



Instituto Tecnológico
de Buenos Aires

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

VIABILIDAD DE LA INTEGRACIÓN DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS EN PARQUES EÓLICOS

Iglesias Paradanta, Guillermo

59641

Tutor:
Lezama, Juan Marcelo

Noviembre, 2017

Índice de figuras:

Índice de tablas:

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	1
2.	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.	2
3.	ESTADO DEL ARTE.	5
4.	ASPECTOS TÉCNICOS.....	9
4.1.	Cálculo de sombras proyectadas por el aerogenerador.	9
4.1.1.	Determinación de la sombra proyectada.	9
4.1.2.	Área de sombras y época del año.	11
4.1.3.	Horario de compromiso.....	12
4.1.4.	Área de sombras de compromiso.	13
4.2.	Pérdida de rendimiento por área sombreada.	16
4.2.1.	Sombra en la época desfavorable.	16
4.2.2.	Sombra fuera del horario considerado.	17
4.3.	Superficie de la parcela y potencia de la instalación fotovoltaica.....	19
4.3.1.	Definición del parque eólico.	19
4.3.2.	Definición del tipo de paneles fotovoltaicos. Potencia instalable.....	21
4.4.	Agrupación de paneles fotovoltaicos. Inversores de corriente.	23
4.4.1.	Definición del tipo de inversor.	23
4.4.2.	Cálculo de parámetros limitantes.	24
4.4.3.	Ubicación final en planta.	25
4.5.	Efecto de las sombras	26
4.6.	Energía eléctrica generada.....	28
4.6.1.	Método de cálculo.	28
4.6.2.	Comparativa de resultados.	29
4.6.3.	Efecto de la temperatura.....	32
4.7.	Instalación eléctrica necesaria.....	33
4.7.1.	Cálculo de factores limitantes.	33
4.7.2.	Definición del tipo de instalación eléctrica existente.	35
4.7.3.	Instalación eléctrica completa.	37
5.	ESTUDIO FINANCIERO. RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN.	39
5.1.	Precio de la instalación.	39
5.1.1.	Panel fotovoltaico.....	39
5.1.2.	Cableado y dispositivos.	40
5.1.3.	Estructura y cimiento.....	40
5.1.4.	Inversores.....	40
5.1.5.	Obra civil y montaje.....	41
5.1.6.	Terreno.....	41
5.1.7.	Precio unitario final.	41

5.2. Viabilidad económica	42
5.2.1. Precio de la energía y beneficio anual.	42
5.2.2. Aspectos financieros y coste anual.	43
5.1.2. Flujo de fondo.	44
5.2.3. Análisis de la rentabilidad.	46
5.2.3.1. Valor Actual Neto (V.A.N.).....	46
5.2.3.2. Tasa Interna de Retorno (T.I.R.).....	47
6. DESCRIPCIÓN Y APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA.	48
6.1. Descripción de la herramienta	48
6.1.1. INICIO. DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS GENERALES. CONSULTA DE ESPECIFICACIONES.	48
6.1.2. PARQUE EÓLICO.....	49
6.1.3. PANEL FOTOVOLTAICO.	53
6.1.4. INVERSOR DE CORRIENTE.....	54
6.1.5. RADIACIÓN Y ENERGÍA.	55
6.1.6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.	57
6.1.7. CARACTERÍSTICAS DE SOMBRA.....	60
6.1.8. PRECIO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	63
6.1.9. VIABILIDAD ECONÓMICA.	63
6.1.10. INICIO. RESULTADOS.	66
6.2. Casos reales	67
6.2.1. Parque eólico “Las Viñas”, Santibáñez y Ubierna (Burgos, España).	67
6.2.2. Parque eólico “LORA I” y “LORA II”, Villaescobedo (Burgos, España).	71
6.2.3. Parque eólico “Rawson” (Chubut, Argentina).	75
6.2.4. Parque eólico “Loma del Capón”, Albuñuelas (Granada, España).	78
6.2.5. Comparación de resultados y conclusiones.....	81
ANEXO I: Panel fotovoltaico	85
ANEXO II: Inversor de corriente	87
7. CONCLUSIONES GENERALES	91
8. BIBLIOGRAFÍA	92
Bibliografía básica	92
Revistas	92
Plataformas web	92
Fabricantes y gestores	92

Índice de figuras:

Ilustración 1: curva de generación eólica (izquierda) y fotovoltaica (izquierda).	3
Ilustración 2: curva diaria de demanda.	3
Ilustración 3: potencia anual instalada en el mundo. Fuente: GWEC.	5
Ilustración 4: potencia eólica total instalada. Fuente: GWEC.	5
Ilustración 5: potencia fotovoltaica total instalada. Fuente: IRENA.	6
Ilustración 6: potencia fotovoltaica instalada por países. Fuente: IRENA.	6
Ilustración 7: proyección de la energía solar acumulada. Fuente: IRENA y SPE.	7
Ilustración 8: labores de operación y mantenimiento en varios aerogeneradores.	9
Ilustración 9: forma aproximada de la región típica a la que afecta la sombra de una torre a lo largo del día en invierno (izquierda) y verano (derecha).	11
Ilustración 10: energía generada en el 50% de las horas centrales del día para cada época del año.	12
Ilustración 11: reducción de la región típica a la que afecta la sombra de una torre estableciendo un horario de compromiso en invierno (izquierda) y verano (derecha).	13
Ilustración 12: comparativa entre orografía muy abrupta, inadecuada para la ubicación de paneles solares (izquierda), y terreno llano y fácilmente destinado a la ubicación de instalación fotovoltaica (derecha).	19
Ilustración 13: especificaciones sobre turbina eólica V100-2.0MW, catálogo Vestas.	20
Ilustración 14: especificaciones panel solar ALLMAX M PLUS 60-CELL, catálogo Trinasolar.	21
Ilustración 15: distancia entre filas de paneles fotovoltaicos para evitar el sombreado.	22
Ilustración 16: especificaciones inversor de corriente IS 3PLAY TL, catálogo Ingecon.	23
Ilustración 17: muestra la forma de distribuir paneles siguiendo la conexión serie-paralelo, donde N_s es el número de paneles en serie, N_p el número de ramas en paralelo y N_h la altura de cada fila (en este caso 2).	25
Ilustración 18: funcionamiento de Diodos Bypass.	26
Ilustración 19: disposición típica de diodos bypass en un módulo fotovoltaico.	26
Ilustración 20: efecto del sombreado parcial sobre la generación de un módulo fotovoltaico.	27
Ilustración 21: componentes de la irradiación sobre superficie inclinada.	28
Ilustración 22: parámetros que definen la componente directa.	29
Ilustración 23: curva de radiación difusa, modelos aplicados.	30
Ilustración 24: comparativa de irradiación sobre superficie horizontal y sobre superficie inclinada.	31
Ilustración 25: esquema de instalación eléctrica típica en un parque eólico.	33
Ilustración 26: caída de tensión y pérdidas de potencia en cada tramo de la instalación eléctrica en un parque eólico.	36
Ilustración 27: caída de tensión y pérdidas de potencia en cada tramo de la instalación eléctrica en un parque eólico más fotovoltaico.	37
Ilustración 28: evolución del precio de los módulos solares en los últimos años.	39
Ilustración 29: paneles solares y célula fotovoltaica silicio monocristalino (izquierda) y policristalino (derecha).	40
Ilustración 30: representación de flujo de fondo.	46
Ilustración 31: evolución del V.A.N.	47
Ilustración 32: menú "INICIO" de la herramienta.	48
Ilustración 33: error al introducir el valor de la latitud.	49
Ilustración 34: aspecto general de la pestaña "PARQUE EÓLICO".	49
Ilustración 35: definición de las cualidades del parque eólico.	50
Ilustración 36: desplegable, tipo de aerogenerador.	50
Ilustración 37: circuitos que forman la instalación.	51
Ilustración 38: pérdidas de superficie útil por sombra y potencia total eólica.	51

Ilustración 39: cableado disponible para la instalación eléctrica.....	52
Ilustración 40: instalación eléctrica del parque eólico.....	52
Ilustración 41: instalación eléctrica del parque eólico.....	52
Ilustración 42: aspecto general de la pestaña “PANEL FOTOVOLTAICO”.....	53
Ilustración 43: aspecto general de la pestaña “INVERSOR DE CORRIENTE”.....	54
Ilustración 44: aspecto general de la pestaña “RADIACIÓN Y ENERGÍA”.....	55
Ilustración 45: datos a introducir para el cálculo de la energía generada.....	55
Ilustración 46: irradiación sobre superficie inclinada.....	56
Ilustración 47: energía anual generada y horas equivalentes.....	56
Ilustración 48: radiación sobre superficie horizontal y superficie inclinada.....	57
Ilustración 49: aspecto general de la pestaña “INSTALACIÓN ELÉCTRICA”.....	57
Ilustración 50: características de la instalación completa.....	58
Ilustración 51: tabla de características de cableado.....	58
Ilustración 52: instalación eléctrica completa.....	59
Ilustración 53: caída de tensión y potencia por tramos.....	59
Ilustración 54: aumento de potencia, ahorro de cableado.....	60
Ilustración 55: aspecto general de la pestaña “CARACTERÍSTICAS DE SOMBRA”.....	60
Ilustración 56: cálculo de la sombra generada en cada momento del año.....	61
Ilustración 57: definición de la sombra en días representativos del año.....	61
Ilustración 58: área de sombra de compromiso.....	61
Ilustración 59: región sombreada durante el invierno.....	62
Ilustración 60: región sombreada fuera del horario de compromiso.....	62
Ilustración 61: aspecto general de la pestaña “PRECIO INST. SOLAR”.....	63
Ilustración 62: aspecto general de la pestaña “VIABILIDAD ECONÓMICA”.....	64
Ilustración 63: parámetros de influencia.....	64
Ilustración 64: flujo de fondo en 25 años.....	65
Ilustración 65: gráfico de flujo de fondo en 25 años.....	65
Ilustración 66: viabilidad del proyecto, V.A.N. y T.I.R., evolución del V.A.N.....	65
Ilustración 67: tabla “RESULTADOS” de la herramienta.....	66
Ilustración 68: parque eólico “Las Viñas”.....	67
Ilustración 69: aspectos significativos del parque eólico.....	68
Ilustración 70: aspectos significativos del panel fotovoltaico.....	68
Ilustración 71: aspectos significativos del inversor de corriente.....	69
Ilustración 72: valores diarios medios mensuales de radiación y temperatura.....	69
Ilustración 73: costes unitarios de la instalación.....	70
Ilustración 74: aspectos económicos establecidos.....	70
Ilustración 75: resultados, aspectos generales de la instalación.....	71
Ilustración 76: parque eólico “LORA I” y “LORA II”.....	72
Ilustración 77: aspectos significativos del parque eólico.....	72
Ilustración 78: valores diarios medios mensuales de radiación y temperatura.....	73
Ilustración 79: resultados, aspectos generales de la instalación.....	74
Ilustración 80: parque eólico “RAWSON”.....	75
Ilustración 81: aspectos significativos del parque eólico.....	76
Ilustración 82: valores diarios medios mensuales de radiación y temperatura.....	76
Ilustración 83: curva de generación anual en el hemisferio sur.....	77
Ilustración 84: resultados, aspectos generales de la instalación.....	78
Ilustración 85: parque eólico “Loma del Capón”.....	79
Ilustración 86: aspectos significativos del parque eólico.....	79

Ilustración 87: valores diarios medios mensuales de radiación y temperatura.	80
Ilustración 88: resultados, aspectos generales de la instalación.	81

Índice de tablas:

Tabla 1: características generales de una sombra típica para cada época del año.	11
Tabla 2: características generales de una sombra típica tras aplicar un límite horario para cada época del año.	13
Tabla 3: ejemplo de regiones sombreadas y energía sobre la que tiene efecto a diferentes latitudes. ...	14
Tabla 4: muestra la región puntualmente afectada por sombra para una latitud y torre concreta.	16
Tabla 5: estudio del efecto de la sombra entre la salida/puesta de sol y el horario considerado.	17
Tabla 6: datos de partida (derecha) y las componentes halladas de directa y difusa (izquierda).	30
Tabla 7: componente directa, difusa y de albedo para un plano inclinado.	30
Tabla 8: comparativa entre resultados.	31
Tabla 9: valores característicos de cables para diferentes grosores.	35
Tabla 10: instalación eléctrica de un parque eólico, resultados por tramos y totales.	36
Tabla 11: caída de tensión y pérdidas de potencia en cada tramo de la instalación eléctrica en un parque eólico más fotovoltaico, comparativa con la solución anterior.	37
Tabla 12: precios derivados de una instalación solar típica y comparación respecto a una instalación con parque eólico.	41
Tabla 13: precio de la energía para los próximos 25 años, fuente: Pöyry.	43
Tabla 14: flujo de fondo resultante en un caso concreto.	45
Tabla 15: comparativa de resultados en diferentes escenarios.	81
Tabla 16: comparación entre valores obtenidos de diferentes bases de datos para la misma ubicación.	82

1. RESUMEN EJECUTIVO.

El presente trabajo comprende el desarrollo de una herramienta mediante la cual se permite analizar la viabilidad técnica y económica de la integración de plantas fotovoltaicas en parques eólicos. Será posible aplicar dicha herramienta a cualquier caso concreto, analizando posteriormente los resultados para determinar si la inversión resultará viable.

El presente estudio comienza por explicar los objetivos que se pretenden alcanzar en una breve introducción, en la cual se plantean estos objetivos y se explica la solución propuesta analizando las posibles ventajas e inconvenientes. Luego se presenta el estado actual de desarrollo en el mundo del tipo de instalación que se propone, aportando información sobre casos relacionados. Posteriormente se plantea el desarrollo técnico de la herramienta, se analiza el marco de costes y aspectos económicos influyentes y, por último, se expone la herramienta explicando su funcionamiento y se aplica a casos reales analizando los resultados.

Mediante el desarrollo de los aspectos técnicos de la herramienta, se pretende dar a conocer los retos que plantea una instalación que fusione la tecnología eólica y solar, se ha hecho frente a cada uno de estos retos mediante la aplicación de conocimientos de ingeniería para obtener diferentes resultados que influyen entre ellos. Se expone de forma separada el método de cálculo de cada uno de estos aspectos y cuál es su función frente al resultado final, que se alcanzará mediante la interacción de todos ellos.

A continuación, se presentan los diferentes costes derivados de una instalación fotovoltaica típica, mostrando, en el caso del propio módulo fotovoltaico, la evolución de su precio en los últimos años y la influencia de este hecho sobre la tendencia del tipo de instalación proyectada actualmente. Fruto de estos costes derivados se alcanza un precio por unidad de potencia fotovoltaica instalada, el cual se verá reducido para nuestro proyecto debido al aprovechamiento de las instalaciones del parque eólico. Además, por otro lado, se define el entorno económico y financiero a través del cual se analizará la viabilidad de la inversión, presentando las herramientas de V.A.N. y T.I.R. que serán empleadas.

Una vez desarrollada la herramienta, en la que se contemplan todos los puntos tanto técnicos como económicos, se da a conocer, exponiendo los diferentes apartados y mostrando detalladamente el funcionamiento de cada uno de ellos. También se señala la forma en la que el usuario debe definir, por un lado, la instalación eólica existente y por otro, las características que plantea la nueva instalación fotovoltaica, y se muestran los resultados que la herramienta obtiene teniendo en cuenta todas estas definiciones. En este mismo apartado, se aplica la herramienta a escenarios reales, parques eólicos construidos y en funcionamiento, para determinar cómo se adapta a estos escenarios y si resultaría viable la instalación fotovoltaica en estos parques. Por último, se muestran las conclusiones generadas alcanzadas.

2. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.

El presente documento pretende ser una memoria descriptiva, a partir de la cual se dé a conocer el trabajo realizado, las dificultades encontradas y los resultados obtenidos.

En primer lugar, se debe señalar que el grueso de la tesis consiste en el desarrollo de una herramienta mediante el programa de cálculo *Excel*, la cual, a partir de la solicitud de unos *inputs*, analiza cada caso concreto ofreciendo unos resultados particulares.

El objetivo que persigue dicha herramienta es determinar si puede resultar viable, técnica y económicamente, la integración de grandes plantas fotovoltaicas en parques eólicos. No es objetivo determinar la viabilidad del parque eólico estudiado, es decir, se toma la premisa de que un parque eólico (proyectado o ya construido) resulta rentable y, partiendo de esta base, se pretende analizar las consecuencias de integrar en este una instalación solar. Son varios los motivos que señalan algunas ventajas aprovechables en la realización de esta instalación conjunta: aprovechamiento doble del terreno, única instalación eléctrica compartida, aumento de la disponibilidad energética, así como del número de horas equivalentes o aprovechamiento del punto de conexión en localizaciones remotas.

En primer lugar, la ventaja más evidente pasa por **aprovechar el terreno**, el impacto del ahorro generado estará ligado al precio de este, pudiéndose dar casos muy dispares (este precio se tendrá en cuenta en la herramienta señalando el ahorro que supone en cada caso). Las cualidades de este terreno pueden ser un factor limitante, pues existen una gran cantidad de parques eólicos ubicados en zonas con orografías en las que no es viable una instalación fotovoltaica. También influye el tipo de distribución de los aerogeneradores por la superficie, pues determinará la forma de la instalación solar. Los posibles casos de instalación eólica-solar están principalmente orientados a parcelas en zonas de llanura con una buena separación entre aerogeneradores, a pesar de ello todos estos aspectos se tendrán en cuenta en la herramienta obteniendo resultados adecuados a cada escenario.

La segunda ventaja a tener en cuenta, se trata de la realización de una **única instalación eléctrica**, aprovechando la forma de la utilizada por el parque eólico existente, para evacuar también la energía fotovoltaica generada. Es evidente que, puesto que se pretende poder evacuar simultáneamente el total de la potencia instalada, deberá aumentar el tamaño de la instalación, pero resulta más eficiente compartir la misma instalación que crear dos instalaciones distintas. De esta forma, encontramos un ahorro derivado de compartir instalación eléctrica que dependerá de cada caso y será mayor conforme la potencia de la planta solar proyectada decrezca. Para determinar este ahorro, se deberán definir aspectos como las características del transporte eléctrico o la forma en la que se distribuyen los aerogeneradores en los diferentes circuitos eléctricos.

Respecto al **aumento de disponibilidad energética**, la ventaja está relacionada con la capacidad de la planta de entregar energía a la red cuando se requiera. Uno de los principales inconvenientes de las energías renovables es la falta de predicción y gestión de la producción energética, al disponer de dos fuentes de recursos diferentes estas se complementan aumentando las posibilidades de generación, en otras palabras, se dispone del doble de recursos. Si a este hecho le sumamos que la generación solar coincide (en términos generales) con la curva de demanda máxima, es fácil darse cuenta de que la planta va a conseguir en mayor medida disponer de energía cuando la demanda (y por tanto el precio) es mayor. En cuanto al número de horas equivalentes, dependerá de las características de irradiancia de la ubicación, lo cual también es necesario definir.

A continuación, a modo de ejemplo, se muestra una curva típica de generación de cada tecnología, la producción de la instalación híbrida que se plantea coincidiría con la suma de ambas:

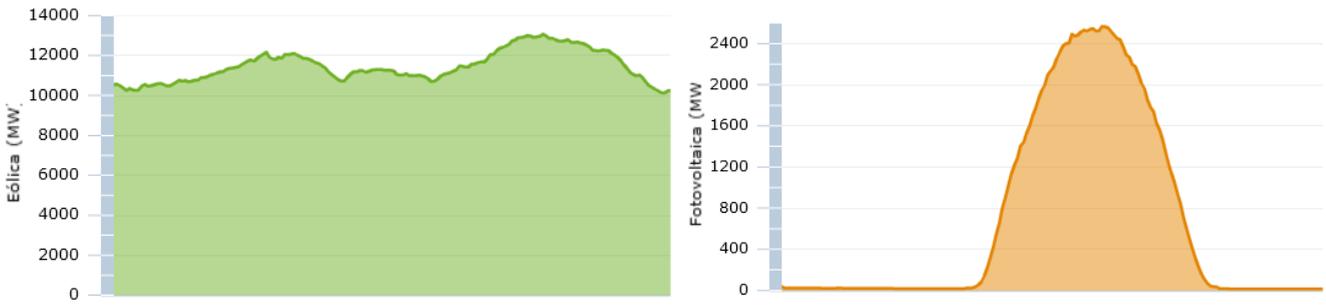


Ilustración 1: curva de generación eólica (izquierda) y fotovoltaica (izquierda).

Observando las curvas de generación, apreciamos que se trata de un día con una producción eólica muy constante, y la producción solar típica de un día de primavera. Por otro lado, la curva de demanda del mismo día tiene el aspecto siguiente:

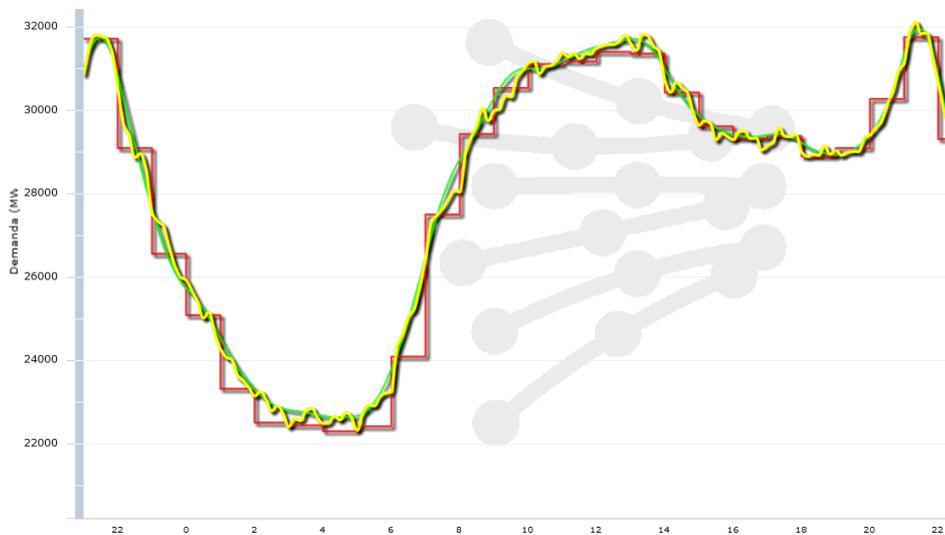


Ilustración 2: curva diaria de demanda.

Se aprecia, como se había comentado, la forma en la que el grueso de la demanda coincide con la generación fotovoltaica.

En cuanto al **aprovechamiento del punto de conexión en localizaciones remotas**, se refiere a escenarios en los que no existe una red que cubra todo el territorio nacional, de esta forma, al ubicar, además del parque eólico, la instalación fotovoltaica en la misma localización, se evita tener que construir una red de transporte hasta la planta fotovoltaica proyectada. Igualmente, en el caso que fuera necesario construir una red de transporte con subestación de transformación, resultará más eficiente si está destinada al transporte de la energía generada en la instalación conjunta.

Por otro lado, existen aspectos (podrían ser llamados desventajas) que es necesario tener en consideración a la hora de plantear una instalación fotovoltaica dentro del parque eólico. El primero y más evidente está relacionado con la distribución de estos paneles y la sombra que proyecta cada aerogenerador. Se debe estudiar la región afectada por la sombra de estos, la cual dependerá de parámetros como el tamaño de los aerogeneradores o la latitud de la zona, y llegar a un área de compromiso junto a cada aerogenerador en el que no será viable la instalación de paneles fotovoltaicos. Otro aspecto a tener en cuenta es la elaboración de tareas de operación y mantenimiento, así como la gestión de la producción, estas supondrán un coste mayor al tratarse de una doble instalación. Por último, el aspecto más relevante, y que en muchos casos determinará la viabilidad de la integración fotovoltaica, está relacionado con la cantidad de energía generada. Al determinar una ubicación basándose en las condiciones eólicas de esta, puede darse casos en los que las condiciones de radiación no sean para nada

adecuadas, debido a que los beneficios obtenidos dependen de la energía generada y, por consiguiente, estas condiciones de radiación, se trata de un aspecto fundamental a tener en cuenta.

La herramienta tiene en consideración todos los aspectos comentados, por lo que será necesario definir cualquier parámetro influyente de la instalación en los diferentes apartados de la misma. A partir de los datos introducidos, se concretan todos los detalles de una instalación fotovoltaica acorde a las características del emplazamiento.

Por último, con el objetivo final de evaluar la viabilidad de esta instalación, se sitúa en un marco económico que tiene en cuenta los costes derivados, así como los ingresos fruto de la venta de la energía, y determina unos beneficios que será necesario analizar para decidir en cada caso si resulta una inversión rentable o no.

En los siguientes apartados, se detallará el método de cálculo de cada característica que toma parte en la definición de la planta fotovoltaica integrada, así como su importancia sobre el resultado final. También se presentará la herramienta explicando su forma de uso y funcionamiento, aplicándola a casos reales para llegar a unas conclusiones.

3. ESTADO DEL ARTE.

En este apartado, se pretende ofrecer una perspectiva de la problemática que plantea la integración completa de las energías renovables en la red, así como, la tendencia actual de cara al futuro mediante la cual se pretenden solucionar estos aspectos, con el objetivo de conseguir escenarios con gran participación de las energías renovables.

Si hoy en día se habla de los retos que ha de superar la tecnología de energías renovables, es necesario señalar la inestabilidad en la red, la falta de previsión y la escasa capacidad de gestión que esta plantea. Actualmente, las tecnologías punteras en la generación eléctrica de energía renovable son la eólica y la solar fotovoltaica. La energía eólica dispone de una mayor potencia instalada, la cual además de poseer una mayor trayectoria en el tiempo, ha crecido muy notablemente en los últimos años, sobre todo, gracias a la fuerte apuesta de China hacia esta tecnología, que se sitúa como líder mundial con 168.730MW instalados al finalizar 2016. A través de mapas interactivos como el que ofrece GREENBYTE en su página web¹, podemos observar el crecimiento mundial de esta tecnología, también en los siguientes gráficos se plasma este hecho:

Potencia eólica anual instalada en el mundo. 2001-2016

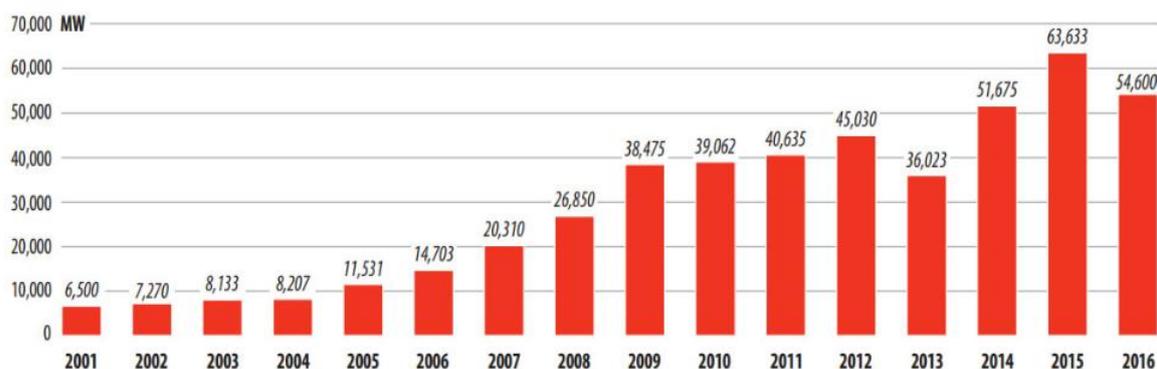


Ilustración 3: potencia anual instalada en el mundo. Fuente: GWEC.

Se puede apreciar cómo en los últimos años se ha incrementado, cada vez en mayor medida, la potencia eólica instalada anualmente. El resultado es un crecimiento de la potencia total instalada que se da a conocer en el siguiente gráfico:

Potencia eólica instalada acumulada en el mundo. 2001-2016

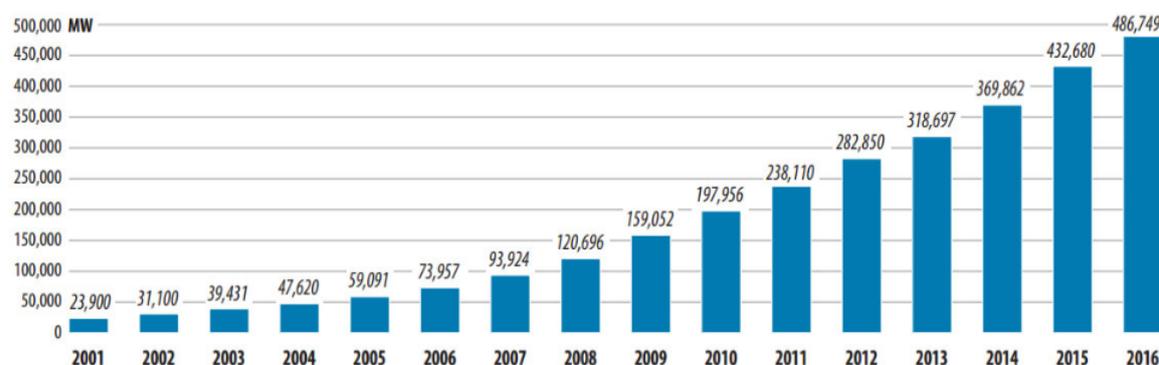


Ilustración 4: potencia eólica total instalada. Fuente: GWEC.

A finales de 2016 se alcanzó una potencia total igual a 486.749MW instalados.

¹ En el siguiente enlace podemos visualizar este mapa: www.greenbyte.com/resources/evolution-of-wind-power

Por su parte, la energía fotovoltaica ha sufrido un crecimiento incluso mayor, aunque de forma más reciente, siendo instalada el 91% de la capacidad total en los últimos 5 años. Esto se debe principalmente al abaratamiento de los costes de producción de los módulos fotovoltaicos que llegan desde China. Por este hecho, y los pronósticos de que el precio seguirá disminuyendo, se estima que la energía fotovoltaica tendrá una mayor proyección hacia el futuro. A continuación, se muestra el crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada en los últimos años:

Crecimiento mundial de la capacidad de energía solar

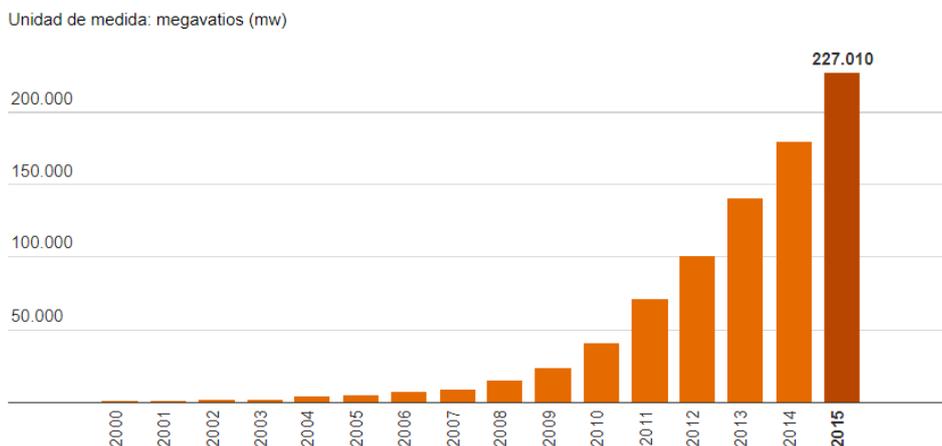


Ilustración 5: potencia fotovoltaica total instalada. Fuente: IRENA

Además, según datos de la Alianza del Mercado Fotovoltaico (PVMA), en 2016 se instaló un 50% más que en 2015 (unos 75GW), situando la capacidad mundial instalada por encima de los 300GW.

