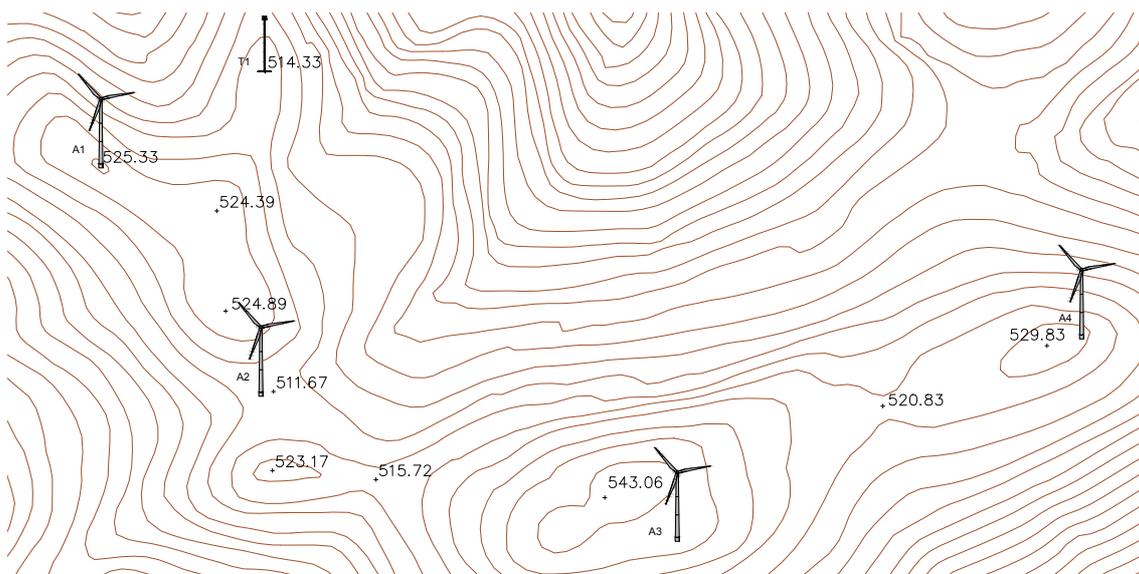


Ilustración 17. Disposición de los aerogeneradores del parque eólico

Tabla 10. Coordenadas de los aerogeneradores

Aerogenerador	Coordenadas		
	X	Y	Z
A1	744620,73	4817835,86	522,04
A2	744735,20	4817734,93	522,91
A3	745049,45	4817595,12	531,82
A4	745259,90	4817752,25	526,62

El parque eólico por tanto contará con una potencia instalada de 10,5 MW y producirá 56,6 GWh al año como indica la Tabla 11.

Tabla 11. Producción bruta anual

Aerogenerador	Potencia instalada (MW)	Energía bruta producida (MWh)	Horas brutas equivalentes (h)
A1	2,625	14157,77	5393,44
A2	2,625	14157,77	5393,44
A3	2,625	14157,77	5393,44
A4	2,625	14157,77	5393,44
Total	10,5	56631,06	5393,44

Sin embargo, la tabla anterior no tiene en cuenta las pérdidas que sufren estas turbinas eólicas como pérdidas por disponibilidad debido a paradas por mantenimiento, averías y otras operaciones, pérdidas por sobreestimación, pérdidas efecto parque debido al efecto estela o pérdidas eléctricas entre otras. Conocidos estos datos, las horas equivalentes se reducen a algo menos de 3000 horas y por tanto también se rebaja la producción como refleja la Tabla 12.

Tabla 12. Producción neta anual

Producción neta anual (MWh)	Pérdidas por disponibilidad (15%)	8494,66	30580,77
	Pérdidas por sobreestimación (15%)	8494,66	
	Pérdidas por efecto parque (10%)	5663,11	
	Otras pérdidas (5%)	2831,55	
	Pérdidas eléctricas (1%)	566,31	
Horas netas equivalentes (h)			2912,45

8 OBRA CIVIL

La construcción del parque eólico persigue extraer del viento la máxima energía eólica posible, pero evitando alterar la zona y los alrededores de este en demasía. Teniendo este dato en cuenta, así como las dimensiones y los pesos de los aerogeneradores, la obra civil abarca las siguientes actuaciones.

- Viales
- Plataformas
- Cimentaciones
- Zanjas
- Drenajes
- Edificio de control
- Subestación

8.1 VIALES

Los viales proyectados se han basado en la norma 3.1-IC y 6.1-IC de Instrucción de Carreteras [41] [42].

El acceso al parque eólico comenzará en la localidad de Las Reigadas, punto al que llega la carretera regional AS-237. A partir de aquí se diseñarán los 2372 m de viales, de los que 1403 m serán viales mejorados y los 969 m restantes serán de nueva construcción.

Aunque existen diferencias respecto al acondicionamiento y ejecución que conlleva cada tipo de vial, todos ellos tienen una geometría común que se expone a continuación.

- La anchura mínima de los viales será de 5 metros.
- La pendiente longitudinal máxima recomendada será del 4% y en casos excepcionales no se superará el 10%.
- La pendiente lateral máxima, medida desde el centro del vial hasta la cuneta para evacuar el agua, será del 1,5%.
- Se deben suprimir los cambios de rasante bruscos; nunca puede haber un cambio de rasante menor o igual a 16 m cuyo desnivel sea mayor a 20 cm. Esto provocaría que los equipos de transporte, palas y grúas se quedasen sin tracción en los acuerdos cóncavos y colisionasen en los acuerdos convexos.

- Los radios de curva serán mayores o iguales a 35 metros; de 30 metros solo en casos excepcionales; en ningún caso serán inferiores a 30 metros. Cuanto menor sea el radio de curvatura, mayor deberá ser el ancho del vial en la curva.
- Los viales se diseñarán con drenajes que controlarán los flujos de aguas pluviales a lo largo de los mismos.

8.1.1 VIALES MEJORADOS

Los viales a mejorar son caminos o pistas sin asfaltar que suman un total de 2372 m hasta que empalman con los viales interiores del parque. Estos pueden visualizarse en color azul en la Ilustración 18.

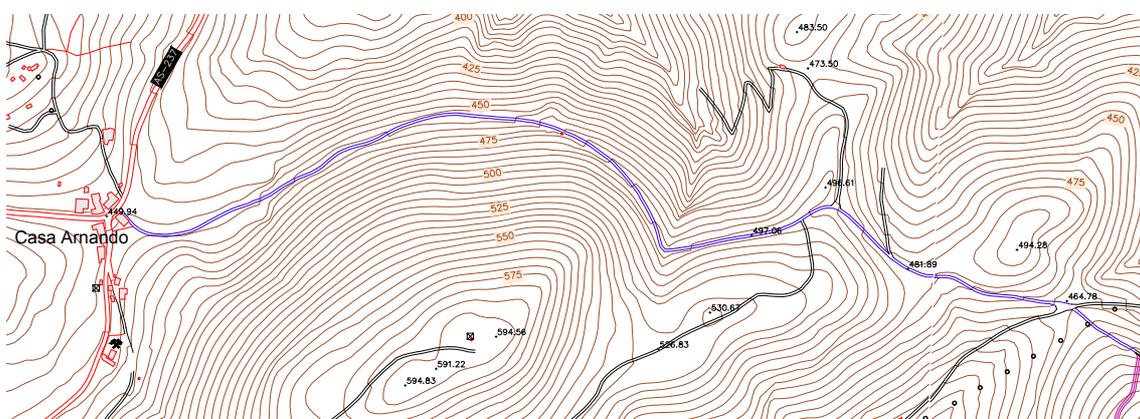


Ilustración 18. Plano de los viales mejorados

Estos viales de tierra deben cumplir los puntos anteriores por lo que se someten a una mejora. Además de estas actuaciones, los viales deben adaptarse a explanadas por lo que sobre la composición granular del terreno (zahorra natural) se dispondrá un firme de zahorra artificial de mínimo 20 cm de espesor.

8.1.2 VIALES DE NUEVA CONSTRUCCIÓN

Los viales de nueva construcción, que pueden observarse en rojo en la Ilustración 19, se inician al término de los viales mejorados y se ejecutan sobre terrenos naturales de la Sierra de Las Reigadas cuya longitud se extiende hasta los 969 m.

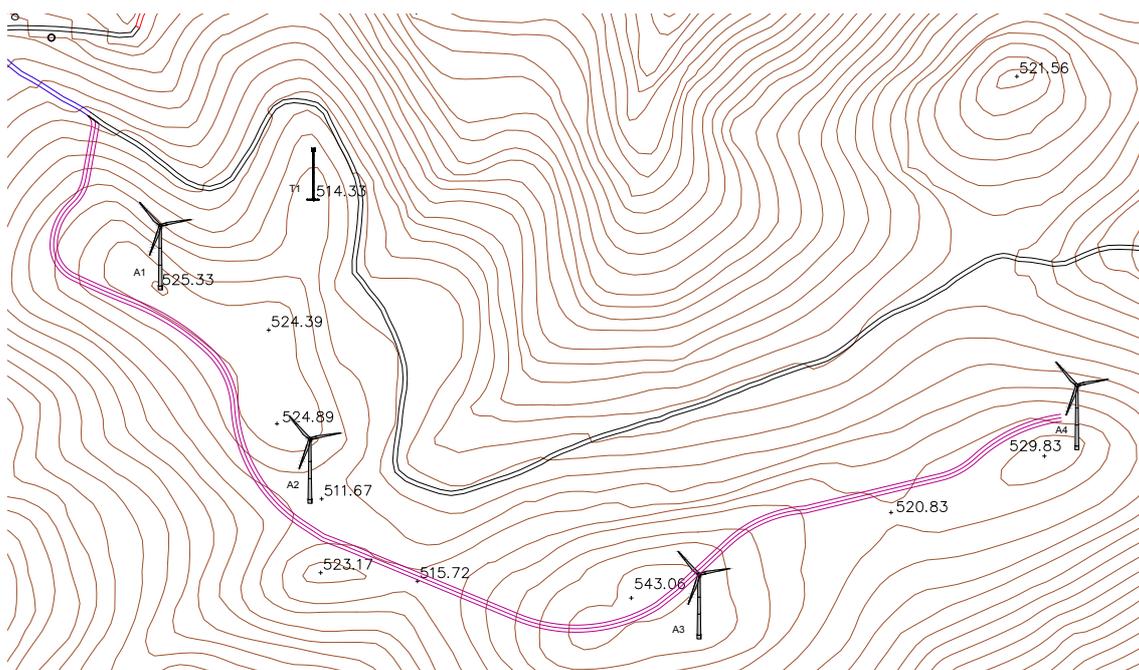


Ilustración 19. Plano de los viales de nueva construcción

Estos viales conllevan más trabajo que los anteriores pues la zona debe desbrozarse para posteriormente retirar 40 cm de terreno con la ayuda de una retroexcavadora. Tras esta operación, se rellena el cajeadado con 20 cm mínimo de zahorra natural, la cual es extendida, regada y compactada mediante una apisonadora. Comprobada la compactación de subbase, se extiende otra tongada de mínimo 20 cm, esta vez de zahorra artificial, como en los viales mejorados.

8.1.3 FIRME DE LOS VIALES

La norma exige la formación de una explanada tipo E2 o E3 para así minimizar los espesores y calidad de material de las capas del firme, disminuyéndose así el coste.

La norma también fija una densidad seca de los viales no inferior al 95% por Próctor Normal en el caso de explanadas. La densidad seca exigida al firme tras la compactación es del 98% en ensayo Próctor Modificado, para los distintos tipos de materiales.

Por tanto, aplicando las exigencias anteriores, la capacidad portante de los viales mejorados, o viales de acceso, es como mínimo de 2 kg/cm². En el caso de los viales internos, o de nueva construcción, esta carga admisible mínima aumenta hasta los 4 kg/cm².

8.2 PLATAFORMAS

Las plataformas son fundamentales en las operaciones de acopio de piezas de aerogeneradores y en su posterior montaje durante la fase de construcción. Sin embargo, una vez terminada esta etapa, continúan utilizándose en labores de mantenimiento.

Las plataformas se construyen de manera que el impacto medioambiental sea mínimo. Para ello, primeramente, se desbroza el terreno y se excava hasta conseguir una superficie plana. El material de relleno será el proveniente de la excavación de las zapatas o en su caso de la realización de los viales y que deberá ser debidamente compactado para asegurar su estabilidad. La zavorra natural alcanza esta seguridad con una compactación al 95% del Próctor Normal. Por otra parte, el terreno debe contar con una capacidad portante de al menos 5 kg/cm^2 desde el nivel superior hasta una profundidad de 5 a 6 m, así como de una explanada tipo E2 o E3. Las plataformas no llevarán ningún tipo de recubrimiento asfáltico ni de hormigón de la misma manera que los taludes resultantes serán minimizados y cubiertos por una capa vegetal evitando así alterar en demasía el paisaje de la zona [43].

Estas estructuras se situarán al borde de los viales extendiéndose hasta el pie de cada aerogenerador, quedando estos siempre en el exterior de las plataformas. Además, existen dos tipos de plataformas según donde se ubiquen respecto a los viales.

- Plataformas paralelas al vial. Es el caso de las plataformas P1, P2 y P3, correspondientes a los aerogeneradores A1, A2 y A3 respectivamente. Las dimensiones de este tipo de plataformas es de 35 m x 35 m como se observa en la Ilustración 20.

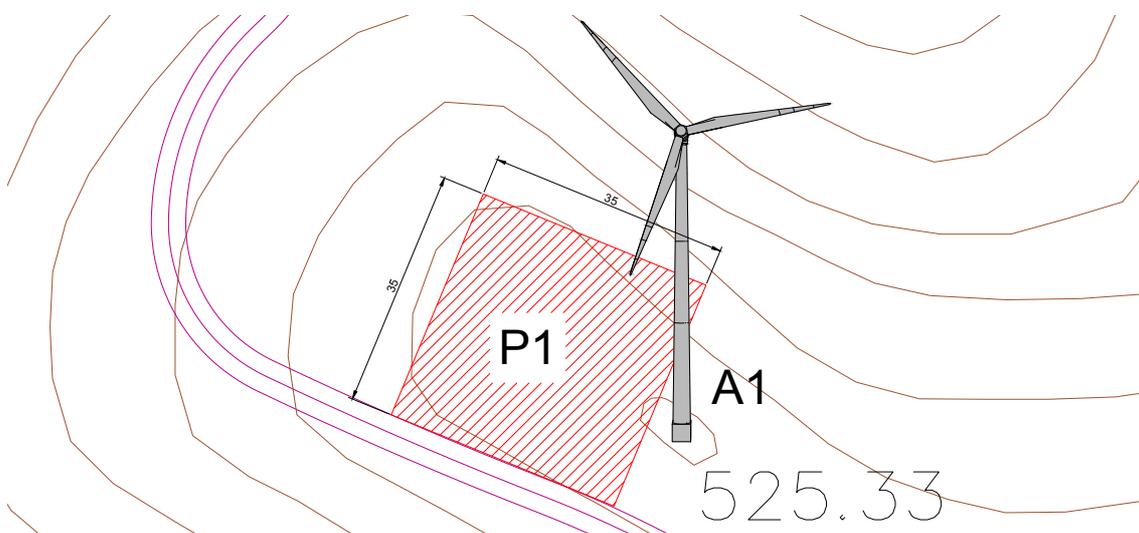


Ilustración 20. Plataforma paralela al vial

- Plataformas al final del vial. Es el caso de la plataforma P4 correspondiente al aerogenerador A4 que cuenta con unas dimensiones de 45 m x 30 m como puede verse en la Ilustración 21.

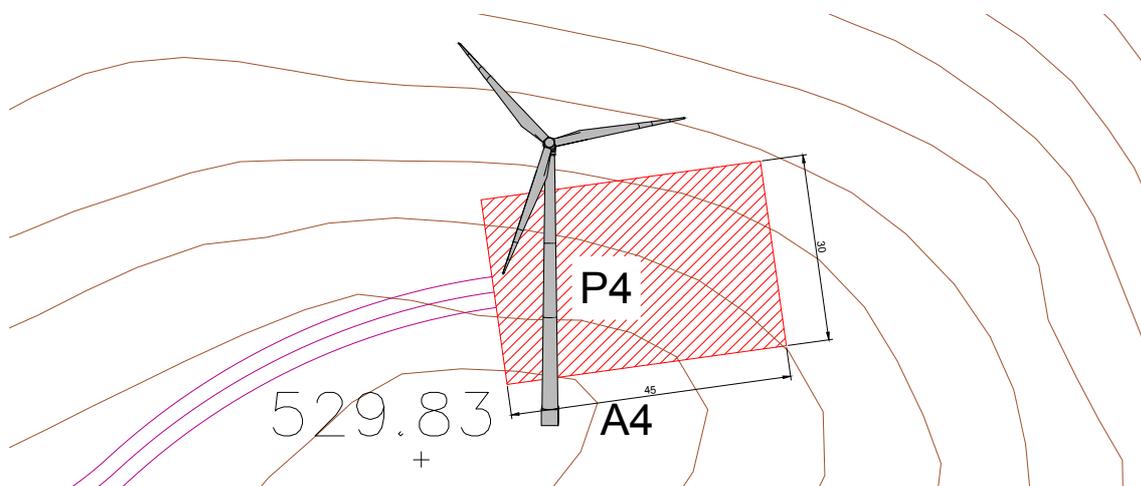


Ilustración 21. Plataforma al final del vial

8.3 CIMENTACIONES

La cimentación estándar de los aerogeneradores suele ser una zapata cuadrada con un pedestal cilíndrico en el medio, lugar sobre el que se dispone el collarín al que se atornilla la estructura de la torre del aerogenerador. De acuerdo con los datos proporcionados por Gamesa, para el modelo SG 2.6–114, las dimensiones de la zapata serán las recogidas en la Tabla 13.

Tabla 13. Dimensiones de las zapatas

Lado	14 m
Canto	1,50 m
Diámetro del pedestal	4,20 m
Altura del pedestal	2,20 m

La ejecución de las zapatas se expone a continuación y su estructura se observa en la Ilustración 22.

1. Se excavan zanjas de 14 m x 14 m y 3 m de profundidad aproximadamente.
2. Sobre el fondo de la cimentación, limpio, sin material suelto y compactado, se vierten y vibran 10 cm de hormigón de limpieza que hará las veces de base de la zapata.

3. Sobre la base se vierte el hormigón de la zapata hasta alcanzar los 1,5 m de canto.
4. Posteriormente se hormigona el cilindro de 4,2 m de diámetro y 2,20 m de altura que componen el pedestal.
5. Tras el hormigonado, se rellenan 50 cm de la zapata con arena o gravilla, materiales adecuados que no atacan el acero del armado.
6. El resto del relleno, hasta llegar al ras del terreno se aportará por tongadas de 30 cm que serán compactadas adecuadamente.

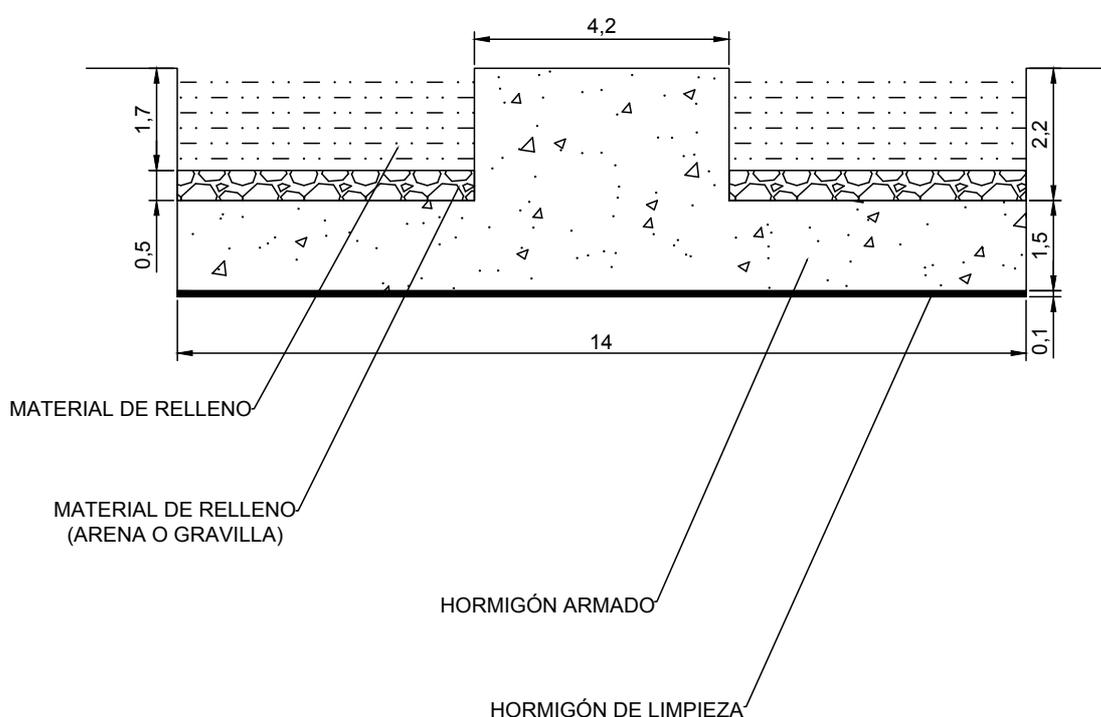


Ilustración 22. Sección trnasversal de las zapatas

El hormigón de limpieza será HM-15, mientras que el de la zapata será HA-30. De la misma manera, el armado de la cimentación se hará mediante barras corrugadas de calidad B-500S, cuyo recubrimiento será de 50 mm en el caso de la base y 100 mm en el caso de la zapata [43].

8.4 ZANJAS

Los aerogeneradores trasladarán la tensión de salida de los mismos a la subestación eléctrica transformadora (SET) mediante tendidos eléctricos subterráneos. Encontrándose la SET en el centro del parque eólico, como se observa en la Ilustración 23, serán

necesarios por tanto dos circuitos eléctricos, cuyas características quedan recogidas en la Tabla 14.

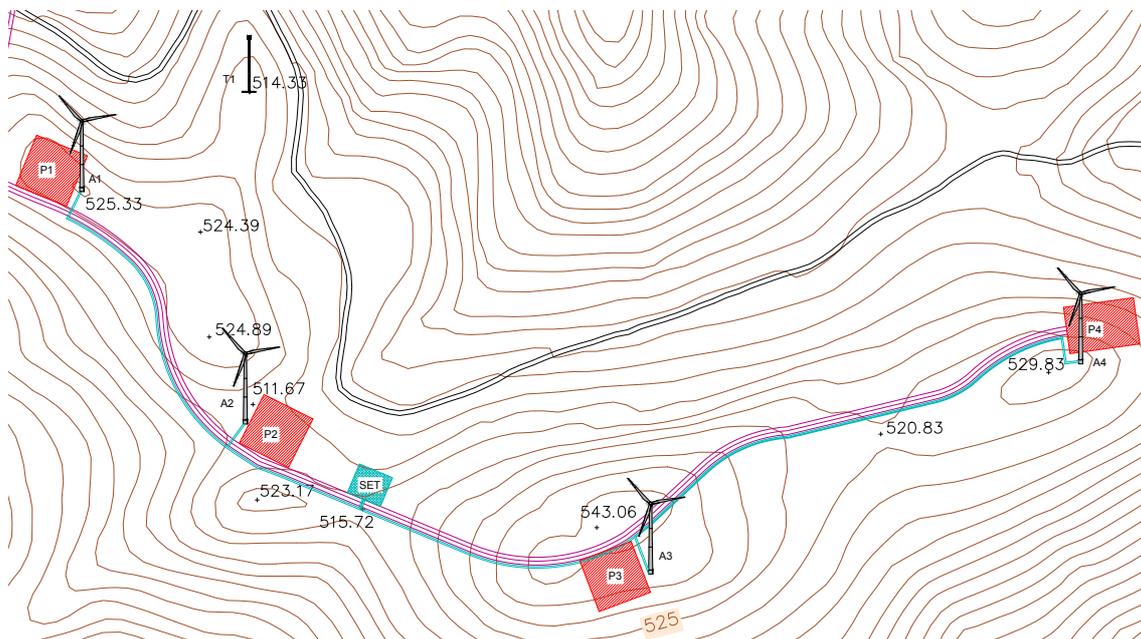


Ilustración 23. Disposición de la SET y de los circuitos eléctricos del parque eólico

Tabla 14. Circuitos eléctricos del parque eólico

Circuito	Tramo	Tipo de zanja	Longitud	Longitud total
A1-A2-SET	A1-A2	Simple	186,80 m	773,70 m
	A2-SET	Simple	93,40 m	
A4-A3-SET	A4-A3	Simple	307 m	
	A3-SET	Simple	186,50 m	

Las zanjas nunca deberán pasar por debajo de una plataforma y se dispondrán paralelas a los viales, cruzándose con estos únicamente cuando sea necesario y de manera perpendicular.