Si descomponemos este crecimiento según los diferentes países:

Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por países

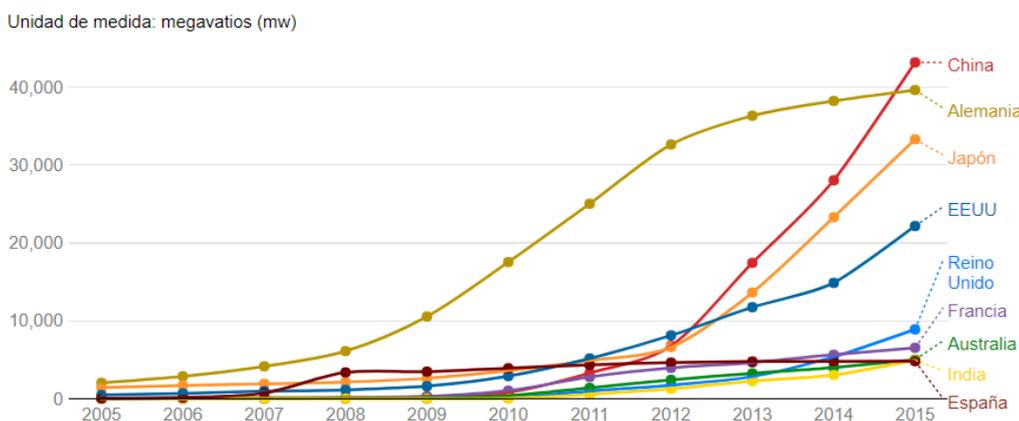


Ilustración 6: potencia fotovoltaica instalada por países. Fuente: IRENA.

Este último año (2016) el caso más significativo es el de China, que instaló 34,2GW en el transcurso del año, situándola como líder mundial. El segundo lugar lo ocupa EEUU, donde el mercado solar ha crecido a un ritmo importante, con un total de 13 GW instalados. El tercer puesto fue para Japón, con una oferta sólida de 8,6 GW. Europa volvió a decepcionar, con solo 6,5 GW instalados en todo el continente, mientras que India ha irrumpido con fuerza, con un registro récord de 5 GW en nuevas instalaciones, frente a los 2 GW de 2015.

A pesar de que agencias como la PVMA pronostican caídas de hasta el 13% en el mercado en 2017 (achacadas a China, quién disminuirá los incentivos para las fotovoltaicas), la tendencia en el futuro plantea un crecimiento continuo, surgiendo dos escenarios posibles:

Proyección de energía solar acumulada para 2019

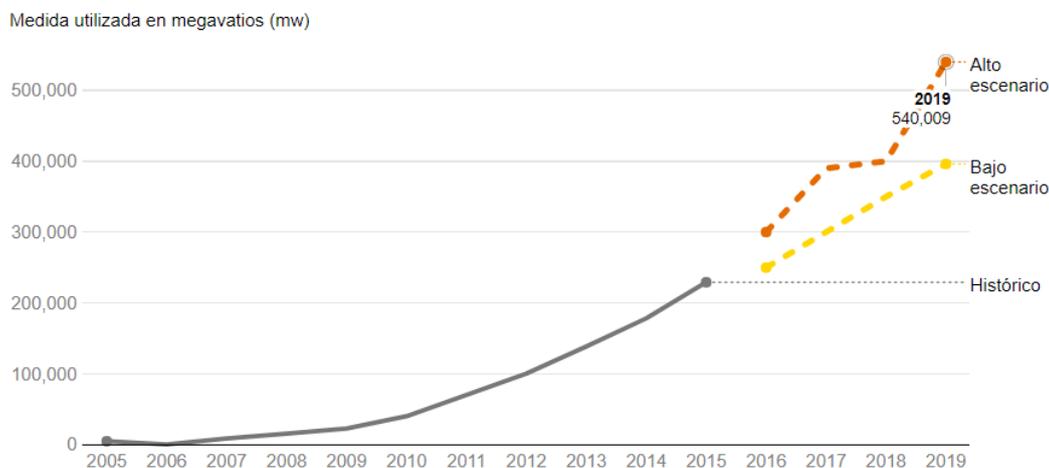


Ilustración 7: proyección de la energía solar acumulada. Fuente: IRENA y SPE.

Cualquiera de estos dos escenarios muestra la importancia que tendrá la energía fotovoltaica en los próximos años.

En este marco de crecimiento imparable de las energías renovables, se deben afrontar los problemas que ellas traen consigo, los cuales están principalmente relacionados con la baja capacidad para gestionar la generación. Tanto la eólica como la fotovoltaica son imprevisibles y no es posible disponer de la energía cuando se requiera, además debido a esta discontinuidad, el número de horas equivalente anual medio ronda el 30-40%, esto quiere decir, que únicamente aporta su potencia nominal durante este bajo porcentaje de horas, permaneciendo el resto del tiempo sin generar.

Una de las opciones de futuro que hace frente a estos problemas pasa por combinar ambas tecnologías, a pesar de que ambas son imprevisibles, la fotovoltaica se encuentra más acotada, pues su generación sigue un horario definido. Sumando esta generación fotovoltaica a la total aleatoriedad de la eólica, se consigue aportar una mayor estabilidad a la producción, pues será más fácil disponer de una energía base, que puede ser generada por cualquiera de las dos tecnologías. Así, también se puede disminuir el número de centrales necesarias para aportar la “potencia de reserva”². La completa solución de cara al futuro, consiste en añadir baterías de almacenamiento a gran escala a este tipo de instalaciones híbridas solar-fotovoltaica, de esta forma podemos disponer en todo momento de energía, bien sea la producida por los paneles solares, los aerogeneradores o la almacenada en dichas baterías, y así asegurar una cierta cobertura frente al mercado. Además, esto supondría ventajas para el productor, pudiendo vender la energía almacenada en los momentos que alcanza mayor precio en el *pull* (cuando la demanda es más alta) o almacenando toda cuando el precio es más bajo y se prevén bajos recursos en las próximas horas.

Bajo este planteamiento de problemas de gestión y disponibilidad, se ha proyectado la primera instalación conjunta que combina estas tres tecnologías, hace tan solo unas semanas se dieron a conocer algunas

² Debido a la falta de previsión, para asegurar el aporte energético en un momento puntual (cuando la demanda supera el pronóstico estimado o la cantidad de viento/sol es menor de los esperado), es necesario instalar centrales como turbinas de gas o ciclos combinados que puedan entrar en funcionamiento de forma inmediata.

características de este proyecto. Se trata de la innovadora fase I del parque eólico *Kennedy Energy Park*³ (Australia), desarrollado por Windlab, compañía internacional de energías renovables de Australia, con el apoyo de Vestas, líder mundial en venta de aerogeneradores y energía eólica. Consiste en una instalación que contará con 43,2MW de turbinas eólicas V136-3.6MW de Vestas, 15MW de solar fotovoltaica y un almacenamiento de 2MW / 4MWh Li-Ion, todo gestionado por un sistema de control personalizado de Vestas que operará la planta híbrida. Este proyecto pretende concretar la forma de integrar una mayor energía renovable en el mix energético de Australia y el mundo, haciendo frente a los desafíos de estabilidad de la red, por esta razón, Windlab, junto con Vestas, compartirá el conocimiento derivado de la construcción y operación de la planta híbrida a través de la Agencia Australiana de Energías Renovables.

A través de la combinación de energía eólica y solar, *Kennedy Phase I* puede ofrecer una producción de energía más constante y orientada a la demanda (ya que con esta coincide la generación solar). El proyecto se ubica en el norte central de Queensland, Australia, que cuenta con unos recursos eólicos y solares de clase mundial, por lo que se planea que esta sea la primera fase del mayor parque energético de Windlab que contará con 1.200MW.

Además del sistema de control, Vestas también ofrecerá un contrato de servicio *Active Output Management 4000 (AOM 4000)* de 15 años que incluye los servicios completos de operación y mantenimiento de los aerogeneradores, así como el mantenimiento de los paneles solares, baterías y sistemas eléctricos. Un acuerdo entre el fabricante danés y Quanta Services entregará la ingeniería y la construcción del proyecto, que se espera esté en funcionamiento a finales de 2018.

Tanto Vestas, con 85GW de turbinas eólicas en 75 países y 71GW de los cuales, bajo su operación y mantenimiento, como Windlab, con una gran penetración en el mercado energético australiano además de estar presentes en otros países (U.S.A. o el sur de África), cuentan con experiencia suficiente para desarrollar exitosamente un proyecto de estas características, sentando las bases de un sistema híbrido con grandes posibilidades de cara al futuro.

³ Proyecto totalmente innovador de planta híbrida, sin ningún precedente histórico, más información disponible en: www.vestas.com/en/media/company-news?n=1630749#!grid_0_content_0_Container

4. ASPECTOS TÉCNICOS.

Bajo el nombre de aspectos técnicos, se abarca todo lo relacionado a la aplicación de conocimientos de ingeniería, necesarios para desarrollar la herramienta. A continuación, se exponen diferentes apartados que se corresponden con diferentes problemas, los cuales han sido necesario afrontar, en ellos se muestra el procedimiento de cálculo, se explica la intención de este y en algunos casos se ejemplifica y comparan resultados.

4.1. Cálculo de sombras proyectadas por el aerogenerador.

En este apartado se pretende realizar una herramienta que determine el área afectada por la sombra de un generador concreto en cada latitud y para cada época del año. Como aporte adicional para posibles utilidades futuras, también se añadirá la posibilidad de conocer la longitud y dirección de esta sombra a cada hora del día, cualquier día del año, para diferentes latitudes y modelos de aerogenerador.

El objetivo, es definir un área que estará afectada por la sombra del generador durante un elevado número de horas al año y, por lo tanto, debido a la caída de rendimiento que esta sombra supone, no resultaría rentable colocar paneles solares. Además, para la operación y mantenimiento de los aerogeneradores, en ocasiones puede ser necesario el uso de grúas con las que retirar diferentes elementos de la góndola o incluso las palas. Este también es el motivo por lo que es necesario definir un área junto a la torre sin paneles solares, el hecho de que pueda coincidir con la superficie sobre la que se proyecta la sombra aumentará el rendimiento de la instalación.



Ilustración 8: labores de operación y mantenimiento en varios aerogeneradores.

4.1.1. Determinación de la sombra proyectada.

Comenzaremos por definir la posición del sol en el cielo para la latitud y el momento del año deseados, para ello, existen una serie de fórmulas que determinan todas las cualidades de la ubicación de la tierra respecto al sol a partir de estos parámetros.

En primer lugar, se define la **declinación de La Tierra** de la siguiente forma:

$$\delta = 23,45^{\circ} \left[\sin \left(360 \frac{d_n + 284}{365} \right) \right]$$

Donde:

- δ : declinación de La Tierra en grados ($^{\circ}$).
- d_n : número del día del año.

Posteriormente, definiremos el **tiempo solar**, este parámetro depende de la hora y devuelve un valor en grados siendo 0° al mediodía y aumentando o disminuyendo 15° para cada hora:

$$\omega = 15(TO - AO - 12) - (LL - LH)$$

Donde:

- TO: tiempo oficial.
- AO: adelanto oficial.
- LL: longitud del lugar.
- LH: longitud del origen del uso horario.

A continuación, determinamos el valor del **ángulo cenital**, este se trata del ángulo que forma el sol con la vertical:

$$\cos\theta_z = \sin\delta \sin\phi + \cos\delta \cos\phi \cos\omega = \sin h_s$$

Donde:

- θ_z : ángulo cenital.
- h_s : altura, ángulo que forma con la horizontal (complementario de θ_z).
- δ : declinación.
- Φ : latitud.
- ω : tiempo solar.

Con el complementario del ángulo cenital (h_s) y la altura del aerogenerador se puede conocer fácilmente la **longitud de la sombra** proyectada aplicando trigonometría:

$$\text{longitud de sombra} = \frac{\text{altura aero}}{\tan h_s}$$

Para conocer además la orientación de esta sombra se deberá determinar el **azimut solar**. Este parámetro indica el ángulo que forma con el sur la proyección del sol en un plano horizontal en cada momento:

$$\cos\gamma_s = \text{sig}(\phi) \frac{\sin h_s \sin\phi - \sin\delta}{\cos h_s \cos\phi}$$

Donde:

- γ_s : azimut solar.
- h_s : Altura.
- δ : declinación.
- Φ : latitud.

Como se ha mostrado, a partir de los parámetros de ángulo cenital y azimut solar se puede conocer la longitud y orientación de la sombra que proyecta un aerogenerador para cada momento del año en cualquier latitud.

4.1.2. Área de sombras y época del año.

Una vez determinado esto, se hace visible que la forma del área que describe la sombra a lo largo del día será diferente en cada época del año. Así pues, en verano la región descrita será mínima debido a que h_s es mayor (el sol se eleva más), aunque el recorrido de la sombra será mayor, es decir, el azimut solar (ángulo que forma el sol con el sol) será mayor en la salida y la puesta de sol; en invierno, por su parte, el área sobre el que se proyecta la sombra es mayor debido a que h_s es menor que en verano (el sol está más bajo), a pesar de que el azimut en la salida y puesta de sol es más pequeño.

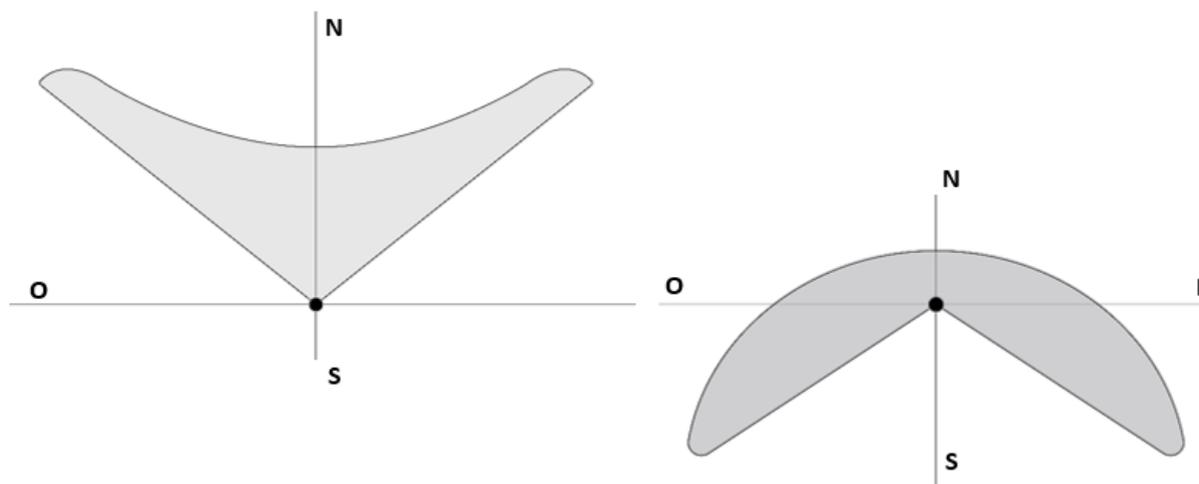


Ilustración 9: forma aproximada de la región típica a la que afecta la sombra de una torre a lo largo del día en invierno (izquierda) y verano (derecha).

A continuación, se muestra un ejemplo de las características de una sombra que genera una torre de 100m para una latitud de 30° :

	Altura solar máxima ($h_{sm\acute{a}x}$)	Sombra mínima (12h)	Hora de salida y puesta de sol	Horas de sol	Azimut Solar salida y puesta
Eq. Primavera	60°	57,74 m	6,00 - 18,00	12,00	$90,00^\circ$
Sols. Verano	$83,45^\circ$	11,48 m	5,03 - 18,97	13,93	$117,36^\circ$
Eq. Otoño	60°	57,74 m	6,00 - 18,00	12,00	$90,00^\circ$
Sols. Invierno	$36,45^\circ$	134,89 m	6,97 - 17,03	10,07	$62,64^\circ$

Tabla 1: características generales de una sombra típica para cada época del año.

La inclinación del eje de La Tierra forma un ángulo de $23,45^\circ$ sobre la vertical del plano de translación alrededor del sol, de esta forma, los solsticios de verano (entorno al 21 de junio en el hemisferio norte) e invierno (21 de diciembre hemisferio norte) definirán el punto en el que La Tierra se encuentre $23,45^\circ$ inclinada hacia el sol o en su contra respectivamente. Por lo tanto, durante el mediodía del solsticio de verano en el ecuador, el ángulo cenital tendrá un valor de $23,45^\circ$ hacia el norte (proyectando la sombra hacia el sur), o visto de otra manera, en una latitud de $23,45^\circ$ el sol estará exactamente en la vertical y la sombra proyectada será nula. Lo contrario ocurre en el solsticio de invierno, cuando en el ecuador el ángulo cenital tendrá un valor de $23,45^\circ$ hacia el sur o $-23,45^\circ$ (proyectando la sombra hacia el norte).

Para un determinado punto con una latitud mayor de $23,45^\circ$ se puede entender la forma del área expuesta anteriormente (más pequeña en verano y mayor en invierno), el problema es más complejo para latitudes menores de $23,45^\circ$. En estos casos, la sombra se proyecta tanto al sur como al norte del aerogenerador dependiendo de la época del año, el procedimiento seguido entonces se indicará posteriormente.

4.1.3. Horario de compromiso.

Otro aspecto de compromiso resulta al estudiar las sombras en las primeras horas de la mañana o últimas de la tarde, en estas horas el sol se encuentra muy bajo, por lo que la sombra que proyecta es muy alargada. Debido a que durante estas horas la irradiación solar recibida es escasa, el rendimiento de los paneles sobre los que se proyecta la sombra en estas horas no se vería notablemente afectado y, sin embargo, si dejamos de colocar paneles para evitar el efecto de esta sombra perderíamos un área enorme de generación. Es por estas razones que se debe alcanzar un horario de compromiso (dependiente de cada época del año) durante el cual se tendrá en cuenta el área generado por la sombra para no ubicar paneles.

Para determinar este horario de compromiso, se ha estudiado la curva típica de generación en cada época del año: solsticio de verano, de invierno y equinoccios. Analizando el área de la curva de generación y el número de horas durante el cual se genera en cada época, se ha determinado, que considerando el 50% de las horas (siendo estas las horas centrales) la generación únicamente se reduce al 72%, es decir, el 72% de la energía diaria se genera en la mitad de las horas.

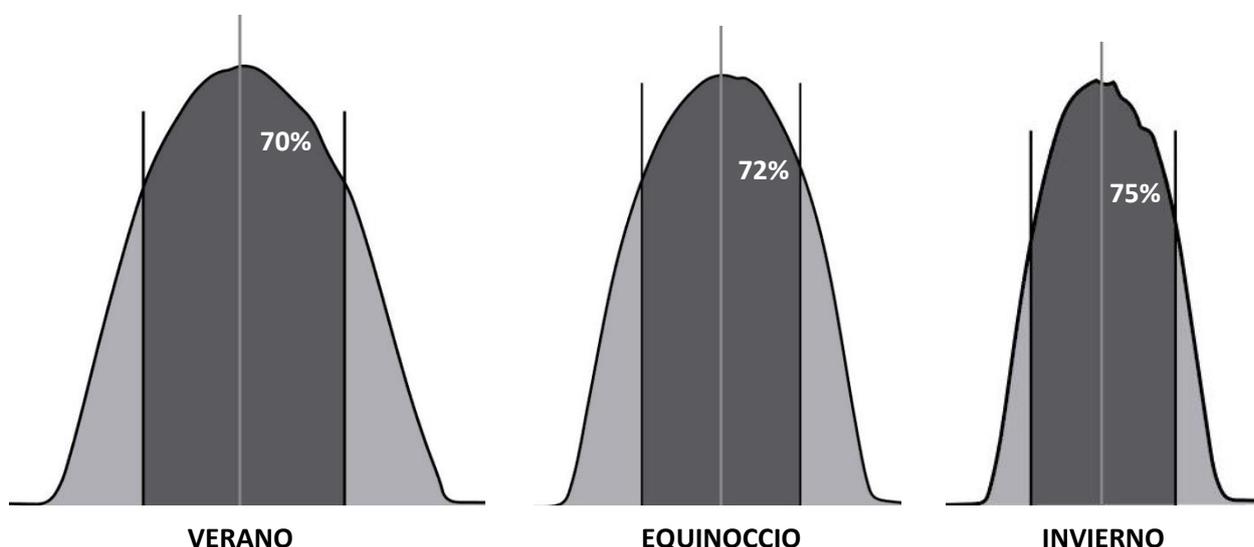


Ilustración 10: energía generada en el 50% de las horas centrales del día para cada época del año.

Esto no quiere decir que solo vayamos a aprovechar el 72% de la energía en el área sobre el que incide la sombra en las horas fuera de rango, sino que la caída de rendimiento en esta superficie solo afectará al 28% del total. Por ejemplo, una caída de rendimiento elevada, del 20%, en esa área, afectaría (como se ha explicado) al 28% de su producción, resultando una caída total de 5,6% en esa área. Por otra parte, al tener en cuenta únicamente el 50% de las horas de sol diarias, la región que define la sombra queda reducida enormemente (sobre todo en verano) y se puede obtener mayor provecho de la superficie total. Por lo tanto, se ha tomado la decisión de compromiso de contabilizar solo el área de sombra que se define en el 50% de las horas centrales, definiéndose así el límite lateral de la sombra por el azimut a la primera y última hora.

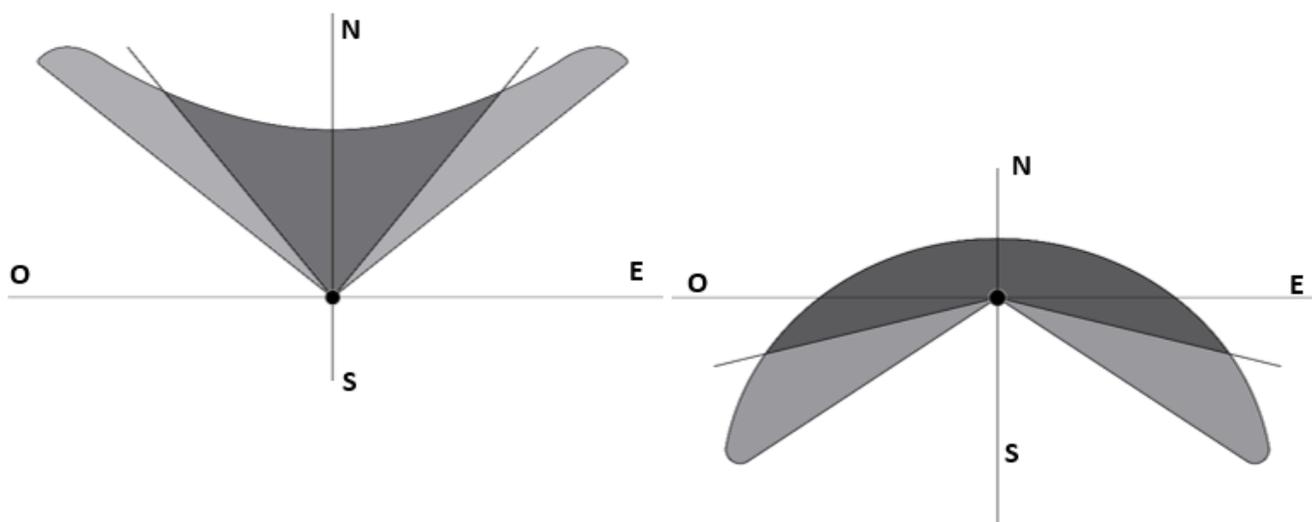


Ilustración 11: reducción de la región típica a la que afecta la sombra de una torre estableciendo un horario de compromiso en invierno (izquierda) y verano (derecha).

Así, una vez definido el horario a tener en cuenta, volviendo al caso anterior de una torre de 100m en una latitud de 30°, tenemos definida la región a la que afectará la sombra para cada época del año. Esta, está delimitada por la longitud de la sombra en el azimut del límite horario impuesto, el valor del ángulo de este azimut y la longitud de la sombra cuando esta es mínima (al mediodía solar), el valor del área a tener en cuenta se obtiene mediante una aproximación triangulando la zona aplicando trigonometría:

	Horario considerado (73% radiación)	Nº Horas (50%)	Altura solar (hs)	Azimut límite	Sombra límite	Área de sombra
Eq. Primavera	9,00 - 15,00	6,00	37,76 °	63,43 °	129,10 m	6666,67 m ²
Sols. Verano	8,52 - 15,48	6,97	43,26 °	95,03 °	-106,25 m	1215,32 m ²
Eq. Otoño	9,00 - 15,00	6,00	37,76 °	63,43 °	129,10 m	6666,67 m ²
Sols. Invierno	9,48 - 14,52	5,03	25,42 °	38,45 °	210,41 m	17649,91 m ²

Tabla 2: características generales de una sombra típica tras aplicar un límite horario para cada época del año.

4.1.4. Área de sombras de compromiso.

Una vez definidas las posiciones de inicio y final de la sombra para cada época del año, mediante un horario solar en el apartado anterior, es necesario establecer un área de compromiso sin paneles solares respecto a las variaciones de la sombra generada a lo largo del año. Como se indicaba anteriormente, en el solsticio de invierno el área afectada es mayor, pero no tiene sentido tener en cuenta toda esta región ya que habrá parte en la que la sombra solo afecte algunos días del año; por otro lado, en verano el área es el menor, pero al contrario que en invierno, si solo se contabiliza esta región, una gran parte de los paneles solares recibirá sombra durante algún momento la mayoría de los días del año. Por lo tanto, se ha decidido establecer un área intermedia, el generado durante los equinoccios, y comprobar el comportamiento en las diferentes épocas del año. Las latitudes comprendidas entre $\pm 11,725^\circ$ resultan un caso especial ya que en los equinoccios el área es mínima, además, la sombra se proyecta tanto al norte como al sur (dependiendo de la época del año). En este caso, se tomará el área de la época del año que tenga un valor intermedio y se ubicará formando un círculo alrededor del aerogenerador. Las latitudes $23,45^\circ > \varphi > 11,725^\circ$ también resultan un caso especial pues también recibirán sombra al norte y a sur pero con una dirección predominante, por lo que esta será la dirección establecida.

A continuación, se muestra una tabla con las áreas de sombras generadas por una torre de 100m a diferentes latitudes. Se puede observar la sombra que genera en cada época del año (solsticios y equinoccios) así como el área de compromiso escogida en cada caso. “Área sin sombra” y “área con sombra” se refiere a las superficies que, en alguna época del año, a pesar de no disponer de paneles solares no recibirán sombra, o a pesar de disponer de paneles recibirán sombras:

	Latitud (°)	Irradiación media (kWh/día/m ²)	Área de sombra (m ²)	Área de compromiso (m ²)	Área sin sombra (m ²)	Energía perdida (kWh/año)	Área con sombra (m ²)	Energía utilizada (kWh/año)
Primavera	0	5,81	0,00	4337	2168	1153803	2168	3414900
Verano		5,77	4337,71					
Otoño		5,97	0,00					
Invierno		5,3	4337,71					
Primavera	10	6,11	1790,47	2356	566	280243	5145	7705639
Verano		5,32	2356,58					
Otoño		4,95	1790,47					
Invierno		5,59	6936,44					
Primavera	20	6,34	3873,29	3873	3268	2002608	6974	11834897
Verano		7,17	605,03					
Otoño		6,18	3873,29					
Invierno		4,07	10848,15					
Primavera	30	5,93	6666,67	6666	5451	3465880	10983	18488474
Verano		7,82	1215,32					
Otoño		6,3	6666,67					
Invierno		2,91	17649,91					
Primavera	40	4,25	10953,67	10953	7501	3807431	20945	27613096
Verano		6,62	3452,50					
Otoño		4,76	10953,67					
Invierno		2,14	31899,11					
Primavera	50	2,7	18540,39	18540	11826	4699876	54147	52127454
Verano		5,71	6713,65					
Otoño		3,3	18540,39					
Invierno		0,68	72688,24					
Primavera	60	1,95	34641,02	34641	22073	7281282	298345	229226278
Verano		5,01	12567,75					
Otoño		2,49	34641,02					
Invierno		0,16	332986,5					

Tabla 3: ejemplo de regiones sombreadas y energía sobre la que tiene efecto a diferentes latitudes.

En la tabla anterior se puede observar la “irradiación media recibida” en cada latitud, se trata de un valor medio obtenido a partir de los valores de varias regiones de la misma latitud. A partir de este valor, se obtiene la “energía perdida” y “energía utilizada”, esto muestra una aproximación de la energía solar que incide sobre la superficie sin paneles solares durante el periodo en el que esta no recibe sombra y viceversa, la energía que reciben los paneles que en algún momento reciben sombra durante el periodo en el que no la reciben.

Se puede observar, que en todos los casos la energía aprovechada es mayor que la perdida, también se observa que la diferencia entra ambas aumenta notablemente con la latitud. Esto se debe a que, al aumentar la latitud, la sombra generada en invierno aumenta mucho más rápidamente de lo que

disminuye la irradiación recibida. por lo tanto, habrá una mayor área de paneles solares que, a pesar de recibir sombra durante una época del año, recibirán también suficiente radiación.

Si analizamos con mayor profundidad uno de los casos, por ejemplo, para latitud $\varphi=30^\circ$, tenemos una región con sombra en algún momento del año $S_s=10893m^2$, según algunos fabricantes, para unos paneles solares de silicio policristalino (si-pc) se necesitan $8 m^2$ de terreno para generar $1kW$ de potencia pico, de esta forma se podrá instalar:

$$P_p = \frac{10893m^2}{8 \frac{m^2}{kW}} = 1.373kW$$

Conforme al mercado actual, podemos considerar que un coste de la instalación en torno a $1€$ el vatio de potencia pico. Por lo que esta parte de la instalación tendrá un coste:

$$Coste = 1373kW * 1000 \frac{€}{kW} = 1,373M€$$

Ahora, analizando la energía generada vamos a considerar, que en la época del año que recibe sombra durante algún momento del día, no genera nada, por lo tanto, tomaremos el valor de "Energía utilizada" y lo multiplicaremos por un rendimiento total de la instalación que se supone 16% :

$$E_{año} = 18.488.474 \frac{kWh}{año} * 0,16 = 2.958.156 \frac{kWh}{año}$$

Si suponemos un precio del mercado de $64€/MWh$, esto supone un beneficio anual de:

$$Beneficio_{año} = 2.958 \frac{MWh}{año} * 64 \frac{€}{MWh} = 189.322 \frac{€}{año}$$

Por lo se sería posible amortizar la inversión en:

$$Retorno\ de\ inversión = \frac{1,373 * 10^6 €}{189.322 \frac{€}{año}} = 7,25 años$$

Estos sencillos cálculos no poseen ningún valor técnico debido a que están basados en grandes aproximaciones, a pesar de ello, puede ser útil para darnos cuenta de que esta inversión resultaría ventajosa. Hemos tenido en cuenta que esta región recibirá sombra durante una cuarta parte del año y que cuando lo hace no genera completamente nada, este hecho está muy alejado de la realidad debido a que no recibe sombra durante tantos días y, cuando lo hace, no será durante todo el día por lo que únicamente sufrirá una caída de rendimiento. A pesar de ello, hemos obtenido un retorno de la inversión en $7,25$ años, nada descabellado teniendo en cuenta que los fabricantes ofrecen garantías en torno a 20 (con su debida caída de rendimiento), esto nos hace darnos cuenta de que **es rentable colocar paneles fotovoltaicos en esta región**. Posteriormente se realizará un cálculo más avanzado, que determine la caída de rendimiento sufrida para cada día del año y para el periodo completo, mediante el cual se podrá garantizar aún más la rentabilidad de la región.

4.2. Pérdida de rendimiento por área sombreada.

En este apartado se pretende contabilizar el área de sombra proyectada sobre una determinada zona de paneles solares en alguna época del año o durante algunas horas del día.

4.2.1. Sombra en la época desfavorable.

En la época del año con menos horas de sol, se proyectará sombra sobre una parte de nuestra instalación durante todas las horas del día. Al establecer un área de compromiso igual a la región afectada por sombras durante los equinoccios, obtenemos una región sobre la que se proyectará parte de la sombra en algún momento del año, hemos denominado esta región como área de sombra o de invierno ya que es en el solsticio de invierno cuando se proyecta la mayor sombra, limitando la zona.

Para determinar el tamaño de la sombra proyectada, hay que tener en cuenta que ésta variará dependiendo de la latitud del lugar, el tamaño de la torre, el día del año y la hora del día. De esta forma, se ha estudiado cómo variará la región afectada a lo largo del día y durante los diferentes días de la época de sombras. La siguiente tabla muestra el procedimiento para una latitud de 30° y una torre de 100m de altura y 7m de ancho:

Región puntualmente afectada por la sombra						
Nº Día del año	Long mínima afectada	Long máxima afectada	Long media afectada	Área afectada	Área afectada media anual	Sobre el área con sombra
355	77,16 m	103,99 m	90,58 m	634,03 m ²	365,54 m ²	3,33 %
349	76,65 m	103,29 m	89,97 m	629,78 m ²		
344	75,05 m	101,07 m	88,06 m	616,40 m ²		
338	72,42 m	97,42 m	84,92 m	594,44 m ²		
332	68,86 m	92,50 m	80,68 m	564,75 m ²		
326	64,50 m	86,47 m	75,49 m	528,41 m ²		
321	59,49 m	79,56 m	69,52 m	486,65 m ²		
315	53,96 m	71,96 m	62,96 m	440,72 m ²		
309	48,08 m	63,88 m	55,98 m	391,84 m ²		
304	41,95 m	55,51 m	48,73 m	341,14 m ²		
298	35,71 m	47,03 m	41,37 m	289,60 m ²		
292	29,45 m	38,57 m	34,01 m	238,07 m ²		
286	23,24 m	30,26 m	26,75 m	187,23 m ²		
281	17,14 m	22,18 m	19,66 m	137,63 m ²		
275	11,22 m	14,41 m	12,81 m	89,70 m ²		
269	5,49 m	7,01 m	6,25 m	43,75 m ²		
264	0,00 m	0,00 m	0,00 m	0,00 m ²		

Tabla 4: muestra la región puntualmente afectada por sombra para una latitud y torre concreta.

En la tabla se muestra el día del año a estudiar, siendo el más perjudicial el 355 (solsticio de invierno), y la longitud máxima y mínima que tiene la región afectada ese día. A continuación, se muestra la longitud media para ese día y el área (teniendo en cuenta el ancho de la torre). Tras el estudio de una serie de días comprendidos entre el solsticio de invierno y el equinoccio de otoño, se realiza una media aritmética que determinará el área promedio afectada momentáneamente a lo largo del año para las condiciones impuestas, este será el área que tendremos en cuenta como sombreado y por tanto el que produzca pérdidas de rendimiento en esta zona. Por último, se muestra el peso del área momentáneamente afectada sobre la región que puede recibir sombra (el llamado área de invierno), una vez se conozca la superficie total de nuestro terreno y el número de aerogeneradores, podremos establecer el área momentáneo de sombra medio.

Puede sorprender el pequeño porcentaje de superficie sombreada momentáneamente respecto del total, pero es necesario tener en cuenta que el área total que recibe sombra es el descrito durante todas las horas del día consideradas y en el solsticio de invierno, es decir, las peores condiciones. Sin embargo, el área sombreada momentáneamente cuenta con una longitud que, depende del día, puede ser similar pero una anchura igual a la de la torre.

4.2.2. Sombra fuera del horario considerado.

Otra región sombreada que hasta ahora hemos obviado, pero debemos tener en consideración, es la zona de paneles solares que recibe sombra al amanecer y atardecer. Anteriormente, con el fin de limitar nuestra región de sombra (sin paneles solares), reducimos el número de horas de sol diario a la mitad, de esta forma ganábamos una gran cantidad de terreno en la que ubicar paneles solares y sin embargo no perdíamos demasiada energía solar al tratarse de una zona que recibía sombra en unas horas de muy baja irradiación. Ahora estudiaremos el efecto de esa sombra sobre la instalación hasta establecer un valor medio de área afectada.

A diferencia del caso anterior (el estudio de la sombra que afectaba a una zona en invierno), este efecto provoca sombra durante todas las épocas del año, por eso se estudiará en los días más representativos (equinoccios y solsticios). En la siguiente tabla se muestra la longitud de la sombra a diferentes horas entre el amanecer y el horario considerado para una latitud de 30° y una torre de 100m de altura y 7m de ancho. Debido a que en la salida del sol la longitud de la sombra se puede incluso considerar infinito, se ha comprobado la longitud pasados unos minutos, a partir de ahí, se han tomado varias horas intermedias que demuestran que la longitud varía enormemente justo tras la salida del sol:

Sombra fuera del horario considerado						
Nº del Día	hora fuera de rango	Long. sombra	Long. sombra mediana	Área sombra media	Sobre el área con sombra	Área de sombra media anual
81	6,20	2204,06 m	257,04 m	1799,29 m ²	1,47 %	1953,30 m ²
	6,93	471,02 m				
	7,65	257,04 m				
	8,38	171,17 m				
	9,10	123,86 m				
172	5,23	2465,37 m	236,49 m	1655,43 m ²	1,74 %	
	6,08	453,36 m				
	6,92	236,49 m				
	7,77	150,19 m				
	8,62	101,55 m				
263,5	6,20	2204,06 m	257,04 m	1799,29 m ²	1,47 %	
	6,93	471,02 m				
	7,65	257,04 m				
	8,38	171,17 m				
	9,10	123,86 m				
355	7,17	2499,05 m	365,60 m	2559,17 m ²	1,23 %	
	7,77	631,75 m				
	8,38	365,60 m				
	8,98	259,34 m				
	9,58	203,08 m				

Tabla 5: estudio del efecto de la sombra entre la salida/puesta de sol y el horario considerado.

Se puede observar, como se había indicado, la enorme longitud de la sombra inicial y cómo rápidamente disminuye, también se observa el gran tamaño de área media que ocupa y si lo comparamos con el caso de estudio anterior resulta para todas las épocas una región mucho mayor. Este hecho puede sorprender, llegando a plantearse porqué se mantuvo fuera del horario considerado un área de sombra tan grande y que por lo tanto afectaría a tantos paneles solares, bien, también podemos comprobar la baja proporción respecto del área que recibe sombra en este horario (en torno a 1-2%). Es decir, a pesar de que se trata de una sombra momentánea muy grande, afecta a una región tan enorme que no podemos permitir dejar de ubicar paneles, además, como se ha dicho, esta sombra afecta a horas de baja radiación. Por último, se muestra un área de sombra media anual.

Llegados a este punto, tenemos definido para cada aerogenerador un área de sombra sobre el cual no vamos a ubicar paneles solares y cuyo tamaño dependerá de características de nuestro parque eólico, como latitud o tamaño de los aerogeneradores. También, tenemos definido un área de paneles solares sobre el cual va a afectar la sombra en determinadas épocas del año y durante algunas horas del día. Ahora, conociendo la superficie de terreno total de la parcela en la que se emplaza el parque eólico, el número de aerogeneradores y sus características y la latitud de la zona, podemos conocer la potencia disponible de la instalación fotovoltaica.

4.3. Superficie de la parcela y potencia de la instalación fotovoltaica.

En este apartado se pretende establecer la superficie de terreno disponible para la instalación fotovoltaica, así como la máxima potencia pico a instalar en función del tipo de panel fotovoltaico y su inclinación.

4.3.1. Definición del parque eólico.

En primer lugar, se debe definir la superficie total de la parcela, en este punto simplemente se introduce el valor total en m² sin diferenciar zonas en las que sería imposible la instalación. Posteriormente, con la intención de acercarse un poco más a la realidad, será necesario introducir el porcentaje de superficie disponible para la instalación fotovoltaica. Esto pretende contabilizar de alguna forma la cantidad de terreno inaccesible o de sombras, en la realidad, muchos parques eólicos (prácticamente la mayoría) se encuentran ubicados en zonas de montaña con una orografía muy abrupta, dando lugar a una gran parte de la superficie de muy difícil acceso o de umbría. La utilidad de esta herramienta está destinada a parques eólicos ubicados en llanura, donde resulta muy sencillo colocar paneles solares y realizar las tareas de operación y mantenimiento correspondientes, además, podemos asegurar que todos reciben la misma irradiación. A pesar de ello, para intentar ampliar su funcionalidad, se pide este porcentaje de superficie útil para los casos con peor orografía, también hay que contabilizar en este porcentaje la superficie ocupada por caminos entre aerogeneradores o entre grupos de paneles solares para su mantenimiento.



Ilustración 12: comparativa entre orografía muy abrupta, inadecuada para la ubicación de paneles solares (izquierda), y terreno llano y fácilmente destinado a la ubicación de instalación fotovoltaica (derecha).

Una vez definida la superficie disponible para la instalación, será necesario indicar el número total de aerogeneradores, así como la cantidad de ellos que se encuentran en una zona no válida para ubicar paneles solares. También será necesario indicar las características de los aerogeneradores instalados, podemos elegir entre varios modelos predeterminados o definir unas características concretas, podemos encontrar estas especificaciones en el catálogo de cualquier fabricante. Se pide introducir las dimensiones (diámetro de rotor, altura y ancho de torre), las cuales serán de utilidad para establecer el área junto a cada aerogenerador en el que no se ubicarán paneles solares, también se piden otros parámetros relacionados con la generación energética que serán necesarios más adelante para determinar la instalación eléctrica.

A continuación, vemos un ejemplo de catálogo en el que se muestran todas las características del aerogenerador:

V100-2.0 MW[®]

IEC IIB

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 2,000 kW
 Cut-in wind speed 3 m/s
 Cut-out wind speed 22 m/s
 Re cut-in wind speed 20 m/s
 Wind class IEC IIB
 Standard operating temperature range from -20°C* to 45°C

SOUND POWER

Maximum 105 dB*
 * Sound Power Modes available

ROTOR

Rotor diameter 100 m
 Swept area 7,854 m²
 Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60 Hz
 Generator type 4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings

GEARBOX

Type two planetary stages and one helical stage

TOWER

Hub heights 80 m (IEC IIB) and 95 m (IEC IIB)

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport 4 m
 Height installed (incl. CoolerTop*) 5.4 m
 Length 10.4 m
 Width 3.5 m

HUB DIMENSIONS

Max. transport height 3.4 m
 Max. transport width 4 m
 Max. transport length 4.2 m

BLADE DIMENSIONS

Length 49 m
 Max. chord 3.9 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

TURBINE OPTIONS

- Power Optimised Modes up to 2.2 MW (site specific)
- Condition Monitoring System
- Vestas Ice Detection
- Smoke Detection
- Shadow Detection
- Low Temperature Operation to -30°C
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas IntelliLight™

ANNUAL ENERGY PRODUCTION

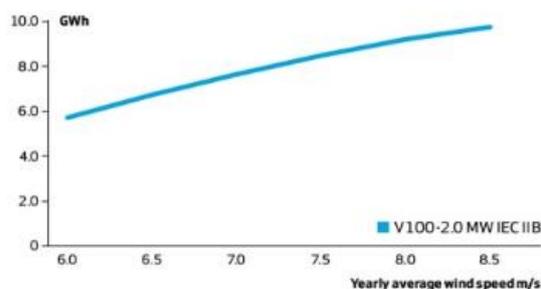


Ilustración 13: especificaciones sobre turbina eólica V100-2.0MW, catálogo Vestas.

Tras introducir estos valores, la herramienta definirá un área de sombra junto a cada aerogenerador dependiendo de la latitud y el tamaño de estos, según el número de aerogeneradores se contabilizará un área de sombras total y se establecerá la superficie disponible en la que ubicar paneles fotovoltaicos. También se muestra el porcentaje de terreno que supone el área de sombra respecto al total, a modo que disminuye la distancia entre aerogeneradores, aumenta la latitud o aumenta el tamaño de los aerogeneradores, este porcentaje también aumentará y viceversa.

4.3.2. Definición del tipo de paneles fotovoltaicos. Potencia instalable.

Una vez conocida la superficie total disponible, se pretende conocer cuál será la potencia máxima de paneles fotovoltaicos que se puede instalar. Para ello será necesario definir algunas características de estos paneles o de la instalación en sí. Igual que en el caso de los aerogeneradores, se piden parámetros que serán de utilidad en este apartado y otros necesarios más adelante, para dimensionar el inversor (tensión y corriente de salida, coeficientes de temperatura) o establecer la energía generada (rendimiento, ángulo de inclinación...). Igualmente, todos estos aspectos también es posible encontrarlos en cualquier catálogo de un fabricante como el siguiente:

FRAMED 60-CELL MODULE

PRODUCTS
 TSM-DD05A.08(II) 280-315W
 TSM-DD05A.05(II) 275-310W

POWER RANGE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm/inches)

I-V CURVES OF PV MODULE(305W)

P-V CURVES OF PV MODULE(305W)

ELECTRICAL DATA (STC)

	275	280	285	290	295	300	305	310	315
Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*									
Power Output Tolerance- P_{max} (W)	0 ~ +5								
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	31.4	31.7	31.8	32.2	32.5	32.6	32.9	33.1	33.3
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	8.76	8.84	8.97	9.01	9.08	9.19	9.28	9.37	9.46
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	38.4	38.4	38.5	38.9	39.6	39.8	40.0	40.2	40.5
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	9.24	9.42	9.51	9.66	9.68	9.77	9.85	9.94	10.0
Module Efficiency η_m (%)	16.8	17.1	17.4	17.7	18.0	18.3	18.6	18.9	19.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
 *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

	205	209	212	216	220	223	227	231	235
Maximum Power- P_{max} (Wp)									
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	29.1	29.4	29.5	29.9	30.1	30.2	30.5	30.7	30.9
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	7.04	7.10	7.21	7.24	7.30	7.38	7.46	7.53	7.60
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	35.7	35.7	35.8	36.2	36.8	37.0	37.2	37.4	37.6
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	7.46	7.61	7.68	7.80	7.82	7.89	7.95	8.03	8.10

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline 156.75 × 156.75 mm (6 inches)
Cell Orientation	60 cells (6 × 10)
Module Dimensions	1650 × 992 × 35 mm (65.0 × 39.1 × 1.38 inches)
Weight	18.6 kg (41.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White [DD05A.08(II)]; Black [DD05A.05(II)]
Frame	Black Anodized Aluminium Alloy [DD05A.08(II), DD05A.05(II)]
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1000 mm (39.4 inches)
Connector	MC4 or Amphenol UTX
Fire Type	Type 1 or Type 2

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.39%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A (Power ≤285W) 20A (Power >290W)

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 30 pieces
- Modules per 40' container: 840 pieces

Ilustración 14: especificaciones panel solar ALLMAX M PLUS 60-CELL, catálogo Trinasolar.

A partir de datos como las medidas del panel fotovoltaico o el ángulo de inclinación con el que se coloca, aplicando trigonometría averiguaremos cuál es la distancia mínima necesaria para evitar el sombreado entre filas y por lo tanto la cantidad de paneles que podemos instalar. Si además tenemos en cuenta cuál es la potencia pico del panel, se puede establecer la potencia disponible.

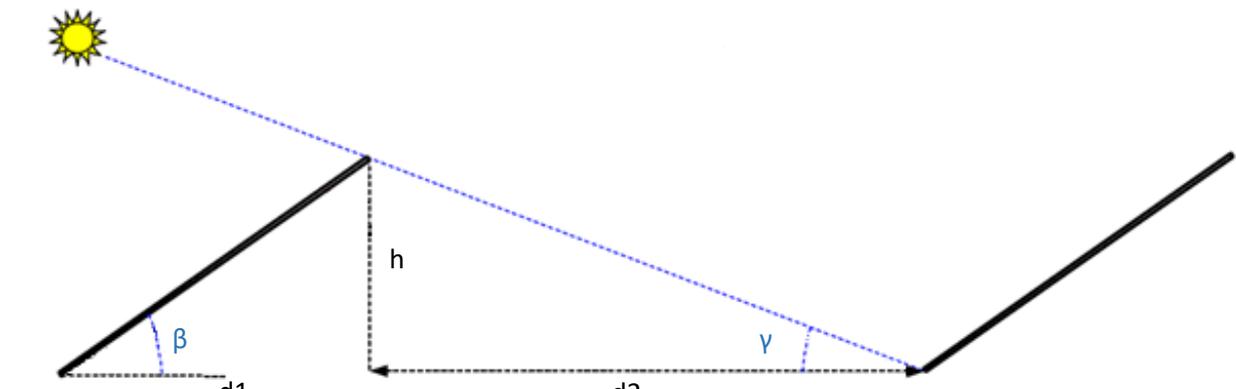


Ilustración 15: distancia entre filas de paneles fotovoltaicos para evitar el sombreado.

En la ilustración, se muestra el razonamiento seguido para determinar la superficie necesaria por kW. Como ángulo de altura solar (γ) se deberá tomar el más bajo que se tiene en consideración (el más perjudicial), es decir, en nuestro caso el límite horario establecido para el acimut de invierno. De esta forma se pretende impedir el sombreado parcial entre filas de paneles para cualquier época del año. Conocemos así la distancia entre filas ($d2$), sumado a la distancia del panel ($d1$) y multiplicado por el ancho del panel obtenemos el terreno ocupado por cada panel, así, dividiendo entre la potencia pico de cada panel obtenemos la superficie ocupada por cada kW y, por lo tanto, también la potencia total que podemos instalar en nuestra superficie.

Este procedimiento limita la cantidad de módulos fotovoltaicos que se pueden instalar respetando una separación mínima que garantice la ausencia de sombras entre filas, pero no determina la colocación de los paneles en grupos y ni siquiera tiene en cuenta si se trata de una cantidad exacta de paneles.

4.4. Agrupación de paneles fotovoltaicos. Inversores de corriente.

En este apartado se determinará la forma en la que estarán conectados los módulos fotovoltaicos entre sí, y por lo tanto también su colocación sobre la superficie disponible.

4.4.1. Definición del tipo de inversor.

Esta conexión (serie-paralelo) depende, entre otros aspectos, del tipo de inversor que se elija para la instalación, por lo tanto, es necesario definir características del inversor tales como: corriente máxima de entrada, tensión máxima y mínima de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), potencia nominal... Estos aspectos serán los que limiten la corriente y la tensión máxima de entrada al inversor y por lo tanto el número máximo de módulos para cada inversor y su conexión.

Todas las características del inversor se pueden encontrar en cualquier catálogo comercial como el siguiente:

INGECON		SUN		3Play Serie TL	
100TL					
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado	91,1 - 117 kWp	96,2 - 123,5 kWp	101,2 - 130 kWp	106,3 - 136,5 kWp	111,3 - 143 kWp
Rango de tensión MPP ¹⁾	513 - 850 V	541,5 - 850 V	570 - 850 V	598,5 - 850 V	627 - 850 V
Tensión máxima ²⁾	1.100 V				
Corriente máxima ³⁾	185 A				
Corriente de cortocircuito	240 A				
Entradas (STD / PRO)	1 / 24				
MPPT	1				
Valores de Salida (AC)					
Potencia nominal	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Máx. temperatura a potencia nominal ⁴⁾	50 °C				
Corriente máxima	145 A				
Tensión nominal	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia	1				
Factor de Potencia ajustable ⁵⁾	St. Smáx=90 kVA Qmáx=54 kVAR	St. Smáx=95 kVA Qmáx=57 kVAR	St. Smáx=100 kVA Qmáx=60 kVAR	St. Smáx=105 kVA Qmáx=63 kVAR	St. Smáx=110 kVA Qmáx=66 kVAR
THD	<3%				
Rendimiento					
Eficiencia máxima	98,8%				
Euroeficiencia	98,1%				
Datos Generales					
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada				
Caudal de aire	570 m³/h				
Consumo en stand-by	20 W				
Consumo nocturno	1 W				
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP65 / NEMA 4				
Interruptor diferencial	1.000 mA				
Altitud máxima ⁶⁾	3.000 m				
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm² (un cable) Conexión DC (STD): Máxima sección: 300 mm² (un cable) Conexión DC (PRO): 6 mm² (24 pares de conectores PV-Stick) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068 2-1:2007, IEC60068 2-2:20007, IEC60068 2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 y EN50530				
Normativa de conexión a red	IEC61727, CEI 0-21:2016-07, CEI 0-16:2012-12 + V1:2013-12 + V2:2016-07, EN50438:2013, BDEW Guideline, AS4777.2:2015, NDU-015:2012, ABNT NBR 16149:2013, ABNT NBR 16150:2013, DEWA				

Ilustración 16: especificaciones inversor de corriente IS 3PLAY TL, catálogo Ingecon.

Así pues, el número de módulos conectados en serie a cada inversor será el máximo cuya suma de tensiones no salga del rango de tensión de punto de máxima potencia (MPP), de esta forma, nos aseguramos de que el inversor siempre trabaja en condiciones óptimas y no existe una gran caída de rendimiento. Igualmente, el número de ramas en paralelo no puede sumar una corriente mayor que la corriente máxima de entrada.

4.4.2. Cálculo de parámetros limitantes.

Además de lo anterior, es necesario tener en cuenta la forma en la que las condiciones climáticas afectan a la corriente y tensión producidas por el panel fotovoltaico y considerar las condiciones más desfavorables para el dimensionado de la instalación. Los parámetros de tensión y corriente generados variarán con la temperatura de célula y esta se encuentra influenciada fuertemente por la temperatura ambiente y la irradiancia, de tal forma que la máxima tensión se producirá en las condiciones climáticas más frías y la mínima tensión y máxima corriente para las condiciones que aumenten la temperatura de la célula. Así pues, también será necesario definir unas condiciones ambientales considerando siempre las más desfavorables, es decir, los valores extremos a los que puede llegar la ubicación estudiada. Por último, será necesario disponer de las características del módulo fotovoltaico (tensión y corriente máxima de salida, coeficientes de temperatura...) las cuales habrán sido definidas al definir el módulo en el apartado anterior de potencia disponible.

Las expresiones utilizadas para obtener los valores límite de tensión y corriente se muestran a continuación. En primer lugar, el valor máximo de tensión vendrá definido por:

$$U = U_{mp} [1 + \beta_{vmp}(T_c - T_c^*)]$$

Donde

- U_{mp} : Tensión máxima de salida del módulo. (V)
- β_{vmp} : coeficiente de temperatura de tensión del módulo fotovoltaico (%/°C).
- T_c : temperatura de célula (para el que tomaremos el valor de temperatura mínimo histórico de la zona), debido a que se producirá a primera hora del día no aumentará de temperatura por la radiación (°C).
- T_c^* : temperatura en CEM: 25°C.

A continuación, el valor de tensión mínima vendrá dada por la misma expresión, con la diferencia de que es necesario calcular la temperatura de la célula (t_c) de la siguiente forma:

$$T_c = T_a + 0,9 \cdot \frac{TONC - 20}{0,8 \cdot G^*} \cdot G$$

Donde:

- G : Irradiancia máxima (W/m²)
- G^* : Irradiancia en CEM: 1000W/m²
- T_c : Temperatura de célula (°C).
- T_a : Temperatura ambiente máxima para la ubicación (°C).
- $TONC$: temperatura de operación nominal de célula (°C).

El cálculo de la corriente de salida en condiciones más desfavorables se realiza de la misma forma que el caso anterior, aunque el coeficiente de temperatura tiene un valor menor en el caso de la intensidad, es decir, esta varía en menor medida con la variación de temperatura:

$$T_c = T_a + 0,9 \cdot \frac{TONC - 20}{0,8 \cdot G^*} \cdot G$$

$$I = I_{mp} [1 + \beta_{I_{mp}} (T_c - T_c^*)]$$

Donde

- I_{mp} : Tensión máxima de salida del módulo (A).
- $\beta_{I_{mp}}$: coeficiente de temperatura de tensión del módulo fotovoltaico (%/°C).
- T_c : temperatura de célula calculada (°C).

Una vez conocemos los valores extremos de tensión y corriente, estos serán los tenidos en cuenta para agrupar los módulos como se ha mencionado anteriormente, de forma que no se superen los valores de entrada del inversor. Así pues, se obtendrá una potencia conectada al inversor igual al número de paneles por la potencia pico de cada uno, la cual no superará la potencia máxima de entrada al inversor. Teniendo en cuenta la potencia por cada inversor y calculando el número de inversores necesarios para alcanzar la potencia total de partida de la instalación, obtenemos un nuevo valor de potencia cercano al de partida. Se trata de un valor menor pero que contempla la forma en que se deben agrupar los módulos y el número de inversores necesarios, por lo que finalmente esta será la potencia a instalar.

4.4.3. Ubicación final en planta.

Como se ha mencionado, la colocación de los paneles en planta estará ligada a la conexión entre ellos necesaria, de esta forma, se colocarán filas de un número de paneles igual a la cantidad de paneles conectados en serie (N_s). El número de filas vendrá dado por la cantidad de ramas en paralelo (N_p) para cada inversor. La altura de las filas (paneles seguidos que forman cada fila, N_h) podrá ser de tres, dos o un panel, de forma que la composición sea exacta, este hecho no varía la cantidad de paneles a colocar. Los paneles que forman las distintas alturas de cada fila estarán conectados en paralelo entre alturas diferentes formando las ramas de cada agrupación tan larga como paneles en serie sean necesarios, aunque en los casos con un número de paneles en serie muy elevado podrán estar conectados en serie mientras se mantenga una disposición exacta. Al finalizar una agrupación de paneles por inversor se dispondrá de un espacio a modo de camino (además del espacio entre filas), destinado al mantenimiento de la instalación y que estará contabilizado fuera de la "superficie útil".



Ilustración 17: muestra la forma de distribuir paneles siguiendo la conexión serie-paralelo, donde N_s es el número de paneles en serie, N_p el número de ramas en paralelo y N_h la altura de cada fila (en este caso 2).

4.5. Efecto de las sombras

A pesar de tener un número concreto de paneles agrupados y conectados que rinden una determinada potencia, no todos ellos serán efectivos. Como se ha indicado anteriormente, durante una época del año o durante determinadas horas del día, el aerogenerador proyectará su sombra sobre una región con paneles solares, por lo que la potencia efectiva de la instalación completa disminuirá en estas ocasiones. Se ha contabilizado el tamaño de la región afectada, obteniendo una disminución de la superficie útil y por lo tanto una caída de potencia media anual, resultando en una potencia efectiva que será la utilizada para realizar los cálculos posteriores.

El sombreado tiene un efecto realmente grave sobre la instalación y el propio panel fotovoltaico, llegando en ocasiones a anularse la aportación de un módulo completo habiéndose sombreado tan solo una pequeña parte de él. Como es sabido, los paneles fotovoltaicos están compuestos por una asociación de células (típicamente 36, 60 o 72), Cuando una célula o grupo de células se sombrea, pasa de producir electricidad a consumirla, lo que puede provocar sobrecalentamiento y hasta la destrucción de la célula (lo que se conoce como *Punto Caliente* o *Hot Spot*), por ello la existencia de los **diodos "Bypass"** que hacen de puenteo de la corriente eléctrica para evitar que esto suceda. Es decir, técnicamente hablando, cuando la suma de los voltajes positivos del resto de células asociadas en serie con la célula sombreada supera el voltaje negativo de esta en una cantidad igual al voltaje de activación del diodo Bypass, entonces este comienza a conducir, ofreciendo un camino alternativo para la corriente, y evitando así que la célula sombreada resulte dañada. Se puede ver en la siguiente imagen:

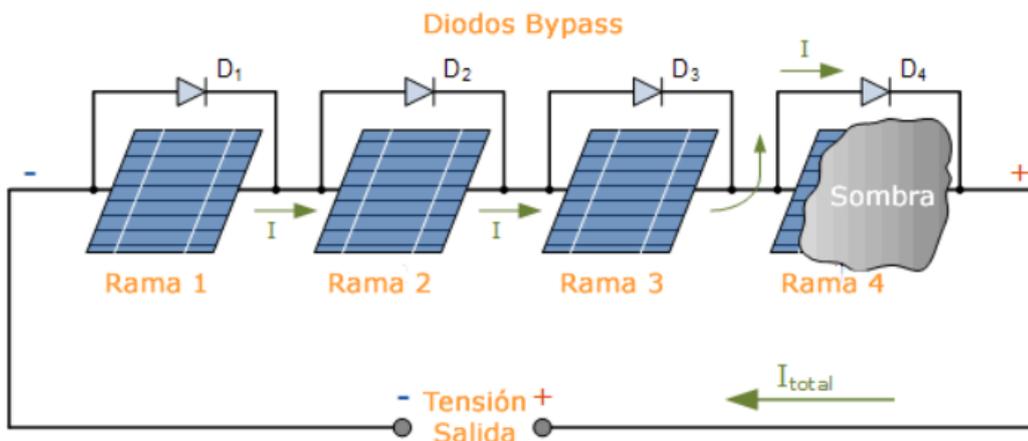


Ilustración 18: funcionamiento de Diodos Bypass.

Los diodos de paso no mejoran la respuesta eléctrica en esas situaciones, sólo sirven como medida de protección para minimizar los efectos del "punto caliente" en asociaciones serie. Normalmente, los paneles solares disponen de tres diodos bypass ubicados entre cada dos filas de células:

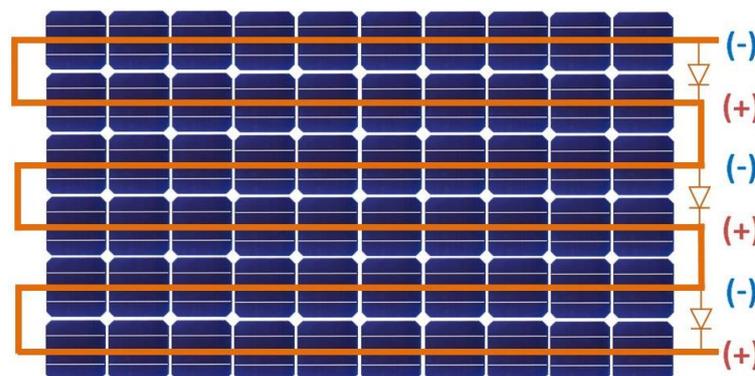


Ilustración 19: disposición típica de diodos bypass en un módulo fotovoltaico.