La mayoría de las zanjas se disponen paralelas al vial y por tanto en tierra de manera que, sobre el lecho de la misma, una vez liso y sin imperfecciones, se extenderá una cama de arena de 4 cm. Sobre ella se disponen un tubo de 16 cm de diámetro y polietileno de alta densidad de doble pared, con superficie interior lisa que facilite el tendido de las ternas trifásicas y superficie exterior corrugada. A continuación, se vierten tongadas de tierra procedente de la propia excavación para rellenar la zanja, convenientemente

apisonada. En la zanja se colocará a unos 20 cm de profundidad una cinta de señalización. Esta disposición se observa en la Ilustración 24.

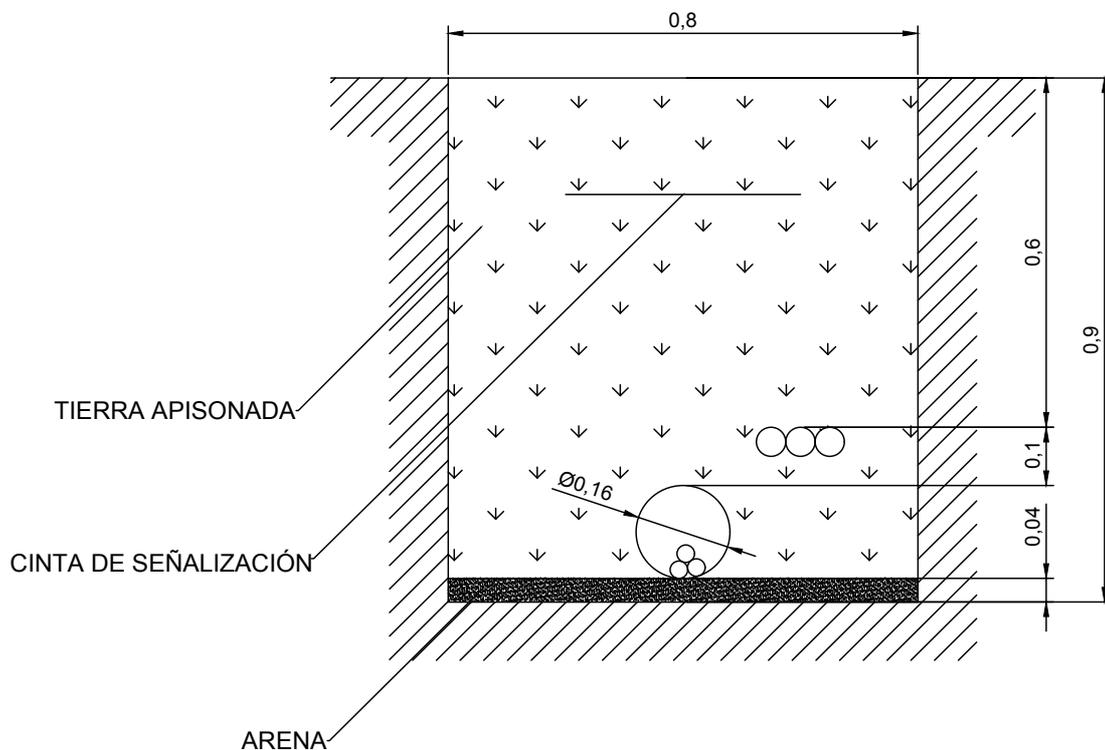


Ilustración 24. Sección transversal de la zanja paralela al vial

El resto de las zanjas, las cuales subterráneamente cruzarán perpendicularmente los viales, tienen una constitución similar. Se dispone hormigón en masa de 4 cm y sobre ellos el tubo donde se aloja el tendido como en el caso anterior. Sin embargo, sobre este se disponen 50 cm de hormigón en masa y 10 cm de conglomerado asfáltico. También se dispone a 30 cm de profundidad una cinta de señalización. Esta disposición se muestra en la Ilustración 25.

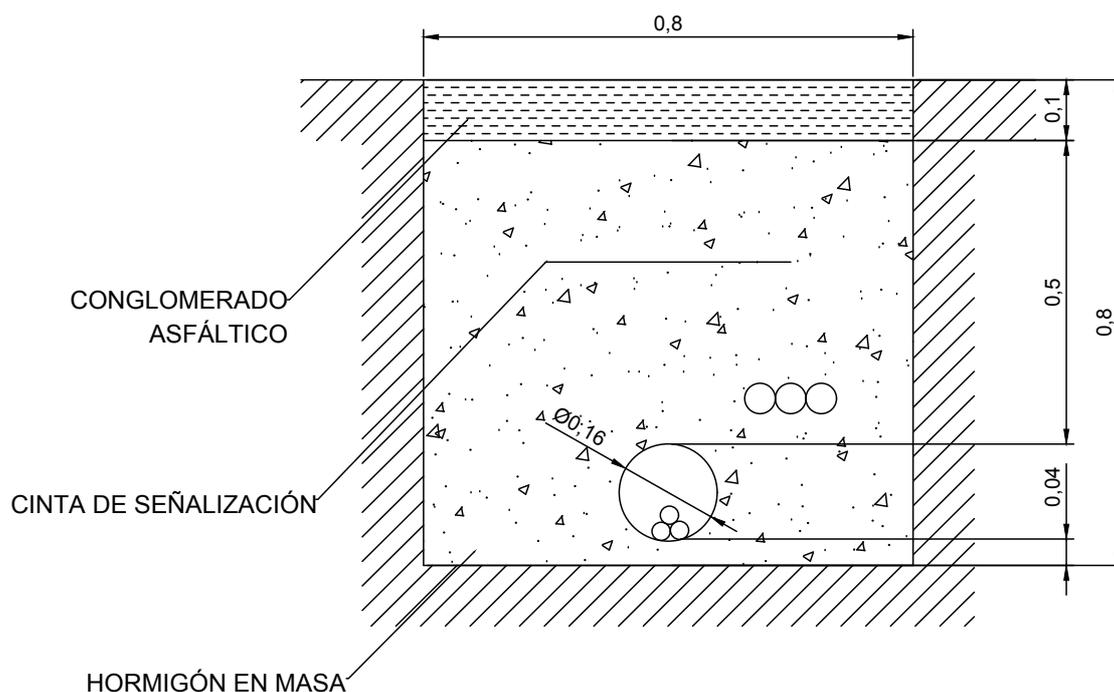


Ilustración 25. Sección transversal de la zanja simple bajo vial

En las mismas zanjas de canalización eléctrica se disponen tritubos por los que se tiende fibra óptica que conecta los aerogeneradores con el edificio de control. Además, se colocan arquetas de 0,5 m x 0,5 m que se dispondrán cada 100 metros y en cada cambio de dirección [44].

8.5 DRENAJES

El diseño de los drenajes del parque eólico se realiza en base al caudal máximo anual esperado. El cálculo de este parámetro se efectúa aplicando la norma 5.2 de Drenaje Superficial de Instrucción de Carreteras [45].

Al estar los viales del parque eólico en una cuenca inferior a 50 km² se emplea el método racional de la norma para el cálculo del caudal.

8.5.1 CÁLCULO DEL CAUDAL (MÉTODO RACIONAL)

La norma indica que el caudal en el método racional se calcula mediante la siguiente fórmula (16).

$$Q = \frac{I(T, t_c) \cdot C \cdot A \cdot K_t}{3,6} \quad (16)$$

Donde:

Q	(m ³ /s)	Caudal máximo anual correspondiente al período de retorno T, en el punto de desagüe de la cuenca.
I(T, t _c)	(mm/h)	Intensidad de precipitación correspondiente al período de retorno considerado T, para una duración del aguacero igual al tiempo de concentración t _c , de la cuenca.
C	(adimensional)	Coefficiente medio de escorrentía de la cuenca o superficie considerada.
A	(km ²)	Área de la cuenca o superficie considerada.
K _t	(adimensional)	Coefficiente de uniformidad en la distribución temporal de la precipitación.

➤ **INTENSIDAD DE PRECIPITACIÓN PARA PERIODO T Y TIEMPO T_c**

La intensidad de precipitación se determina mediante la fórmula que se muestra a continuación (17).

$$I(T, t_c) = I_d \cdot F_{int} \quad (17)$$

Donde:

I(T, t _c)	(mm/h)	Intensidad de precipitación correspondiente al período de retorno considerado T, para una duración del aguacero igual al tiempo de concentración t _c , de la cuenca.
I _d	(mm/h)	Intensidad media diaria de precipitación corregida correspondiente al período de retorno T.
F _{int}	(adimensional)	Factor de intensidad.

La intensidad media diaria se evalúa mediante la siguiente expresión (18).

$$I_d = \frac{P_d \cdot K_A}{24} \quad (18)$$

Donde:

I _d	(mm/h)	Intensidad media diaria de precipitación corregida correspondiente al período de retorno T.
----------------	--------	---

P_d	(mm)	Precipitación diaria correspondiente al período de retorno T.
K_A	(adimensional)	Factor reductor de la precipitación por área de la cuenca.

La precipitación diaria correspondiente al periodo de retorno (P_d) se obtiene mediante el producto de la precipitación diaria (P) por el factor de amplificación (K_T) correspondiente, como muestra la ecuación (19).

$$P_d = P \cdot K_T \quad (19)$$

La precipitación diaria se recoge en las Máximas llluvias diarias en la España peninsular [46] y como determina la Ilustración 26, para el emplazamiento del parque eólico, toma un valor de 55 mm.

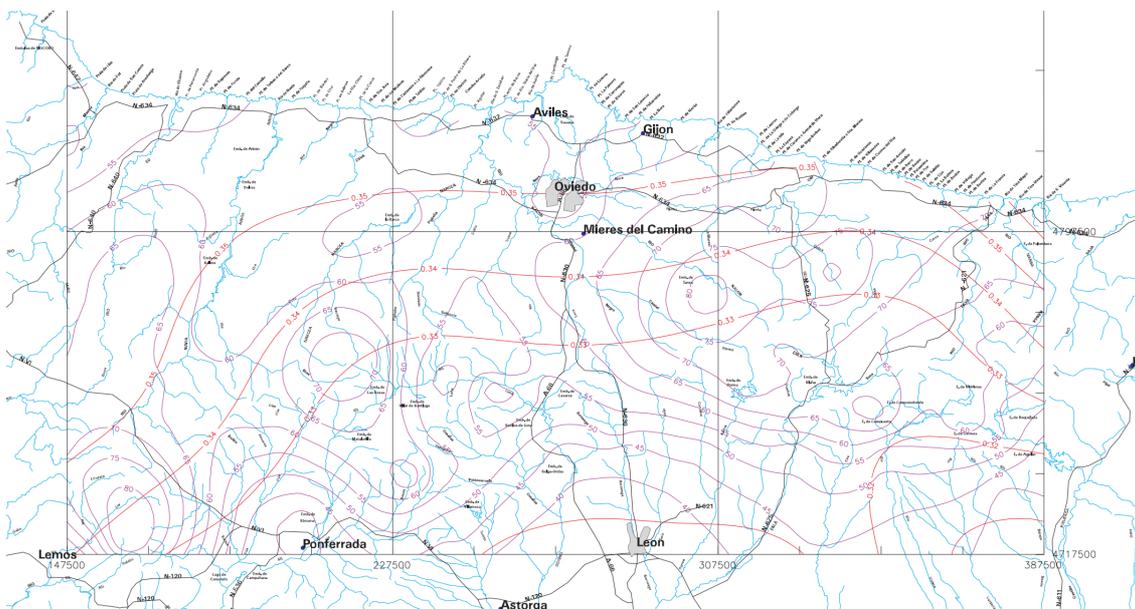


Ilustración 26. Precipitación diaria [46]

Por su parte, el factor de amplificación depende del periodo de retorno, que en este caso es de 25 años y del coeficiente de variación, que como muestra la Ilustración 27 toma un valor de 0,35.

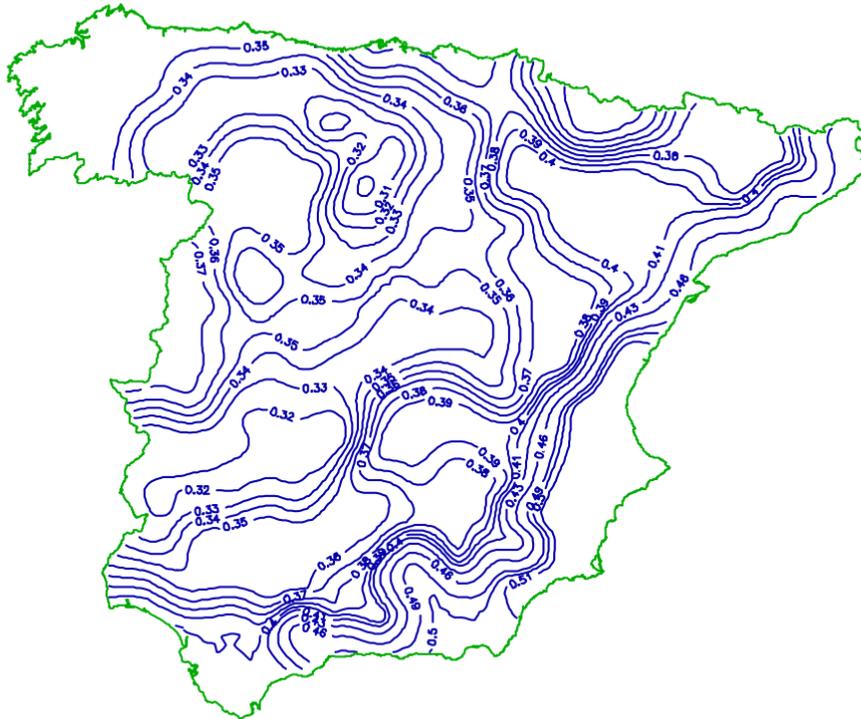


Ilustración 27. Coeficiente de variación[46]

Atendiendo entonces a la Tabla 15 el factor de amplificación es 1,732.

Tabla 15. Coeficiente de amplificación [46]

C _v	PERIODO DE RETORNO EN AÑOS (T)							
	2	5	10	25	50	100	200	500
0.30	0.935	1.194	1.377	1.625	1.823	2.022	2.251	2.541
0.31	0.932	1.198	1.385	1.640	1.854	2.068	2.296	2.602
0.32	0.929	1.202	1.400	1.671	1.884	2.098	2.342	2.663
0.33	0.927	1.209	1.415	1.686	1.915	2.144	2.388	2.724
0.34	0.924	1.213	1.423	1.717	1.930	2.174	2.434	2.785
0.35	0.921	1.217	1.438	1.732	1.961	2.220	2.480	2.831
0.36	0.919	1.225	1.446	1.747	1.991	2.251	2.525	2.892
0.37	0.917	1.232	1.461	1.778	2.022	2.281	2.571	2.953
0.38	0.914	1.240	1.469	1.793	2.052	2.327	2.617	3.014
0.39	0.912	1.243	1.484	1.808	2.083	2.357	2.663	3.067
0.40	0.909	1.247	1.492	1.839	2.113	2.403	2.708	3.128
0.41	0.906	1.255	1.507	1.854	2.144	2.434	2.754	3.189
0.42	0.904	1.259	1.514	1.884	2.174	2.480	2.800	3.250
0.43	0.901	1.263	1.534	1.900	2.205	2.510	2.846	3.311
0.44	0.898	1.270	1.541	1.915	2.220	2.556	2.892	3.372
0.45	0.896	1.274	1.549	1.945	2.251	2.586	2.937	3.433
0.46	0.894	1.278	1.564	1.961	2.281	2.632	2.983	3.494
0.47	0.892	1.286	1.579	1.991	2.312	2.663	3.044	3.555
0.48	0.890	1.289	1.595	2.007	2.342	2.708	3.098	3.616
0.49	0.887	1.293	1.603	2.022	2.373	2.739	3.128	3.677
0.50	0.885	1.297	1.610	2.052	2.403	2.785	3.189	3.738
0.51	0.883	1.301	1.625	2.068	2.434	2.815	3.220	3.799
0.52	0.881	1.308	1.640	2.098	2.464	2.861	3.281	3.860

Así, la precipitación diaria correspondiente al periodo de retorno (19), toma un valor de 95,26 mm (20).

$$P_d = 55 \cdot 1,732 = 95,26 \text{ mm} \quad (20)$$

Para completar la ecuación (18), debe determinarse el parámetro K_A, el cual depende del área de la cuenca. Es entonces cuando debe tenerse en cuenta que los viales

del parque eólico, tanto de acceso como interiores, abarcan un total de 6 cuencas como se observa en la Ilustración 28 y la Ilustración 29, todas ellas con un área inferior a 1 km², por lo que la variable K_A es 1.

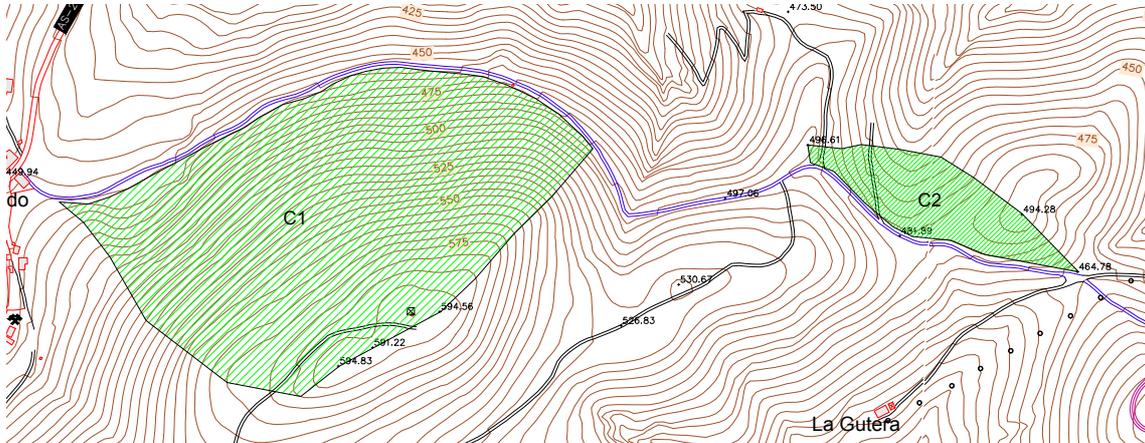


Ilustración 28. Cuencas de los viales de acceso

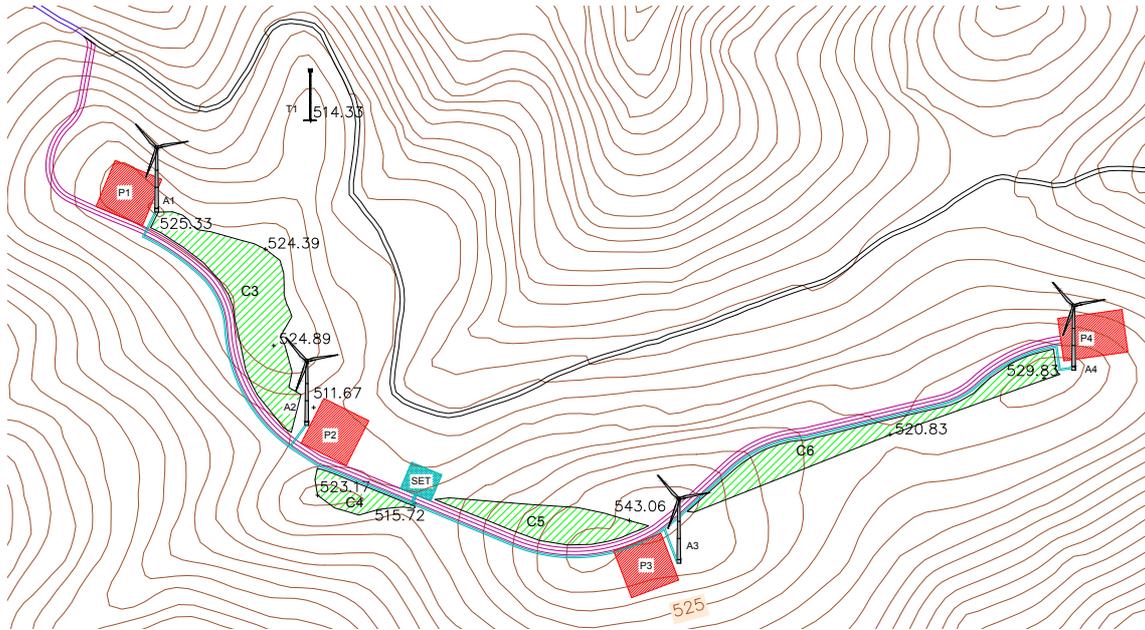


Ilustración 29. Cuencas de los viales interiores

Así, la intensidad media diaria es de 3,97 mm/h en todas las cuencas (21).

$$I_d = \frac{95,26 \cdot 1}{24} = 3,97 \text{ mm/h} \quad (21)$$

Este valor y el del factor de intensidad determinan la intensidad de precipitación para un periodo T y un tiempo de concentración t_c (17). Este factor se calcula a partir del índice de torrencialidad exclusivamente ya que no se dispone de un pluviógrafo cercano (22).

$$F_{int} = F_a = \left(\frac{I_l}{I_d}\right)^{3,5287-2,5287 \cdot t^{0,1}} \quad (22)$$

Donde:

F_a (adimensional) Factor obtenido a partir del índice de torrencialidad (I_l/I_d).

I_l/I_d (adimensional) Índice de torrencialidad que expresa la relación entre la intensidad de precipitación horaria y la media diaria corregida.

t (horas) Duración del aguacero.

El índice de torrencialidad es obtenido a partir de la Ilustración 30, siendo su valor de 9.