De esta forma, puede ocurrir como se ha comentado, que una sombra la cual afecta a una pequeña parte del panel, tenga consecuencias sobre todo el panel. Este hecho queda muy bien representado en la siguiente imagen:

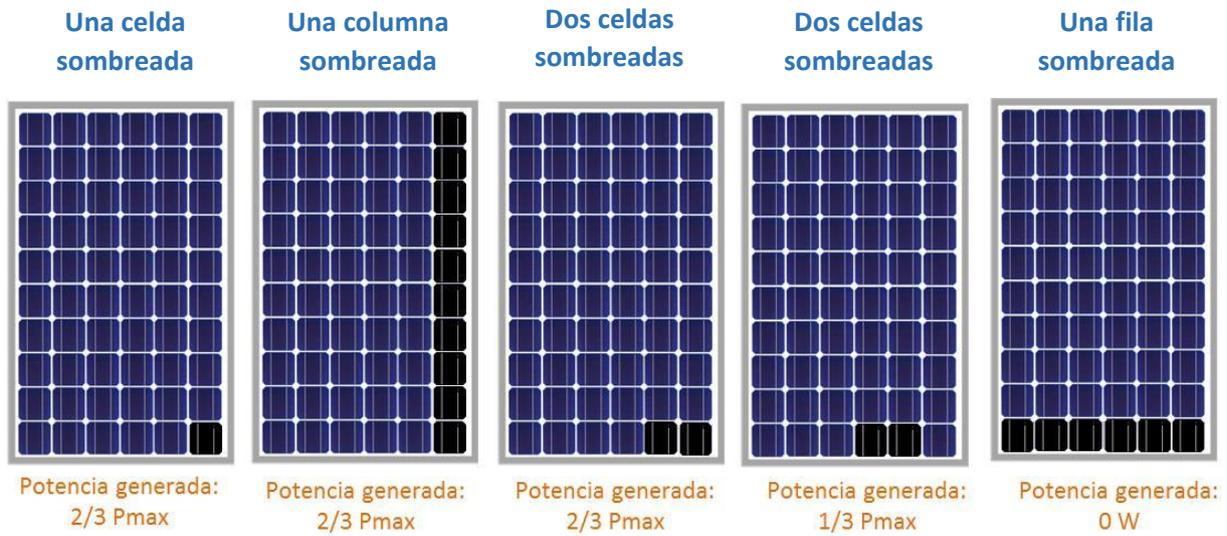


Ilustración 20: efecto del sombreado parcial sobre la generación de un módulo fotovoltaico.

Es por esta razón que se ha dimensionado la separación entre fila en las condiciones más desfavorables, de forma que no se produzcan sombras entre paneles. También por eso se ha considerado, teniendo en cuenta el caso más desfavorable, que cualquier tipo de sombra proyectada por el aerogenerador sobre un panel, hace que el panel no genere nada de energía sin importar el tamaño de la sombra.

4.6. Energía eléctrica generada.

Para obtener un valor exacto de la producción energética de nuestra instalación, es necesario hacer uso de aplicaciones como SISIFO (desarrollada en Matlab por profesores de la UPM), también existen aplicaciones online como PVGIS. Estas, además de ofrecer el valor de la energía producida, detallan otros aspectos como el número de horas equivalentes, las diferentes pérdidas, la inclinación óptima, curvas de producción... también tienen en cuenta una gran cantidad de parámetros con los que se ha de definir la instalación, o incluso se puede indicar si se trata de paneles fijos o con uno o varios ejes móviles. A pesar de ello, con la intención de poder hacer un uso sencillo de la herramienta, se ha desarrollado un procedimiento el cual permite obtener un valor aproximado de la energía generada por la instalación definida. Para ello, se ha partido de la irradiación sobre superficie horizontal y de otros parámetros cuyo valor podemos encontrar en algunas bases de datos de internet que facilita el programa.

4.6.1. Método de cálculo.

Comenzaremos por introducir los valores señalados, para un día típico de cada mes del año: irradiación diaria media sobre superficie horizontal (G_{dm}), fracción de difusa (D/G) y temperatura diaria media. A partir de estos valores, comenzamos por obtener la componente directa sobre superficie horizontal $B(0)$ y la difusa $D(0)$.

$$B(0) = G_{dm}(0) * (1 - D/G)$$

$$D(0) = G_{dm}(0) - B(0)$$

La irradiación sobre superficie inclinada se define por la expresión:

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + R(\beta, \alpha)$$

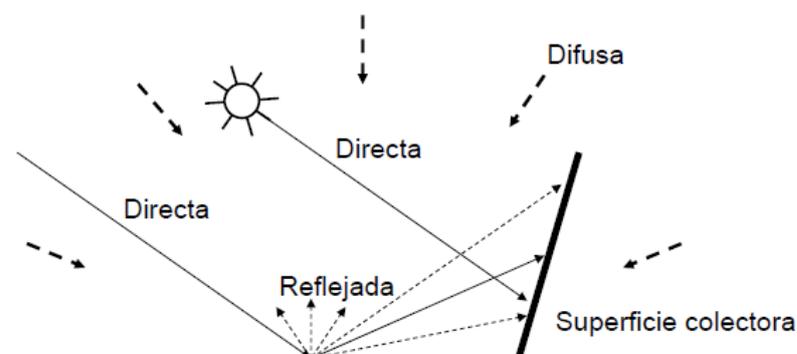


Ilustración 21: componentes de la irradiación sobre superficie inclinada.

Donde, como se ha visto antes, $B(\beta, \alpha)$ indica la componente directa sobre la superficie inclinada, $D(\beta, \alpha)$ se refiere a la componente difusa sobre la misma superficie y $R(\beta, \alpha)$ se trata de una componente llamada de albedo cuya aportación es pequeña y se corresponde con el reflejo de las superficies próximas. Por lo tanto se trata de hallar por separado cada una de las componentes que definen $G(\beta, \alpha)$.

En primer lugar, la componente directa $B(\beta, \alpha)$ sigue la expresión:

$$B(\beta, \alpha) = \frac{B(0)}{\cos \theta_{zs}} \max[0, \cos \theta_s]$$

Donde:

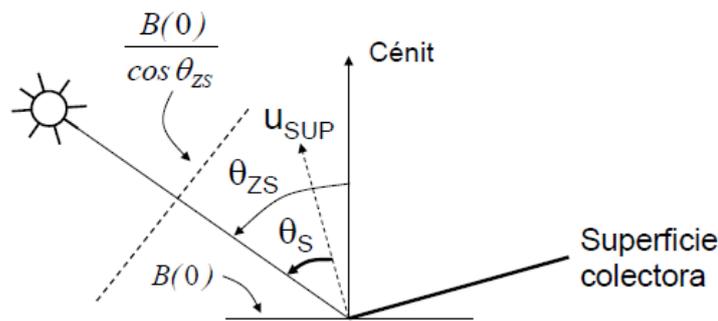


Ilustración 22: parámetros que definen la componente directa.

A continuación, existen diferentes modelos que definen la componente difusa, se hará uso de varios de ellos para obtener un valor más acertado.

Por un lado, el modelo circunsolar, se aplica en cielos claros y asume que toda la difusa proviene de la aureola solar, este modelo sobreestima la componente difusa:

$$D(\beta, \alpha) = \frac{D(0)}{\cos \theta_{ZS}} \max[0, \cos \theta_s]$$

Por otro lado, el modelo isotrópico, asume que la difusa es uniforme en todo el cielo, se corresponde aproximadamente con cielos totalmente cubiertos, este modelo subestima la componente difusa:

$$D(\beta, \alpha) = D(0) \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

Como se ha indicado, la componente difusa $D(\beta, \alpha)$ tendrá un valor igual a la media de los resultados obtenidos a partir de cada modelo con el fin de aumentar la precisión de este parámetro ya que existe bastante diferencia en los resultados de ambos modelos.

Por último, la componente de albedo, en este caso vamos a asumir que el suelo es horizontal y refleja de forma isotrópica con una reflectividad (ρ) de valor típico $\rho=0,2$:

$$R(\beta, \alpha) = \rho G(0) \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

Ahora, sumando las tres componente obtenemos el valor buscado de $G(\beta, \alpha)$.

4.6.2. Comparativa de resultados.

Para comprobar el funcionamiento del procedimiento, se ha tomado un caso a modo de ejemplo y se han comparado los resultados con los obtenidos para el mismo caso en un simulador online. Partíamos de los datos de $G_{md}(0)$ para un día típico de cada mes y de la fracción de difusa (D/G) mediante los cuales obtenemos los valores de directa y difusa sobre superficie horizontal ($B(0)$ y $D(0)$):

	$G_{md}(0)$	$B(0)$	$D(0)$
ENERO	1530	642,6	887,4
FEBRERO	2490	1245	1245
MARZO	4040	2181,6	1858,4
ABRIL	4940	2766,4	2173,6
MAYO	6150	3690	2460
JUNIO	7070	4666,2	2403,8
JULIO	7520	5564,8	1955,2

AGOSTO	6530	4701,6	1828,4
SEPTIEMBRE	4940	3359,2	1580,8
OCTUBRE	3170	1775,2	1394,8
NOVIEMBRE	1820	819	1001
DICIEMBRE	1450	667	783

Tabla 6: datos de partida (derecha) y las componentes halladas de directa y difusa (izquierda).

A partir de estos, con el procedimiento explicado, se obtiene:

	$B(\beta,\alpha)$	$D(\beta,\alpha)1$	$D(\beta,\alpha)2$	$D(\beta,\alpha)med$	$R(\beta,\alpha)$
ENERO	1246,26	1721,02	811,54	1266,28	26,16
FEBRERO	2049,67	2049,67	1138,58	1594,12	42,57
MARZO	3020,88	2573,34	1699,54	2136,44	69,07
ABRIL	3282,2	2578,87	1987,80	2283,33	84,46
MAYO	3943,88	2629,25	2249,72	2439,48	105,14
JUNIO	4750,93	2447,45	2198,32	2322,88	120,87
JULIO	5775,81	2029,34	1788,07	1908,70	128,56
AGOSTO	5308,49	2064,41	1672,11	1868,26	111,64
SEPTIEMBRE	4349,02	2046,60	1445,67	1746,14	84,46
OCTUBRE	2724,13	2140,39	1275,57	1707,98	54,20
NOVIEMBRE	1510,25	1845,86	915,43	1380,65	31,12
DICIEMBRE	1365,2	1602,63	716,07	1159,35	24,79

Tabla 7: componente directa, difusa y de albedo para un plano inclinado.

Como se puede observar, existe una enorme diferencia de resultados al aplicar cada uno de los modelos que determinan la componente difusa.

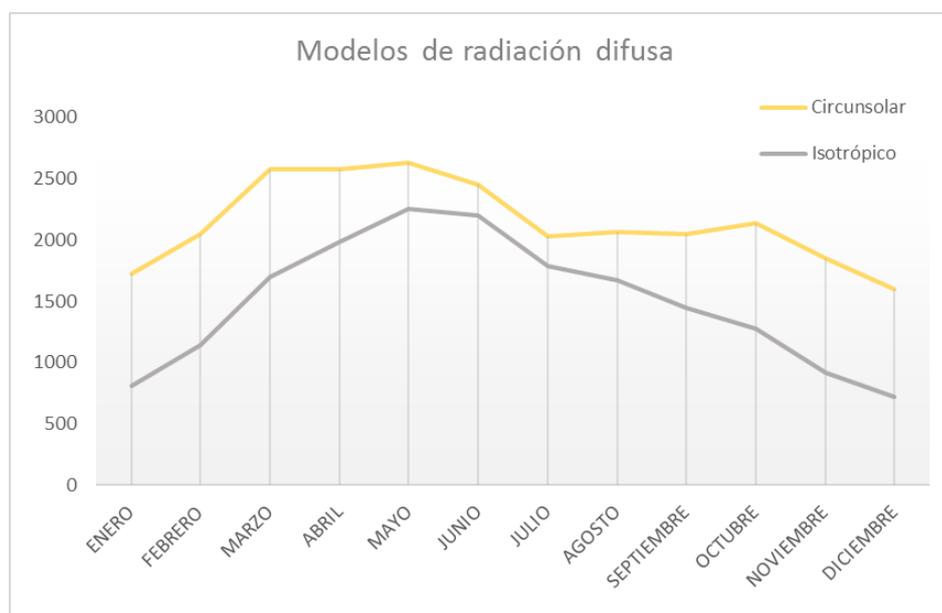


Ilustración 23: curva de radiación difusa, modelos aplicados.

Si observamos las curvas que definen cada uno de los modelos de difusa, se puede llegar a la conclusión de que utilizar el valor medio de ambos resultados es una forma de alcanzar un valor más acertado.

Por último, la suma de todas las componentes muestra la irradiancia sobre nuestro plano de panel fotovoltaico, inclinado un ángulo β y orientado un ángulo $\alpha=0$:

	$B(\beta,\alpha)+D(\beta,\alpha)+R(\beta,\alpha)$	$G(\beta,\alpha)$
ENERO	2538,69	2400
FEBRERO	3686,37	3610
MARZO	5226,38	5090
ABRIL	5649,99	5380
MAYO	6488,50	6070
JUNIO	7194,68	6660
JULIO	7813,07	7240
AGOSTO	7288,38	6960
SEPTIEMBRE	6179,61	6090
OCTUBRE	4486,30	4440
NOVIEMBRE	2922,01	2800
DICIEMBRE	2549,34	2490

Tabla 8: comparativa entre resultados.

En la tabla anterior se puede comparar los resultados obtenidos a partir del procedimiento seguido (izquierda) y los resultados que ofrece directamente el simulador (derecha). Como se puede observar, no existe una diferencia demasiado notable entre ambos, con la ventaja de que la realización a través del procedimiento mostrado no necesita recurrir a una aplicación externa.

A modo de curiosidad, se muestra a continuación las curvas que determinan el aumento de energía recibida al inclinar el panel solar un determinado ángulo β respecto la recibida sobre superficie horizontal:

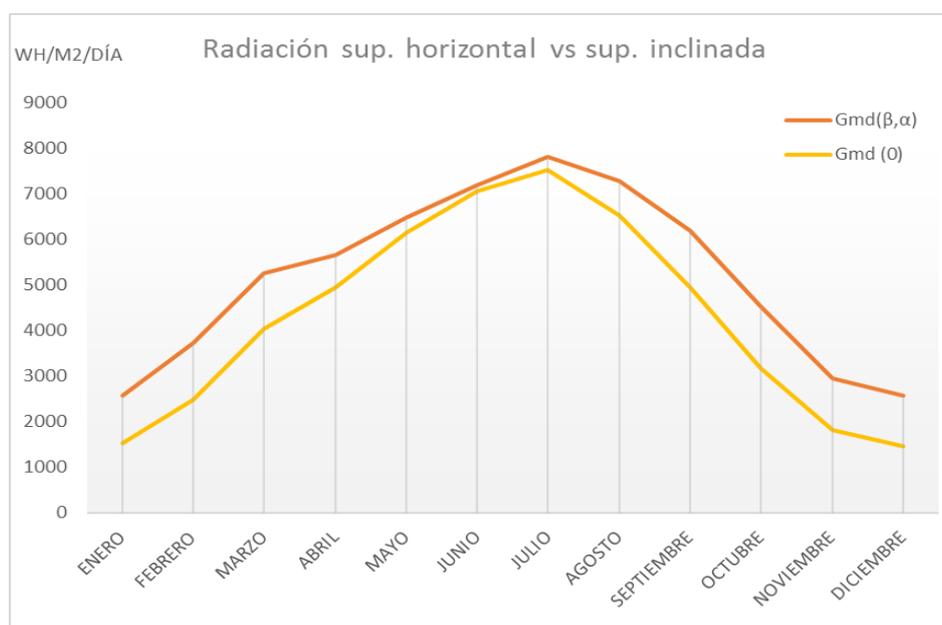


Ilustración 24: comparativa de irradiación sobre superficie horizontal y sobre superficie inclinada.

Hay que recordar, que los mostrados anteriormente son valores diarios, si mostramos el resultado anual, la diferencia entre nuestra herramienta y el simulador es aún menor:

Herramienta → **1890 kWh/m²** - **1800 kWh/m²** ← Simulador

4.6.3. Efecto de la temperatura.

Posteriormente, con el fin de aproximar aún más el resultado a la realidad, se realiza una corrección por temperatura, es decir, se hallan las pérdidas que resultan del calentamiento de la célula. En primer lugar, se obtiene la temperatura de la célula, por esta razón, uno de los parámetros que ha de introducir el usuario es la temperatura media diaria de la región. La expresión que determina la temperatura de la célula, como hemos visto en otras ocasiones, es la siguiente:

$$T_c = T_a + 0,9 \cdot \frac{TONC - 20}{0,8 \cdot G^*} \cdot G$$

Donde:

- G: Irradiancia (W/m²)
- G*: Irradiancia en CEM: 1000W/m²
- T_c: Temperatura de célula (°C)
- T_a: Temperatura ambiente (°C)
- TONC: temperatura de operación nominal de célula (°C)

A continuación, obtenemos el valor de la potencia real del panel debido a la pérdida por calentamiento:

$$P_{DC} = P^* \frac{G}{G^*} [1 - \gamma(T_c - T_c^*)]$$

Donde:

- P*: potencia pico del panel fotovoltaico.
- T_c*: temperatura en CEM: 25°C
- γ: coeficiente de temperatura de P_{max}.

En el ejemplo de nuestra instalación, estas pérdidas por temperatura tienen un valor entorno al 9%, además también se tendrá en cuenta otro porcentaje de pérdidas a introducir por el usuario y que hará referencia a las pérdidas por cableado, efectos de reflexión o pérdidas en el inversor. Aplicando estas correcciones y multiplicando por la superficie de generación, así como por el rendimiento de los paneles, obtenemos una energía anual en comparación con el simulador igual a:

Herramienta → **289,4 GWh** - **274 GWh** ← Simulador

Lo que resulta en el siguiente número de horas equivalentes al año:

Herramienta → **1630 kWh/kW** - **1560 kWh/kW** ← Simulador

Como se puede observar, los resultados son bastante semejantes, con la ventaja añadida de que la realización mediante la herramienta en Excel no depende de ninguna aplicación exterior (además de la consulta de datos obligada), por lo que resulta más rápida y directa.

Los datos de energía producida por la instalación tendrán una enorme importancia, pues serán los utilizados para determinar las ganancias anuales en función de la variación del precio de mercado, y de cierta forma, determinar si la inversión es rentable o no.

4.7. Instalación eléctrica necesaria.

Además del terreno, otra de las cualidades del parque eólico que puede ser de provecho (o al menos en parte) para la planta fotovoltaica, es la instalación eléctrica de este. Se puede prever que resulta más efectivo realizar una instalación eléctrica mayor que dos instalaciones diferentes, es decir, aumentará en mayor medida y más rápidamente la potencia instalada que la cantidad de cable e instrumentación necesarios. Así pues, resultará efectivo aprovechar parte de la instalación eléctrica necesaria para la planta eólica, en la instalación fotovoltaica. A pesar de esta observación inicial, este hecho puede variar dependiendo del caso, incluso llegando a necesitar una instalación eléctrica mayor que el aumento de potencia resultante, por lo que a continuación se realiza un estudio analizando cada caso concreto y determinando la instalación necesaria y el aumento tanto de cableado como de potencia que conlleva.

4.7.1. Cálculo de factores limitantes.

En primer lugar, es necesario definir el tipo de instalación eléctrica utilizado en un parque eólico. Típicamente, se trata de diferentes circuitos (o ramas) los cuales agrupan varios aerogeneradores aumentando la potencia e intensidad conducida a medida que se agregan aerogeneradores, después del último aerogenerador la energía eléctrica es conducida hasta la subestación cercana (normalmente una distancia mayor que entre generadores). En la siguiente imagen podemos ver una representación gráfica de esta distribución, además, se muestran valores típicos de tensión dentro del parque, así como algunos dispositivos:

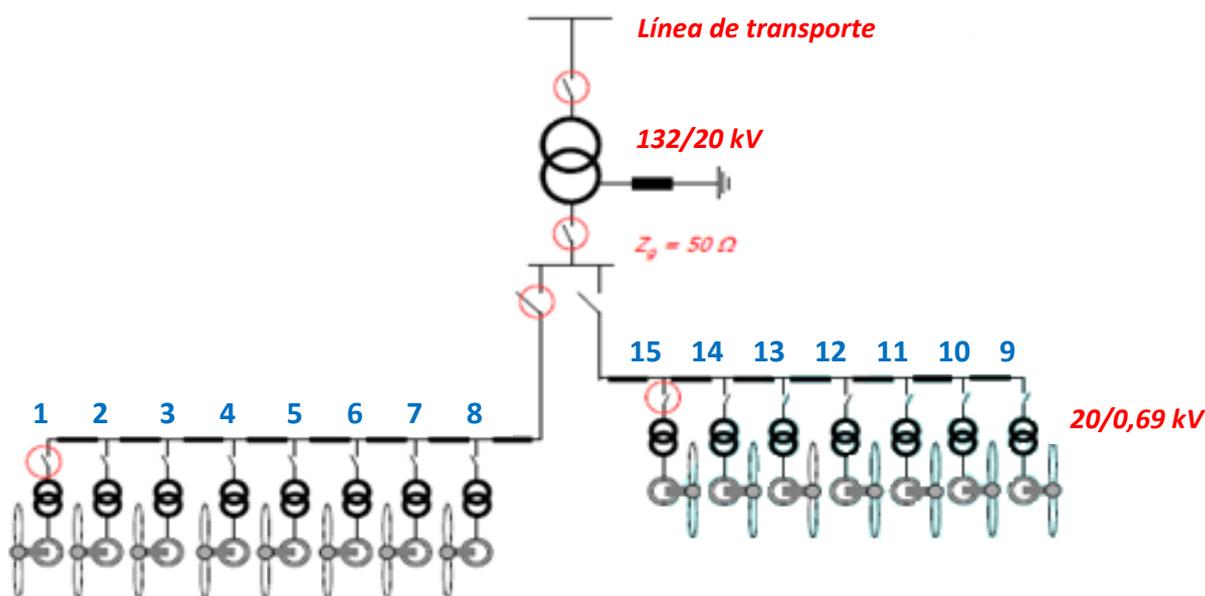


Ilustración 25: esquema de instalación eléctrica típica en un parque eólico.

Como se puede comprobar, el caso de la ilustración se trata de un parque eólico de 15 turbinas que se agrupan en dos circuitos de 8 y 7. También se observa que la tensión que circula por esta instalación eléctrica no es la de salida del generador, si no que se eleva mediante un transformador antes de iniciar el transporte para reducir las pérdidas. Por último, podemos ver que ambos circuitos se unen en una subestación transformadora ubicada más alejada (como se indicó anteriormente) en donde se alcanza una tensión adecuada para el transporte de larga distancia.

La forma de determinar el cableado necesario en la instalación se basa principalmente en tres parámetros: corriente admisible, caída de tensión y pérdida de potencia. Será necesario conocer el valor de cada uno de estos y definir un cableado por tramos adecuado a nuestras necesidades.

En primer lugar, la intensidad (o corriente) admisible, es el valor máximo de corriente que el cableado puede soportar. El valor de la corriente que circula aumentará conforme se van añadiendo generadores y en ningún caso se puede superar el valor de la corriente admisible del cable. Esta limitación se hace menos restrictiva conforme aumenta la sección del cable, por lo que es evidente que el cable utilizado aumentará de tamaño por tramos conforme se vayan agregando generadores. El cálculo de la corriente máxima por tramos se realiza siguiendo la expresión:

$$I_{\text{máx}} = \frac{\sum P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

Donde:

- $\sum P$: sumatorio de potencias hasta el tramo calculado [W].
- U: tensión dentro del parque [V], valor típico 20.000V.
- $\cos \varphi$: Factor de potencia.

A continuación, se limita la caída de tensión, la resistencia e inductancia asociadas al cableado propician en la instalación una caída de tensión, el hecho de que el valor de estos parámetros disminuya al aumentar el grosor de los cables hace que la tensión también caiga en menor medida. Normalmente se acota la caída máxima de tensión en un circuito con valores entorno al 1 - 1,5%, esto se ha tenido en cuenta al realizar los cálculos de forma que el usuario puede establecer una caída máxima y variar la sección de los cables hasta alcanzarla. La caída de tensión, así como el tanto por ciento sobre el total sufrido por tramos, se calcula mediante la expresión:

$$\Delta V_{\text{cable}} = l_{\text{cb}} \cdot \frac{I_{\text{máx}}}{N_{\text{cb}}} \cdot (R_{\text{cb}} \cdot \cos \varphi + X_{\text{cb}} \cdot \sin \varphi)$$

$$\Delta V_{\text{cb}} [\%] = \frac{\Delta V_{\text{cb}}}{U} \cdot 100$$

Donde:

- l_{cb} : Longitud del tramo en cuestión [km]
- $I_{\text{máx}}$: Corriente máxima del tramo en cuestión [A]
- N_{cb} : Número de cables en el tramo en cuestión.
- R_{cb} : Resistencia que supone el cable [Ω/km]
- X_{cb} : Inductancia que supone el cable [Ω/km]
- $\cos \varphi$: Factor de potencia.
- U: tensión dentro del parque [V], valor típico 20.000V.

Una vez se han hallado los valores de cada tramo, mediante el sumatorio se obtienen los valores totales de pérdida de tensión y porcentaje respecto al total, el cual no debe superar el establecido.

Por último, la pérdida de potencia sufrida no está limitada, sino que el usuario debe establecer una solución de compromiso en la que se valore, por un lado, una mayor inversión en cableado y por otro, la pérdida de potencia que supone evitar dicha inversión. Igual que en los casos anteriores, disminuye al aumentar el grosor del cable, ya que también lo hace la resistencia de este. El valor de la pérdida de potencia por tramos sigue la expresión:

$$\Delta p_{\text{cu}} = 3 \cdot l_{\text{cb}} \cdot \left(\frac{I_{\text{cb}}}{N_{\text{cb}}} \right)^2 \cdot R_{\text{cb}}$$

Donde:

- ΔP_{cb} : pérdida de potencia en el cobre.
- L_{cb} : Longitud del tramo en cuestión [km]
- I_{cb} : Corriente máxima del tramo en cuestión [KA]
- R_{cb} : Resistencia que supone el cable [Ω /km]

Como en el caso de la caída de tensión, una vez calculada la pérdida de potencia por tramos, mediante el sumatorio obtenemos la pérdida total y a través de esta, el porcentaje respecto a la potencia inicial.

Para calcular estos parámetros limitadores mencionados, es necesario disponer de las características del cable utilizado, en nuestro caso, se han tomado valores para los diferentes grosores posibles, que se muestran a continuación:

VALORES CARACTERÍSTICOS DE CABLES			
Sección	Rmax a 105°C	χ a 50Hz	I admisible
95 mm ²	0,422 Ω /km	0,12 Ω /km	260 A
150 mm ²	0,277 Ω /km	0,112 Ω /km	330 A
240 mm ²	0,169 Ω /km	0,105 Ω /km	435 A
400 mm ²	0,106 Ω /km	0,098 Ω /km	560 A
500 mm ²	0,0803 Ω /km	0,092 Ω /km	648 A
630 mm ²	0,0638 Ω /km	0,085 Ω /km	748 A
740 mm ²	0,0412 Ω /km	0,078 Ω /km	840 A
850 mm ²	0,0227 Ω /km	0,071 Ω /km	950 A
960 mm ²	0,0142 Ω /km	0,064 Ω /km	1048 A
1070 mm ²	0,0093 Ω /km	0,057 Ω /km	1149 A

Tabla 9: valores característicos de cables para diferentes grosores.

De esta forma, mediante la herramienta desarrollada el usuario puede variar entre los diferentes grosores de cable para cada tramo, comprobando que se cumple el límite de intensidad admisible, así como observando la variación de caída de tensión y pérdida de potencia. Además, para casos en los que la resistencia es muy grande (mucha distancia) o hay un gran número de generadores conectados, el usuario puede utilizar varios cables de cualquier sección de forma que se distribuye y disminuyen las pérdidas.

4.7.2. Definición del tipo de instalación eléctrica existente.

Antes de comenzar con el dimensionado, es necesario definir el parque eólico estudiado, ya se ha hecho referencia a esta necesidad en apartados anteriores debido a que algunos parámetros eran de importancia en otros aspectos de la herramienta (sombra proyectada, superficie disponible), a pesar de ello, a continuación, se mencionan los aspectos que tienen influencia sobre la instalación eléctrica. Para definir el parque, según el esquema anterior, es necesario establecer el número de circuitos que lo forman, así como la cantidad de aerogeneradores en cada uno y la distancia desde el circuito a la subestación, la separación entre aerogeneradores (necesaria para calcular la resistencia del cable) se introduce en diámetros. Además, se tendrán en cuenta características eléctricas como la potencia, la tensión dentro del parque o el factor de potencia, también se ha de introducir el valor máximo de caída de tensión previsto.

Una vez definida la instalación, la herramienta selecciona el circuito más desfavorable (mayor cantidad de aerogeneradores y distancia a ST) y se pide cambiar los cables a utilizar según qué tramo para llegar a las

condiciones óptimas de operación. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en cada tramo y el total para un caso concreto:

INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL PARQUE EÓLICO												
TRAMO	Distancia (km)	Potencia (kW)	I _{max} (A)	Cable (mm ²)	I _{adm} (A)	R _{max} (Ω/km)	χ (Ω/km)	Caída tensión (V)	Caída tensión (%)	Pérdida potencia (kW)	Pérdida potencia (%)	
1 - 2	0,45	2000	61	1 95	260	0,422	0,12	12	0,06	2,1	0,11	
2 - 3	0,45	4000	122	1 95	260	0,422	0,12	24	0,12	8,4	0,21	
3 - 4	0,45	6000	182	1 150	330	0,277	0,112	24	0,12	12,4	0,21	
4 - 5	0,45	8000	243	1 240	435	0,169	0,105	21	0,11	13,5	0,17	
5 - 6	0,45	10000	304	1 400	560	0,106	0,098	18	0,09	13,2	0,13	
6 - 7	0,45	12000	365	1 400	560	0,106	0,098	22	0,11	19,0	0,16	
7 - 8	0,45	14000	425	1 500	648	0,0803	0,092	20	0,10	19,6	0,14	
8 - 9	0,45	16000	486	1 630	748	0,0638	0,085	19	0,10	20,4	0,13	
9 - 10	0,45	18000	547	1 630	748	0,0638	0,085	21	0,11	25,8	0,14	
10 - ST	3	20000	608	1 740	840	0,0412	0,078	116	0,58	137,0	0,68	
TOTAL:								297,5	1,49	271,37	1,36	

Tabla 10: instalación eléctrica de un parque eólico, resultados por tramos y totales.

Como se puede observar, se ha modificado la sección de los cables llegando a una solución en la que no se supera la intensidad admisible ni la caída de tensión máxima (establecida en 1,5%). El porcentaje de pérdidas de potencia hace referencia a la pérdida sobre la potencia en cada tramo, al igual que el porcentaje de caída de tensión (con la diferencia de que esta es igual a la total). En el siguiente gráfico, además, quedan visualmente representados los parámetros de caída de tensión y pérdida de potencia.



Ilustración 26: caída de tensión y pérdidas de potencia en cada tramo de la instalación eléctrica en un parque eólico.

Se puede observar cómo para mayores valores de intensidad, la pérdida por potencia crece a mayor velocidad que la caída de tensión, esto se debe a que este valor de intensidad repercute de forma cuadrática en la potencia y lineal en la tensión. También se observa que las mayores pérdidas se concentran en el último tramo, esto se debe a que es el que conecta con la subestación la cual está ubicada a una mayor distancia y por lo tanto la resistencia total del cable en este tramo es mayor.

4.7.3. Instalación eléctrica completa.

Una vez se encuentra definida la instalación eléctrica en el parque eólico estudiado, será necesario establecer de qué forma se adapta a él la instalación fotovoltaica. Para ello, se tendrá en cuenta el número total de inversores de corriente necesarios y se considerará que se suman de forma equitativa a la conexión de cada aerogenerador, es decir, se calculará el número de inversores por generador eólico y la potencia que estos sumen, junto a la del generador será la tenida en cuenta como conexión en cada tramo. Debido a que no será exacto el número de inversores que corresponden a cada aerogenerador, se tomará para el estudio el caso con mayor cantidad de inversores y por lo tanto más desfavorable.

A partir de los nuevos valores de potencia considerados, se calcularán de la misma forma que en el caso anterior todos los parámetros limitantes. Obteniendo, como es evidente, un tamaño mucho mayor del cableado necesario, aunque, por otro lado, mediante este método de conexión es posible aprovechar la instalación eléctrica del parque. Así pues, a continuación, se muestra una tabla con los resultados obtenidos al añadir al caso anterior (parque eólico 46MW) una instalación fotovoltaica de 184MW:

INSTALACIÓN ELÉCTRICA COMPLETA														
TRAMO	Distancia (km)	Potencia (kW)	I _{max} (A)	Cable (mm ²)	I _{adm} (A)	Caída tensión (V)	Caída tensión (%)	Pérdida potencia (kW)	Pérdida potencia (%)	Cable (mm ² *km) eólica/total	Aumento (%)			
1 - 2	0,45	10.044	305	1 240	435	27	0,13	21	0,21	108 43	252,6			
2 - 3	0,45	20.088	610	1 630	748	24	0,12	32	0,16	284 43	663,2			
3 - 4	0,45	30.132	916	2 400	1120	27	0,14	30	0,10	360 68	533,3			
4 - 5	0,45	40.175	1221	2 630	1496	24	0,12	32	0,08	567 108	525,0			
5 - 6	0,45	50.219	1526	2 740	1680	22	0,11	32	0,06	666 180	370,0			
6 - 7	0,45	60.263	1831	3 630	2244	24	0,12	32	0,05	851 180	472,5			
7 - 8	0,45	70.307	2136	3 630	2244	28	0,14	44	0,06	851 225	378,0			
8 - 9	0,45	80.351	2442	3 740	2520	23	0,12	37	0,05	999 284	352,4			
9 - 10	0,45	90.395	2747	3 850	2850	18	0,09	26	0,03	1148 284	404,8			
10 - ST	3	100.438	3052	3 1070	3447	81	0,41	87	0,09	9630 2220	433,8			
						298	1,49	373	0,37	15462 3633	425,6			

Tabla 11: caída de tensión y pérdidas de potencia en cada tramo de la instalación eléctrica en un parque eólico más fotovoltaico, comparativa con la solución anterior.

Se puede observar, como se esperaba, que el tamaño de los cables necesarios para llegar a los mismos límites establecidos es mucho mayor que en el caso anterior, aumentando un 425,6% la cantidad total. A continuación, se vuelve a mostrar la evolución de la caída de tensión y pérdidas de potencia:



Ilustración 27: caída de tensión y pérdidas de potencia en cada tramo de la instalación eléctrica en un parque eólico más fotovoltaico.

En este caso, desde el inicio la pérdida de potencia aumenta más rápido que la relacionada con la tensión, ya que así lo hace también la corriente conducida. Nuevamente la mayor pérdida se concentra en el tramo de mayor longitud, que además es el que transporta mayor corriente.

Para comprobar si eléctricamente la doble instalación merece la pena, además de fijarnos en el aumento de la cantidad de cableado necesario, hay que considerar el aumento de potencia que conlleva. Así pues, para este mismo ejemplo anterior se tienen unos resultados:

- AUMENTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA:	425,60%
- AUMENTO DE POTENCIA:	504,90%

Es cierto que el aumento de la instalación eléctrica tiene una repercusión considerable, pero se produce un mayor aumento en la cantidad de potencia instalada, a partir de esto, podemos suponer que resulta provechoso utilizar parte de la instalación existente para desalojar energía. Además, es necesario recordar que el aumento de instalación eléctrica que se ha estudiado se trata del circuito más desfavorable (mayor número de aerogeneradores/inversores conectados), por lo que en los otros circuitos el beneficio será mayor.

Con el objetivo de determinar la magnitud real del ahorro que supone utilizar la instalación existente, se ha comprobado cuál es el aumento de esta instalación y cuál sería la cantidad necesaria al tratarse de una instalación solar independiente. Para ello, a partir de los valores de cableado para las distintas potencias (parque eólico y parque eólico + solar), se extrapola obteniendo un valor teórico de cantidad de cable necesario para la potencia que supone la instalación solar. Si comparamos esa cantidad teórica con el aumento que resulta al añadir al parque eólico la misma potencia de energía solar, nos damos cuenta que en este aumento la cantidad aportada es entorno a un 20% menor que la necesaria para una instalación independiente. Podemos deducir, por lo tanto, que el hecho de utilizar la instalación eléctrica del parque eólico supone un ahorro en costes del 20% para cableado y dispositivos eléctricos. Este valor se tendrá en cuenta más adelante al evaluar los costes derivados de la instalación.

5. ESTUDIO FINANCIERO. RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN.

5.1. Precio de la instalación.

Con el fin de determinar si una instalación fotovoltaica es rentable, es necesario establecer el coste que esta supone. Para ello, en primer lugar, se debe conocer cuáles son los diferentes gastos derivados de una instalación solar típica, así como el precio de cada uno de ellos, de tal forma que esta división de costes pueda ser aplicable a un caso cualquiera. Además, para ser aplicable a cualquier caso, es necesario expresar estos precios en base a una unidad variable para cada caso, habitualmente euros por vatios de potencia pico (€/w). Así pues, en el desarrollo de esta herramienta, se ha considerado que el coste está asociado a los siguientes aspectos:

5.1.1. Panel fotovoltaico.

Supone el gasto principal, resultando entorno a un 40-50% del coste de la instalación completa a día de hoy. A pesar de ello, en los últimos años el precio de estos se ha reducido enormemente, en parte debido a la fuerte competencia de tecnología china, que, a pesar de poseer un rendimiento que puede ser menor en algunos casos, ofrecen un precio muy competitivo.

Evolución del coste de los módulos solares de silicio (euro/vatio)

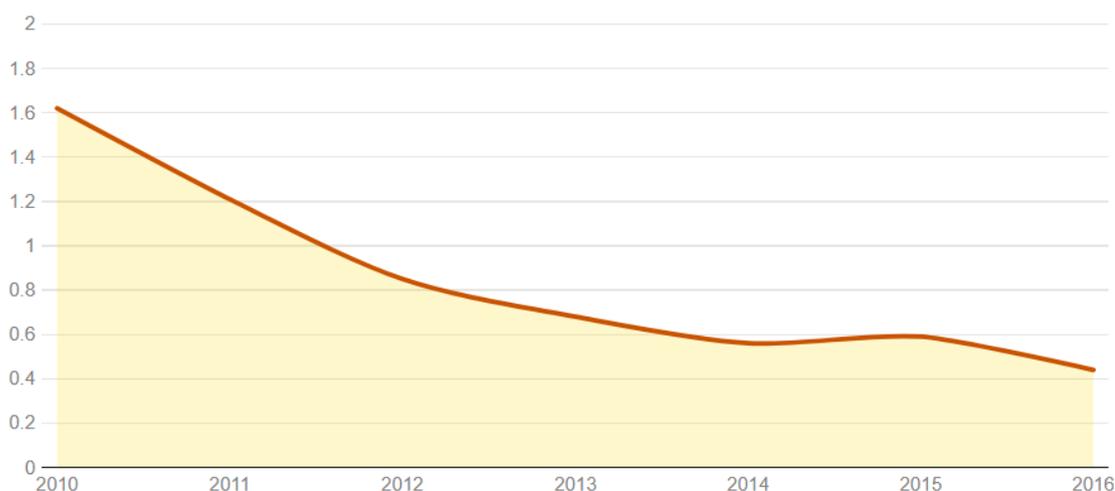


Ilustración 28: evolución del precio de los módulos solares en los últimos años.

De esta forma, a día de hoy encontramos paneles solares con un precio que puede llegar a 0,5€/w. Una de las repercusiones que este hecho acarrea, es en cuanto al tipo de plantas solares construidas. Por ejemplo, han dejado de ser tan necesarias las estructuras de seguimiento solar, en muchos casos resulta económicamente más rentable instalar un mayor número de paneles solares con estructura fija y con menor rendimiento, ya que el precio del suelo habitualmente no es elevado; el precio de los paneles, como se ha mencionado está decreciendo enormemente y las estructuras móviles tienen asociadas una mayor inversión y coste de operación y mantenimiento.

Para determinar el precio en este apartado hay que tener en cuenta el tipo de tecnología empleada, la herramienta ofrece dos posibilidades que son las que ocupan prácticamente la totalidad del mercado: silicio policristalino (p-si) o silicio monocristalino (m-si) variando el precio por vatio pico de una tecnología a otra. Es sabido que el precio de los paneles de silicio monocristalino es mayor, aunque también lo es su rendimiento y su comportamiento frente al calor, por lo que la elección de la tecnología vendrá por parte del cliente.



Ilustración 29: paneles solares y célula fotovoltaica silicio monocristalino (izquierda) y policristalino (derecha).

Finalmente, se ha establecido un precio de 0,60€/W para los paneles de silicio monocristalino y 0,52€/w para los de silicio policristalino. A pesar de tratarse de un precio establecido, debido a que este coste tiene una influencia de casi el 50% sobre el total, el usuario puede variarlo de forma sencilla. También es necesario señalar que, con la intención de aproximarse un poco más a la realidad, la herramienta hace decrecer el precio por vatio conforme la instalación se hace más grande, esto ocurre en todos los costes derivados.

5.1.2. Cableado y dispositivos.

En este coste se contabiliza todo lo relacionado a la instalación eléctrica necesaria (a excepción de inversores), dispositivos, cableado y transformadores. Esta instalación eléctrica es compartida con la del parque eólico, dimensionada de forma que puede evacuar la potencia total. El hecho de compartir con el parque eólico, da como resultado una instalación menor a la que resultaría para la misma instalación fotovoltaica independiente (como se explica en el apartado que detalla el cálculo de esta), por lo que se puede asociar a esto un porcentaje de ahorro económico igual a la instalación evitada. De esta forma, se ha establecido un precio unitario igual a 0,20€/W (entorno al 16% sobre el total), al que se le aplicará el descuento mencionado que dependerá de cada caso de estudio.

5.1.3. Estructura y cimiento.

La instalación que se plantea está formada por estructura fija en todos los casos, con los paneles inclinados un determinado ángulo a introducir por el usuario, el precio asociado a este tipo de estructuras resulta mucho menor que para estructuras móviles. En este caso se ha establecido un coste de 0,08€/W (6% sobre el total).

5.1.4. Inversores.

Se ha diferenciado los inversores del resto de instalación eléctrica ya que se trata de un dispositivo que es necesario definir y el cual determina la conexión entre paneles y su distribución. El precio establecido será de 0,10€/W (8% sobre el total).

5.1.5. Obra civil y montaje.

Hace referencia a las obras necesarias para adecuar el terreno a la instalación y al montaje de esta. Se ha establecido un precio de 0,20€/W (16% del total) para este gasto.

5.1.6. Terreno.

Se trata de otro apartado en la que nuestro peculiar caso de estudio resulta aventajado, debido a esto mismo, el precio de este puede ser modificado por el usuario. El precio establecido es de 0,07€/W, pero este se descontará posteriormente ya que el coste del terreno no se asocia a la instalación fotovoltaica sino al parque eólico proyectado.

5.1.7. Precio unitario final.

Una vez establecido un precio por unidad de potencia para cada uno de los componentes que forman la instalación, se calculará un precio total por vatio e potencia instalado el cual rondará 1€/W, aunque como ya se ha mencionado este será menor conforme aumenta el tamaño de la planta fotovoltaica. A este precio se descuenta los costes evitados resultantes de la generación conjunta con el parque eólico (terreno y cableado) obteniendo un precio final por vatio de potencia instalado y un porcentaje de ahorro respecto a una instalación ordinaria. A continuación, se muestra un ejemplo que representa la explicación anterior:

PRECIO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 139 MW				
	Instalación típica		Instalación con parque eólico	
PANEL FOTOVOLTAICO:	0,50 €/W	43,81 %	0,50 €/W	48,78 %
CABLEADO Y DISPOSITIVOS:	0,20 €/W	17,37 %	0,16 €/W	15,29 %
ESTRUCTURA Y CIMIENTOS:	0,08 €/W	6,74 %	0,08 €/W	7,50 %
INVERSORES:	0,10 €/W	8,68 %	0,10 €/W	9,67 %
OBRA CIVIL Y MONTAJE:	0,19 €/W	16,85 %	0,19 €/W	18,76 %
TERRENO:	0,07 €/W	6,55 %	0,00 €/W	0,00 %
PRECIO TOTAL:	1,13 €/W		1,02 €/W	

AHORRO RESPECTO A INSTALACIÓN TÍPICA:	0,12 €/W
	10,19 %

Tabla 12: precios derivados de una instalación solar típica y comparación respecto a una instalación con parque eólico.

En este caso concreto mostrado, se ha conseguido un 10% de ahorro frente a la misma instalación independiente, este ahorro es fruto de evitar el coste de terreno y conseguir disminuir un 20% el coste de la instalación eléctrica.

5.2. Viabilidad económica

Teniendo en cuenta los costes asociados, ahora se pretende analizar la viabilidad económica del proyecto estudiando, en primer lugar, los beneficios que supone y cómo se distribuyen dichos costes en el tiempo.

5.2.1. Precio de la energía y beneficio anual.

Para conocer el aporte económico que supone la generación de energía, se ha de establecer un precio de esta que variará anualmente dependiendo de distintas circunstancias que definen un escenario concreto de mercado. Se estudiará un plazo de 25 años, pues comúnmente esta es la garantía que ofrecen los suministradores de paneles solares, al ser esta la pieza fundamental de nuestra instalación. Así pues, se ha de conocer el precio medio de la energía durante estos 25 años, este precio se aplica a la energía generada anualmente y resultará un beneficio anual. No se debe olvidar la degradación de los paneles solares durante este periodo de tiempo, esta degradación (que típicamente acota al 80% de la potencia total a los 25 años) dependerá del fabricante del panel y será la responsable de que la energía generada disminuya año tras año. A pesar de ello, se puede intuir que el precio de la energía en este periodo irá en aumento más rápidamente, por lo que el beneficio también crecerá.

Para definir el precio de la energía en estos próximos 25 años se ha basado en un artículo de la empresa de ingeniería y consultoría finlandesa Pöyry de mayo de 2015, el cual analiza varios escenarios y ofrece la evolución del precio de la energía en cada uno de ellos.

Estos escenarios se basan en el mercado europeo, donde, por ejemplo, según el caso español, el precio de la energía se determina horariamente a partir de una subasta, en la que las diferentes tecnologías compiten según su coste de operación. De esta forma, típicamente la tecnología que ofrece un menor precio sería la nuclear, después centrales convencionales de carbón, ciclos combinados y turbinas de gas; la renovable es un caso especial pues pese a tener un bajo coste de operación, puede disponer de un precio más alto debido a las retribuciones pactadas para fomentar la inversión en esta tecnología años atrás, a pesar de ello, hoy en día compiten como cualquier otra tecnología pues los precios de estas instalaciones han disminuido notablemente. Este mercado no es tan simple, ya que también existen retribuciones por disponibilidad, o potencia de reserva, a determinadas centrales que son capaces de operar de forma inmediata en caso de que se superen las previsiones de demanda, estas centrales son más necesarias al aumentar la potencia renovable instalada, pues no se puede prever la disponibilidad de estas.

En este marco de mercado, la consultora Pöyry ofrece tres escenarios dependiendo de los acontecimientos, en los que se ofrece:

- Un escenario de precios bajos: podría ser el caso en el que se prorrogara el cierre de algunas centrales nucleares, así como centrales de carbón o incluso se permitiera la apertura de alguna nueva.
- Un escenario central: donde se mantiene la tendencia actual, incrementando poco a poco la capacidad renovable instalada y cumpliéndose los plazos de cierre de las viejas centrales.
- Un escenario de precios altos: en el que se incentivara a una fuerte inversión por las energías renovables, siendo necesario la creación de ciclos combinados o turbinas de gas como potencia de reserva (con el correspondiente pago por disponibilidad), apostando por el uso de baterías de gran escala para gestionar la generación y el almacenamiento, e incluso, incentivando el cierre de viejas centrales (contaminantes, pero con bajo coste de operación).

Finalmente, los precios de cada escenario para estos veinticinco años se muestran a continuación:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Escenario central (€/MWh)	49,67	52,55	55,27	56,00	58,38	63,65	69,57	74,18	77,77	81,19	85,07	88,51
Precios altos (€/MWh)	72,86	78,74	84,35	90,68	94,82	98,17	104,22	110,78	116,32	121,06	126,38	130,00
Precios bajos (€/MWh)	31,75	33,76	34,49	32,90	32,64	33,77	37,06	42,00	43,35	44,71	46,99	49,84

	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Escenario central (€/MWh)	91,55	93,91	95,94	98,52	103,33	106,54	107,90	111,40	114,73	116,49	118,10	120,46	122,87
Precios altos (€/MWh)	132,34	135,85	139,03	142,41	147,23	151,48	156,12	161,69	164,25	167,01	168,24	171,60	175,03
Precios bajos (€/MWh)	50,73	52,70	54,94	56,59	59,05	61,51	63,67	65,12	66,43	67,93	69,75	71,14	72,56

Tabla 13: precio de la energía para los próximos 25 años, fuente: Pöyry.

Como se puede observar, existe una enorme diferencia entre los diferentes escenarios, lo cual puede determinar si la inversión es económicamente viable o no, según elijamos un escenario u otro. El caso menos comprometido es el escenario intermedio, pues ofrece precios más acordes con la realidad actual y el aumento en el tiempo, pese a ser grande, no es exagerado.

A partir de estos precios, y junto con la energía generada y la degradación de los paneles, podemos determinar un beneficio anual.

5.2.2. Aspectos financieros y coste anual.

El valor de la inversión necesaria vendrá establecido por el coste unitario definido anteriormente (€/W), el cual, como se explicó, dependerá del volumen de la instalación, y por el propio volumen, o potencia, de esta (W). Además de esta inversión, existen otros aspectos financieros los cuales pueden determinar si la instalación es rentable o no, se trata de aspectos como: parte financiada de la inversión, periodo de financiación o tipo de interés y de descuento.

- Parte financiada: se trata del porcentaje respecto al total de la inversión que se pretende financiar. Posteriormente, se pretende analizar la rentabilidad de la inversión mediante los indicadores V.A.N. y T.I.R. (posteriormente se indicará el significado y el modo de calcular cada uno de ellos), por lo que este aspecto tiene importancia debido a que estos indicadores asocian un valor del dinero, el cual decrece con el tiempo. De esta forma, conforme aumentamos el porcentaje de inversión financiada una mayor parte de esta se paga en el futuro (con menor valor del dinero) por lo que la rentabilidad del proyecto aumenta.

Parte financiada: 50% → **V.A.N. 84.929.015€**
T.I.R. 12,06%

Parte financiada: 80% → **V.A.N. 120.633.328€**
T.I.R. 15,33%

- Periodo de financiación: una vez más, este aspecto tiene una enorme importancia a la hora de analizar la rentabilidad mediante los indicadores V.A.N. y T.I.R. Conforme aumenta el periodo de financiación, la inversión se pagará más adelante en el tiempo, por lo que se le asocia un menor valor aumentando así notablemente la rentabilidad. A modo

de ejemplo, para un caso concreto, a continuación, se muestra cómo varía el T.I.R. y el V.A.N. al variar el periodo de financiación:

Periodo de financiación: 7 años	→	V.A.N. 84.777.908€
		T.I.R. 12,25%
Periodo de financiación: 14 años	→	V.A.N. 135.243.594€
		T.I.R. 16,28%

- Tipo de interés y tasa de descuento: el tipo de interés determina la cantidad de más que se ha de pagar por la financiación solicitada, se expresa en porcentaje sobre el total. La tasa de descuento, por su parte, determina la forma en la que el dinero pierde valor actual con el tiempo, se tiene en cuenta para calcular el V.A.N. Ambas están relacionadas de forma que, la **tasa de descuento** representa el descuento al flujo de dinero esperado en el futuro, por ejemplo, suponiendo que hay un título del estado para la venta en 80€ y pagan €100 finalizado un año, la tasa de descuento se calcularía:

$$\frac{100 - 80}{100} = 20\%$$

Por el contrario, el **tipo de interés** que determina el flujo de dinero futuro es calculado usando el valor actual como base:

$$\frac{100 - 80}{80} = 25\%$$

De esta forma, para cada tasa de interés, hay una tasa de descuento correspondiente y a la inversa:

$$d = \frac{i}{1 + i} \qquad i = \frac{d}{1 - d}$$

En la herramienta se podrá variar el interés de la financiación ofrecido por el banco y a partir de este valor se calcula una tasa de descuento mediante la expresión anterior señalada.

Además del coste de la propia instalación, existe un coste asociado a la operación y mantenimiento, que variará según el tamaño de esta y tendrá que ser considerado a la hora de calcular los costes anuales.

5.1.2. Flujo de fondo.

Tras definir todos los parámetros influyentes, se puede determinar un **flujo de fondo** que tiene en cuenta el beneficio generado durante el año y los costes derivados del pago de la financiación y la operación y mantenimiento. El primer año resulta un caso especial pues como coste se ha de tener en cuenta el desembolso de la cantidad no financiada del proyecto, al cual deben hacer frente con liquidez los inversores, además, no se generan beneficios pues se considera que la instalación aún no ha entrado en funcionamiento. A partir del segundo año, los beneficios serán los correspondientes, como se ha dicho, a la energía generada y los costes se corresponden con los pagos indicados.

A continuación, se muestra el flujo de fondo correspondiente a un caso concreto durante los 25 años estudiados:

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Energía generada (MWh/año)	0	637.744	632.642	627.580	622.560	617.579	612.639	607.738
Precio de la energía (€/MWh)	49,67	49,67	52,55	55,27	56,00	58,38	63,65	69,57
BENEFICIO ANUAL (€/año)	0	31.677.111	33.245.854	34.688.561	34.861.834	36.051.883	38.995.498	42.278.677
Coste O&M (€)	0	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
Coste deuda (€):	160.356.914	24.053.537	24.053.537	24.053.537	24.053.537	24.053.537	24.053.537	24.053.537
Interés (€):	0	2.405.354	2.405.354	2.405.354	2.405.354	2.405.354	2.405.354	2.405.354
COSTE ANUAL (€)	160.356.914	26.978.891						
Flujo de fondo:	-160.356.914	4.698.220	6.266.963	7.709.671	7.882.943	9.072.992	12.016.607	15.299.786

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
602.876	598.053	593.268	588.522	583.814	579.143	574.510	569.914	565.355
74,18	77,77	81,19	85,07	88,51	91,55	93,91	95,94	98,52
44.719.110	46.507.752	48.167.601	50.064.983	51.670.601	53.019.955	53.954.090	54.680.345	55.697.738
520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
24.053.537	24.053.537	24.053.537	0	0	0	0	0	0
2.405.354	2.405.354	2.405.354	0	0	0	0	0	0
26.978.891	26.978.891	26.978.891	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
17.740.219	19.528.862	21.188.710	49.544.983	51.150.601	52.499.955	53.434.090	54.160.345	55.177.738

2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
560.832	556.345	551.895	547.479	543.100	538.755	534.445	530.169	525.928
103,33	106,54	107,90	111,40	114,73	116,49	118,10	120,46	122,87
57.952.291	59.272.508	59.549.359	60.987.897	62.307.132	62.760.007	63.118.801	63.866.127	64.622.302
520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0
520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
57.432.291	58.752.508	59.029.359	60.467.897	61.787.132	62.240.007	62.598.801	63.346.127	64.102.302

Tabla 14: flujo de fondo resultante en un caso concreto.

Donde:

- Inversión necesaria: 400.892.284 €.
- Energía generada: 637.744 MWh/año.
- Deterioro de los paneles: 0,8 %/año.
- Precio de la energía: Escenario central.
- Parte financiada: 60 %.
- Tipo de interés: 10 %.
- Periodo de financiación: 10 años.
- Tasa de descuento: 9,1%.

Se puede observar la forma en la que anualmente aumentan los beneficios, pese a la degradación de los paneles, debido al aumento del precio de venta de la energía. En el caso de los costes, se mantiene durante todo el periodo de vida útil un coste de operación y mantenimiento constante, se ha separado el interés que provoca la financiación, del propio coste de la inversión financiada y, como se puede comprobar, este termina en el periodo de financiación establecido, aumentando notablemente el flujo de fondos al terminar este periodo. También se puede comprobar el caso singular del primer año, en el que no se producen beneficios. A continuación, se muestra mediante un gráfico este flujo de fondo, de forma más visual:

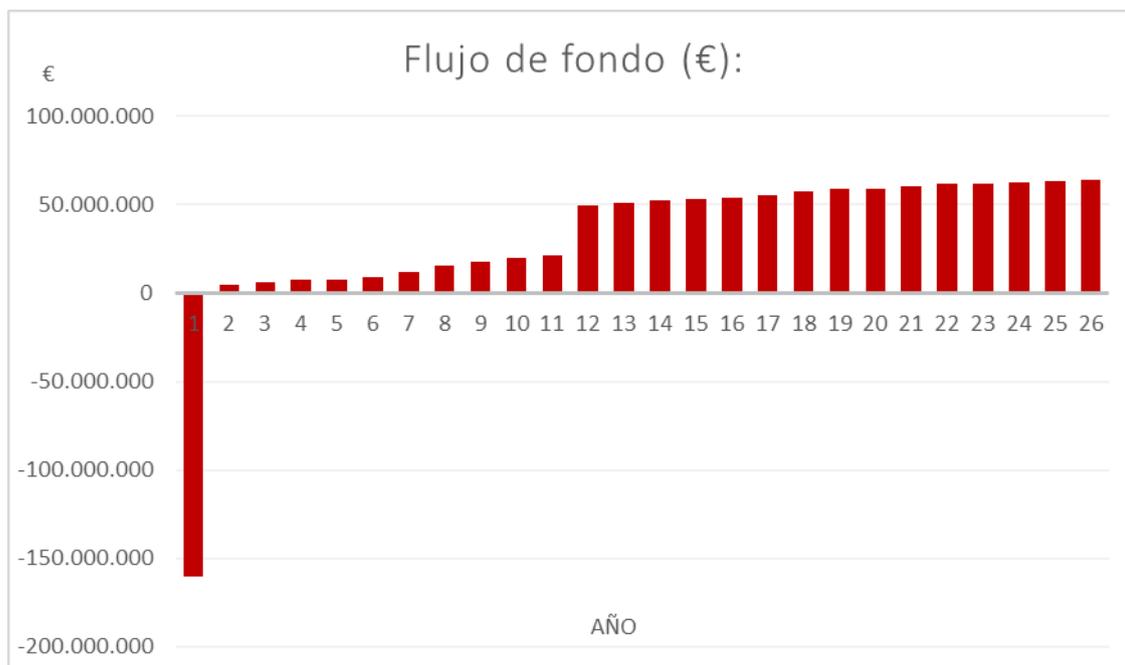


Ilustración 30: representación de flujo de fondo.

Nuevamente, se puede comprobar todo lo comentado acerca de cómo influyen los diferentes aspectos sobre el flujo de fondo, esta vez de una forma más visual.

5.2.3. Análisis de la rentabilidad.

Con el fin de determinar si la inversión es rentable se utilizarán dos herramientas las cuales se han nombrado anteriormente. Estas son: el Valor Actual Neto (V.A.N.) y la Tasa Interna de Retorno (T.I.R.), estas son comúnmente utilizadas en la valoración de proyectos para establecer si cualquiera de estos resulta viable económicamente:

5.2.3.1. Valor Actual Neto (V.A.N.).

El primer análisis para verificar la realización del proyecto es el Valor Actual Neto, el cual consiste en actualizar los flujos de fondos del proyecto según su Tasa de descuento.

El V.A.N. se basa en el “Valor tiempo del dinero”, es decir, considera el calor actual del beneficio que se obtendrá durante toda la vida útil de la instalación, por lo tanto, debe ser remunerado con una rentabilidad que el inversionista le exigirá por no utilizar esos recursos de capital hoy.

El cálculo del V.A.N. se realiza de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{FF_i}{(1 + T_{di})^i}$$

Donde:

- FF_i : Flujo de Fondos del periodo i ;
- T_{di} : tasa de descuento para el periodo correspondiente;
- i : el periodo a descontar.

5.2.3.2. Tasa Interna de Retorno (T.I.R.).

La T.I.R. es la tasa que hace que el V.A.N. del proyecto sea de valor nulo, lo que en otras palabras significa la tasa más alta de interés que se podría pagar sin pérdidas, si todos los saldos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se va generando dinero

La tasa se calcula de la siguiente manera:

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FF_i}{(1 + TIR)^i}$$

Nuevamente a modo de ejemplo, para el caso anterior de estudio de flujo de fondo, se obtienen los siguientes valores de V.A.N. y de T.I.R.:

VAN: 96.830.452,7 €
TIR: 12,88 %

La evolución del V.A.N. a lo largo del tiempo seguirá la tendencia que se muestra a continuación:

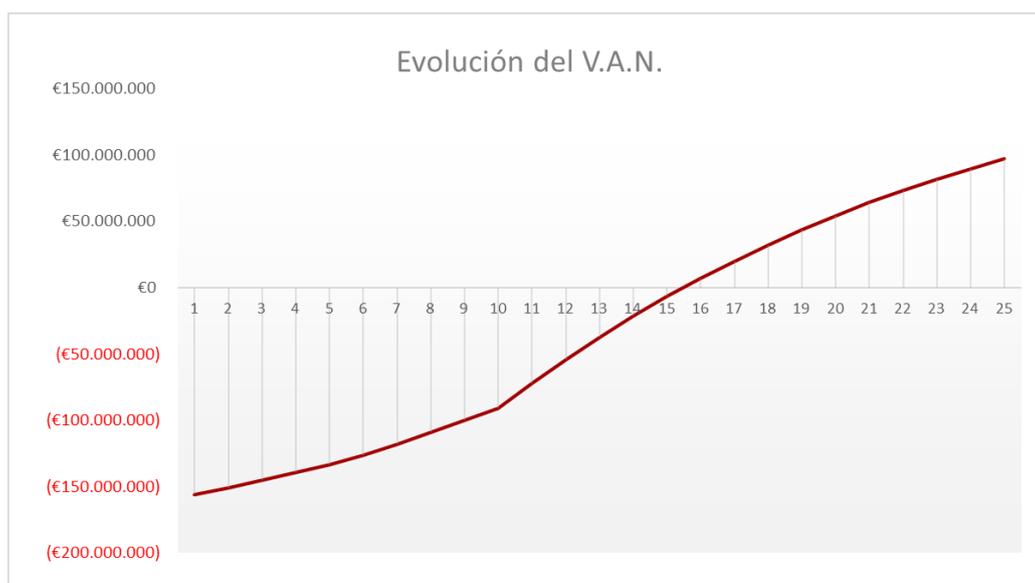


Ilustración 31: evolución del V.A.N.