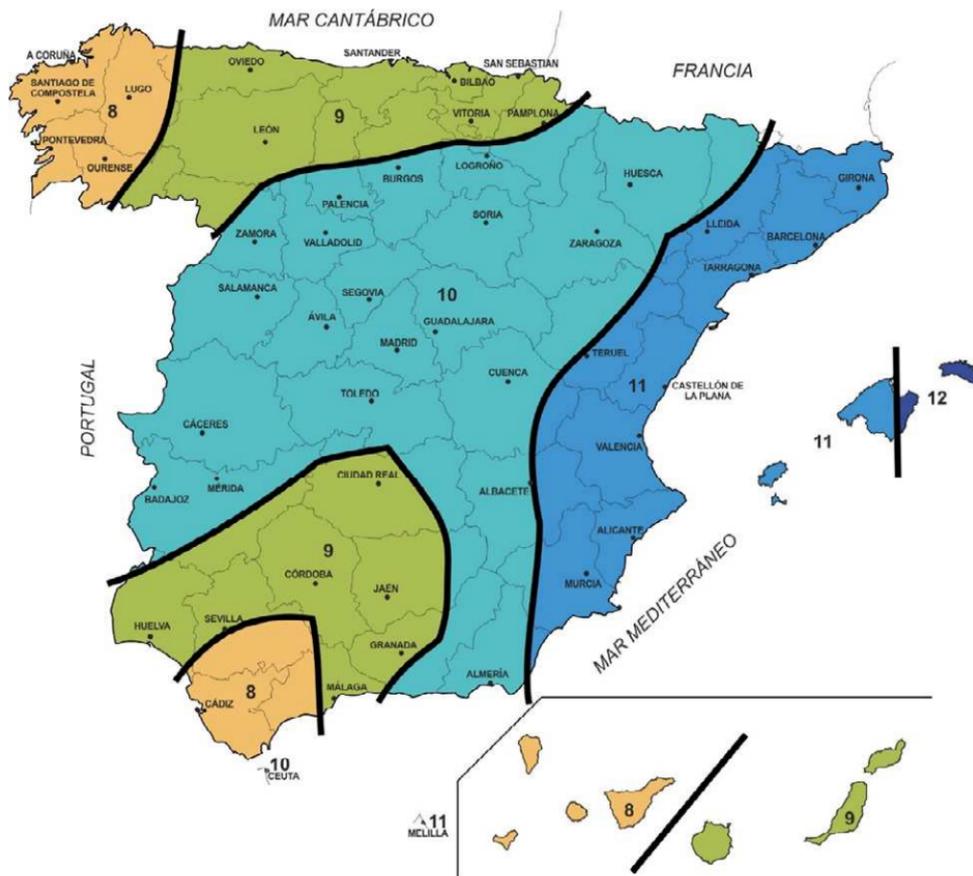


Ilustración 30. Índice de torrencialidad [45]

Por su parte la duración del aguacero se determina con la siguiente expresión (23).

$$t_c = 0,3 \cdot L_c^{0,76} \cdot J_c^{-0,19} \quad (23)$$

Donde:

t_c (horas) Tiempo de concentración.

L_c (km²) Longitud del cauce.

J_c (adimensional) Pendiente media del cauce.

Teniendo en cuenta que existen 6 cuencas, los valores que toman cada una de ellas son los que se muestran a continuación en la Tabla 16.

Tabla 16. Tiempo de concentración de cada cuenca

Cuenca	L_c (km)	J_c	t_c (h)
C1	0,2956	0,4270	0,1397
C2	0,1399	0,0886	0,1066
C3	0,1502	0,0847	0,1135
C4	0,0691	0,1079	0,0601
C5	0,1490	0,1834	0,0974
C6	0,1155	0,0779	0,0945

Con estos datos, ya es posible calcular el factor de intensidad (22) y con él, la intensidad de precipitación correspondiente al período de retorno T, para una duración del aguacero igual al tiempo de concentración t_c (17) como muestra la Tabla 17.

Tabla 17. Factor de intensidad e intensidad de cada cuenca

Cuenca	t_c (h)	F_{int}	$I(T,t_c)$ (mm/h)
C1	0,1397	24,28	96,39
C2	0,1066	27,43	108,90
C3	0,1135	26,67	105,88
C4	0,0601	35,13	139,47
C5	0,0974	28,55	113,34
C6	0,0945	28,93	114,85

➤ **COEFICIENTE MEDIO DE ESCORRENTÍA**

El coeficiente medio de escorrentía se calcula de la siguiente manera (24).

$$C = \frac{\left(\frac{P_d \cdot K_A}{P_0} - 1\right) \cdot \left(\frac{P_d \cdot K_A}{P_0} + 23\right)}{\left(\frac{P_d \cdot K_A}{P_0} + 11\right)^2} \quad (24)$$

Donde:

C	(adimensional)	Coeficiente de escorrentía
P _d	(mm)	Precipitación diaria correspondiente al período de retorno T.
K _A	(adimensional)	Factor reductor de la precipitación por área de la cuenca.
P ₀	(mm)	Umbral de escorrentía.

Conocidos P_d y K_A, el parámetro restante, P₀, se determina de la siguiente forma (25).

$$P_0 = P_0^i \cdot \beta \quad (25)$$

Donde:

P ₀	(mm)	Umbral de escorrentía.
P ₀ ⁱ	(mm)	Valor inicial del umbral de escorrentía.
β	(adimensional)	Coeficiente corrector del umbral de escorrentía.

El valor inicial del umbral de escorrentía es de 22 mm, considerando que se trata de prados arbolados con tipo hidrológico C, según la Ilustración 31.

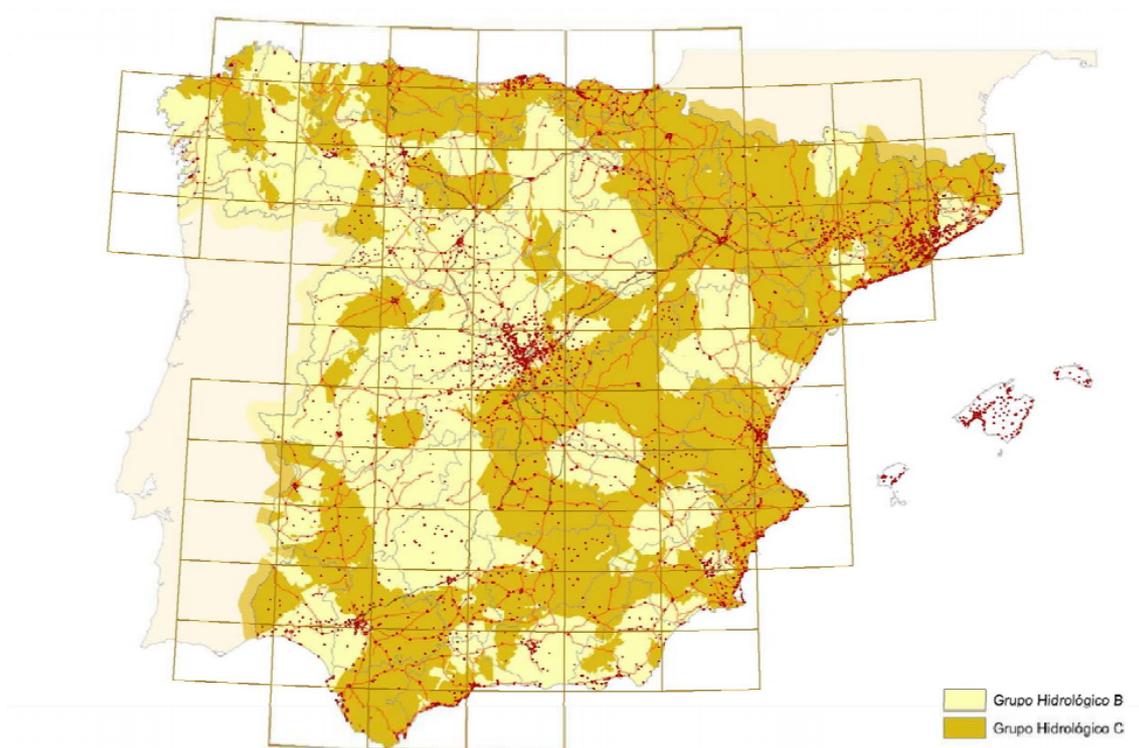


Ilustración 31. Grupos hidrológicos [45]

El coeficiente corrector por su parte se calcula con la siguiente fórmula (26).

$$\beta = \beta_m \cdot F_T \quad (26)$$

Donde:

β (adimensional) Coeficiente corrector del umbral de escorrentía.

β_m (adimensional) Valor medio en la región del coeficiente corrector del umbral de escorrentía.

F_T (adimensional) Factor función del periodo de retorno T.

Siguiendo las instrucciones de la norma, Asturias representa la región número 12 según la Ilustración 32, por lo que el valor medio del coeficiente corrector será 0,95 y el factor función del periodo de retorno tomará un valor de 1,14, según la Tabla 18. De esta manera el coeficiente corrector del umbral de escorrentía tomará un valor de 1,083 (27).

$$\beta = 1,14 \cdot 0,95 = 1,083 \quad (27)$$

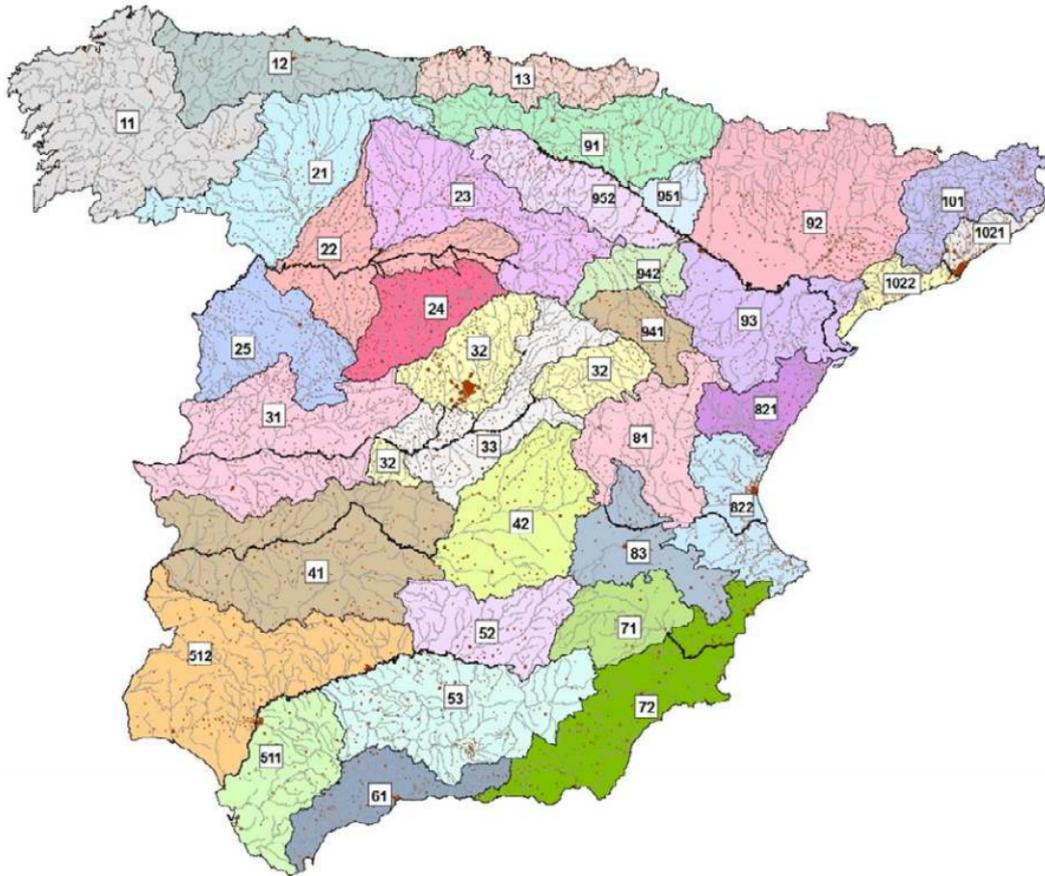


Ilustración 32. Regiones para la caracterización del coeficiente corrector del umbral de escorrentía [45]

Tabla 18. Coeficiente corrector del umbral de escorrentía [45]

Región	Valor medio, β_m	Desviación respecto al valor medio para el intervalo de confianza del			Período de retorno T (años), F_T				
		50% Δ_{50}	67% Δ_{67}	90% Δ_{90}	2	5	25	100	500
11	0,90	0,20	0,30	0,50	0,80	0,90	1,13	1,34	1,59
12	0,95	0,20	0,25	0,45	0,75	0,90	1,14	1,33	1,56
13	0,60	0,15	0,25	0,40	0,74	0,90	1,15	1,34	1,55
21	1,20	0,20	0,35	0,55	0,74	0,88	1,18	1,47	1,90
22	1,50	0,15	0,20	0,35	0,74	0,90	1,12	1,27	1,37
23	0,70	0,20	0,35	0,55	0,77	0,89	1,15	1,44	1,82
24	1,10	0,15	0,20	0,35	0,76	0,90	1,14	1,36	1,63
25	0,60	0,15	0,20	0,35	0,82	0,92	1,12	1,29	1,48
31	0,90	0,20	0,30	0,50	0,87	0,93	1,10	1,26	1,45
32	1,00	0,20	0,30	0,50	0,82	0,91	1,12	1,31	1,54
33	2,15	0,25	0,40	0,65	0,70	0,88	1,15	1,38	1,62
41	1,20	0,20	0,25	0,45	0,91	0,96	1,00	1,00	1,00
42	2,25	0,20	0,35	0,55	0,67	0,86	1,18	1,46	1,78
511	2,15	0,10	0,15	0,20	0,81	0,91	1,12	1,30	1,50
512	0,70	0,20	0,30	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
52	0,95	0,20	0,25	0,45	0,89	0,94	1,09	1,22	1,36
53	2,10	0,25	0,35	0,60	0,68	0,87	1,16	1,38	1,56
61	2,00	0,25	0,35	0,60	0,77	0,91	1,10	1,18	1,17
71	1,20	0,15	0,20	0,35	0,82	0,94	1,00	1,00	1,00
72	2,10	0,30	0,45	0,70	0,67	0,86	1,00	-	-
81	1,30	0,25	0,35	0,60	0,76	0,90	1,14	1,34	1,58
821	1,30	0,35	0,50	0,85	0,82	0,91	1,07	-	-
822	2,40	0,25	0,35	0,60	0,70	0,86	1,16	-	-
83	2,30	0,15	0,25	0,40	0,63	0,85	1,21	1,51	1,85
91	0,85	0,15	0,25	0,40	0,72	0,88	1,19	1,52	1,95
92	1,45	0,30	0,40	0,70	0,82	0,94	1,00	1,00	1,00
93	1,70	0,20	0,25	0,45	0,77	0,92	1,00	1,00	1,00
941	1,80	0,15	0,20	0,35	0,68	0,87	1,17	1,39	1,64
942	1,20	0,15	0,25	0,40	0,77	0,91	1,11	1,24	1,32
951	1,70	0,30	0,40	0,70	0,72	0,88	1,17	1,43	1,78
952	0,85	0,15	0,25	0,40	0,77	0,90	1,13	1,32	1,54
101	1,75	0,30	0,40	0,70	0,76	0,90	1,12	1,27	1,39
1021	1,45	0,15	0,25	0,40	0,79	0,93	1,00	1,00	1,00
1022	2,05	0,15	0,25	0,40	0,79	0,93	1,00	1,00	1,00

En Ceuta y Melilla se adoptarán valores similares a los de la región 61.
 Pueden obtenerse valores intermedios por interpolación adecuada a partir de los datos de esta tabla
 En todos los casos $F_{10}=1,00$

Así, el umbral de escorrentía (25) tiene un valor de 23,83 mm (28).

$$P_0 = 22 \cdot 1,083 = 23,83 \text{ mm} \quad (28)$$

Con estos datos se calcula el coeficiente de escorrentía (24), tomando un valor de 0,3598 (29).

$$C = \frac{\left(\frac{95,26 \cdot 1}{23,83} - 1\right) \cdot \left(\frac{95,26 \cdot 1}{23,83} + 23\right)}{\left(\frac{95,26 \cdot 1}{23,83} + 11\right)^2} = 0,3598 \quad (29)$$

➤ **COEFICIENTE DE UNIFORMIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN TEMPORAL DE LA PRECIPITACIÓN**

El coeficiente de uniformidad se determina mediante la siguiente expresión (30).

$$K_t = 1 + \frac{t_c^{1,25}}{t_c^{1,25} + 14} \quad (30)$$

Donde:

K_t (adimensional) Coeficiente de uniformidad en la distribución temporal de la precipitación.

t_c (horas) Tiempo de concentración.

Conocido el tiempo de concentración de cada cuenca, el coeficiente de uniformidad de cada una de ellas se recoge en la Tabla 19.

Tabla 19. Coeficiente de uniformidad de cada cuenca

Cuenca	t_c (h)	K_t
C1	0,1397	1,0061
C2	0,1066	1,0043
C3	0,1135	1,0047
C4	0,0601	1,0021
C5	0,0974	1,0039
C6	0,0945	1,0037

Por tanto, conocido el área de las cuencas y los demás parámetros de la ecuación inicial (16), el caudal máximo de cada cuenca se refleja en la Tabla 20.

Tabla 20. Caudal máximo anual de cada cuenca

Cuenca	I(T,t _c) (mm/h)	C	A (km ²)	K _t	Q (m ³ /s)
C1	96,39	0,1397	0,1272	1,0061	0,4787
C2	108,90	0,1066	0,0184	1,0043	0,0596
C3	105,88	0,1135	0,0052	1,0047	0,0174
C4	139,47	0,0601	0,0011	1,0021	0,0026
C5	113,34	0,0974	0,0024	1,0039	0,0074
C6	114,85	0,0945	0,0038	1,0037	0,0115
Total					0,5772

8.5.2 DISEÑO DE LAS CUNETAS

Los drenajes de los viales deben conducir un total de 0,5772 m³/s por lo que se diseñan unas cunetas triangulares de 1 m de ancho y 0,5 m de profundidad, como se puede ver en la Ilustración 33. El caudal que podrán llegar a desalojar se comprueba mediante la fórmula de Manning (31).

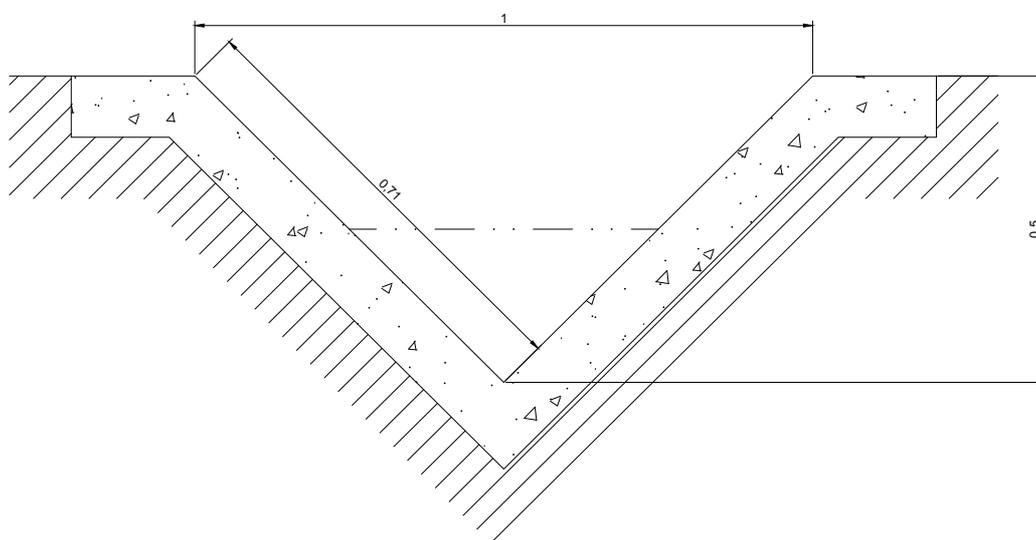


Ilustración 33. Sección transversal de la cuneta diseñada

$$Q = \frac{1}{n} \cdot A \cdot R h^{2/3} \cdot \sqrt{S} \quad (31)$$

Donde:

Q	(m ³ /s)	Caudal del cauce.
n	(adimensional)	Coefficiente de rugosidad del cauce.
A	(m ²)	Área de la sección de la corriente.
Rh	(m)	Radio hidráulico. Relación entre el área y el perímetro mojado.
S	(adimensional)	Pendiente del cauce.

Al tratarse de cunetas construidas en hormigón el coeficiente de Manning tomará un valor de 0,013. Por otra parte, cuando se habla de cunetas siempre se tenderá a que tengan una inclinación del 1%. Así, el caudal que drenan las cunetas diseñadas será de 0,6058 m³/s (32).

$$Q = \frac{1}{0,013} \cdot \left(\frac{1 \cdot 0,5}{2}\right) \cdot \left(\frac{1 \cdot 0,5/2}{0,7071 + 0,7071}\right)^{2/3} \cdot \sqrt{0,001} = 0,6057 \text{ m}^3/\text{s} \quad (32)$$

8.6 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN

Como se ha mencionado anteriormente, el parque eólico contará con una subestación a la que se trasladará y evacuará toda la energía producida por los aerogeneradores y que se ubicará en medio de estos, siendo sus coordenadas las mostradas en la Tabla 21. Las coordenadas están referidas al huso 29 de ETRS 89.

Tabla 21. Coordenadas de la subestación

SET	Coordenadas		
	X	Y	Z
	744798,96	4817616,02	516,01

De la misma manera, también se dispondrá de un edificio de control desde el que se gestionarán y controlarán los aerogeneradores. La ubicación de ambos puede verse en la Ilustración 34.

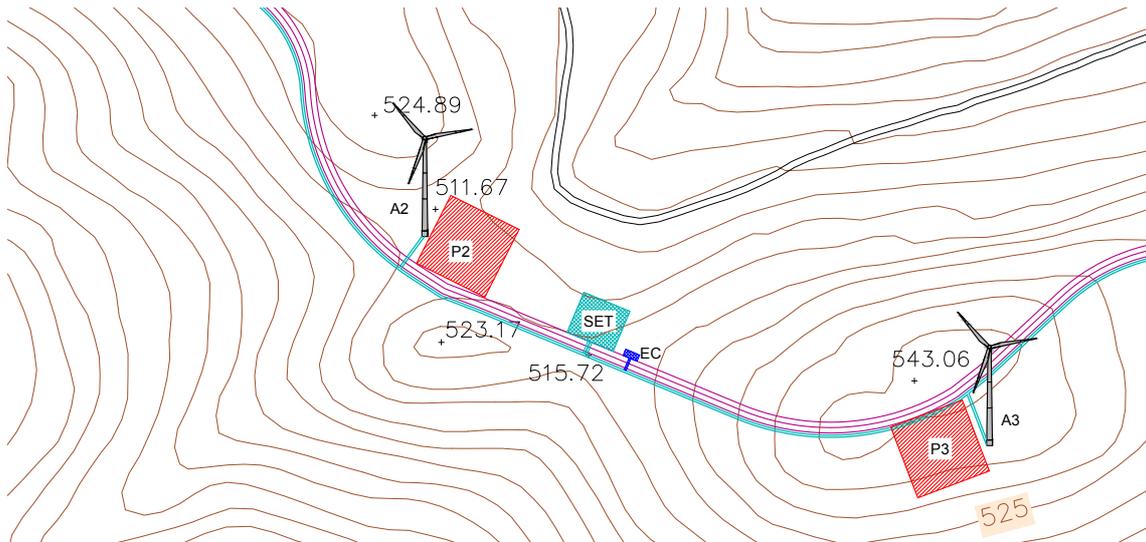


Ilustración 34. Disposición de la subestación y del edificio de control

9 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

La infraestructura eléctrica del parque eólico se calcula en base a la guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV (UNE 211432) [47] y a la instrucción técnica complementaria de líneas subterráneas con cables eléctricos (ITC-LAT 06) [48].

La tensión nominal de salida de los aerogeneradores y por tanto de la red del parque será de 20 kV, pues como dice la norma, esta tensión es la preferente en redes eléctricas de transporte y distribución. Estos cables conducirán la energía producida desde los aerogeneradores hasta la subestación por tubos ubicados en zanjas ya descritas en la obra civil.

Retomando este punto, como se ha explicado anteriormente, la subestación eléctrica transformadora (SET) se ubicará en el centro del parque, habiendo por tanto dos circuitos eléctricos en el mismo. Uno de ellos unirá el aerogenerador A1 con el A2 y con la SET, mientras que el otro circuito conectará el aerogenerador A4 con el A3 y con la SET también.

9.1 CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES NOMINALES

La intensidad nominal de la red se calcula mediante la siguiente expresión (33).

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \quad (33)$$

Con el objetivo de simplificar los cálculos, el factor de potencia, $\cos \varphi$, se considera unitario. Además, debe tenerse en cuenta para los cálculos que los dos circuitos del parque tienen a su vez dos tramos. Con esta información, y conocida la ecuación a aplicar, la intensidad nominal de cada tramo se refleja en la Tabla 22.

Tabla 22. Intensidad nominal de cada tramo

Circuito	Tramo	Longitud (m)	P _n (kW)	U _n (kV)	I _n (A)
A1-A2-SET	A1-A2	186,80	2625	20	75,77
	A2-SET	93,40	5250		151,55
A4-A3-SET	A4-A3	307	2625		75,77
	A3-SET	186,50	5250		151,55

9.2 NIVEL DE AISLAMIENTO DE LOS CABLES

La red es de categoría A pues los defectos a tierra se eliminan rápidamente, antes de un minuto. Con este dato, y sabiendo que la tensión nominal de la red es de 20 kV, se conoce que la tensión más elevada de la red (U_s) será de 24 kV, como indica la Tabla 23. De la misma manera, se sabe que la tensión entre cada conductor y la pantalla de cable (U_o) toma un de 12/20 kV, mientras que el valor cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo entre cada conductor y la pantalla (U_p) será de 125 kV.

Tabla 23. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios [47]

Red sistema trifásico			Cable	
Tensión nominal de la red	Tensión más elevada de la red	Categoría de la red	Tensión asignada del cable	Tensión soportada a impulsos
U_n	U_s		U_o/U	U_p
kV	kV		kV	kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B	26/45	250
		C		

9.3 ELECCIÓN DE SECCIÓN DEL CONDUCTOR

Las redes de este tipo de instalaciones suelen estar constituidas por conductores unipolares de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) [29]. Es por este motivo que se escoge un aislamiento XLPE, reflejando así la Tabla 24 que la temperatura del conductor en régimen permanente es de 90 °C.

Tabla 24. Temperaturas máximas en el conductor y en la pantalla [48]

Tipo de aislamiento		Temperatura máxima admisible en el conductor	
		Régimen permanente	Régimen de cortocircuito (máximo 5s de duración)
XLPE	Polietileno reticulado	90 °C	250 °C
EPR	Etileno propileno	90 °C	250 °C
HEPR	Etileno propileno de alto módulo	105 °C	250 °C
Cubiertas termoplásticas		Temperatura máxima admisible en la pantalla en °C	
PVC	Policloruro de vinilo	nota 1 (~70 °C o ~85 °C)	200 °C (nota 2)
ZI	Compuestos de PE	nota 1 (~70 °C o ~85 °C)	180 °C (nota 2)
NOTA 1 La temperatura admisible es la que resulta de una temperatura máxima de funcionamiento en régimen permanente del cable, que tomamos de ~20 °C inferior a la temperatura del conductor. Las normas de cubierta no especifican el valor de la temperatura en la pantalla en régimen permanente.			
NOTA 2 Se admite una temperatura superior siempre que se pueda demostrar por ensayo que el diseño del cable la puede soportar.			

9.3.1 DIMENSIONADO DEL CONDUCTOR

El dimensionado de los conductores del parque se hace siguiendo los pasos que marca la norma ITC-LAT 06. Para ello debe tenerse en cuenta que la corriente nominal (I_n) debe corregirse mediante los factores de corrección (k) como muestra la siguiente ecuación (34).

$$I_1 = \frac{I_n}{k} \quad (34)$$

Además, deben verificarse las condiciones que se exponen a continuación (35) (36).

$$I_t \geq I_1 \quad (35)$$

$$k \cdot I_t \geq I_n \quad (36)$$

Como se ha indicado anteriormente, los conductores son de aluminio con aislamiento XLPE, siendo sus intensidades máximas admisibles (I_t) dependientes de la sección del cable, aún por determinar, como muestra la Tabla 25.

Tabla 25. Intensidades máximas admisibles (I_a) [48]

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de aluminio			
Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	100	90	120
35	120	110	145
50	140	130	170
70	170	160	210
95	205	190	255
120	235	215	295
150	260	245	335
185	295	280	385
240	345	320	455
300	390	365	520
400	445	415	610

El primer parámetro que debe corregirse es la temperatura del terreno en el que se alojan los conductores. La norma considera que el terreno está a una temperatura de 25 °C, sin embargo, la temperatura media del terreno en Asturias ronda los 15 °C. Con ello y sabiendo que la temperatura de servicio de los conductores es de 90 °C como se ha dicho anteriormente, la Tabla 26 aporta que el factor de corrección en este caso es de 1,07.

Tabla 26. Factor de corrección de la temperatura del terreno [48]

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

Otra variable que debe corregirse es la resistividad térmica del terreno. La norma supone que el terreno en el que se alojarán los conductores tendrá una resistividad térmica de 1.5 K·m/W. Sin embargo, en terrenos húmedos y calizos, como es el caso, este parámetro asciende hasta los 2.5 K·m/W. El factor de corrección de este parámetro depende de la sección del conductor, aún por determinar, como muestra la Tabla 27.

Tabla 27. Factor de corrección de la resistividad del terreno [48]

Cables instalados en tubos soterrados. Un circuito por tubo							
Sección del conductor mm ²	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Teniendo en cuenta los datos de estas tablas y sabiendo que en el parque existen dos corrientes nominales, 75,77 A y 151,55 A, las secciones de los cables se conocen mediante la fórmula y condiciones citadas y que recogen la Tabla 28 y la Tabla 29.

Tabla 28. Cálculo de la sección de los conductores para una corriente de 75,77 A

Sección (mm ²)	k _{temperatura}	k _{resistividad}	k	I _t (A)	I _n (A)	I ₁ (A)	I _t ·k	I _t ·k > I _n	I _t > I ₁
25	1,07	0,88	0,9416	90	75,77	80,47	84,74	CUMPLE	CUMPLE
35	1,07	0,88	0,9416	110	75,77	80,47	103,58	CUMPLE	CUMPLE
50	1,07	0,87	0,9309	130	75,77	81,39	121,02	CUMPLE	CUMPLE
70	1,07	0,87	0,9309	160	75,77	81,39	148,94	CUMPLE	CUMPLE
95	1,07	0,87	0,9309	190	75,77	81,39	176,87	CUMPLE	CUMPLE
120	1,07	0,87	0,9309	215	75,77	81,39	200,14	CUMPLE	CUMPLE
150	1,07	0,87	0,9309	145	75,77	81,39	134,98	CUMPLE	CUMPLE
185	1,07	0,87	0,9309	280	75,77	81,39	260,65	CUMPLE	CUMPLE
240	1,07	0,86	0,9202	320	75,77	82,34	294,46	CUMPLE	CUMPLE
300	1,07	0,86	0,9202	365	75,77	82,34	335,87	CUMPLE	CUMPLE
400	1,07	0,86	0,9202	415	75,77	82,34	381,88	CUMPLE	CUMPLE

Tabla 29. Cálculo de la sección de los conductores para una corriente de 151,55 A

Sección (mm ²)	k _{temperatura}	k _{resistividad}	k	I _t (A)	I _n (A)	I ₁ (A)	I _t ·k	I _t ·k > I _n	I _t > I ₁
25	1,07	0,88	0,9416	90	151,55	160,95	84,74	NO CUMPLE	NO CUMPLE
35	1,07	0,88	0,9416	110	151,55	160,95	103,58	NO CUMPLE	NO CUMPLE
50	1,07	0,87	0,9309	130	151,55	162,80	121,02	NO CUMPLE	NO CUMPLE
70	1,07	0,87	0,9309	160	151,55	162,80	148,94	NO CUMPLE	NO CUMPLE
95	1,07	0,87	0,9309	190	151,55	162,80	176,87	CUMPLE	CUMPLE
120	1,07	0,87	0,9309	215	151,55	162,80	200,14	CUMPLE	CUMPLE
150	1,07	0,87	0,9309	145	151,55	162,80	134,98	CUMPLE	CUMPLE
185	1,07	0,87	0,9309	280	151,55	162,80	260,65	CUMPLE	CUMPLE
240	1,07	0,86	0,9202	320	151,55	164,69	294,46	CUMPLE	CUMPLE
300	1,07	0,86	0,9202	365	151,55	164,69	335,87	CUMPLE	CUMPLE
400	1,07	0,86	0,9202	415	151,55	164,69	381,88	CUMPLE	CUMPLE

Estos datos concluyen que en los tramos A1-A2 y A4-A3, cuya intensidad nominal es de 75,77 A, la sección de cable a instalar será de 25 mm², mientras que en los tramos A2-SET y A3-SET, con una intensidad nominal de 151,55 A, la sección del conductor será de 95 mm². Por motivos técnicos, se opta por establecer una única sección en toda la red, por lo que los dos circuitos tendrán una sección de 95 mm².

9.3.2 CABLE ESCOGIDO Y CARACTERÍSTICAS

El cable elegido es el TAP AL VOLTALENE H 12/20 kV con referencia AL RHZ1-2OL del catálogo de Prysmian y que puede verse en la Ilustración 35. Este cable está normalizado por Gas Natural Fenosa.

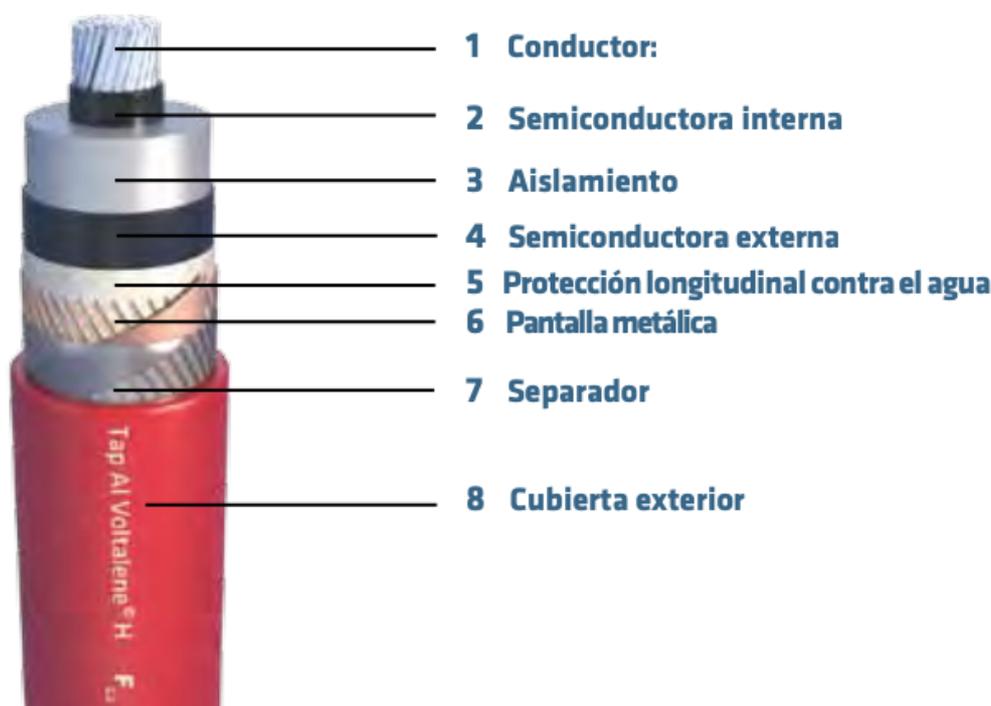


Ilustración 35. Imagen del conductor escogido [49]

Se trata de un cable cuyo conductor está constituido por una cuerda redonda compacta de hilos de aluminio. Además, el conductor está doblemente obturado longitudinalmente, es decir, tiene un material hinchante en el conductor y la pantalla, el cual impide la circulación accidental del agua por el interior del cable. Otra barrera frente al agua es la cubierta exterior, constituida por poliolefina termoplástica (Vemex) que ofrece también mayor resistencia al rozamiento y a la abrasión.

La pantalla metálica mencionada del conductor está formada por hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Por su parte, la capa semiconductora interna, el aislamiento y la capa semiconductora externa están extruidas en un solo proceso, lo que evita en gran medida deterioros y suciedad en las interfases de las capas. El aislamiento, como se ha indicado en apartados anteriores es de polietileno reticulado (XLPE).

Los datos técnicos del cable escogido se observan en la Tabla 30 y como puede comprobarse coinciden con los extraídos de la Tabla 23.

Tabla 30. Datos técnicos del cable TAP AL VOLTALENE H [49]

	12/20 kV
Tensión nominal simple, U_0 (kV)	12
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20
Tensión máxima entre fases, U_m (kV)	24
Tensión a impulsos, U_p (kV)	125
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250

9.3.3 COMPROBACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

Conocido entonces el cable a instalar en el parque eólico y por tanto sus características, debe comprobarse la caída de tensión a lo largo de la línea aplicando las siguientes ecuaciones (37) (38).

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (37)$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \quad (38)$$

Donde:

ΔU	(V)	Incremento de tensión.
U_n	(V)	Tensión nominal de la red
ε	(adimensional)	Caída de tensión.
L	(km)	Longitud del cable.
I	(A)	Intensidad nominal.
R	(Ω /km)	Resistencia del cable.
$\cos \varphi$	(adimensional)	Factor de potencia.

La reactancia de la ecuación no se tiene en cuenta pues al considerar el factor de potencia unitario, el $\sin \varphi$ será nulo y por tanto también lo será todo el sumando. Además, mediante el catálogo Prysmian, se conoce que la resistencia de los cables de 95 mm² es de 0,430 Ω /km, por lo que es posible conocer la caída de tensión como muestra la Tabla 31.

Tabla 31. Cálculo de la caída de tensión de la red

Tramo	L (km)	In (A)	R (Ω /km)	U _n (V)	ΔU (V)	ε (%)	ε acumulada (%)
A1-A2	0,1868	75,77	0,4300	20000	10,54	0,0527	0,2973
A2-SET	0,0934	151,55	0,4300	20000	10,54	0,0527	
A4-A3	0,3070	75,77	0,4300	20000	17,32	0,0866	
A3-SET	0,1865	151,55	0,4300	20000	21,05	0,1053	

El reglamento marca una caída de tensión máxima del 5%, umbral que no se llega a alcanzar en ninguno de los tramos, por lo que la sección escogida es válida.

9.4 SELECCIÓN DE LAS CELDAS

9.4.1 CELDAS DE LOS AEROGENERADORES

Las celdas DVCAS elegidas cumplen con la normativa internacional (IEC 62271-1, IEC 62271-100, IEC 62271-102, IEC 62271-200, IEC 60265-1 e IEC 60529) y se extraen del catálogo de MESA. Estas celdas están diseñadas exclusivamente para su instalación en aerogeneradores y se caracterizan por ser equipos compactos resultantes de la combinación de tres módulos:

- Módulo de protección (1A)
- Módulo de entrada de línea (0L)
- Módulo de salida de línea (1L)

Cada módulo contendrá en su interior todos los elementos y dispositivos que permiten la protección y conexión del transformador de cada aerogenerador a la red de media tensión del parque eólico [50].

En base a los circuitos eléctricos existentes en el parque, A1-A2-SET y A4-A3-SET, se deciden las celdas a instalar en los aerogeneradores. Así, los más alejados de la subestación, A1 y A4, necesitarán 2 celdas, Ilustración 36, una de protección (1A) y una de entrada de línea (0L). Por otra parte, los aerogeneradores cercanos a la subestación, A2 y A3, necesitarán 3 celdas, Ilustración 37, una de protección (1A), otra de entrada de línea (0L) y otra de salida de línea (1L).

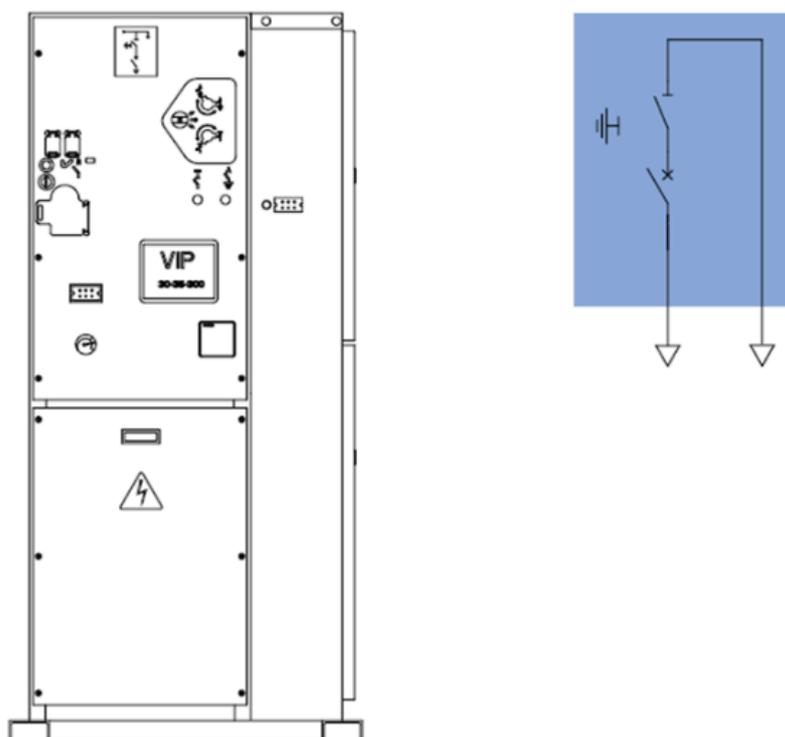


Ilustración 36. Celda DVCAS con configuración 0L+1A para los aerogeneradores A1 y A4 [50]

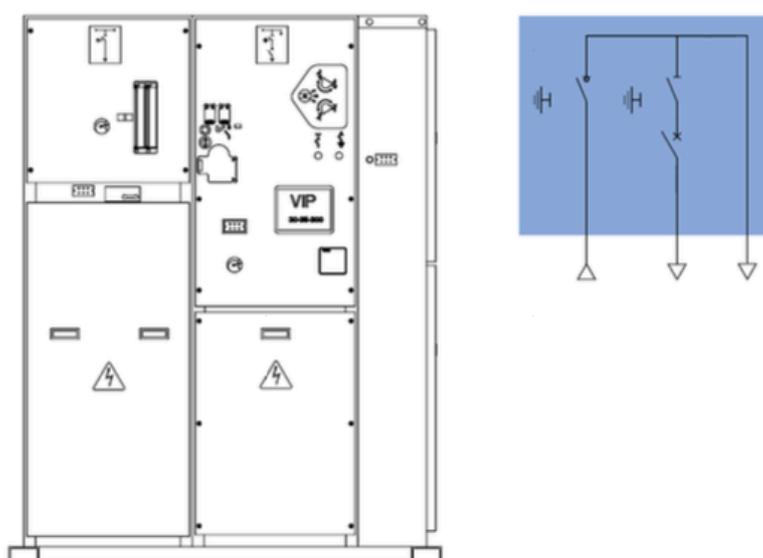


Ilustración 37. Celda DVCAS con configuración 0L+1L+1A para los aerogeneradores A2 y A3 [50]

9.4.2 CELDAS DE LA SUBESTACIÓN

Las celdas CBGS-0 elegidas cumplen con la normativa internacional (IEC 62271-1, IEC 62271-100, IEC 62271-102, IEC 62271-200, IEC 62271-103 e IEC 60529) y se extraen del catálogo de MESA. Cada conjunto está constituido por varias unidades funcionales ensambladas entre sí, y que pueden verse en la Ilustración 38.

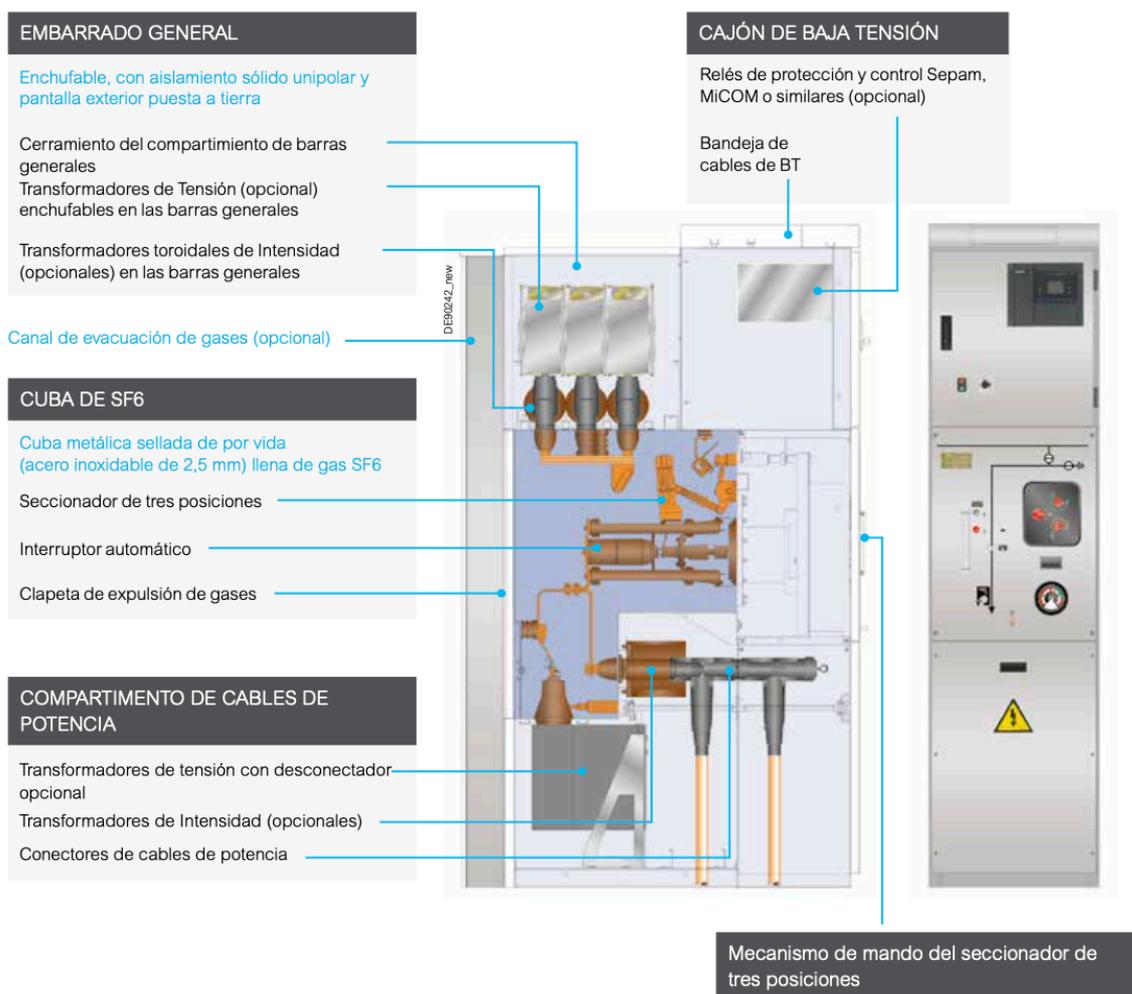


Ilustración 38. Celda CBGS-0 para la subestación [50]

La interconexión entre las diferentes celdas se realiza por medio del embarrado con aislamiento sólido apantallado, el cual se ubica en el exterior de la cuba de SF6. Cada celda además está compuesta exteriormente por un conjunto de paneles y chapas conectados a tierra.