Será motivo de análisis por parte de los inversores determinar si con estos indicadores de T.I.R. y V.A.N. la instalación le resulta rentable.

6. DESCRIPCIÓN Y APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA.

Una vez descrito el modo en el que se ha desarrollado la herramienta, se pretende mostrar el funcionamiento de esta, en primer lugar, mediante su descripción y posteriormente aplicándola en casos reales para analizar los resultados.

6.1. Descripción de la herramienta.

A continuación, se presentará el aspecto de la herramienta desarrollada a la vez que se describe su funcionamiento y forma de uso. En esta descripción se enumerará y mostrará cada uno de los apartados que la forman, en los que se definen o calculan los diferentes aspectos del proyecto interactuando posteriormente entre sí para llegar a un resultado único.

6.1.1. INICIO. DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS GENERALES. CONSULTA DE ESPECIFICACIONES.

Se trata del punto de partida de la herramienta, al abrir el programa encontramos un menú que redirigirá a cada uno de los apartados a través de los cuales se puede definir la situación de estudio concreta. Posteriormente en la parte superior izquierda de cada apartados encontramos un enlace que nos devuelve a "INICIO". El aspecto de este punto de inicio es el siguiente:

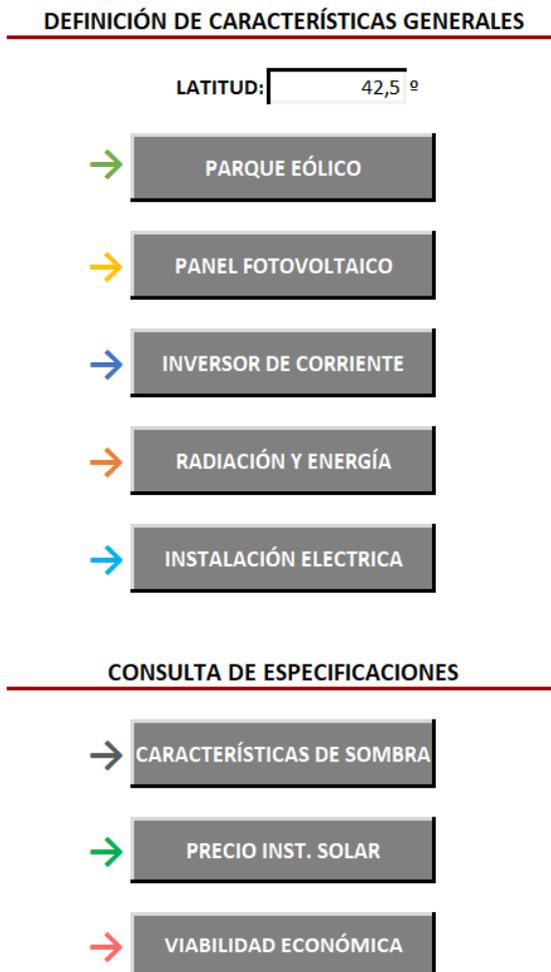


Ilustración 32: menú "INICIO" de la herramienta.

Encontramos dos partes diferenciadas en este menú: “DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTIAS GENERALES” y “CONSULTA DE ESPECIFICACIONES”. Se ha querido dividir de esta forma, diferenciando, por un lado, los apartados a través de los cuales se definen las características concretas de la instalación eólica proyectada y de la solar que se pretende implementar; estos apartados son a los que hace referencia el título de “DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTIAS GENERALES”, y es obligada su definición para cada caso concreto, pues varían prácticamente todas sus características de un proyecto a otro. Por otro lado, bajo el título de “CONSULTA DE ESPECIFICACIONES” encontramos apartados que no varían de un proyecto a otro o no tienen por qué hacerlo, mediante estos apartados podemos consultar la forma de determinar algunos aspectos, pudiendo también variar alguno de ellos para acercarlo aún más a las características de un proyecto concreto, aunque no es necesario, a diferencia del caso anterior.

Se puede observar bajo el título de “DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTIAS GENERALES” encontramos el punto donde se define una de las características principales del proyecto, la latitud en la que se ubica. Para concretar este aspecto no es necesario redirigir hacia ningún otro apartado, se realiza directamente. En importante señalar que esta latitud se ha de introducir en valor absoluto y en grados, de lo contrario, la herramienta señala “ERROR”:

DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS GENERALES

LATITUD: ° ← DEBE INTRODUCIR VALOR ABSOLUTO

Ilustración 33: error al introducir el valor de la latitud.

6.1.2. PARQUE EÓLICO.

En esta pestaña, se definirá lo que puede ser la característica principal del proyecto, el parque eólico existente en el que se pretende ubicar (o no ubicar) la futura instalación fotovoltaica. El aspecto que con el que encontramos este apartado es el siguiente:

INICIO

*Se puede tomar referencia de aerogeneradores en el siguiente enlace:
<http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/>

PARCELA Y DISTRIBUCIÓN DE AEROS

SUPERFICIE TOTAL:	9.840.000 m ²
SUPERFICIE ÚTIL:	80 %
Nº de AEROS:	62
FUERA DE SUP. ÚTIL:	0

CARACTERÍSTICAS DE AEROGENERADOR

TIPO:	VESTAS V90-2MW
POTENCIA NOMINAL:	2 2 MW
DIÁMETRO ROTOR:	80 90 m
ALTURA TORRES:	80 80 m
ALTURA TOTAL:	125 m
ANCHO DE TORRE:	6 5,5 m
TENSIÓN FINAL:	20000 V
Cos φ:	0,95
Nº circuitos:	7
Separación:	3 Diám.

PARQUE EÓLICO

PÉRDIDAS POR SOMBRAS ESTACIONALES

SUP. DE SOMBRAL:	3.685.929 m ²
PÉRDIDA POR SOMBRAS:	46,62 %
DISPONIBLE INSTALACIÓN:	4.186.071 m ²

PÉRDIDAS POR SOMBRAS MOMENTÁNEAS

SOMBRAS MOMENT:	19.726 m ²
PÉRDIDA SOMBRAS MOMEN:	0,47 %
SUP. VÁLIDA:	4.166.345 m ²

INSTALACIÓN EÓLICA

POTENCIA TOTAL:	124 MW
CAÍDA TENSIÓN MÁX.:	1,5 %

VALORES CARACTERÍSTICOS DE CABLES

Sección	Rmax a 105°C	γ a 50Hz	I admisible
95 mm ²	0,422 Ω/km	0,12 Ω/km	260 A
150 mm ²	0,277 Ω/km	0,112 Ω/km	330 A
240 mm ²	0,169 Ω/km	0,105 Ω/km	435 A
400 mm ²	0,106 Ω/km	0,098 Ω/km	560 A
500 mm ²	0,0803 Ω/km	0,092 Ω/km	648 A
630 mm ²	0,0638 Ω/km	0,085 Ω/km	748 A
740 mm ²	0,0412 Ω/km	0,078 Ω/km	840 A
850 mm ²	0,0227 Ω/km	0,071 Ω/km	950 A
0	0	0	0

INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL PARQUE EÓLICO

TRAMO	Distancia (km)	Potencia (kW)	I _{max} (A)	Nº y Sección de cable (mm ²)	I _{adm} (A)	R _{max} (Ω/km)	γ (Ω/km)	Caída tensión (V)	Caída tensión (%)	Pérdida potencia (kW)	Pérdida potencia (%)
1 - 2	0,27	2000	60,77	1 95	260	0,422	0,12	7,19	0,04	1,26	0,06
2 - 3	0,27	4000	121,55	1 150	330	0,277	0,112	9,78	0,05	3,31	0,08
3 - 4	0,27	6000	182,32	1 240	435	0,169	0,105	9,52	0,05	4,55	0,08
4 - 5	0,27	8000	243,09	1 400	560	0,106	0,098	8,62	0,04	5,07	0,06
5 - 6	0,27	10000	303,87	1 500	647,5	0,0803	0,092	8,62	0,04	6,01	0,06
6 - 7	0,27	12000	364,64	1 500	647,5	0,0803	0,092	10,34	0,05	8,65	0,07
7 - 8	0,27	14000	425,42	1 630	748	0,0638	0,085	10,01	0,05	9,35	0,07
8 - 9	0,27	16000	486,19	1 740	840	0,0412	0,078	8,34	0,04	7,89	0,05
9 - 10	0,27	18000	546,96	1 740	840	0,0412	0,078	9,38	0,05	9,98	0,06
10 - 11	0,27	20000	607,74	1 740	840	0,0412	0,078	10,42	0,05	12,33	0,06
11 - ST	5	22000	668,51	2 630	1496	0,0638	0,085	145,65	0,78	106,92	0,86
TOTAL:								237,86	1,19	175,33	1,10

Pérdidas por tramo

Ilustración 34: aspecto general de la pestaña “PARQUE EÓLICO”.

Como se puede observar, en este apartado encontramos mucha información. Analizando cada parte de forma independiente, encontramos en primer lugar en la parte derecha una serie de características las cuales se han de introducir necesariamente:

INICIO

*Se puede tomar referencia de aerogeneradores en el siguiente enlace:
<http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/>

DATOS A INTRODUCIR *	PARCELA Y DISTRIBUCIÓN DE AEROS	
	SUPERFICIE TOTAL:	9.840.000 m ²
	SUPERFICIE ÚTIL:	80 %
	Nº de AEROS	62
	FUERA DE SUP. ÚTIL:	0
	CARACTERÍSTICAS DE AEROGENERADOR	
	TIPO:	VESTAS V90-2MW
	POTENCIA NOMINAL:	2 2 MW
	DIÁMETRO ROTOR:	80 90 m
	ALTURA TORRE:	80 80 m
	ALTURA TOTAL:	125 m
	ANCHO DE TORRE:	6 5,5 m
	TENSIÓN FINAL:	20000 V
	Cos φ:	0,95
Nº circuitos:	7	
Separación:	3 Diám.	

Ilustración 35: definición de las cualidades del parque eólico.

Como se ha mencionado, podemos observar en la parte superior izquierda el enlace de vuelta a “INICIO”. Bajo este, encontramos una tabla con los datos a introducir, también se ofrece un enlace a un catálogo donde podemos encontrar los datos necesarios de una marca concreta de aerogeneradores. Encontramos características generales de la parcela y distribución, así como relativas al aerogenerador y la instalación concreta. Al seleccionar el tipo de aerogenerador se ofrece un desplegable con distintos modelos del fabricante VESTAS mediante el cual, seleccionando un tipo se rellenan los campos inferiores coloreados:

CARACTERÍSTICAS DE AEROGENERADOR	
TIPO:	VESTAS V90-2MW
POTENCIA NOMINAL:	VESTAS V112-3,45MW
DIÁMETRO ROTOR:	VESTAS V117-3,45MW
ALTURA TORRE:	VESTAS V126-3,45MW
ALTURA TOTAL:	VESTAS V136-3,45MW
ANCHO DE TORRE:	VESTAS V117-4,2MW
TENSIÓN FINAL:	VESTAS V136-4,2MW
	VESTAS V150-4,2MW
	OTRO (indica características)
	20000 V
Cos φ:	0.95

Ilustración 36: desplegable, tipo de aerogenerador.

También se puede definir las cualidades de un molino que no aparezca en la lista indicando las características de diámetro, altura de torre, ancho de torre y potencia. Los aspectos de “TENSIÓN FINAL” y “Cos φ” se refieren al transporte eléctrico dentro del parque.

Encontramos otro desplegable para definir el número de circuitos que forman la instalación eléctrica y el modo de conectar los generadores:

Nº circuitos:	7
Separación:	3 Diám.

	Nº AEROS	Distancia ST
Circuito: 1	5	5
Circuito: 2	8	4,5
Circuito: 3	9	4
Circuito: 4	9	3,5
Circuito: 5	11	3
Circuito: 6	9	3
Circuito: 7	11	3
TOTAL AEROS:	62	

Ilustración 37: circuitos que forman la instalación.

El máximo número de circuitos que se puede introducir son 10 y este número definirá la cantidad de los mismos que aparece en la tabla inferior, como se observa en la figura. En esta tabla se han de introducir el número de generadores conectados a cada circuito y la distancia de este hasta la subestación de transformación más cercana. En el caso de que cualquiera de los datos introducidos no sea lógico, la herramienta muestra un mensaje de error.

A continuación, si nos fijamos un poco más a la derecha, se muestran algunos resultados:

PÉRDIDAS POR SOMBRAS ESTACIONALES	
SUP. DE SOMBRA:	1.204.019 m2
PÉRDIDA POR SOMBRAS:	15,29 %
DISPONIBLE INSTALACIÓN:	6.667.981 m2

PÉRDIDAS POR SOMBRAS MOMENTÁNEAS	
SOMBRAS MOMENT:	80.638 m2
PÉRDIDA SOMBRAS MOMEN:	1,21 %
SUP. VÁLIDA:	6.587.343 m2

INSTALACIÓN EÓLICA	
POTENCIA TOTAL:	124 MW

Ilustración 38: pérdidas de superficie útil por sombra y potencia total eólica.

Podemos observar la superficie que deja de estar disponible para la instalación fotovoltaica debido a la sombra producida por los aerogeneradores, también se observa la superficie de paneles sobre la que se proyectará sombra inevitablemente (1,21%). Por último, la potencia eólica total.

Posteriormente, se debe definir la instalación eléctrica del parque eólico, que será compartida con la instalación de la planta solar consiguiendo un ahorro en el cableado necesario. Para ello, se muestra una tabla con las características del cableado a utilizar:

VALORES CARACTERÍSTICOS DE CABLES			
Sección	Rmax a 105°C	χ a 50Hz	I admisible
95 mm ²	0,422 Ω/km	0,12 Ω/km	260 A
150 mm ²	0,277 Ω/km	0,112 Ω/km	330 A
240 mm ²	0,169 Ω/km	0,105 Ω/km	435 A
400 mm ²	0,106 Ω/km	0,098 Ω/km	560 A
500 mm ²	0,0803 Ω/km	0,092 Ω/km	648 A
630 mm ²	0,0638 Ω/km	0,085 Ω/km	748 A
740 mm ²	0,0412 Ω/km	0,078 Ω/km	840 A
850 mm ²	0,0227 Ω/km	0,071 Ω/km	950 A
0	0	0	0

Ilustración 39: cableado disponible para la instalación eléctrica.

A partir de los circuitos definidos anteriormente, la herramienta toma los datos del más desfavorable (mayor número de generadores conectados y mayor distancia a la subestación) y los ubica en una tabla de la forma:

INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL PARQUE EÓLICO												
TRAMO	Distancia (km)	Potencia (kW)	I _{max} (A)	Nº y Sección de cable (mm ²)	I _{adm} (A)	R _{max} (Ω/km)	χ (Ω/km)	Caída tensión (V)	Caída tensión (%)	Pérdida potencia (kW)	Pérdida potencia (%)	
1 - 2	0,27	2000	60,77	1 95	260	0,422	0,12	7,19	0,04	1,26	0,06	
2 - 3	0,27	4000	121,55	1 150	330	0,277	0,112	9,78	0,05	3,31	0,08	
3 - 4	0,27	6000	182,32	1 240	435	0,169	0,105	9,52	0,05	4,55	0,08	
4 - 5	0,27	8000	243,09	1 400	560	0,106	0,098	8,62	0,04	5,07	0,06	
5 - 6	0,27	10000	303,87	1 500	647,5	0,0803	0,092	8,62	0,04	6,01	0,06	
6 - 7	0,27	12000	364,64	1 500	647,5	0,0803	0,092	10,34	0,05	8,65	0,07	
7 - 8	0,27	14000	425,42	1 630	748	0,0638	0,085	10,01	0,05	9,35	0,07	
8 - 9	0,27	16000	486,19	1 740	840	0,0412	0,078	8,34	0,04	7,89	0,05	
9 - 10	0,27	18000	546,96	1 740	840	0,0412	0,078	9,38	0,05	9,98	0,06	
10 - 11	0,27	20000	607,74	1 740	840	0,0412	0,078	10,42	0,05	12,33	0,06	
11 - ST	5	22000	668,51	2 630	1496	0,0638	0,085	145,65	0,73	106,92	0,49	
								TOTAL:	237,86	1,19	175,33	1,10

Ilustración 40: instalación eléctrica del parque eólico.

En esta tabla se muestran los diferentes tramos, la potencia transportada y la corriente máxima que circula. Se han de seleccionar la sección y el número de cables utilizados de tal forma que no se supere la corriente admisible de estos ni una caída de tensión total establecida (1,5% en este caso). Una vez hecha la selección de cable en cada tramo, queda definida la instalación eléctrica. Se muestran la caída de tensión y pérdida de potencia en el gráfico:



Ilustración 41: instalación eléctrica del parque eólico.

6.1.3. PANEL FOTOVOLTAICO.

Tras definir el parque eólico, es necesario definir las características del panel solar y la disposición que se va a utilizar. El aspecto que encontramos en este apartado es el siguiente:

INICIO

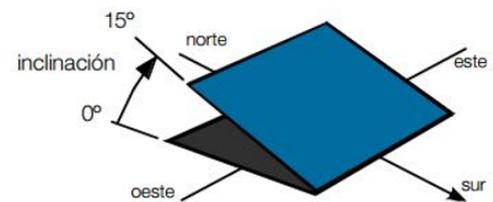
MÓDULO FOTOVOLTAICO Y POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO	
TIPO:	SILICIO POLICRISTALINO (p-si)
POTENCIA NOMINAL:	315 W
DIMENSIONES:	1,65 x 0,992 m
RENDIMIENTO:	19,2 %
Uoc:	38,4 V
Isc:	9,4 A
TONC:	44 °C
TC Pmax:	-0,39 %/K
TC Uoc:	-0,0031 %/K
TC Isc:	0,00051 %/K
Deterioro anual:	0,8 %
CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	
ÁNGULO DE INCLINACIÓN (β):	40 °

ÁREA POR kW:	14,74 m ²
PANELES/TERRENO:	35,26 %



POTENCIA INSTALABLE:	452.464 kW
-----------------------------	-------------------



*Se puede tomar referencia de módulos fotovoltaicos del siguiente fabricante:
<http://www.trinasolar.com/us/resources/downloads#TSM-PD05>

Ilustración 42: aspecto general de la pestaña "PANEL FOTOVOLTAICO".

Se puede apreciar que la cantidad de información ofrecida es mucho más reducida que en el caso del parque eólico, sin embargo, los datos que se introducen en este apartado se utilizan en una gran cantidad de cálculos.

En la esquina superior izquierda volvemos a encontrar el enlace de retorno a "INICIO". Bajo este, los datos a introducir, se vuelve a ofrecer un enlace al catálogo de un fabricante donde podemos tomar todos los datos que se solicitan. Dentro de los datos a introducir, son necesarios una gran cantidad de aspectos: tipo de tecnología, se utilizará para calcular el precio de la instalación, siendo más costoso el silicio monocristalino; potencia nominal y dimensiones, será necesario junto con el ángulo de inclinación para determinar la potencia instalable; las siguientes características de tensión, intensidad y temperatura se utilizarán para dimensionar el inversor; el deterioro anual será necesario para establecer la pérdida de generación eléctrica en el tiempo; por último, ángulo de inclinación, será utilizado, como se ha dicho para calcular la potencia instalable pero también para hallar la distancia entre filas y, en parte, para determinar la energía generada.

Separado de lo anterior, encontramos el resultado de **potencia instalable** en la superficie útil calculada. Además, se muestra el área necesaria por unidad de potencia instalada (variará según la inclinación de los paneles, su potencia por superficie y la latitud del lugar) y el ratio superficie de paneles/superficie de terreno.

6.1.4. INVERSOR DE CORRIENTE

Una vez definida la potencia instalable en la superficie disponible, es necesario conocer cómo se distribuyen los paneles solares, y esto depende de las características de entrada del inversor, las cuales se definen en esta pestaña. Este apartado tiene la siguiente apariencia:

INICIO

POTENCIA PLANTA:	452.464 kW
-------------------------	------------

INVERSOR

PARÁMETROS DE ENTRADA

Potencia máxima:	100 kW
Tensión min PMP:	627 V
Tensión máx PMP:	850 V
Tensión máx:	1100 V
Intensidad máx:	185 A

PARÁMETROS DE SALIDA

Tensión nominal:	400 V
Corriente máxima:	145 A
Factor de potencia:	1

CONDICIONES AMBIENTALES

Tª ambiente:	40 °
Tc*:	25 °
G*:	1000 w/m2
G:	1000 w/m2
Parametro viento:	1
Tmin histórica:	-10 °

DATOS MÓDULO

Potencia nominal:	315 W
Uoc:	38,4 V
TC Uoc:	-0,0031 %/K
Isc:	9,4 A
TC Isc:	0,00051 %/K
TNOC:	44 °C

INVERSORES DE CORRIENTE

Tcmax:	70,00 °
--------	---------

↓

Uoc(Min):	33,04 V
Uoc(Max):	42,57 V
Isc (máx):	9,62 A

↓

DISTRIBUCIÓN FINAL DE PANELES		
Nº serie (Ns):	19,97 →	19
Nº paralelo (Np):	16,71 →	16
Nº de inversores:	4.524,6 →	4.524

↓

Nº total de paneles:	1.375.296
Potencia por inversor:	95.760 W
PORTENCIA REAL PLANTA:	433.218 kW

COMPROBACIÓN		
Mínima tensión:	627,82 V	OK
Máxima tensión:	808,76 V	OK
Máxima intensidad:	153,85 A	OK

*Se puede tomar referencia de inversores de corriente para plantas solares del siguiente fabricante:
https://www.ingetteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/s15_24_p/productos.aspx

Ilustración 43: aspecto general de la pestaña "INVERSOR DE CORRIENTE".

De nuevo, no es un apartado demasiado cargado de información, pero posee una gran importancia, pues aquí se define la potencia real instalada, así como la conexión entre paneles.

Observamos a la derecha una tabla, la cual es necesaria rellenar, con datos de entrada del inversor elegido, estos datos servirán para dimensionar el número de paneles que es posible conectar a cada inversor, así como el modo de conectarlos. Este aspecto está relacionado con las características eléctricas de salida del módulo fotovoltaico, así como con las condiciones climáticas de la forma que se explica en el apartado de aspectos técnicos. Los parámetros de salida serán de utilidad para determinar la instalación eléctrica necesaria. En la parte inferior, se muestran, a modo de consulta, algunas características influyentes del panel definido anteriormente.

En el centro de la pantalla, se muestra la temperatura máxima que alcanza la célula fotovoltaica para las condiciones climáticas definidas y, debido a ello, los valores de tensión máximo y mínimo y corriente máxima. Atendiendo a estos valores, se determina el número de paneles a conectar en serie y paralelo a cada inversor para que este opere en todo momento dentro de las condiciones óptimas. De este modo, se tendrá una potencia pico conectada a cada inversor que no podrá superar la potencia de entrada de este. Mediante la potencia conectada de cada inversor, se calcula el número de inversores que se acerque a la potencia instalable y así, una potencia real instalada en la planta.

A la derecha se realiza una comprobación que determina que los voltajes e intensidades de los paneles conectados a cada inversor se mantienen dentro de los límites admisibles, incluso en condiciones extremas. Bajo esta comprobación se observa un esquema que muestra el modo de conexión. Por último, en la parte inferior se vuelve a mostrar un enlace hacia un catálogo en el que se pueden consultar datos de inversores de corriente.

6.1.5. RADIACIÓN Y ENERGÍA.

Una vez definida la instalación, es posible calcular la energía que esta generará a lo largo del año, este cálculo se realiza en esta pestaña:

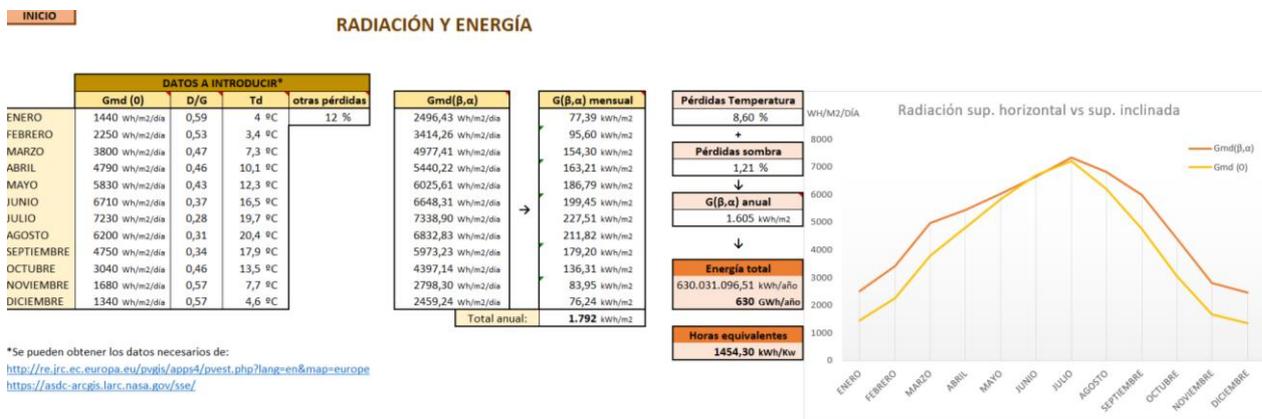


Ilustración 44: aspecto general de la pestaña “RADIACIÓN Y ENERGÍA”.

Para calcular la energía generada por la instalación, es necesario introducir diferentes valores típicos de cada mes como los que se solicitan en la parte izquierda:

	DATOS A INTRODUCIR*			
	Gmd (0)	D/G	Td	otras pérdidas
ENERO	1440 Wh/m2/día	0,59	4 °C	12 %
FEBRERO	2250 Wh/m2/día	0,53	3,4 °C	
MARZO	3800 Wh/m2/día	0,47	7,3 °C	
ABRIL	4790 Wh/m2/día	0,46	10,1 °C	
MAYO	5830 Wh/m2/día	0,43	12,3 °C	
JUNIO	6710 Wh/m2/día	0,37	16,5 °C	
JULIO	7230 Wh/m2/día	0,28	19,7 °C	
AGOSTO	6200 Wh/m2/día	0,31	20,4 °C	
SEPTIEMBRE	4750 Wh/m2/día	0,34	17,9 °C	
OCTUBRE	3040 Wh/m2/día	0,46	13,5 °C	
NOVIEMBRE	1680 Wh/m2/día	0,57	7,7 °C	
DICIEMBRE	1340 Wh/m2/día	0,57	4,6 °C	

Ilustración 45: datos a introducir para el cálculo de la energía generada.

En esta tabla se solicita el valor de la irradiación recibida por metro cuadrado en un día típico de cada mes, la fracción de difusa, y la temperatura media diaria, además, se introduce un valor que contabiliza las posibles pérdidas que cree el usuario existen en la instalación (inversor, pérdida de potencia en cableado...). Los valores solicitados se pueden consultar en varias plataformas a las cuales se tiene acceso mediante los enlaces ofrecidos.

Mediante estos valores, se establece la irradiación recibida sobre una superficie inclinada un ángulo igual al establecido al definir la instalación fotovoltaica y la que supone de forma mensual y anual:

Gmd(β, α)		G(β, α) mensual
2496,43 Wh/m2/día		77,39 kWh/m2
3414,26 Wh/m2/día		95,60 kWh/m2
4977,41 Wh/m2/día		154,30 kWh/m2
5440,22 Wh/m2/día		163,21 kWh/m2
6025,61 Wh/m2/día		186,79 kWh/m2
6648,31 Wh/m2/día	→	199,45 kWh/m2
7338,90 Wh/m2/día		227,51 kWh/m2
6832,83 Wh/m2/día		211,82 kWh/m2
5973,23 Wh/m2/día		179,20 kWh/m2
4397,14 Wh/m2/día		136,31 kWh/m2
2798,30 Wh/m2/día		83,95 kWh/m2
2459,24 Wh/m2/día		76,24 kWh/m2
Total anual:		1.792 kWh/m2

Ilustración 46: irradiación sobre superficie inclinada.

A partir de las temperaturas diarias introducidas, se calculan las pérdidas por temperatura en cada mes, esto junto al porcentaje de área sombreada mostrado en el apartado “PARQUE EÓLICO” se aplica para calcular la energía anual generada, para la que, además, se tienen en cuenta aspectos como el rendimiento de los paneles fotovoltaicos o la superficie de estos:

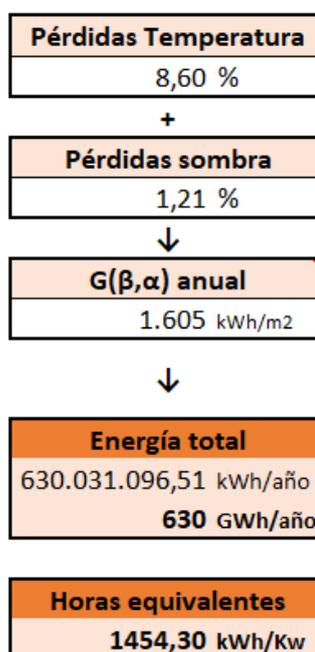


Ilustración 47: energía anual generada y horas equivalentes.

Por último, dividiendo entre la potencia instalada, se obtiene un valor de horas equivalentes anuales (kWh/kW).

Además, a modo de curiosidad, se ofrece una gráfica que representa la irradiación sobre superficie horizontal y la conseguida sobre superficie inclinada:

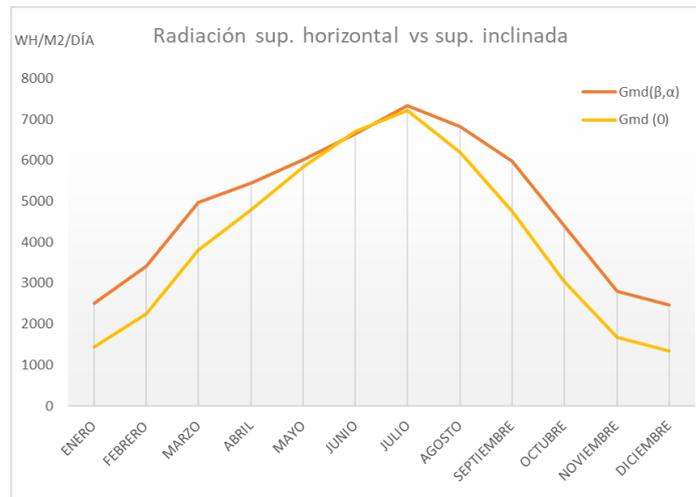


Ilustración 48: radiación sobre superficie horizontal y superficie inclinada.