A la subestación llegan 2 circuitos, el A1-A2-SET y el A4-A3-SET, por lo que se necesitan dos celdas CBGS-0 para la SET.

10 PRESUPUESTO

Capítulo	Descripción	Importe
C001	OBRA CIVIL	682.968,33 €
C002	AEROGENERADORES	10.500.000,00 €
C003	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	361.170,85 €
C004	SEGURIDAD Y SALUD	240.502,90 €
C005	GESTIÓN DE RESIDUOS	120.251,45 €
C006	CONTROL DE CALIDAD	120.251,45 €
Total Ejecución Material		12.025.144,98 €
	13% Gastos Generales	1.563.268,85 €
	6% Beneficio Industrial	721.508,70 €
		2.284.777,55 €
Total Presupuesto Contrata		14.309.922,53 €
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		14.309.922,53 €

El presupuesto general asciende a la expresada cantidad de CATORCE MILLONES TRESCIENTOS NUEVE MIL NOVECIENTOS VEINTIDÓS euros CON CINCUENTA Y TRES céntimos.

11 BIBLIOGRAFÍA

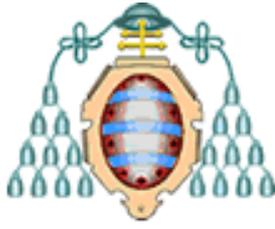
- [1] Iberdrola, «Parque eólico de Serra do Burgo (Orense, España)», *Iberdrola*, 2021. https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/comunicacion/aerogeneradores_curiosidades_1_res/Curiosidades_aerogeneradores_746x419.jpg (accedido abr. 25, 2021).
- [2] J. Moraleda Mendoza, «Estudio de viabilidad de un parque eólico», p. 139, sep. 2016.
- [3] H. Díaz Regañón, *Molinos de Consuegra*. 2009. Accedido: may 01, 2021. [En línea]. Disponible en: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:WLM14ES_-_Molinos_La_Mancha_-_Hugo_D%C3%ADaz-Rega%C3%B1%C3%B3n.jpg
- [4] R. Barrientos Díaz, «Precursores de la energía eólica», *Siemens Gamesa*, nov. 08, 2019. <https://www.siemensgamesa.com/es-es/descubrir/revista/2019/11/siemens-gamesa-inventors-day> (accedido may 01, 2021).
- [5] S. Fernández Munguía, «El primer aerogenerador de España», *Diario Renovables*, may 02, 2016. <https://www.diariorenovables.com/2016/05/primer-aerogenerador-espana.html> (accedido may 05, 2021).
- [6] Asociación Empresarial Eólica (AEE), «La eólica en España», 2021. <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana> (accedido may 05, 2021).
- [7] Asociación Empresarial Eólica (AEE), «Potencia instalada y generación», 2021. <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/potencia-instalada-y-generacion> (accedido may 09, 2021).
- [8] A. Barrero F., «Eólica», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*, jul. 16, 2020. <https://www.energiyas-renovables.com/eolica/la-eolica-ya-esta-presente-en-uno-20200716> (accedido may 05, 2021).
- [9] «La eólica crece un 7% en 2020», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.*, feb. 24, 2021. <https://www.energiyas-renovables.com/eolica/la-eolica-crece-un-7-en-2020-20210224> (accedido may 09, 2021).
- [10] Á. Ruiz, «La energía eólica en España», abr. 12, 2021. <https://www.tecpa.es/energia-eolica-ventajas-inconvenientes/> (accedido may 09, 2021).

- [11] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030». <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx> (accedido jun. 15, 2021).
- [12] Interempresas, «Sensores para turbinas de viento y aerogeneradores», *Interempresas*, nov. 30, 2017. <https://www.interempresas.net/Energy/Articles/205031-Sensores-para-turbinas-de-viento-y-aerogeneradores.html> (accedido may 22, 2021).
- [13] Aerofuerzas, «Fuerza de sustentación», *Wikipedia*. jul. 16, 2011. Accedido: may 27, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Sustentaci%C3%B3n&oldid=135654598>
- [14] Danish Wind Industry Association (DWIA), «Aerodinámica en aerogeneradores», *www.windpower.org*, may 10, 2003. <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/lift.htm> (accedido may 27, 2021).
- [15] Danish Wind Industry Association (DWIA), «Las palas del rotor», *www.windpower.org*, may 10, 2003. <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/blades.htm> (accedido may 27, 2021).
- [16] Danish Wind Industry Association (DWIA), «Control de potencia en aerogeneradores», *www.windpower.org*, may 10, 2003. <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/powerreg.htm> (accedido may 27, 2021).
- [17] J. A. Navarro Martínez, «Diseño preliminar de un aerogenerador de 3 MW». oct. 2010.
- [18] S. García Garrido, «Partes de un aerogenerador», *RENOVETEC*. <http://www.renovetec.com/articulos/partesaerogenerador.html> (accedido may 27, 2021).
- [19] Danish Wind Industry Association (DWIA), «Torres de aerogeneradores», *www.windpower.org*, jul. 31, 2003. <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp->

- content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/tower.htm (accedido may 27, 2021).
- [20] Danish Wind Industry Association (DWIA), «Componentes de un aerogenerador», *www.windpower.org*, may 10, 2003. <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/comp/index.htm> (accedido jun. 05, 2021).
- [21] Universidad de Vigo, «Máquinas rotativas», dic. 20, 2011. http://quintans.webs.uvigo.es/recursos/Web_electromagnetismo/dispositivos_maquinasrotatorias.htm (accedido jun. 06, 2021).
- [22] Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona (ETSEIB), «Diseño preliminar de un aerogenerador».
- [23] Danish Wind Industry Association (DWIA), «Mecanismo de orientación», *www.windpower.org*, jul. 31, 2003. <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/yaw.htm> (accedido may 10, 2021).
- [24] Danish Wind Industry Association (DWIA), «Controlador electrónico de una turbina eólica», *www.windpower.org*, may 10, 2003. <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/control.htm> (accedido jun. 06, 2021).
- [25] BOPA, «Decreto 42/2008». jun. 03, 2008. Accedido: abr. 10, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://sede.asturias.es/bopa/2008/06/03/20080603.pdf>
- [26] BOPA, «Decreto 43/2008». jun. 03, 2008. Accedido: abr. 10, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://sede.asturias.es/bopa/2008/06/03/20080603.pdf>
- [27] AEPA, «Parques eólicos de Asturias», *Asociación Eólica del Principado de Asturias (AEPA)*, feb. 29, 2020. <https://eolicaasturias.org/parques-eolicos-en-operacion/> (accedido abr. 11, 2021).
- [28] Á. Franco García, «Función de distribución de Weibull», *Euskal Herriko Unibersitatea*, 2016. <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html> (accedido abr. 24, 2021).
- [29] D. Conrads Juega, «Anteproyecto de un parque eólico». Uniovi, jul. 2018.

- [30] OPEX Energy, «Parques eólicos, operación y mantenimiento.» http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html#2._SEGUN_POTENCIA_SUMINISTRADA. (accedido jun. 21, 2021).
- [31] Windside, «Aerogenerador doméstico de eje vertical», *ArchiExpo*. <https://www.archiexpo.es/prod/windside/product-88530-959470.html> (accedido jun. 21, 2021).
- [32] P. Gipe, «Modern History of Vertical Axis (Darrieus) Wind Turbines», ene. 29, 2019. http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=399&tx_ttnews%5Btt_news%5D=5322&cHash=345e48d80ec1772b603ff1c838ab3a6e (accedido jun. 21, 2021).
- [33] Renovables Verdes, «Giromill». <https://www.renovablesverdes.com/wp-content/uploads/2011/01/eje-vertical.jpg> (accedido jun. 21, 2021).
- [34] RENOVE TECNOLOGÍA, «Clasificación de aerogeneradores», *RENOVETEC*. <http://www.mantenimientodeaerogeneradores.com/index.php/clasificacion-de-aerogeneradores> (accedido jun. 21, 2021).
- [35] Freyssinet, «Aerogeneradores», *FREYSSINET - Sustainable Technology*. http://www.freyssinet.com/freyssinet/wfreyssinet_sp.nsf/0/D0A2C45E94026AB4C1257C75005E95A9 (accedido jun. 21, 2021).
- [36] AENOR, «UNE-EN IEC 61400-1». mar. 2020.
- [37] M. G. Bardají y G. Lizcano, «Viento Extremo: Pasado y Futuro», p. 43.
- [38] Siemens Gamesa, «Modelo Gamesa SG 2.6-114», 2021. <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-2-6-114> (accedido jun. 23, 2021).
- [39] Enercon, «Modelo Enercon E-70», 2016. <https://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-70-e4/> (accedido jun. 23, 2021).
- [40] The Wind Power, «Modelo Enercon E70/2300», *The Wind Power*, ene. 20, 2021. https://www.thewindpower.net/turbine_es_5_enercon_e70-2300.php (accedido jun. 24, 2021).
- [41] Ministerio de Fomento, «Norma 3.1-IC». mar. 04, 2016. Accedido: jun. 30, 2021. [En línea]. Disponible en:

- https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/norma_31ic_trazado_orden_fom_273_2016.pdf
- [42] Ministerio de Fomento, «Norma 6.1-IC». dic. 12, 2003. Accedido: jun. 30, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/1010100.pdf
- [43] Gestamp Wind, «Parque eólico Sierra de Peña e infraestructuras de evacuación asociadas». abr. 2015.
- [44] «Canalizaciones subterráneas de baja y media tensión». [En línea]. Disponible en: <https://www.eredesdistribucion.es/recursos/doc/distribucion-luz/20190320/canalizaciones-subterrane/et5012-ed15.pdf>
- [45] Ministerio de Fomento, «Norma 5.2-IC». mar. 10, 2016. [En línea]. Disponible en: https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/ordenfom_298_2016.pdf
- [46] Ministerio de Fomento, «Máximas lluvias diarias en la España peninsular». 1999. [En línea]. Disponible en: https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/0610300.pdf
- [47] AENOR, «UNE 211432». dic. 2007. [En línea]. Disponible en: https://fp.cavanilles.com/pluginfile.php/10053/mod_resource/content/1/UNE%20211435.pdf
- [48] «ITC-LAT 06». [En línea]. Disponible en: <http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/Archivos%20para%20descargar/LAT%202008/ITC-LAT%2006.pdf>
- [49] Prysmian, «Catálogo de cables de media tensión». 2018. [En línea]. Disponible en: file:///Users/irene/Downloads/Catalogo_Cables_Accesorios_MEDIA_Tension_2108.pdf
- [50] MESA, «Catálogo celdas MT/AT». <https://www.mesa.es/es/categoria/mtat-aplicaciones-renovables> (accedido jul. 08, 2021).



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

ESCUELA POLITÉCNICA DE MIERES

GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS MINEROS Y ENERGÉTICOS

GRADO EN INGENIERÍA CIVIL

**DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
ÁREA DE INGENIERÍA NUCLEAR**

**DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIÓN E INGENIERÍA DE FABRICACIÓN
ÁREA DE INGENIERÍA DE LA CONSTRUCCIÓN**

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN
ASTURIAS**

PRESUPUESTO

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

Anteproyecto de un parque eólico en Asturias

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO C001 OBRA CIVIL					
A.01	Ud	VIALES			
U01BD010	60.236,340 m2	DESBROCE TERRENO DESARBOLADO e<10 cm	0,35	21.082,72	
U01DN020	15.465,810 m3	DESMONTE TRÁNSITO EXPLANACIÓN <3 km	14,41	222.862,32	
U01TC050	23.198,400 m3	TERRAPLÉN C/PROD. EXCAVAC.	3,54	82.122,34	
U03YE040	2.622,670 m2	CALZADA FLEXIBLE EXPL.E2 20-20-5	13,84	36.297,75	

TOTAL PARTIDA..... 362.365,13

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRESCIENTOS SESENTA Y DOS MIL TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO EUROS con TRECE CÉNTIMOS

A.02	Ud	PLATAFORMAS			
U01BD010	26.416,000 m2	DESBROCE TERRENO DESARBOLADO e<10 cm	0,35	9.245,60	
U015BD56	4.575,000 m2	EXPLANADA	4,42	20.221,50	
TOTAL PARTIDA.....					29.467,10

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTINUEVE MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y SIETE EUROS con DIEZ CÉNTIMOS

A.03	Ud	CIMENTACIONES			
U01EC015	2.979,200 m3	EXCAVACIÓN CIM. Y POZOS TIERRA EN OBRA	6,27	18.679,58	
E04CAM030	1.376,400 m3	HORMIGÓN ARMADO HA-30/P/40/IIa V. MANUAL	160,93	221.504,05	
E04CMM070	78,400 m3	HORMIGÓN LIMPIEZA HM-20/P/20/I V. MANUAL	79,43	6.227,31	
E04CE020	851,200 m2	ENCOFRADO MADERA ZAPATAS, VIGAS RIOS. Y ENCEPADOS	20,50	17.449,60	
TOTAL PARTIDA.....					263.860,54

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOSCIENTOS SESENTA Y TRES MIL OCHOCIENTOS SESENTA EUROS con CINCUENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

A.04	Ud	ZANJAS			
U01EZ015	557,060 m3	EXCAV. ZANJA TIERRA EN OBRA	3,39	1.888,43	
U01RZ010	557,060 m3	RELLENO ZANJAS/MATERIAL EXCAVACIÓN	3,85	2.144,68	
U045DS75	7,000 ud	ARQUETA DE 40X40 PARA ACOMETIDA ELECTRICA	141,87	993,09	
TOTAL PARTIDA.....					5.026,20

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO MIL VEINTISEIS EUROS con VEINTE CÉNTIMOS

A.05	Ud	CUNETAS			
U02AN010	4.744,000 m	CUNETA TERRENO FLOJO TIPO V1	4,69	22.249,36	
TOTAL PARTIDA.....					22.249,36

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTIDOS MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y NUEVE EUROS con TREINTA Y SEIS CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

Anteproyecto de un parque eólico en Asturias

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO C002 AEROGENERADORES					
B.01	Ud	AEROGENERADOR SG 2.6-114			
			Sin descomposición		
			TOTAL PARTIDA.....		2.625.000,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS MILLONES SEISCIENTOS VEINTICINCO MIL EUROS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

Anteproyecto de un parque eólico en Asturias

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO C003 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA						
C.01		m	CABLEADO			
U09AL020	1,000	m	RED M.T. EN TIERRA 3(1x95) Al 12/20kV	32,48	32,48	
U054DS56	1,000	m	RED DE FIBRA ÓPTICA	24,50	24,50	
TOTAL PARTIDA.....						56,98
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCUENTA Y SEIS EUROS con NOVENTA Y OCHO CÉNTIMOS						
C.02		Ud	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN AEROGENERADORES			
			Suministro e instalación de las celdas de protección			
U0565SD6	2,000	Ud	CELDA MT CONFIGURACIÓN 0L+1A	20.000,00	40.000,00	
U0565SD5	2,000	Ud	CELDA MT CONFIGURACIÓN 0L+1L+1A	25.000,00	50.000,00	
TOTAL PARTIDA.....						90.000,00
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de NOVENTA MIL EUROS						
C.03		Ud	EDIFICIO DE CONTROL			
U056FDS	1,000	Ud	ESTRUCTURA PREFABRICADA	140.000,00	140.000,00	
U0546D6	1,000	Ud	EQUIPOS DE MEDIDA Y CONTROL	10.000,00	10.000,00	
TOTAL PARTIDA.....						150.000,00
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO CINCUENTA MIL EUROS						
C.04		Ud	CONTROL DE CALIDAD, PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA			
			Actuaciones de control de calidad de la instalación, incluyendo pruebas de trabajo y la posterior puesta en marcha Sin descomposición			
TOTAL PARTIDA.....						33.000,00
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TREINTA Y TRES MIL EUROS						

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

Anteproyecto de un parque eólico en Asturias

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO C004 SEGURIDAD Y SALUD					
PA0003	PA	SEGURIDAD Y SALUD			
		Partida alzada en concepto de equipamiento necesario para la seguridad y salud del personal empleado en obra. Sin descomposición			
				TOTAL PARTIDA.....	240.502,90

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOSCIENTOS CUARENTA MIL QUINIENTOS DOS EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

Anteproyecto de un parque eólico en Asturias

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO C005 GESTIÓN DE RESIDUOS					
PA006	Ud	GESTIÓN DE RESIDUOS			
				Sin descomposición	
			TOTAL PARTIDA.....		120.251,45

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO VEINTE MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y UN EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

Anteproyecto de un parque eólico en Asturias

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
--------	-------------	---------	--------	----------	---------

CAPÍTULO C006 CONTROL DE CALIDAD

PA0004	PA	CONTROL DE CALIDAD			
		Partida alzada en concepto de control de calidad de materiales y procedimientos en obra.			
		Sin descomposición			
		TOTAL PARTIDA.....			120.251,45

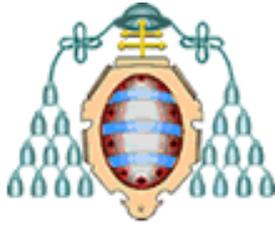
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO VEINTE MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y UN EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS

RESUMEN DE PRESUPUESTO

Anteproyecto de un parque eólico en Asturias

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
C001	OBRA CIVIL.....	682.968,33	5,68
C002	AEROGENERADORES.....	10.500.000,00	87,32
C003	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	361.170,85	3,00
C004	SEGURIDAD Y SALUD.....	240.502,90	2,00
C005	GESTIÓN DE RESIDUOS.....	120.251,45	1,00
C006	CONTROL DE CALIDAD.....	120.251,45	1,00
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	12.025.144,98	
	13,00 % Gastos generales.....	1.563.268,85	
	6,00 % Beneficio industrial.....	721.508,7	
	SUMA DE G.G. y B.I.	2.284.777,55	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	14.309.922,53	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	14.309.922,53	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CATORCE MILLONES TRESCIENTOS NUEVE MIL NOVECIENTOS VEINTIDOS EUROS con CINCUENTA Y TRES CÉNTIMOS



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

ESCUELA POLITÉCNICA DE MIERES

GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS MINEROS Y ENERGÉTICOS

GRADO EN INGENIERÍA CIVIL

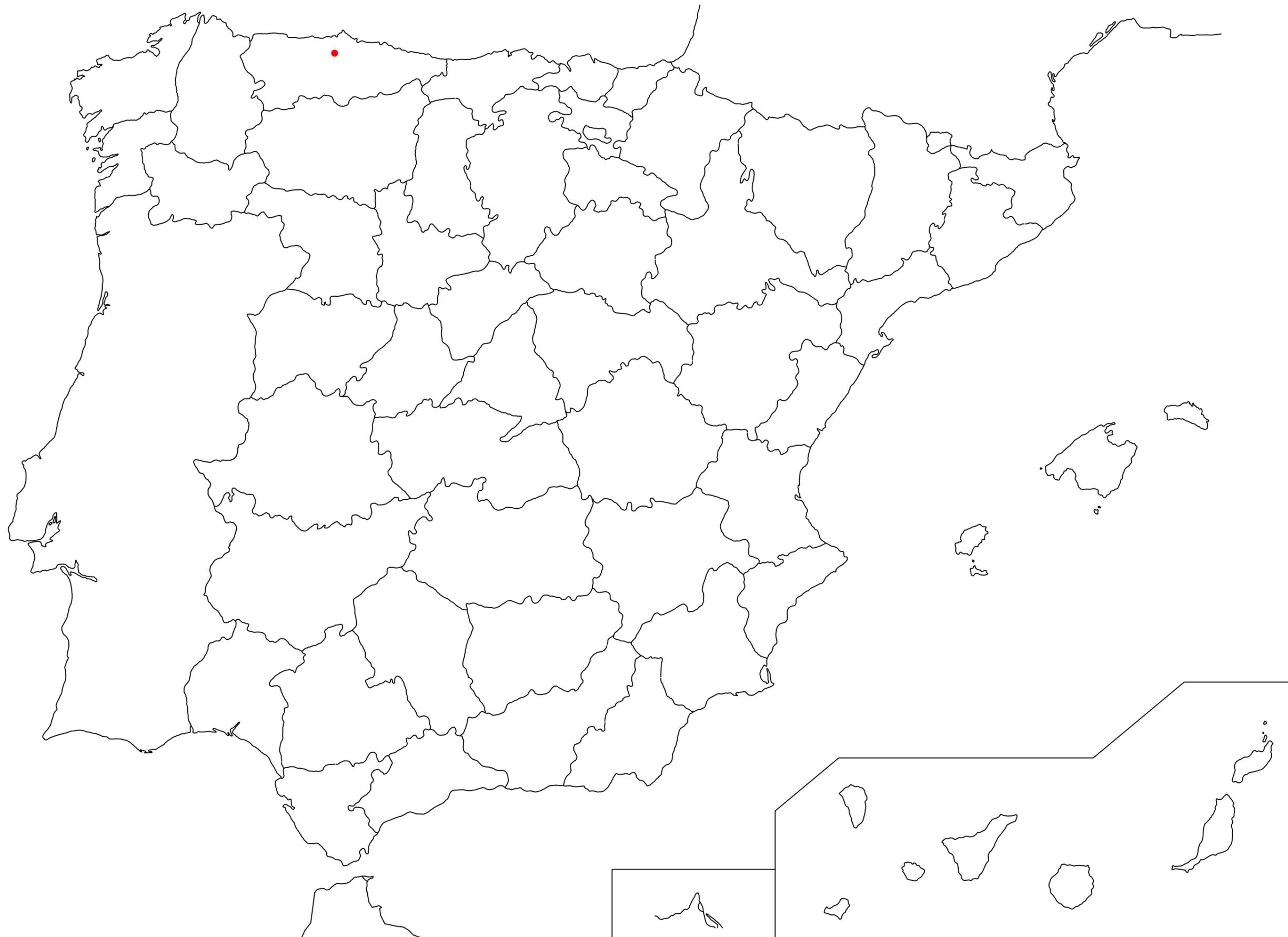
**DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
ÁREA DE INGENIERÍA NUCLEAR**

**DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIÓN E INGENIERÍA DE FABRICACIÓN
ÁREA DE INGENIERÍA DE LA CONSTRUCCIÓN**

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN
ASTURIAS**

PLANOS



	VºBº GLN FJSD TUTOR	AUTOR/A:  IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EN ESPAÑA	Nº. PLANO
			1:650000	JULIO 2021	A3	1			1



VºBº
GLN
FJSD
TUTOR

AUTOR/A:

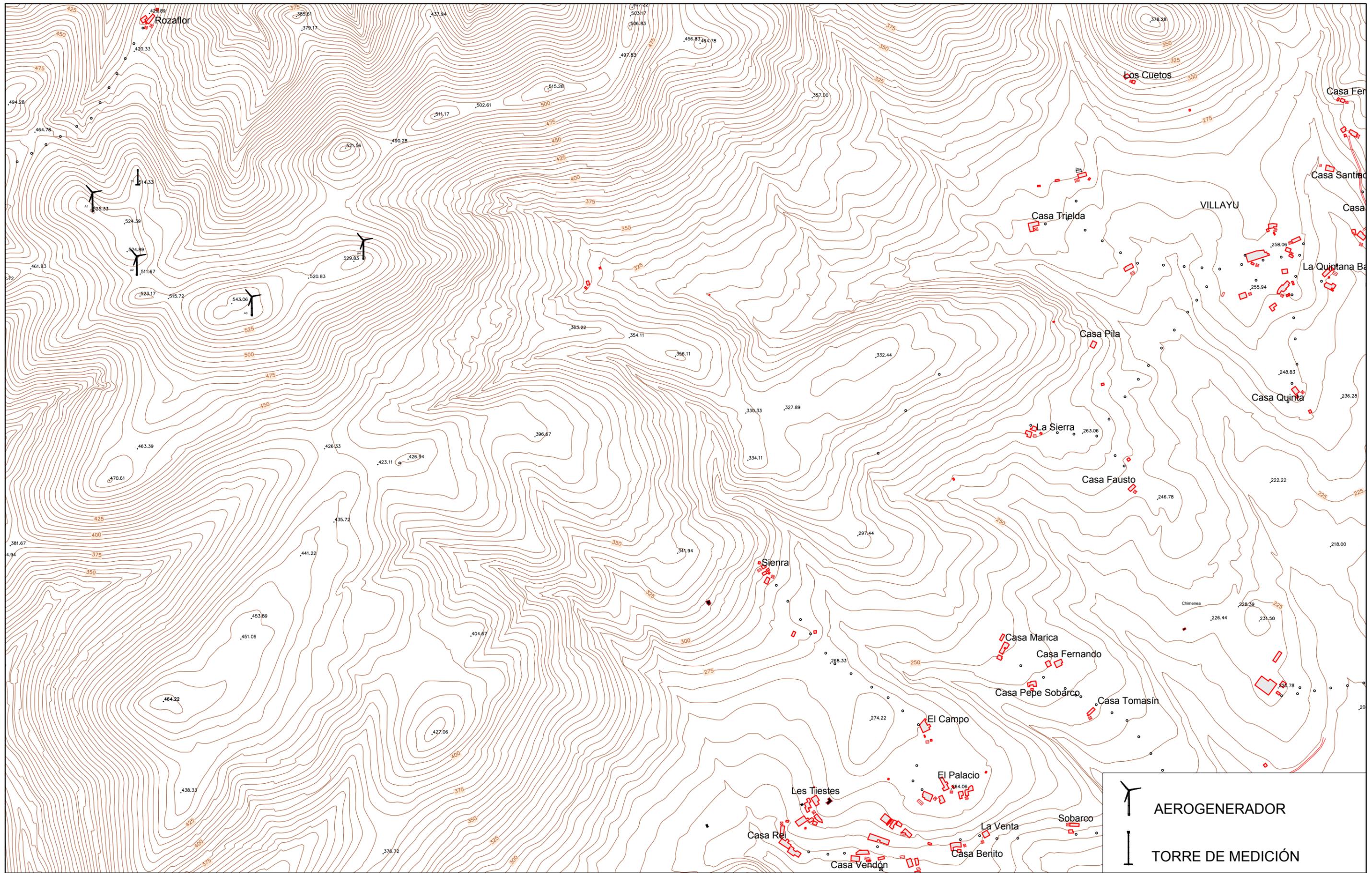
IRENE PRIETO GARCÍA

ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.
1:100000	JULIO 2021	A3	1

PROYECTO:
ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS

DESIGNACIÓN:
LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EN ASTURIAS

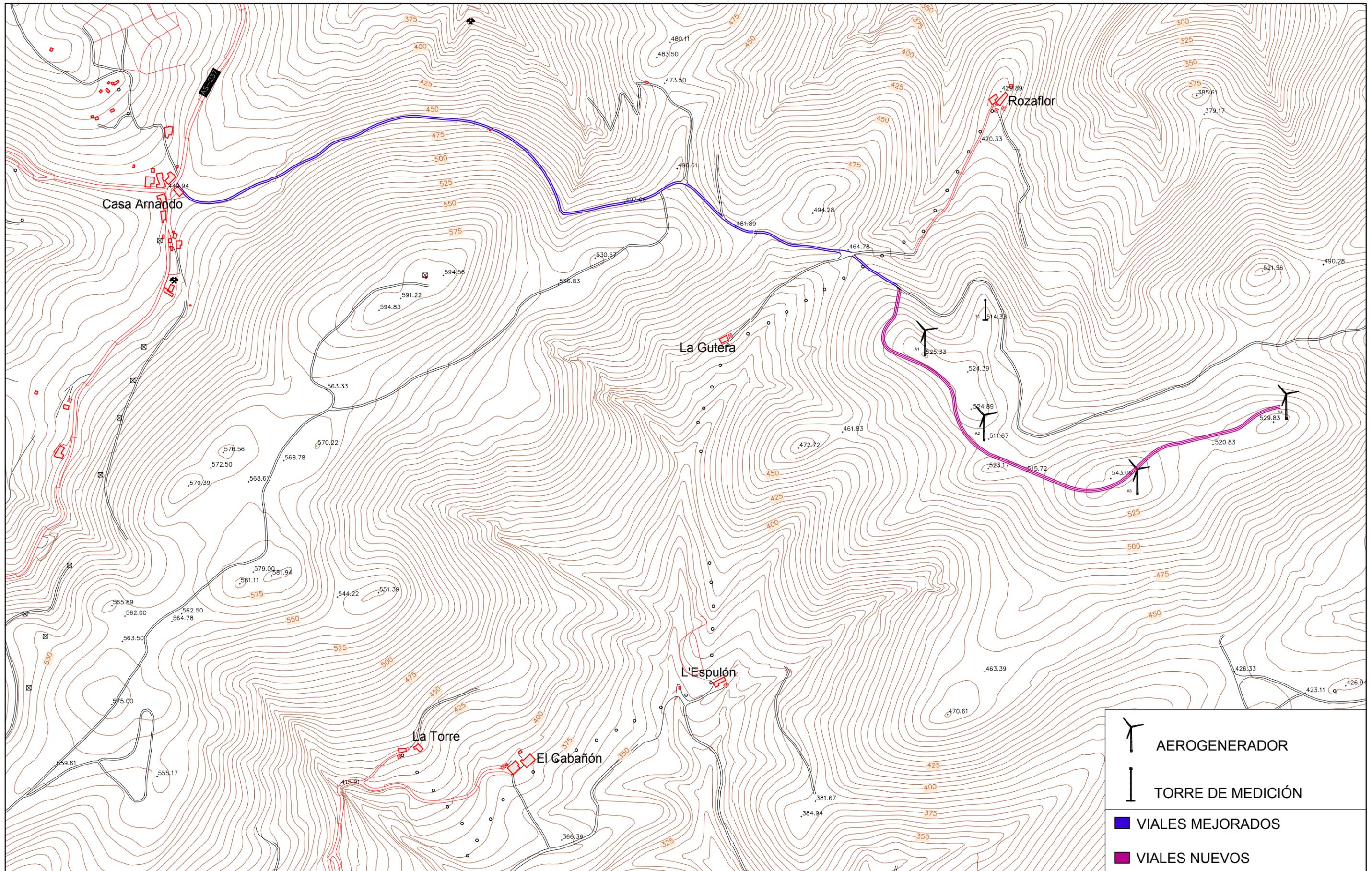
Nº.PLANO
2



	VºBº	AUTORA:	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO:	DESIGNACIÓN:	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR	 IRENE PRIETO GARCÍA	1:8000	JULIO 2021	A3	1	ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	CARTOGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO	3

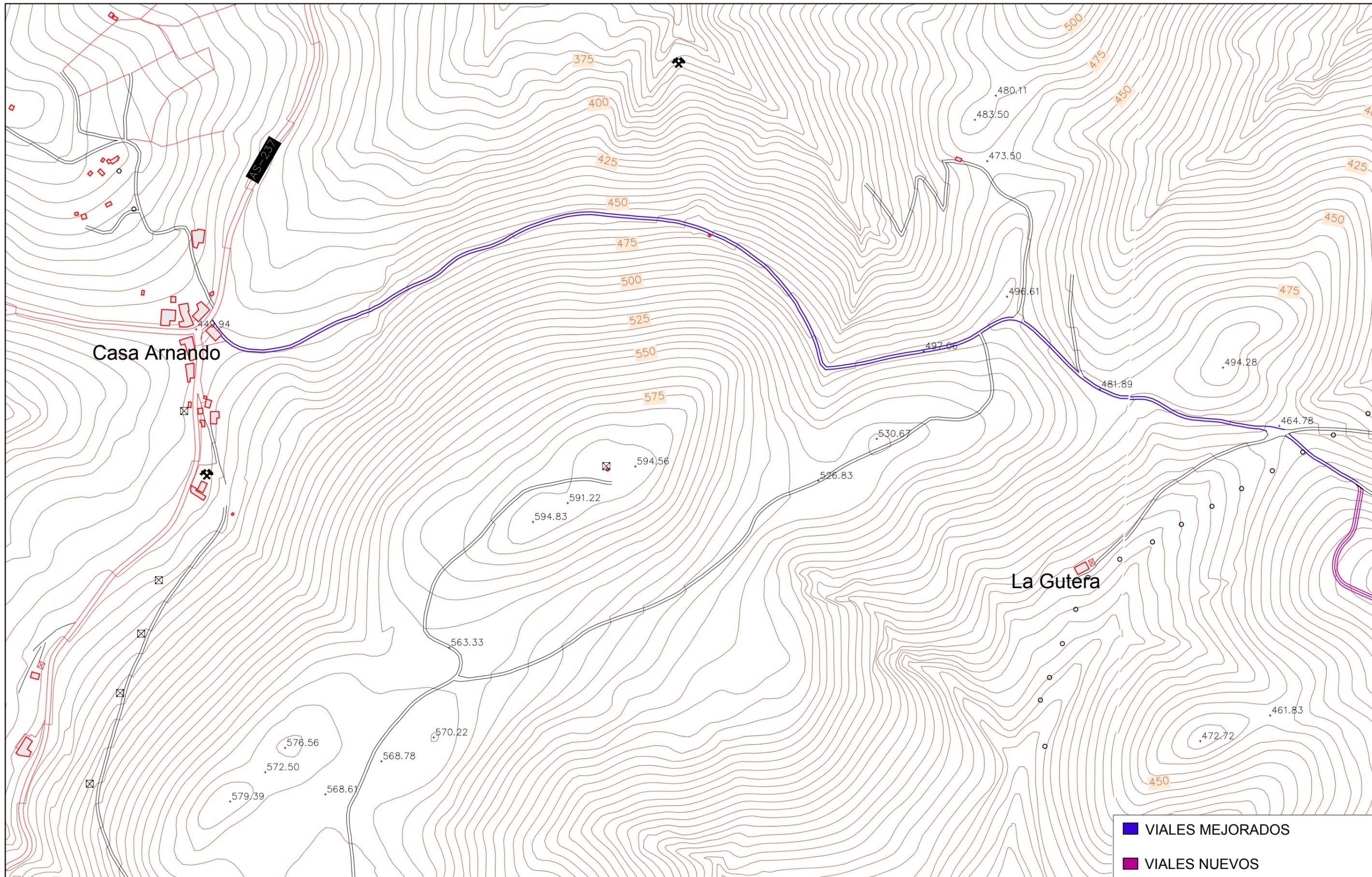


	VºBº	AUTORA: IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES DEL PARQUE EÓLICO	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR		1:2000	JULIO 2021	A3	1			4



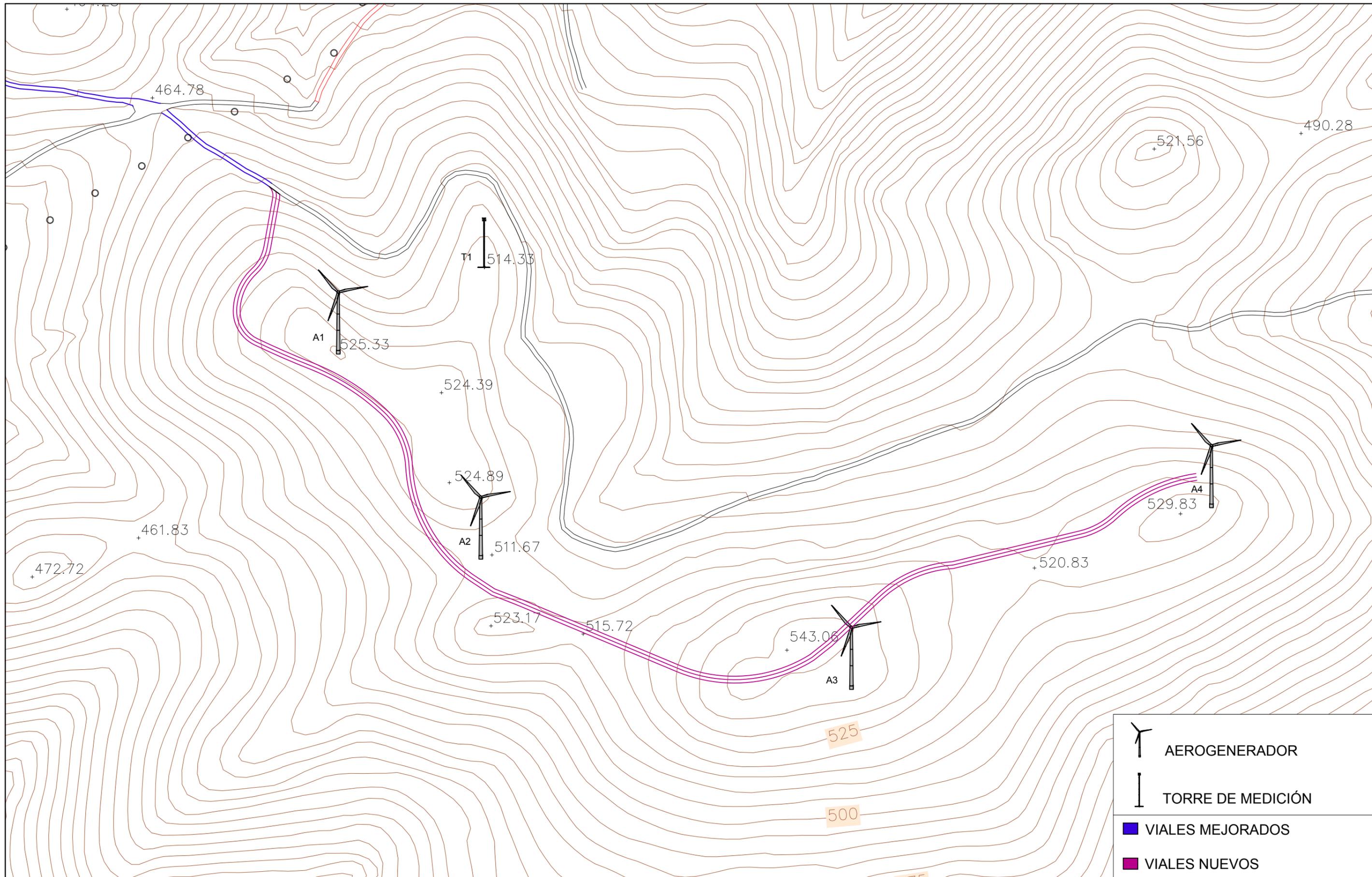
	AEROGENERADOR
	TORRE DE MEDICIÓN
	VIALES MEJORADOS
	VIALES NUEVOS

	VºBº	AUTORA: IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: VIALES DEL PARQUE EÓLICO	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR		1:6000	JULIO 2021	A3	1			5



- VIALES MEJORADOS
- VIALES NUEVOS

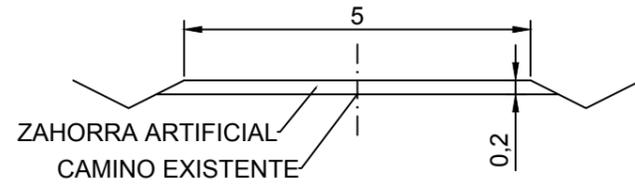
	VºBº	AUTORA: IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: VIALES MEJORADOS DEL PARQUE EÓLICO	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR		1:3800	JULIO 2021	A3	1			6



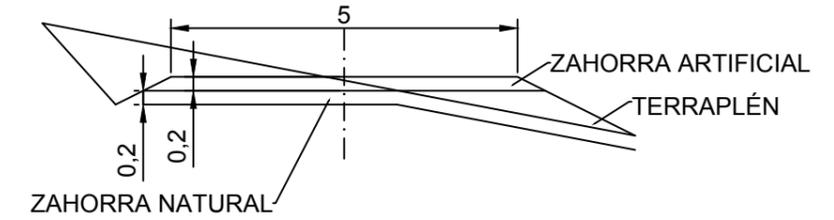
	AEROGENERADOR
	TORRE DE MEDICIÓN
	VIALES MEJORADOS
	VIALES NUEVOS

	VºBº	AUTORA:  IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: VIALES MEJORADOS DEL PARQUE EÓLICO	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR		1:2500	JULIO 2021	A3	1			7

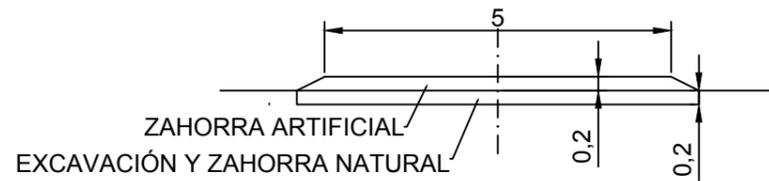
SECCIÓN DE VIAL MEJORADO



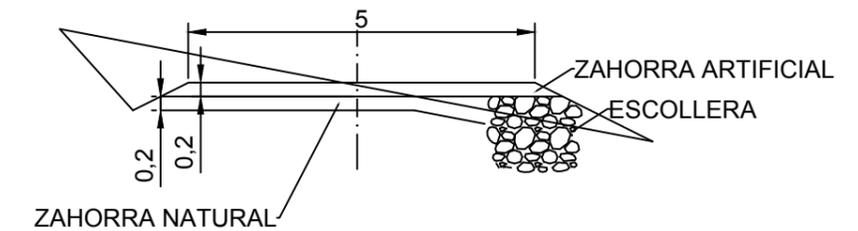
SECCIÓN DE VIAL DE NUEVA CONSTRUCCIÓN DE PEQUEÑA PENDIENTE (TERRAPLÉN)



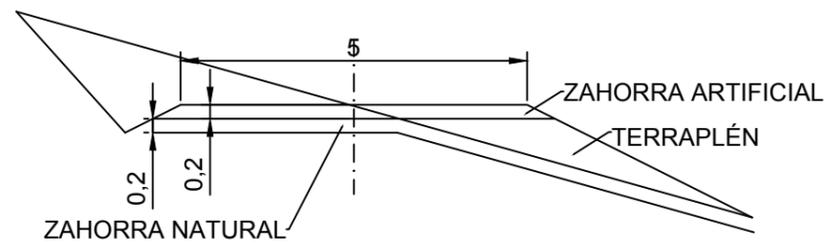
SECCIÓN DE VIAL DE NUEVA CONSTRUCCIÓN



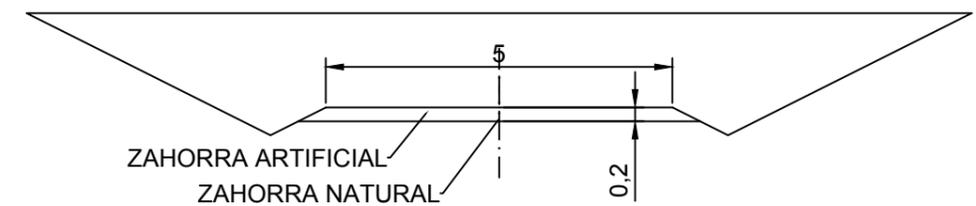
SECCIÓN DE VIAL DE NUEVA CONSTRUCCIÓN DE PEQUEÑA PENDIENTE (ESCOLLERA)



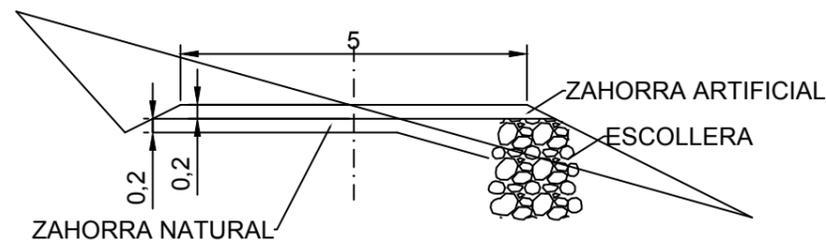
SECCIÓN DE VIAL DE NUEVA CONSTRUCCIÓN DE GRAN PENDIENTE (TERRAPLÉN)

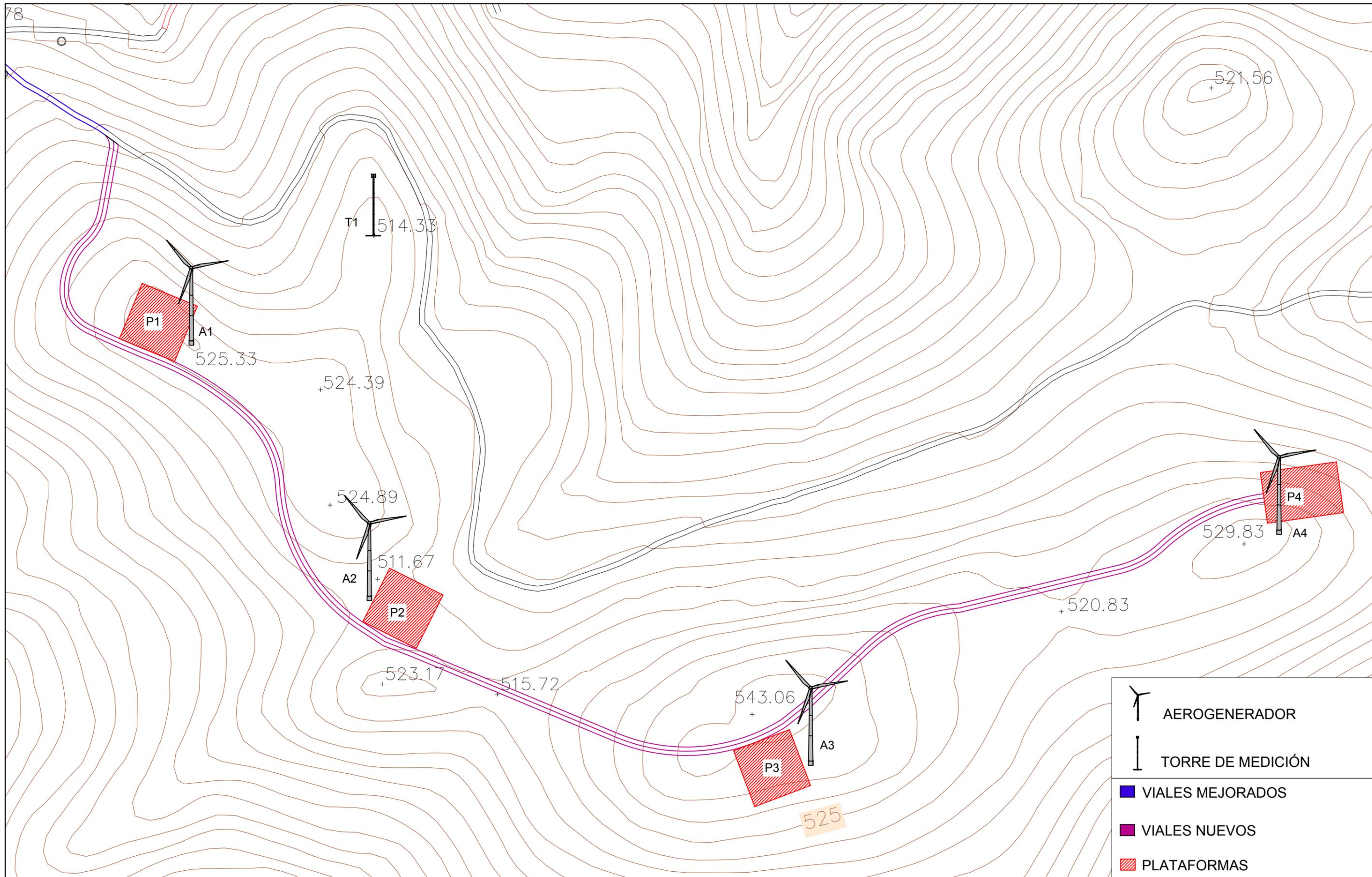


SECCIÓN DE VIAL DE NUEVA CONSTRUCCIÓN EN DESMORTE



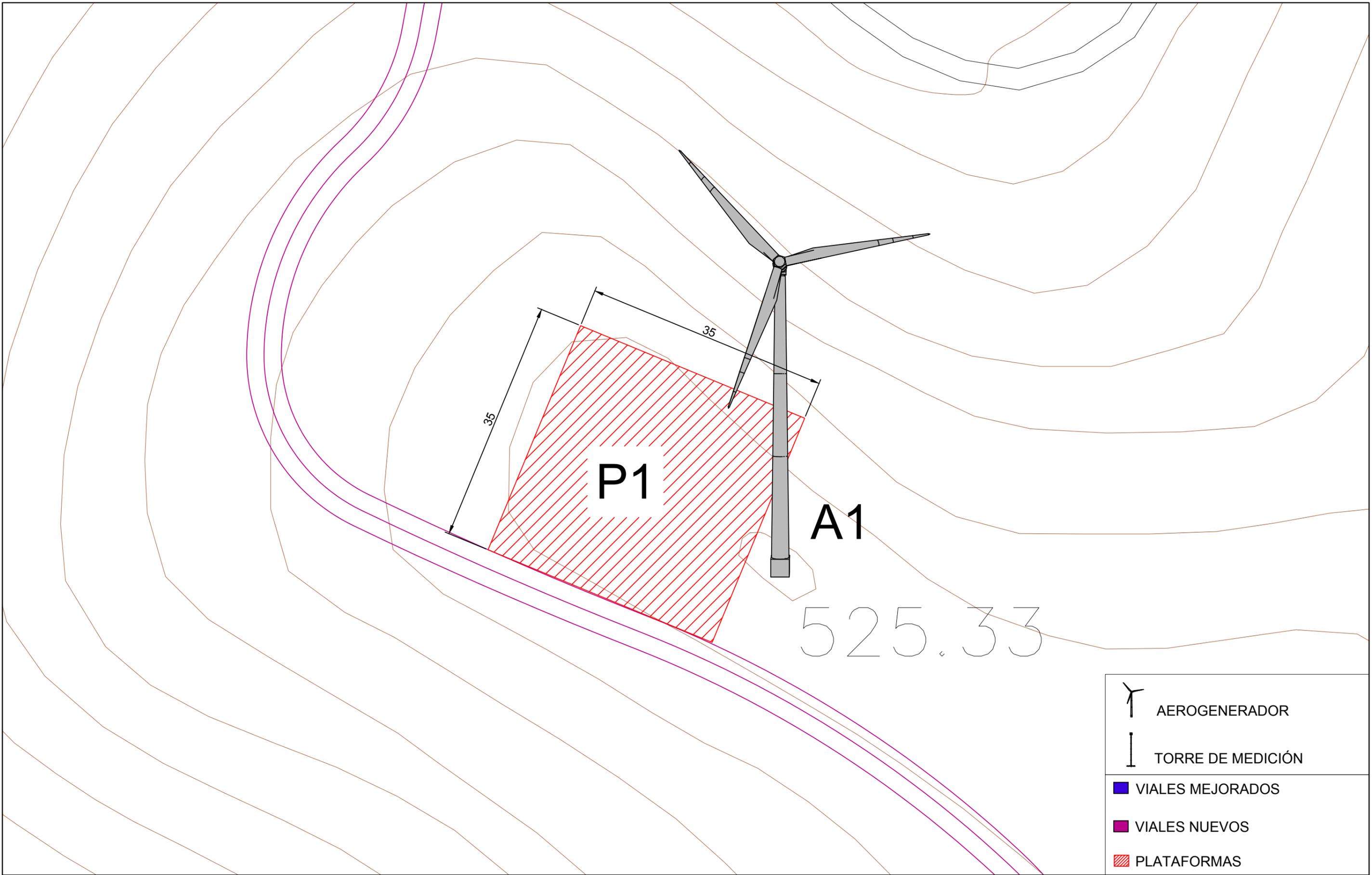
SECCIÓN DE VIAL DE NUEVA CONSTRUCCIÓN DE GRAN PENDIENTE (ESCOLLERA)





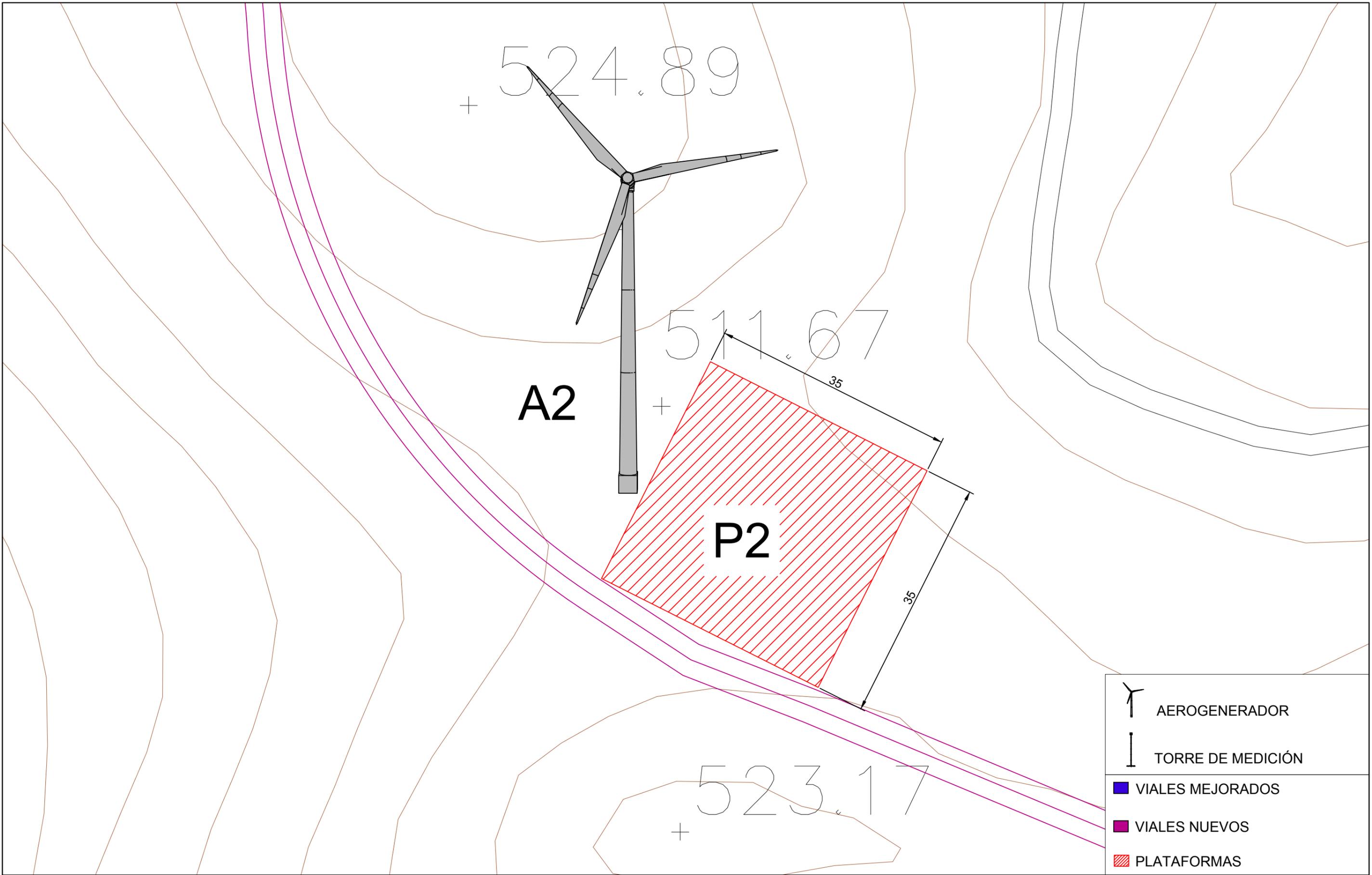
	AEROGENERADOR
	TORRE DE MEDICIÓN
	VIALES MEJORADOS
	VIALES NUEVOS
	PLATAFORMAS

	VºBº	AUTORA: IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: PLATAFORMAS DE LOS AEROGENERADORES DEL PARQUE EÓLICO	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR		1:2000	JULIO 2021	A3	1			9



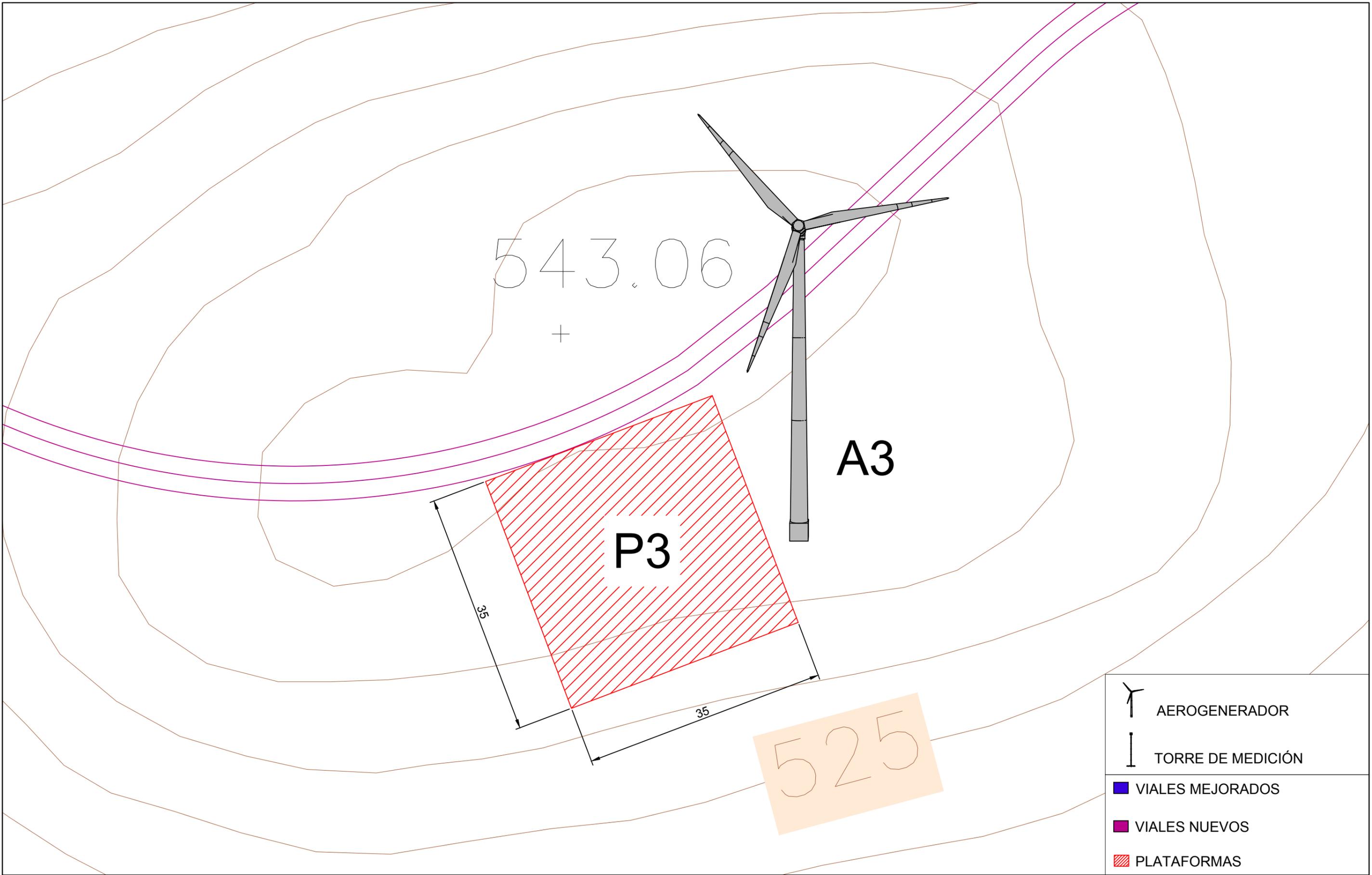
	AEROGENERADOR
	TORRE DE MEDICIÓN
	VIALES MEJORADOS
	VIALES NUEVOS
	PLATAFORMAS

	VºBº	AUTOR/A:	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO:	DESIGNACIÓN:	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR	 IRENE PRIETO GARCÍA	1:500	JULIO 2021	A3	1			

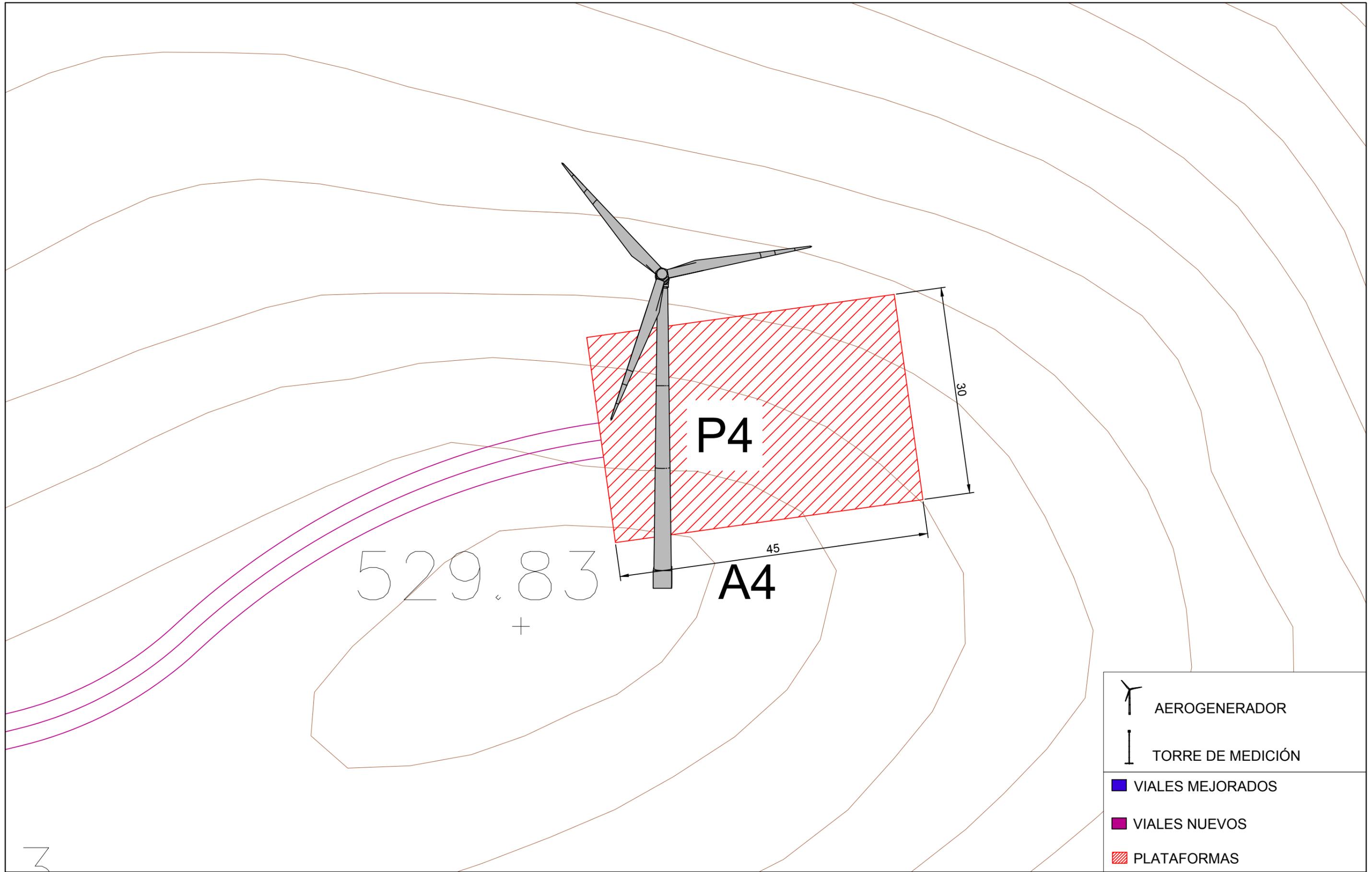


	AEROGENERADOR
	TORRE DE MEDICIÓN
	VIALES MEJORADOS
	VIALES NUEVOS
	PLATAFORMAS

	VºBº	AUTORA:	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO:	DESIGNACIÓN:	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR	 IRENE PRIETO GARCÍA	1:500	JULIO 2021	A3	1	ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DETALLE DE PLATAFORMA P2 PARALELA AL VIAL	11



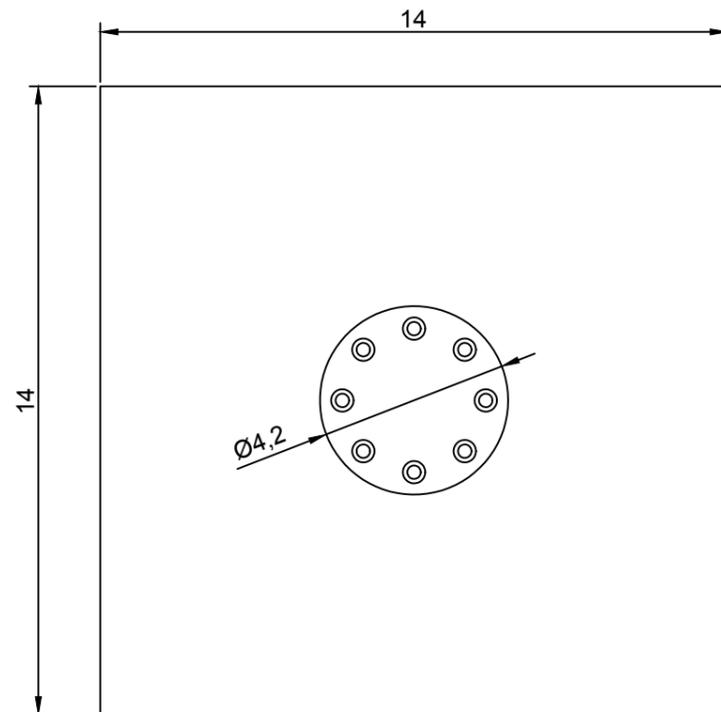
	VºBº	AUTORA:	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: DETALLE DE PLATAFORMA P3 PARALELA AL VIAL	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR	 IRENE PRIETO GARCÍA	1:500	JULIO 2021	A3	1			12



	VºBº	AUTOR/A:	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO:	DESIGNACIÓN:	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR	 IRENE PRIETO GARCÍA	1:500	JULIO 2021	A3	1	ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DETALLE DE PLATAFORMA P4 AL FINAL DEL VIAL	13