Como es de esperar, al inclinar los paneles dirigiendo su normal hacia el sol la energía recibida aumenta.

6.1.6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

Partiendo como base de la instalación eléctrica utilizada en el parque eólico, se pretende utilizar esta para evacuar la energía generada conjuntamente, siendo posible evacuar la potencia máxima de las dos instalaciones a la vez. En esta pestaña se dimensionará la instalación necesaria teniendo en cuenta la suma de ambas potencias. El aspecto general de esta es el siguiente:

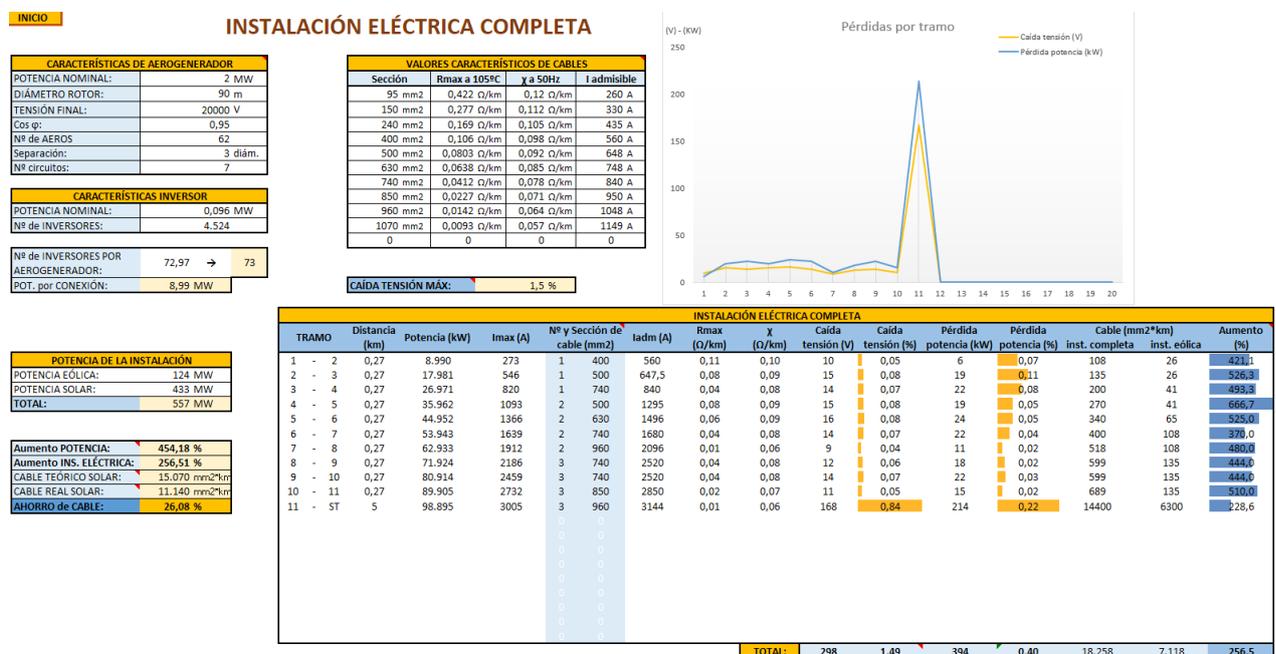


Ilustración 49: aspecto general de la pestaña "INSTALACIÓN ELÉCTRICA".

En la parte izquierda se pueden consultar los datos que influyen en la instalación eléctrica necesaria:

CARACTERÍSTICAS DE AEROGENERADOR	
POTENCIA NOMINAL:	2 MW
DIÁMETRO ROTOR:	90 m
TENSIÓN FINAL:	20000 V
Cos φ :	0,95
Nº de AEROS	62
Separación:	3 diám.
Nº circuitos:	7

CARACTERÍSTICAS INVERSOR	
POTENCIA NOMINAL:	0,096 MW
Nº de INVERSORES:	4.524

Nº de INVERSORES POR AEROGENERADOR:	72,97	→	73
POT. por CONEXIÓN:	8,99 MW		

Ilustración 50: características de la instalación completa.

Además de las características ya señaladas en otros apartados, se calcula el número de inversores por aerogenerador (tomando el caso más desfavorable), pues se conectarán de forma conjunta. A partir del número de inversores, se calculará la potencia en cada conexión (aerogenerador + inversores).

Igual que para la instalación eléctrica en el parque eólico, se muestra una tabla con las características del cableado utilizado:

VALORES CARACTERÍSTICOS DE CABLES			
Sección	Rmax a 105°C	χ a 50Hz	I admisible
95 mm ²	0,422 Ω /km	0,12 Ω /km	260 A
150 mm ²	0,277 Ω /km	0,112 Ω /km	330 A
240 mm ²	0,169 Ω /km	0,105 Ω /km	435 A
400 mm ²	0,106 Ω /km	0,098 Ω /km	560 A
500 mm ²	0,0803 Ω /km	0,092 Ω /km	648 A
630 mm ²	0,0638 Ω /km	0,085 Ω /km	748 A
740 mm ²	0,0412 Ω /km	0,078 Ω /km	840 A
850 mm ²	0,0227 Ω /km	0,071 Ω /km	950 A
960 mm ²	0,0142 Ω /km	0,064 Ω /km	1048 A
1070 mm ²	0,0093 Ω /km	0,057 Ω /km	1149 A
0	0	0	0

Ilustración 51: tabla de características de cableado.

En este caso, debido a un considerable aumento de la potencia conducida, se ha aumentado el tamaño máximo de los cables.

Posteriormente, igual que en la instalación eólica, se debe dimensionar cada tramo del circuito más desfavorable para no sobrepasar los límites de cableado establecido:

INSTALACIÓN ELÉCTRICA COMPLETA																
TRAMO	Distancia (km)	Potencia (kW)	I _{max} (A)	Nº y Sección de cable (mm ²)	I _{adm} (A)	R _{max} (Ω/km)	χ (Ω/km)	Caída tensión (V)	Caída tensión (%)	Pérdida potencia (kW)	Pérdida potencia (%)	Cable (mm ² *km)		Aumento (%)		
1 - 2	0,27	8.990	273	1 400	560	0,11	0,10	10	0,05	6	0,07	108	26	421,1		
2 - 3	0,27	17.981	546	1 500	647,5	0,08	0,09	15	0,08	19	0,11	135	26	526,3		
3 - 4	0,27	26.971	820	1 740	840	0,04	0,08	14	0,07	22	0,08	200	41	493,3		
4 - 5	0,27	35.962	1093	2 500	1295	0,08	0,09	15	0,08	19	0,05	270	41	666,7		
5 - 6	0,27	44.952	1366	2 500	1295	0,08	0,09	19	0,10	30	0,07	270	65	416,7		
6 - 7	0,27	53.943	1639	2 740	1680	0,04	0,08	14	0,07	22	0,04	400	108	370,0		
7 - 8	0,27	62.933	1912	2 960	2096	0,01	0,06	9	0,04	11	0,02	518	108	480,0		
8 - 9	0,27	71.924	2186	3 740	2520	0,04	0,08	12	0,06	18	0,02	599	135	444,0		
9 - 10	0,27	80.914	2459	3 740	2520	0,04	0,08	14	0,07	22	0,03	599	135	444,0		
10 - 11	0,27	89.905	2732	3 850	2850	0,02	0,07	11	0,05	15	0,02	689	135	510,0		
11 - ST	5	98.895	3005	3 960	3144	0,01	0,06	168	0,84	214	0,22	14400	6300	228,6		
TOTAL:									302	1,51	400	0,40	18.188	7.118	255,5	

Ilustración 52: instalación eléctrica completa.

Se muestra la sección de cable utilizada en cada tramo y el aumento de este respecto a la instalación eléctrica del parque eólico, además de las características ya mostradas al dimensionar la instalación anterior. También se puede comprobar que, en el caso de sobrepasar algún valor limitante, este aparece en forma de error (coloreado rojo).

También se muestra representada en un gráfico la forma en la que varía la caída de tensión y potencia en cada tramo:

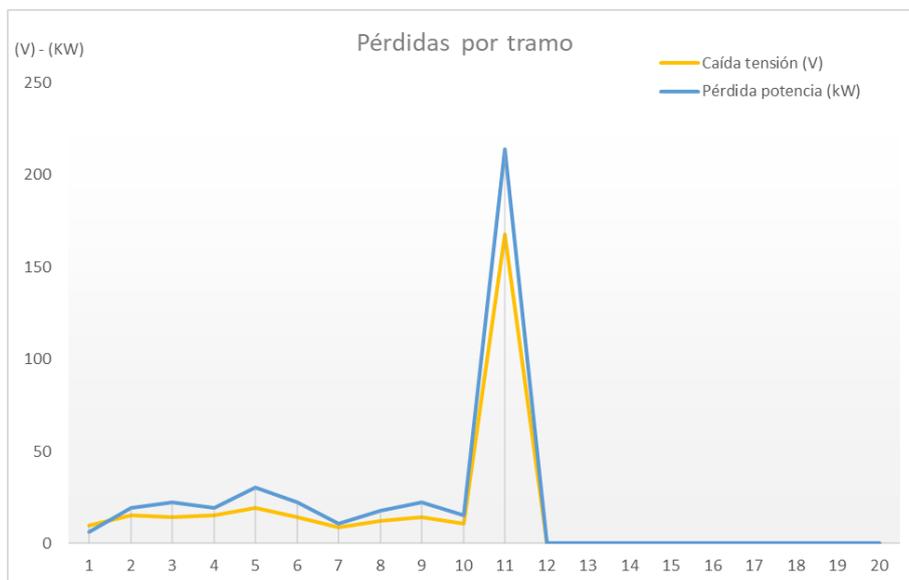


Ilustración 53: caída de tensión y potencia por tramos.

Una vez se ha dimensionado la instalación eléctrica completa, queda comprobar el aumento respecto a la original. Con intención de definir el ahorro respecto a realizar la instalación eléctrica independiente de la eólica, se analiza también el aumento de potencia y la cantidad de cable (teórico) necesario para realizar una instalación con la misma potencia solar, de forma independiente:

POTENCIA DE LA INSTALACIÓN	
POTENCIA EÓLICA:	124 MW
POTENCIA SOLAR:	433 MW
TOTAL:	557 MW

Aumento POTENCIA:	454,15 %
Aumento INS. ELÉCTRICA:	255,52 %
CABLE TEÓRICO SOLAR:	15.020 mm2*km
CABLE REAL SOLAR:	11.070 mm2*km
AHORRO de CABLE:	26,30 %

Ilustración 54: aumento de potencia, ahorro de cableado.

Podemos observar que la potencia total aumenta un porcentaje mucho mayor al cableado necesario. También observamos que, para la misma instalación solar ubicada independiente, se necesita un 26,3% más de cableado. Se puede concluir que el ahorro fruto de compartir instalación es de un 26,3%.

Con este apartado queda definida completamente la instalación a realizar.

6.1.7. CARACTERÍSTICAS DE SOMBRA.

Dentro del apartado de “CONSULTA DE ESPECIFICACIONES” el primer punto que nos encontramos hace referencia a las sombras generadas por los molinos eólicos. En este apartado no es necesario realizar ninguna modificación, aunque, a modo de curiosidad, se puede consultar la forma de la sombra en cada momento del año. El aspecto general de esta pestaña es el siguiente:

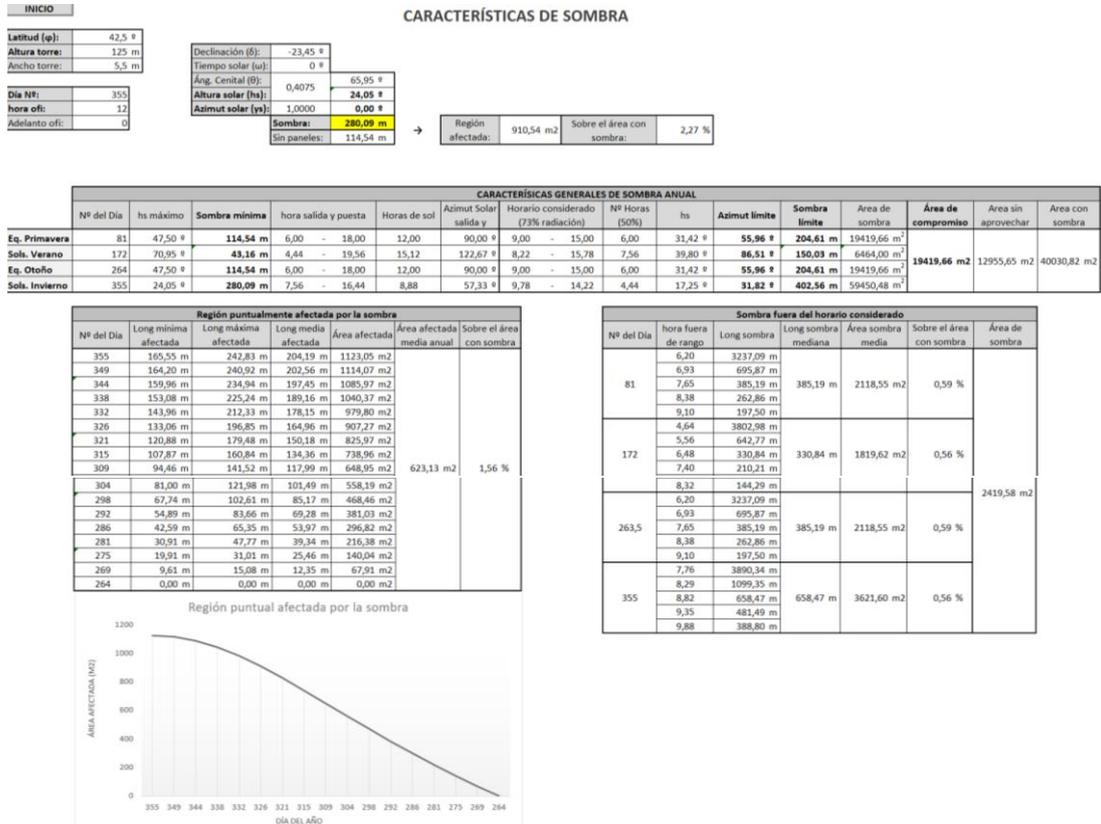


Ilustración 55: aspecto general de la pestaña “CARACTERÍSTICAS DE SOMBRA”.

Se pueden diferenciar tres partes en esta hoja: la parte superior, se refiere al aspecto de consulta mediante el cual se puede conocer la sombra en cada momento; en la parte central, se define el área de compromiso establecido sin sombra para cada aerogenerador; en la parte inferior, se calculan las sombras momentáneas sobre paneles solares.

En primer lugar, en la parte superior podemos encontrar el aspecto siguiente:

Latitud (ϕ):	42,5 °	Declinación (δ):	-23,45 °	Tiempo solar (ω):	0 °	
Altura torre:	125 m		Áng. Cenital (θ):		0,4075	65,95 °
Ancho torre:	5,5 m		Altura solar (hs):		24,05 °	
Día Nº:	355	Azimet solar (ys):	1,0000	0,00 °		
hora ofi:	12	Sombra:	280,09 m	→		
Adelanto ofi:	0	Sin paneles:	114,54 m			Región afectada:
				Sobre el área con sombra:	2,27 %	

Ilustración 56: cálculo de la sombra generada en cada momento del año.

En la parte derecha, se muestran encima los parámetros ya definidos en otros apartados y, debajo de estos, se puede introducir el día del año y la hora (incluso se puede añadir un adelanto horario) para el cual se desea conocer la sombra. En la parte central se muestran, entre otros, la altura y azimet solar, mediante estos parámetros se ubica el sol con un ángulo sobre la superficie y una desviación respecto al sur respectivamente. Mediante estos valores se calcula la longitud de la sombra, su dirección es la contraria a la definida por el azimet. Además, se muestra la longitud esta sombra que se proyecta sobre paneles y por lo tanto el área de estos a los que afecta.

La tabla que se muestra en el centro de la pantalla, realmente está dividida en dos partes:

							CARA	
	Nº del Día	hs máximo	Sombra mínima	hora salida y puesta	Horas de sol	Azimet Solar salida y		
Eq. Primavera	81	47,50 °	114,54 m	6,00 - 18,00	12,00	90,00 °		
Sols. Verano	172	70,95 °	43,16 m	4,44 - 19,56	15,12	122,67 °		
Eq. Otoño	264	47,50 °	114,54 m	6,00 - 18,00	12,00	90,00 °		
Sols. Invierno	355	24,05 °	280,09 m	7,56 - 16,44	8,88	57,33 °		

Ilustración 57: definición de la sombra en días representativos del año.

En esta primera parte, se define las cualidades de la sombra para los días más representativos del año, equinoccios y solsticios.

CTERÍSICAS GENERALES DE SOMBRA ANUAL								
Horario considerado (73% radiación)	Nº Horas (50%)	hs	Azimet límite	Sombra límite	Area de sombra	Área de compromiso	Area sin aprovechar	Area con sombra
9,00 - 15,00	6,00	31,42 °	55,96 °	204,61 m	19419,66 m ²	19419,66 m²	12955,65 m ²	40030,82 m ²
8,22 - 15,78	7,56	39,80 °	86,51 °	150,03 m	6464,00 m ²			
9,00 - 15,00	6,00	31,42 °	55,96 °	204,61 m	19419,66 m ²			
9,78 - 14,22	4,44	17,25 °	31,82 °	402,56 m	59450,48 m ²			

Ilustración 58: área de sombra de compromiso.

En la segunda parte de esta, se define un horario y se acota el área de sombra a este. Posteriormente, basándose en el área que se genera en cada día representativo, se elige un área de compromiso que da lugar a una región que recibirá sol y no se aprovecha y otra la cual se aprovecha, pero se proyectará sombra.

Por último, la parte inferior también se divide en dos partes, en ambas se calcula el área medio sombreado momentáneamente, pero con distintas procedencias:

Región puntualmente afectada por la sombra						
Nº del Día	Long mínima afectada	Long máxima afectada	Long media afectada	Área afectada	Área afectada	Sobre el área con
355	165,55 m	242,83 m	204,19 m	1123,05 m2	623,13 m2	1,56 %
349	164,20 m	240,92 m	202,56 m	1114,07 m2		
344	159,96 m	234,94 m	197,45 m	1085,97 m2		
338	153,08 m	225,24 m	189,16 m	1040,37 m2		
332	143,96 m	212,33 m	178,15 m	979,80 m2		
326	133,06 m	196,85 m	164,96 m	907,27 m2		
321	120,88 m	179,48 m	150,18 m	825,97 m2		
315	107,87 m	160,84 m	134,36 m	738,96 m2		
309	94,46 m	141,52 m	117,99 m	648,95 m2		
304	81,00 m	121,98 m	101,49 m	558,19 m2		
298	67,74 m	102,61 m	85,17 m	468,46 m2		
292	54,89 m	83,66 m	69,28 m	381,03 m2		
286	42,59 m	65,35 m	53,97 m	296,82 m2		
281	30,91 m	47,77 m	39,34 m	216,38 m2		
275	19,91 m	31,01 m	25,46 m	140,04 m2		
269	9,61 m	15,08 m	12,35 m	67,91 m2		
264	0,00 m	0,00 m	0,00 m	0,00 m2		

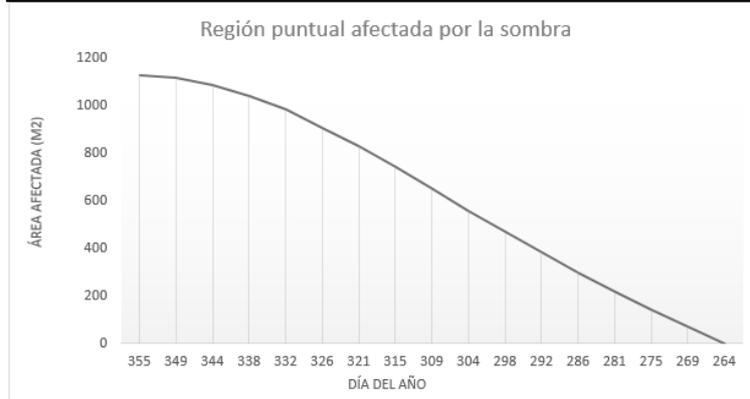


Ilustración 59: región sombreada durante el invierno.

En este primer caso, se estudia la sombra producida durante los días de otoño o primavera hasta invierno. Como se observa, el área que afecta es mayor en el solsticio de invierno (pues el sol estará más bajo). A partir de estos datos, calcula un área media afectada anual.

En el segundo caso, se estudiará el área de sombra que se proyecta sobre paneles durante cualquier época del año fuera del horario de compromiso:

Sombra fuera del horario considerado						
Nº del Día	hora fuera de rango	Long sombra	Long sombra	Área sombra media	Sobre el área con sombra	Área de sombra
81	6,20	3237,09 m	385,19 m	2118,55 m2	0,59 %	2419,58 m2
	6,93	695,87 m				
	7,65	385,19 m				
	8,38	262,86 m				
	9,10	197,50 m				
172	4,64	3802,98 m	330,84 m	1819,62 m2	0,56 %	
	5,56	642,77 m				
	6,48	330,84 m				
	7,40	210,21 m				
263,5	8,32	144,29 m	385,19 m	2118,55 m2	0,59 %	
	6,20	3237,09 m				
	6,93	695,87 m				
	7,65	385,19 m				
355	8,38	262,86 m	658,47 m	3621,60 m2	0,56 %	
	9,10	197,50 m				
	7,76	3890,34 m				
	8,29	1099,35 m				
	8,82	658,47 m				
355	9,35	481,49 m	658,47 m	3621,60 m2	0,56 %	
	9,88	388,80 m				
	9,88	388,80 m				

Ilustración 60: región sombreada fuera del horario de compromiso.

Se estudia la región media que se sombrea fuera de este horario en cada época del año y se calcula un área media anual sombreado.

6.1.8. PRECIO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Vuelve a ser una pestaña en la que no es necesario hacer ninguna modificación, a pesar de ello, en este caso es posible. La apariencia general de la página es la siguiente:

INICIO

PRECIO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

PRECIO UNITARIO PANELES SOLARES:	
SILICIO MONOCRISTALINO:	0,60 €/W
SILICIO POLICRISTALINO:	0,52 €/W

PRECIO DE TERRENO:

7 €/m² →

0,103 €/W

PRECIO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 433 MW				
	Instalación típica		Instalación con parque eólico	
PANEL FOTOVOLTAICO:	0,45 €/W	43,17 %	0,45 €/W	48,40 %
CABLEADO Y DISPOSITIVOS:	0,19 €/W	18,38 %	0,14 €/W	15,23 %
ESTRUCTURA Y CIMIENTOS:	0,07 €/W	6,64 %	0,07 €/W	7,45 %
INVERSORES:	0,10 €/W	9,19 %	0,10 €/W	10,30 %
OBRA CIVIL Y MONTAJE:	0,17 €/W	16,60 %	0,17 €/W	18,62 %
TERRENO:	0,06 €/W	6,02 %	0,00 €/W	0,00 %
PRECIO TOTAL:	1,04 €/W		0,93 €/W	

AHORRO RESPECTO A INSTALACIÓN TÍPICA:	0,11 €/W
	10,81 %

Ilustración 61: aspecto general de la pestaña "PRECIO INST. SOLAR".

En la tabla, se muestra el precio considerado de cada componente o coste que forman una instalación solar típica, estos precios, además varían con el tamaño de la instalación, disminuyendo a medida que esta crece. A su derecha se encuentran estos mismos precios aplicados a nuestro caso particular de instalación, podemos ver que disminuye el coste del cableado y dispositivos eléctricos y el del terreno se elimina. Esta reducción de precios genera un ahorro que se muestra en la parte inferior.

Debido a que el precio de los paneles y el del terreno son muy influyentes en nuestro caso, a pesar de no ser necesario, el usuario puede variar el precio de estos en la parte superior de la pantalla.

6.1.9. VIABILIDAD ECONÓMICA.

En esta pestaña se pretende analizar los costes derivados de la instalación y los ingresos producidos por la venta de energía, para establecer unos parámetros que determinen si la instalación es rentable para los inversores. Su aspecto general es el siguiente:

VIABILIDAD ECONÓMICA

Potencia instalada:	433.216 kW
Precio unitario:	935,87 €/W
INVERSIÓN:	404.429.727 €
Energía generada:	520.000 MWh/año
Cantidad de paneles:	0,0 €/W/año

ASPECTOS ECONÓMICOS	
Precio de la energía:	Escenario central
Plazo máximo:	40 años
Tipo de interés:	10 %
Tasa de inflación:	10 %/año
Tasa de descuento:	9,091 %

Flujo de fondo (€):

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Energía generada (MWh/año)	0	630.000	624.991	619.981	614.971	609.961	604.951	599.941	594.931	589.921	584.911	579.901	574.891	569.881	564.871	559.861	554.851	549.841	544.831	539.821	534.811	529.801	524.791	519.781	514.771	509.761
Precio de la energía (€/MWh)	43,07	43,07	43,06	43,05	43,04	43,03	43,02	43,01	42,99	42,98	42,97	42,95	42,94	42,93	42,91	42,90	42,88	42,87	42,85	42,84	42,82	42,81	42,79	42,78	42,76	42,75
INGRESO ANUAL (€)	0	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029
Coste (€)	0	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
Flujo de fondo (€)	-404.429.727	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029	27.164.029

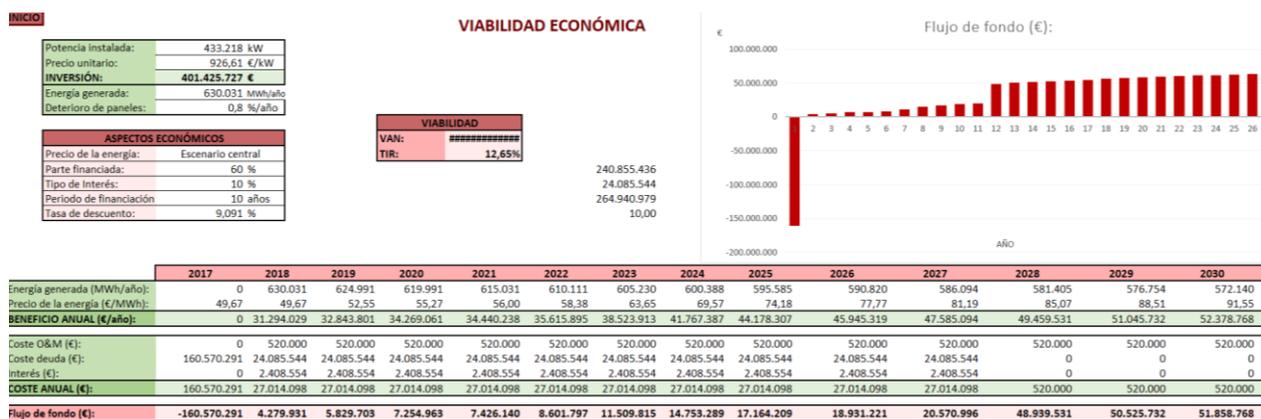


Ilustración 62: aspecto general de la pestaña "VIABILIDAD ECONÓMICA".

En la parte izquierda, se muestran los valores de entrada, tanto los determinados en otros apartados como los aspectos financieros:

Potencia instalada:	433.218 kW
Precio unitario:	926,61 €/kW
INVERSIÓN:	401.425.727 €
Energía generada:	630.031 MWh/año
Deterioro de paneles:	0,8 %/año

ASPECTOS ECONÓMICOS	
Precio de la energía:	Escenario central
Parte financiada:	60 %
Tipo de Interés:	10 %
Periodo de financiación:	10 años
Tasa de descuento:	9,091 %

Ilustración 63: parámetros de influencia.

Los superiores, coloreados en verde, son parámetros definidos en otros puntos de la herramienta. En el cuadro inferior, tono rojizo, se definen parámetros económicos que tienen una gran influencia en la rentabilidad de la inversión. A pesar de que no es necesario, el usuario puede modificar estos aspectos económicos para observar cómo varía la rentabilidad. Para determinar la variación del precio de la energía a lo largo del tiempo, se exponen, mediante una lista desplegable, tres escenarios diferentes.

Mediante los costes y beneficios generados en cada año se realiza un flujo de fondo a lo largo de 25 años (normalmente la vida útil de los paneles fotovoltaicos):

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Energía generada (MWh/año):	0	630.031	624.991	619.991	615.031	610.111	605.230	600.388
Precio de la energía (€/MWh):	49,67	49,67	52,55	55,27	56,00	58,38	63,65	69,57
BENEFICIO ANUAL (€/año):	0	31.294.029	32.843.801	34.269.061	34.440.238	35.615.895	38.523.913	41.767.387
Coste O&M (€):	0	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
Coste deuda (€):	160.570.291	24.085.544	24.085.544	24.085.544	24.085.544	24.085.544	24.085.544	24.085.544
Interés (€):	0	2.408.554	2.408.554	2.408.554	2.408.554	2.408.554	2.408.554	2.408.554
COSTE ANUAL (€):	160.570.291	27.014.098						
Flujo de fondo (€):	-160.570.291	4.279.931	5.829.703	7.254.963	7.426.140	8.601.797	11.509.815	14.753.289

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
595,585	590.820	586.094	581.405	576.754	572.140	567.563	563.022	558.518
74,18	77,77	81,19	85,07	88,51	91,55	93,91	95,94	98,52
44.178.307	45.945.319	47.585.094	49.459.531	51.045.732	52.378.768	53.301.606	54.019.077	55.024.167
520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
24.085.544	24.085.544	24.085.544	0	0	0	0	0	0
2.408.554	2.408.554	2.408.554	0	0	0	0	0	0
27.014.098	27.014.098	27.014.098	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
17.164.209	18.931.221	20.570.996	48.939.531	50.525.732	51.858.768	52.781.606	53.499.077	54.504.167
2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
554.050	549.617	545.220	540.859	536.532	532.239	527.982	523.758	519.568
103,33	106,54	107,90	111,40	114,73	116,49	118,10	120,46	122,87
57.251.455	58.555.707	58.829.209	60.250.350	61.553.631	62.001.030	62.355.484	63.093.773	63.840.804
520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0
520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000	520.000
56.731.455	58.035.707	58.309.209	59.730.350	61.033.631	61.481.030	61.835.484	62.573.773	63.320.804

Ilustración 64: flujo de fondo en 25 años

También se observa este flujo de fondo en un gráfico:



Ilustración 65: gráfico de flujo de fondo en 25 años.

Por último, para analizar la rentabilidad del proyecto, se utilizan las herramientas de V.A.N. y T.I.R.:

VIABILIDAD	
VAN:	91.175.155,8 €
TIR:	12,65%

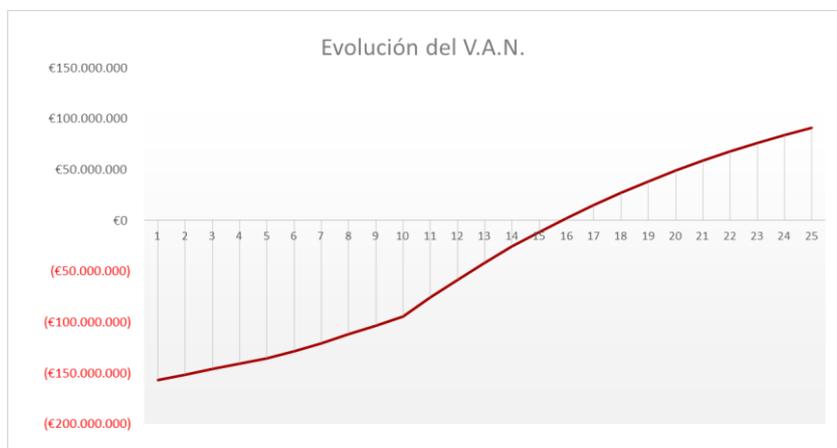


Ilustración 66: viabilidad del proyecto, V.A.N. y T.I.R., evolución del V.A.N.