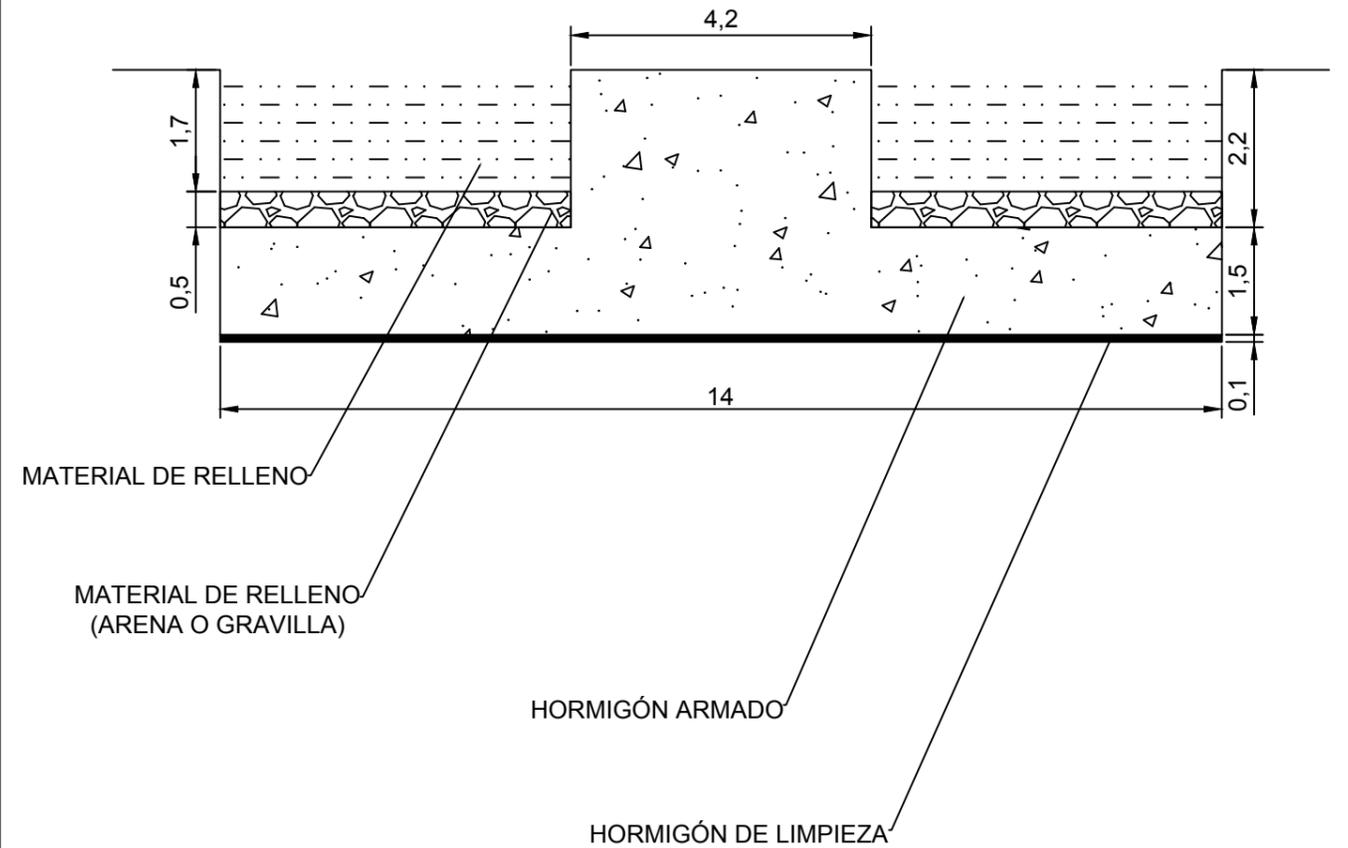
VISTA EN PLANTA DE LA ZAPATA

ESCALA 1:160



VISTA EN ALZADO DE LA ZAPATA

ESCALA 1:100

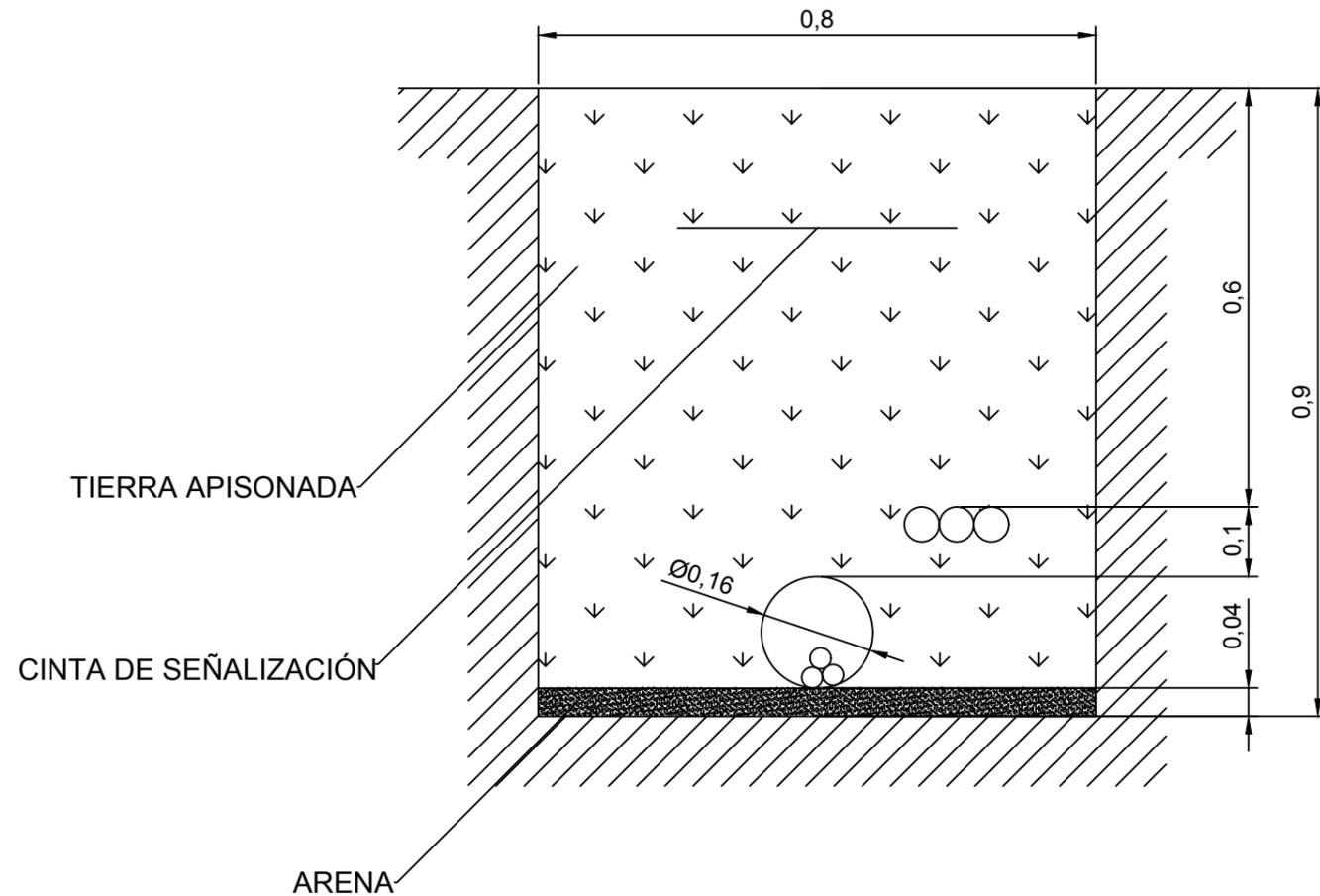




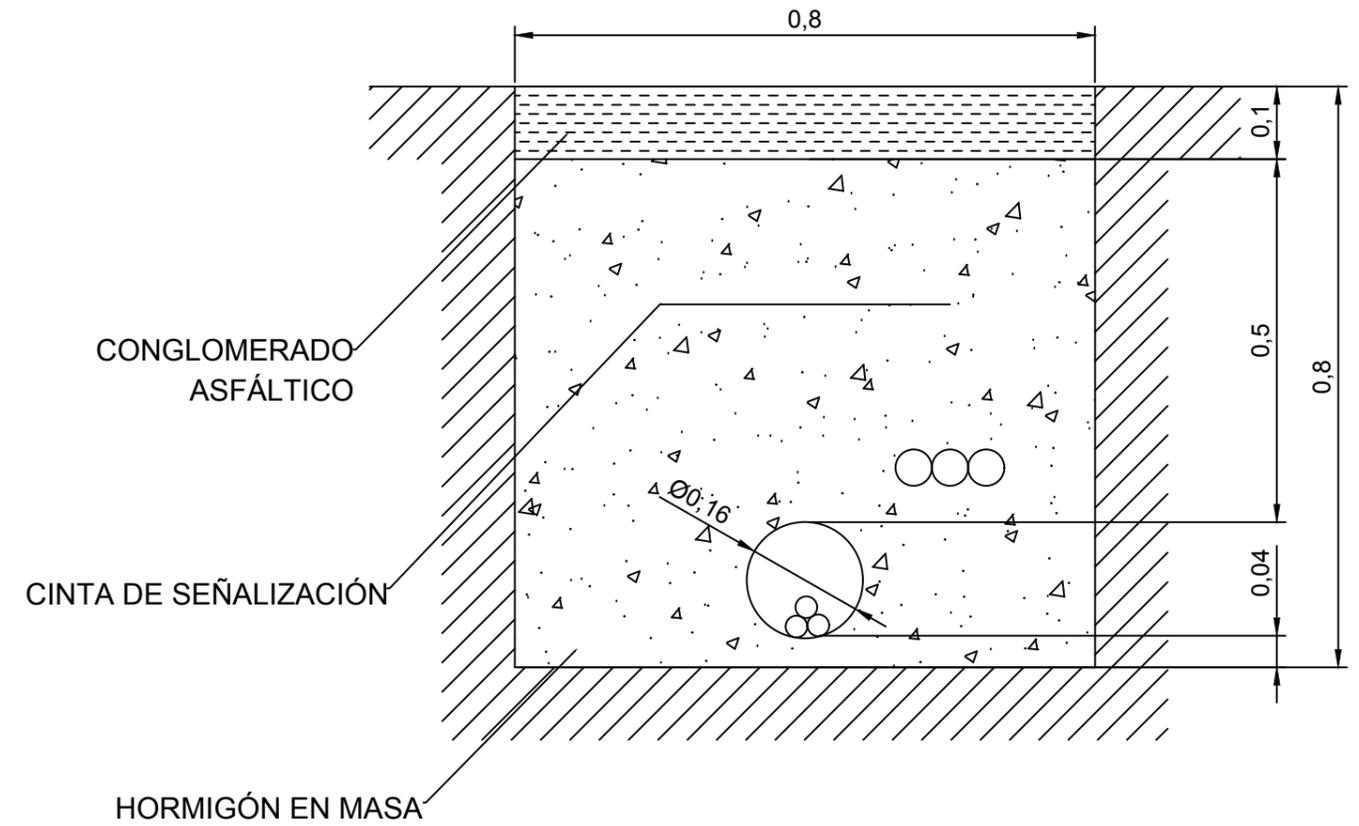
	AEROGENERADOR
	TORRE DE MEDICIÓN
	VIALES MEJORADOS
	VIALES NUEVOS
	PLATAFORMAS
	SUBESTACIÓN
	ZANJAS

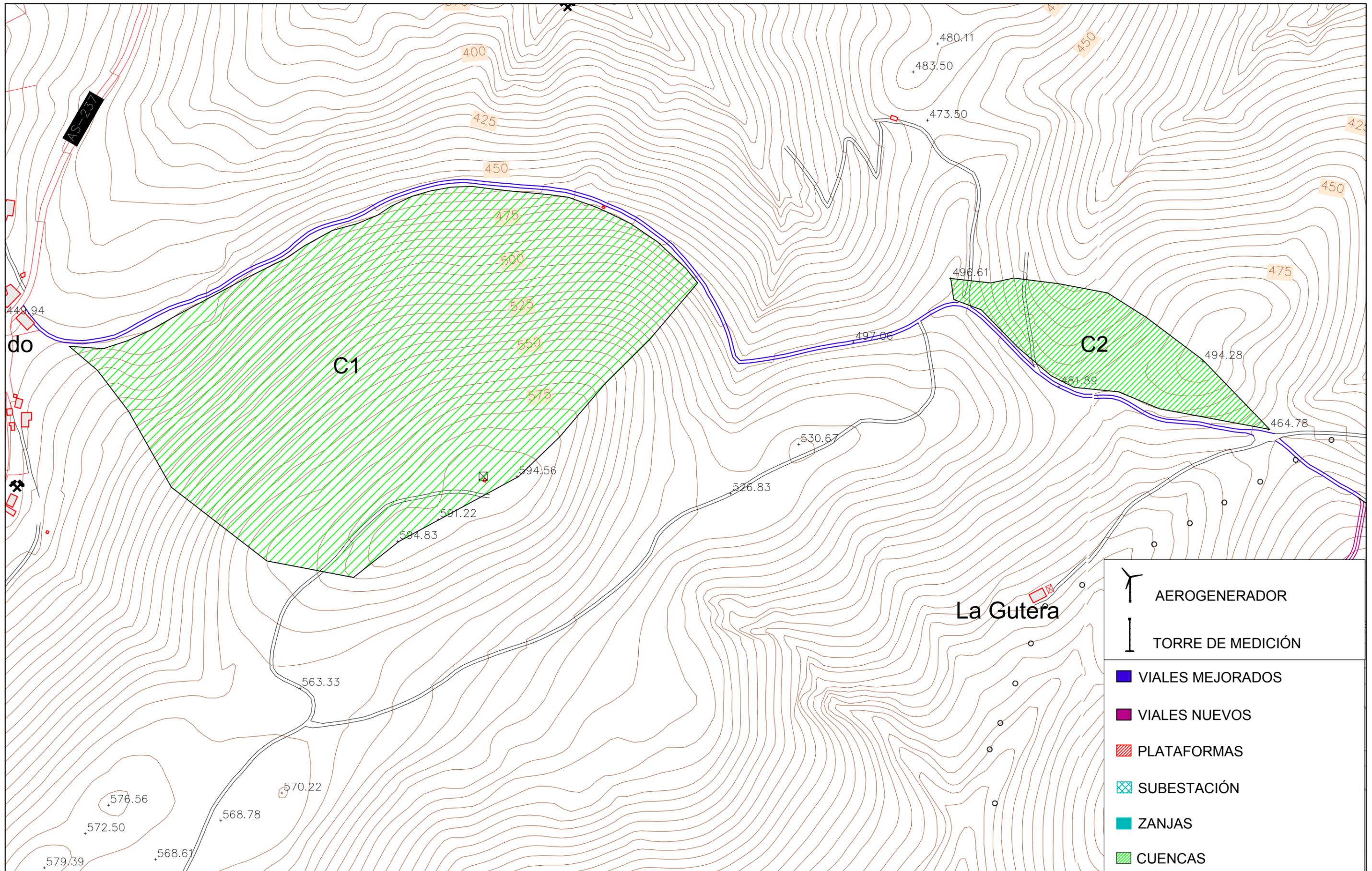
	VºBº	AUTORA: IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: ZANJAS DEL PARQUE EÓLICO	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR		1:2000	JULIO 2021	A3	1			15

ZANJA SIMPLE SOBRE TIERRA



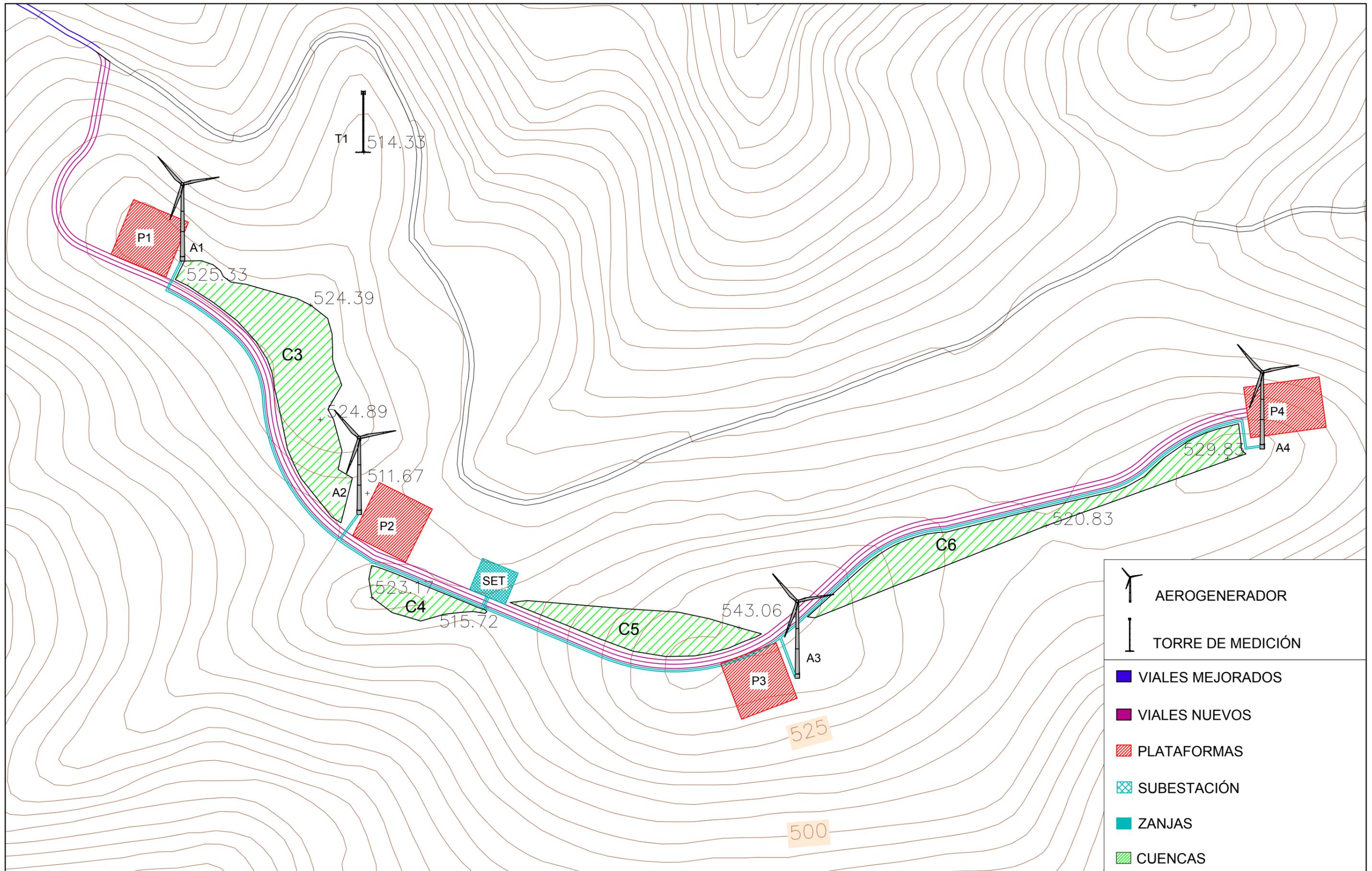
ZANJA SIMPLE BAJO CRUCE CON VIAL





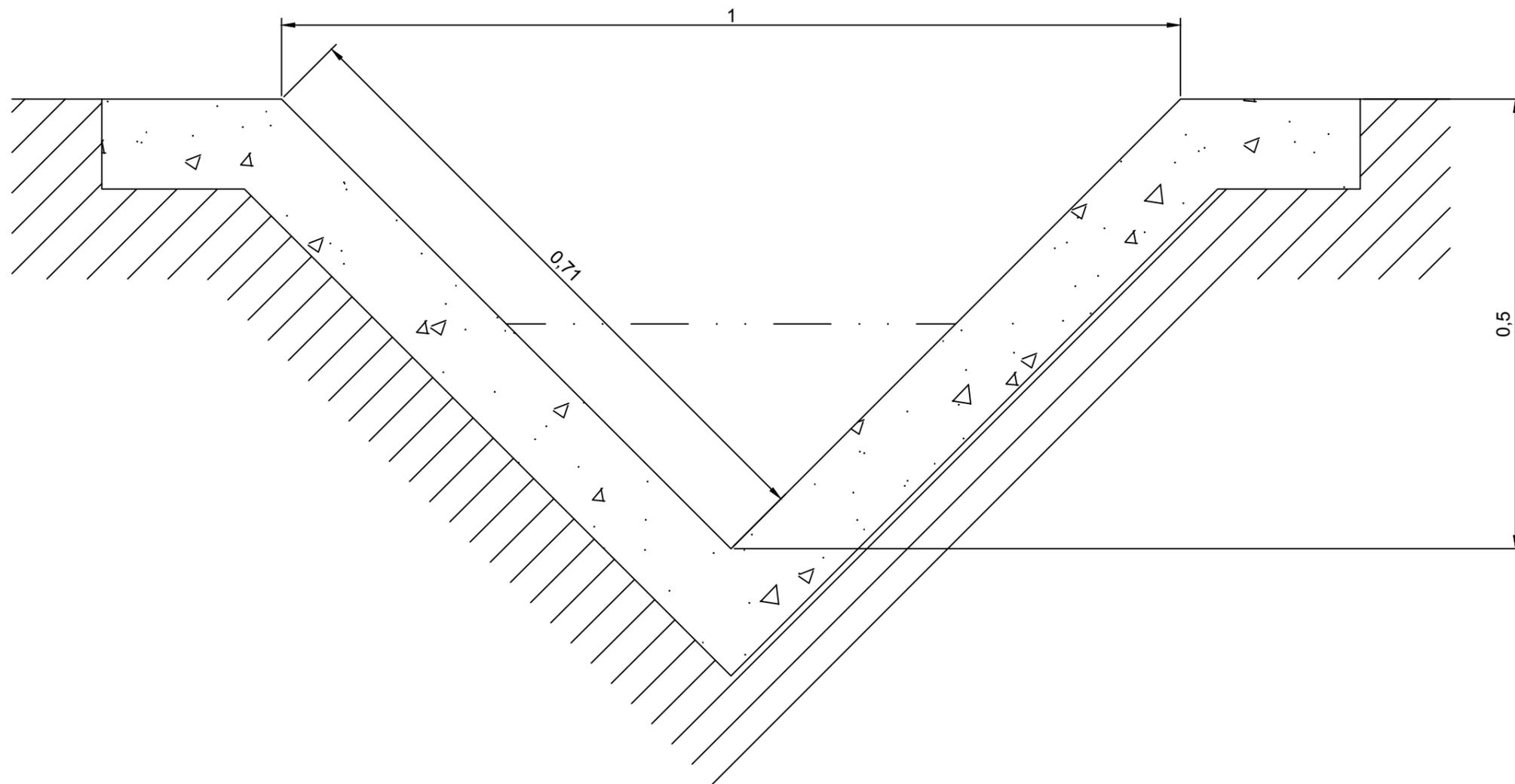
	AEROGENERADOR
	TORRE DE MEDICIÓN
	VIALES MEJORADOS
	VIALES NUEVOS
	PLATAFORMAS
	SUBESTACIÓN
	ZANJAS
	CUENCAS

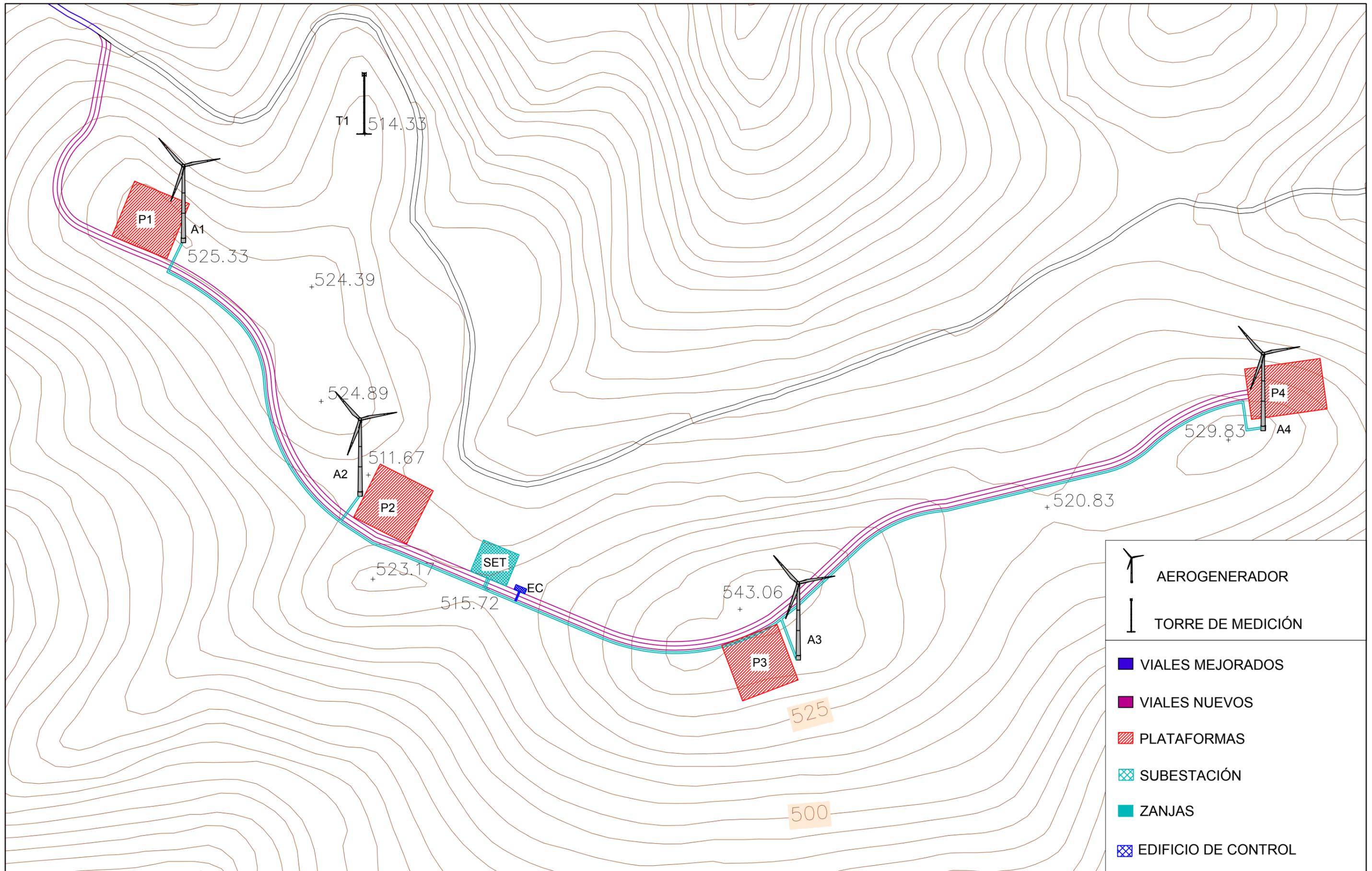
	VºBº	AUTORA: IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: CUENCAS DE LOS VIALES DE ACCESO AL PARQUE EÓLICO	Nº.PLANO 17
	GLN FJSD TUTOR		1:3000	JULIO 2021	A3	1			



	AEROGENERADOR
	TORRE DE MEDICIÓN
	VIALES MEJORADOS
	VIALES NUEVOS
	PLATAFORMAS
	SUBESTACIÓN
	ZANJAS
	CUENCAS

	VºBº	AUTORA:	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO:	DESIGNACIÓN:	Nº. PLANO
	GLN FJSD TUTOR	 IRENE PRIETO GARCÍA	1:2000	JULIO 2021	A3	1	ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	CUENCAS DE LOS VIALES INTERIORES DEL PARQUE EÓLICO	18





	VºBº	AUTORA: IRENE PRIETO GARCÍA	ESCALA	FECHA	FORMATO	Nº. PROY.	PROYECTO: ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS	DESIGNACIÓN: PARQUE EÓLICO	Nº.PLANO
	GLN FJSD TUTOR		1:2000	JULIO 2021	A3	1			20