6.1.10. INICIO. RESULTADOS.

En la misma pestaña "INICIO" en la que se encuentra el menú inicial, a la derecha encontramos la hoja de resultados, donde se muestran las cualidades principales que definen el proyecto completo:

RESULTADOS	
SUPERFICIE Y SOMBRAS	
Superficie total:	9.840.000 m ²
Superficie de sombra (sin paneles solares) junto a cada aerogenerador:	15,29 %
Superficie disponible para instalación fotovoltaica:	6.667.981 m ²
Región afectada por sombra momentanea media anual:	1,21 %
Superficie válida:	6.587.343 m²
PARQUE EÓLICO	
Número total de aerogeneradores:	62
Separación entre aerogeneradores:	3 Díam.
Potencia nominal de cada aerogenerador:	2 MW
Potencia total del parque eólico:	124 MW
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	
Tipo de tecnología:	SILICIO POLICRISTALINO (p-si)
Potencia pico del panel fotovoltaico:	315 W
Ángulo de inclinación (β):	40 °
Potencia nominal de entrada al inversor:	100 kW
Agrupación por inversor:	Nº serie (Ns): 19 Nº paralelo (Np): 16
Número total de inversores:	4.524
Potencia pico instalada:	433.218 kW
INSTALACIÓN ELÉCTRICA COMPLETA	
Número de circuitos:	7
Potencia máxima por conexión:	8,99 MW
Caída de tensión máxima establecida:	1,5 %
Aumento de la instalación necesaria respecto al parque eólico:	256,51 %
Aumento de potencia instalada respecto al parque eólico:	454,18 %
Ahorro derivado de compartir instalación:	26,08 %
ENERGÍA PRODUCIDA	
Radiación anual sobre superficie inclinada:	1.792 kWh/m ²
Pérdida por temperatura media anual:	8,60 %
Energía anual generada:	630 GWh/año
Número de horas equivalentes al año:	1454,30 kWh/kW
PRECIO Y VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN	
Precio unitario:	0,93 €/W
Ahorro respecto a instalación típica:	10,81 %
Precio total:	401.425.727 €
Parte financiada:	60 %
Tipo de interés:	10 %
Periodo de financiación:	10 años
Valor Actual Neto (V.A.N.):	91.175.156 €
Tasa Interna de Retorno (T.I.R.):	12,65 %

Ilustración 67: tabla "RESULTADOS" de la herramienta.

6.2. Casos reales.

En el siguiente apartado se pretende aplicar nuestra herramienta en parques eólicos existentes. Los objetivos fundamentales de este apartado son: por un lado, determinar el funcionamiento de la herramienta en casos reales, cómo se adapta a ubicaciones concretas de aerogeneradores, a diferentes modelos de estos o terrenos y parcelas con diferentes formas; por otro lado, conocer en cuál de estos casos realmente hubiera resultado ventajoso realizar una doble instalación de aerogeneradores con paneles solares.

6.2.1. Parque eólico “Las Viñas”, Santibáñez y Ubierna (Burgos, España).

Es el primer caso de estudio, se trata de un pequeño parque perteneciente a Iberdrola, que se sitúa en una provincia muy concurrida de parques eólicos al norte de España. Las características principales se exponen a continuación:

- Latitud: 42,46º
- Superficie total: 3.500.000m².
- Nº de aerogeneradores: 19
- Potencia nominal: 2 MW.
- Nº de circuitos: 3

A continuación, se puede observar un plano general de la parcela y la ubicación de los aerogeneradores:

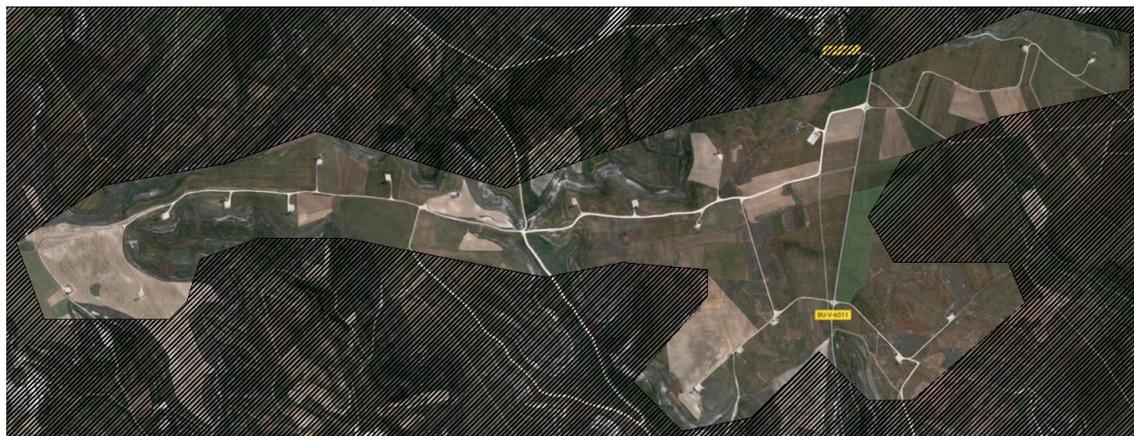


Ilustración 68: parque eólico “Las Viñas”.

Es necesario, como se ha ido señalando, definir en la herramienta tanto el parque existente como las características de la futura instalación, por lo que seguido se expone la forma de definir cada aspecto. En primer lugar, el **parque eólico** queda definido por de la siguiente forma:

DATOS A INTRODUCIR*	PARCELA Y DISTRIBUCIÓN DE AEROS	
	SUPERFICIE TOTAL:	3.500.000 m ²
	SUPERFICIE ÚTIL:	80 %
	Nº de AEROS	19
	FUERA DE SUP. ÚTIL:	0
	CARACTERÍSTICAS DE AEROGENERADOR	
	TIPO:	VESTAS V90-2MW
	POTENCIA NOMINAL:	2 2 MW
	DIÁMETRO ROTOR:	80 90 m
	ALTURA TORRE:	80 80 m
	ALTURA TOTAL:	125 m
	ANCHO DE TORRE:	6 5,5 m
	TENSIÓN FINAL:	20000 V
	Cos φ:	0,95
Nº circuitos:	3	
Separación:	3 Diám.	

	Nº AEROS	Distancia ST
Circuito: 1	12	3
Circuito: 2	5	2,5
Circuito: 3	2	2
TOTAL AEROS:	19	

Ilustración 69: aspectos significativos del parque eólico.

Se ha dejado de mostrar la instalación eléctrica pues su interés no va más allá del ahorro posterior, por lo que solo se mostrará este resultado.

A continuación, es necesario definir las características del modelo de **panel fotovoltaico** elegido. Para facilitar la comparación entre los escenarios analizados, se utilizará el mismo panel en todos ellos, variando, eso sí, el ángulo de inclinación, el cual se ha de optimizar en cada caso. En el Anexo I se puede encontrar el catálogo con toda la información acerca del módulo fotovoltaico utilizado, a continuación, se muestran las características que solicita la herramienta:

DATOS A INTRODUCIR*	CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO	
	TIPO DE TECNOLOGÍA:	SILICIO POLICRISTALINO (p-si)
	POTENCIA NOMINAL:	340 W
	DIMENSIONES:	1,96 x 0,992 m
	RENDIMIENTO:	17,5 %
	Uoc:	46,2 V
	Isc:	9,42 A
	TONC:	44 °C
	TC Pmax:	-0,41 %/K
	TC Uoc:	-0,32 %/K
	TC Isc:	0,05 %/K
	Deterioro anual:	0,7 %
	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	
ÁNGULO DE INCLINACIÓN (β):	39 °	

Ilustración 70: aspectos significativos del panel fotovoltaico.

El ángulo de inclinación utilizado se ha obtenido tras varias iteraciones resultando este el que mayor número de horas equivalentes genera al año.

Posteriormente, se definen las características del **inversor de corriente** utilizado, al igual que el módulo fotovoltaico, se utilizará el mismo para todos los escenarios estudiados, facilitando así la comparación. El Anexo II muestra el catálogo con todas las características del inversor utilizado, a continuación, podemos ver los aspectos solicitados por la herramienta:

DATOS A INTRODUCIR*	INVERSOR	
	PARÁMETROS DE ENTRADA	
	Potencia máxima:	125 kW
	Tensión min PMP:	627 V
	Tensión máx PMP:	850 V
	Tensión máx:	1100 V
	Intensidad máx:	185 A
	PARÁMETROS DE SALIDA	
	Tensión nominal:	400 V
	Corriente máxima:	145 A
	Factor de potencia:	1
	CONDICIONES AMBIENTALES	
	Tª ambiente:	40 °
	Tc*:	25 °
	G*:	1000 w/m2
G:	1000 w/m2	
Parametro viento:	1	
Tmin histórica:	-10 °	

Ilustración 71: aspectos significativos del inversor de corriente.

Por último, se introducen los datos de radiación y temperatura necesarios para realizar el cálculo de **energía** eléctrica generada. En este caso se ha consultado en el simulador online PVGIS. Los valores introducidos son los siguientes:

	DATOS A INTRODUCIR*			
	Gmd (0)	D/G	Td	otras pérdidas
ENERO	1480 Wh/m2/día	0,59	4,6 °C	9 %
FEBRERO	2420 Wh/m2/día	0,51	4,4 °C	
MARZO	3950 Wh/m2/día	0,47	8,2 °C	
ABRIL	4890 Wh/m2/día	0,45	11 °C	
MAYO	6060 Wh/m2/día	0,41	13,5 °C	
JUNIO	6980 Wh/m2/día	0,35	17,8 °C	
JULIO	7380 Wh/m2/día	0,28	21,3 °C	
AGOSTO	6360 Wh/m2/día	0,30	22 °C	
SEPTIEMBRE	4830 Wh/m2/día	0,34	19,1 °C	
OCTUBRE	3110 Wh/m2/día	0,45	14,5 °C	
NOVIEMBRE	1760 Wh/m2/día	0,57	8,6 °C	
DICIEMBRE	1420 Wh/m2/día	0,55	5,4 °C	

Ilustración 72: valores diarios medios mensuales de radiación y temperatura.

Llegados a este punto, tras el necesario dimensionamiento de la instalación eléctrica completa, se puede conocer la viabilidad de la inversión, pues el proyecto está completamente definido y no queda ningún

aspecto que modificar. A pesar de eso, al tratarse del primer escenario analizado, se mostrarán los valores tomados para el precio unitario de la instalación, así como los aspectos financieros establecidos.

Por un lado, se muestran los **precios unitarios** establecidos para determinar el coste total de la inversión, estos costes se mantendrán en los próximos escenarios estudiados:

	PRECIO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 125 MW			
	Instalación típica		Instalación con parque eólico	
PANEL FOTOVOLTAICO:	0,50 €/W	43,57 %	0,50 €/W	47,31 %
CABLEADO Y DISPOSITIVOS:	0,20 €/W	17,19 %	0,19 €/W	17,89 %
ESTRUCTURA Y CIMIENTOS:	0,08 €/W	6,70 %	0,08 €/W	7,28 %
INVERSORES:	0,10 €/W	8,59 %	0,10 €/W	9,33 %
OBRA CIVIL Y MONTAJE:	0,19 €/W	16,76 %	0,19 €/W	18,20 %
TERRENO:	0,08 €/W	7,19 %	0,00 €/W	0,00 %
PRECIO TOTAL:	1,15 €/W		1,06 €/W	

Ilustración 73: costes unitarios de la instalación.

Finalmente, las **características financieras** que se establecerán para todos los casos de estudio son:

ASPECTOS ECONÓMICOS	
Precio de la energía:	Escenario central
Parte financiada:	60 %
Tipo de Interés:	10 %
Periodo de financiación:	10 años
Tasa de descuento:	9,091 %

Ilustración 74: aspectos económicos establecidos.

Por último, con la intención de analizar las características de la instalación completa y estudiar su posible viabilidad, se muestran los **resultados** generales obtenidos:

RESULTADOS

SUPERFICIE Y SOMBRAS

Superficie total:	3.500.000 m ²
Superficie de sombra (sin paneles solares) junto a cada aerogenerador:	13,15 %
Superficie disponible para instalación fotovoltaica:	2.431.779 m ²
Región afectada por sombra momentánea media anual:	1,01 %
Superficie válida:	2.407.104 m²

PARQUE EÓLICO

Número total de aerogeneradores:	19
Separación entre aerogeneradores:	3 Diám.
Potencia nominal de cada aerogenerador:	2 MW
Potencia total del parque eólico:	38 MW

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Tipo de tecnología:	SILICIO POLICRISTALINO (p-si)
Potencia pico del panel fotovoltaico:	340 W
Ángulo de inclinación (β):	39 °
Potencia nominal de entrada al inversor:	125 kW
Agrupación por inversor:	Nº serie (Ns): 16 Nº paralelo (Np): 19
Número total de inversores:	1.214
Potencia pico instalada:	125.479 kW

INSTALACIÓN ELÉCTRICA COMPLETA

Número de circuitos:	3
Potencia máxima por conexión:	8,62 MW
Caída de tensión máxima establecida:	1,5 %
Aumento de la instalación necesaria respecto al parque eólico:	388,84 %
Aumento de potencia instalada respecto al parque eólico:	434,22 %
Ahorro derivado de compartir instalación:	4,16 %

ENERGÍA PRODUCIDA

Radiación anual sobre superficie inclinada:	1.855 kWh/m ²
Pérdida por temperatura media anual:	9,32 %
Energía anual generada:	226 GWh/año
Número de horas equivalentes al año:	1800,81 kWh/kW

PRECIO Y VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN

Precio unitario:	1,06 €/W
Ahorro respecto a instalación típica:	7,90 %
Precio total:	132.834.780 €
Parte financiada:	60 %
Tipo de interés:	10 %
Periodo de financiación:	10 años
Valor Actual Neto (V.A.N.):	43.639.329 €
Tasa Interna de Retorno (T.I.R.):	14,25 %

Ilustración 75: resultados, aspectos generales de la instalación.

Destacando las características más fundamentales, tenemos un parque eólico de **19 turbinas** que aportan **38MW**, con una superficie disponible para la instalación fotovoltaica de **243Ha** en la que se puede realizar una **instalación fotovoltaica de 125MW**, aumentando un 434% la potencia total instalada. Fruto del aprovechamiento de la instalación eléctrica existente se produce un ahorro del 4,16% en este apartado (no muy significativo), teniendo en cuenta además el aprovechamiento del terreno, se produce un **ahorro del 7,9%** frente a una instalación fotovoltaica convencional, con un precio unitario de **1,06 €/W**, resulta una inversión de **132,8 M€**. Financiando a 10 años el 60% de la inversión con un interés del 10%, se obtienen unos valores de **V.A.N.=43,6M€** y **T.I.R.=14,25%**.

Los inversores deberán tomar la decisión de invertir o no invertir con estos valores de rentabilidad, aunque a primera vista parece un proyecto viable.

6.2.2. Parque eólico “LORA I” y “LORA II”, Villaescobedo (Burgos, España).

Este segundo caso, realmente se trata de dos parques eólicos, ya que en primer lugar se puso en servicio “LORA I” (2006) con 31 aerogeneradores y más tarde “LORA II” (2007) aportando otros 31 aerogeneradores que completan el conjunto. El modelo de turbina utilizado en toda la instalación es *Ecotecnia 80 1.6* y ambos parques se encuentran operados por ACS. Debido a la cantidad de rasgos que comparten se considerará un solo parque. A continuación, se muestran las características principales:

- Latitud: 42,76º
- Superficie total: 9.240.000m²
- Nº de aerogeneradores: 62
- Potencia nominal: 1,67 MW
- Nº de circuitos: 8

El plano general de la parcela donde se aprecia la distribución de los aerogeneradores se muestra a continuación:

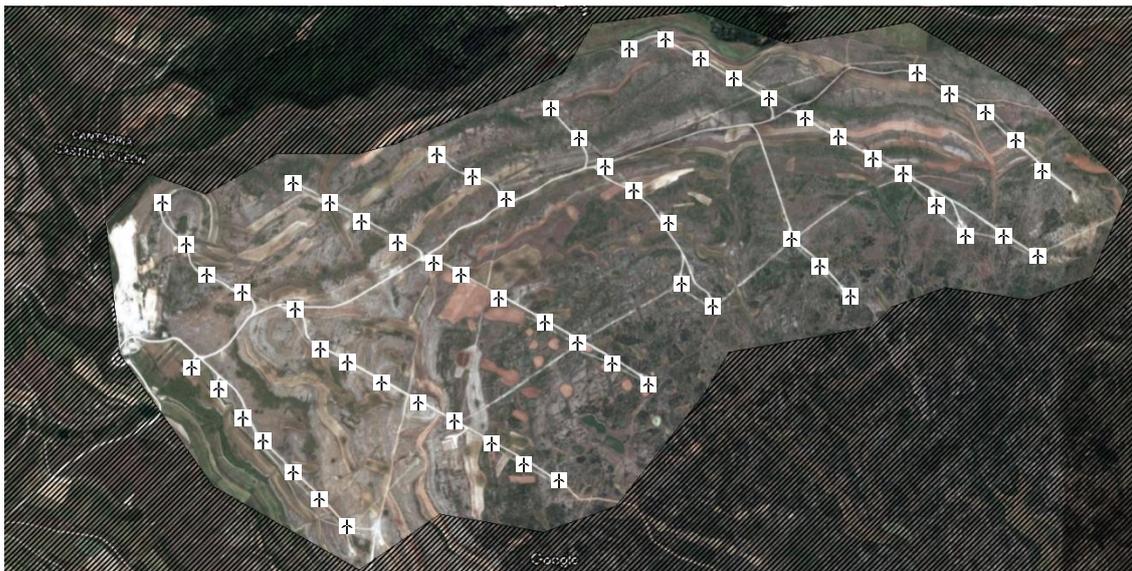


Ilustración 76: parque eólico “LORA I” y “LORA II”.

Al igual que en el caso anterior, comenzaremos por introducir las características descritas del parque eólico en la herramienta.

DATOS A INTRODUCIR*	PARCELA Y DISTRIBUCIÓN DE AEROS	
	SUPERFICIE TOTAL:	9.240.000.000 m ²
	SUPERFICIE ÚTIL:	80 %
	Nº de AEROS	62
	FUERA DE SUP. ÚTIL:	0
	CARACTERÍSTICAS DE AEROGENERADOR	
	TIPO:	OTRO (indica características)
	POTENCIA NOMINAL:	1,67 1,67 MW
	DIÁMETRO ROTOR:	80 80 m
	ALTURA TORRE:	80 80 m
	ALTURA TOTAL:	120 m
	ANCHO DE TORRE:	6 6 m
	TENSIÓN FINAL:	20000 V
	Cos φ:	0,95
Nº circuitos:	8	
Separación:	3 Diám.	

	Nº AEROS	Distancia ST
Circuito: 1	5	4
Circuito: 2	13	3,7
Circuito: 3	3	3
Circuito: 4	7	3
Circuito: 5	3	4
Circuito: 6	11	3
Circuito: 7	13	0,5
Circuito: 8	7	2

TOTAL AEROS: 62

Ilustración 77: aspectos significativos del parque eólico.

Como se hizo en el caso anterior, se establece una superficie útil del 80%, el 20% restante se supone irá destinado a caminos necesario o algún terreno en el que resulte imposible la colocación de paneles solares. En este caso, ha sido necesario definir un modelo de aerogenerador que no estaba disponible en la herramienta. A partir del circuito con las condiciones eléctricas más desfavorables (circuito 2) se dimensiona la instalación eléctrica.

Debido a que se trata de los mismos modelos utilizados para el caso anterior, no es necesario volver a definir las características del panel fotovoltaico y el inversor de corriente. No ocurre lo mismo con las condiciones de radiación y temperatura de la zona que determinan la energía producida, las cuales varían al tratarse de una zona distinta (aunque no muy alejada de la anterior).

A continuación, se definen las condiciones que determinan la energía producida. Una vez más, se recurre al simulador online PVGIS:

	DATOS A INTRODUCIR*			
	Gmd (0)	D/G	Td	otras pérdidas
ENERO	1450 Wh/m2/día	0,59	3,7 °C	9 %
FEBRERO	2280 Wh/m2/día	0,51	3,2 °C	
MARZO	3810 Wh/m2/día	0,47	7,1 °C	
ABRIL	4830 Wh/m2/día	0,45	10 °C	
MAYO	5880 Wh/m2/día	0,43	12,4 °C	
JUNIO	6780 Wh/m2/día	0,37	16,7 °C	
JULIO	7340 Wh/m2/día	0,28	20,2 °C	
AGOSTO	6240 Wh/m2/día	0,31	20,6 °C	
SEPTIEMBRE	4810 Wh/m2/día	0,34	17,8 °C	
OCTUBRE	3050 Wh/m2/día	0,45	13,1 °C	
NOVIEMBRE	1700 Wh/m2/día	0,56	7,3 °C	
DICIEMBRE	1360 Wh/m2/día	0,56	4,2 °C	

Ilustración 78: valores diarios medios mensuales de radiación y temperatura.

Se puede observar que no existe una gran diferencia con el caso anterior, este hecho es obvio debido a que ambos parques eólicos se encuentran muy cerca (relativamente). Se ha vuelto a establecer un porcentaje de pérdidas igual al 9% para asemejar los resultados al caso anterior y facilitar la comparación.

En este caso el ángulo que hace máximo el número de horas equivalente anual es de 37° de inclinación, este hecho resulta curioso pues la localización se encuentra ubicada más al norte que el caso anterior y, sin embargo, el ángulo de inclinación es menor, aunque solo se trata de 2° e diferencia.

Tras definir todas las características diferenciadoras, solo es necesario dimensionar la instalación eléctrica para obtener los resultados definitivos. Estos se muestran a continuación:

RESULTADOS

SUPERFICIE Y SOMBRAS

Superficie total:	9.240.000 m2
Superficie de sombra (sin paneles solares) junto a cada aerogenerador:	15,21 %
Superficie disponible para instalación fotovoltaica:	6.267.538 m2
Región afectada por sombra momentánea media anual:	1,36 %
Superficie válida:	6.182.256 m2

PARQUE EÓLICO

Número total de aerogeneradores:	62
Separación entre aerogeneradores:	3 Diám.
Potencia nominal de cada aerogenerador:	1,67 MW
Potencia total del parque eólico:	103,54 MW

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Tipo de tecnología:	SILICIO POLICRISTALINO (p-si)
Potencia pico del panel fotovoltaico:	340 W
Ángulo de inclinación (β):	37 °
Potencia nominal de entrada al inversor:	125 kW
Agrupación por inversor:	Nº serie (Ns): 16 Nº paralelo (Np): 19
Número total de inversores:	3.178
Potencia pico instalada:	328.478 kW

INSTALACIÓN ELÉCTRICA COMPLETA

Número de circuitos:	8
Potencia máxima por conexión:	7,04 MW
Caída de tensión máxima establecida:	1,5 %
Aumento de la instalación necesaria respecto al parque eólico:	331,30 %
Aumento de potencia instalada respecto al parque eólico:	420,59 %
Ahorro derivado de compartir instalación:	10,48 %

ENERGÍA PRODUCIDA

Radiación anual sobre superficie inclinada:	1.813 kWh/m ²
Pérdida por temperatura media anual:	8,85 %
Energía anual generada:	577 GWh/año
Número de horas equivalentes al año:	1755,56 kWh/kW

PRECIO Y VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN

Precio unitario:	0,99 €/W
Ahorro respecto a instalación típica:	7,45 %
Precio total:	326.137.366 €
Parte financiada:	60 %
Tipo de interés:	10 %
Periodo de financiación:	10 años
Valor Actual Neto (V.A.N.):	121.854.270 €
Tasa Interna de Retorno (T.I.R.):	14,97 %

Ilustración 79: resultados, aspectos generales de la instalación.

En este caso, partimos de un parque eólico con **62 aerogeneradores** que dispone de una potencia de **104MW**, ubicado en una parcela de **924Ha** en la que es posible una instalación fotovoltaica de **328MW**. El ahorro del terreno junto al que se produce al compartir instalación eléctrica (10,5% del precio de esta) supone un ahorro del 7,5% respecto a una instalación típica, estableciendo un precio unitario de **0,99€/W**, lo que plantea una inversión total de **326M€**. Debido a la energía generada (577GW el primer año, lo que supone 1756 horas equivalentes) durante un periodo de 25 años, se generan unos ingresos que suponen un **V.A.N.=122M€** y un **T.I.R.=14,97%**.

Partiendo de estos datos, los inversores deberán analizar la situación y determinar si les interesa realizar el proyecto.

Como curiosidad, comparando rápidamente con el caso anterior, nos damos cuenta de que es menor el número de horas equivalentes anuales, sin embargo, el valor de V.A.N. es mayor, esto se debe a que, a pesar de producirse menos energía por unidad de potencia instalada (por lo tanto, por unidad de dinero invertido), se trata de una instalación mucho más grande, que genera una cantidad mayor de ingresos. En otras palabras, el aumento de energía generada es mayor que el aumento del coste de la instalación.

6.2.3. Parque eólico "Rawson" (Chubut, Argentina).

Se trata del parque eólico más importante de Argentina, se encuentra dividido en 2 etapas, la primera de 27 aerogeneradores inició su actividad (y por lo tanto la del parque) en septiembre de 2011, posteriormente en enero de 2012 se completó con otros 16 aerogeneradores VESTAS de las mismas características. La empresa propietaria y encargada de su gestión es GENNEIA. Las características principales del parque son:

- Latitud: -43,35°
- Superficie total: 15.000.000m²
- Nº de aerogeneradores: 43
- Potencia nominal: 1,8 MW
- Nº de circuitos: 4

La parcela, cuyas propiedades orográficas son ideales para ubicar una planta solar debido a su llanura, se muestra a continuación. En este caso se aprecia perfectamente la distribución de los aerogeneradores y los circuitos que forman la instalación:



Ilustración 80: parque eólico "RAWSON".

De nuevo, las características del parque eólico quedan definidas en la herramienta, de la forma que seguidamente se indica:

DATOS A INTRODUCIR*	PARCELA Y DISTRIBUCIÓN DE AEROS	
	SUPERFICIE TOTAL:	15.000.000 m ²
	SUPERFICIE ÚTIL:	80 %
	Nº de AEROS	43
	FUERA DE SUP. ÚTIL:	0
	CARACTERÍSTICAS DE AEROGENERADOR	
	TIPO:	OTRO (indica características)
	POTENCIA NOMINAL:	1,8 1,8 MW
	DIÁMETRO ROTOR:	80 80 m
	ALTURA TORRE:	80 80 m
	ALTURA TOTAL:	120 m
	ANCHO DE TORRE:	6 6 m
	TENSIÓN FINAL:	20000 V
	Cos φ:	0,95
	Nº circuitos:	4
Separación:	5 Diám.	

	Nº AEROS	Distancia ST
Circuito: 1	14	4,5
Circuito: 2	12	4
Circuito: 3	8	4
Circuito: 4	9	4,5
TOTAL AEROS:	43	

Ilustración 81: aspectos significativos del parque eólico.

Nuevamente ha sido necesario definir un modelo de aerogenerador, se indican los cuatro circuitos que forman la instalación, donde el caso a dimensionar será el circuito 1 ya que dispone de mayor número de aerogeneradores y mayor distancia a la subestación de transformación.

También se utilizarán los mismos modelos de módulo fotovoltaico e inversor, por lo que pasamos a definir las características de radiación y temperatura de la zona, las cuales determinan la energía a generar. En este escenario, no está disponible el simulador PVGIS debido a que este solo es válido para el territorio de Europa y África, en su defecto, utilizaremos entonces Surface Solar Energy (SSE), una base de datos online de la NASA donde se puede consultar radiación y temperatura:

	DATOS A INTRODUCIR*			
	Gmd (0)	D/G	Td	otras pérdidas
ENERO	7110 Wh/m2/día	0,35	20,1 °C	9 %
FEBRERO	6030 Wh/m2/día	0,34	19,15 °C	
MARZO	4630 Wh/m2/día	0,35	17,02 °C	
ABRIL	2990 Wh/m2/día	0,36	13 °C	
MAYO	1720 Wh/m2/día	0,40	9,1 °C	
JUNIO	1390 Wh/m2/día	0,41	6,23 °C	
JULIO	1600 Wh/m2/día	0,39	5,67 °C	
AGOSTO	2390 Wh/m2/día	0,38	7,26 °C	
SEPTIEMBRE	3670 Wh/m2/día	0,36	9,5 °C	
OCTUBRE	5200 Wh/m2/día	0,36	13 °C	
NOVIEMBRE	6700 Wh/m2/día	0,35	16,36 °C	
DICIEMBRE	7250 Wh/m2/día	0,36	18,63 °C	

Ilustración 82: valores diarios medios mensuales de radiación y temperatura.

Como curiosidad en este caso de estudio, señalar cómo los valores de radiación y temperatura se ordenan de la forma contraria a lo acostumbrado dando lugar a una curva de generación a lo largo del año de la forma:

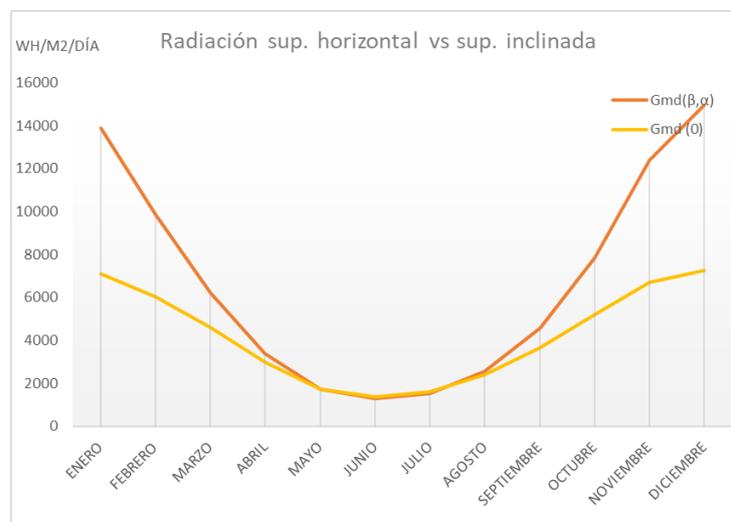


Ilustración 83: curva de generación anual en el hemisferio sur.

Este hecho se debe simplemente a que nuestra localización se ubica en el hemisferio sur (pese a que debe ser introducida en valor absoluta en la herramienta).

Una vez introducidos todos los parámetros que definen la instalación se puede proceder a analizar los resultados, se recuerda que los aspectos relacionados con el precio y la viabilidad económica se mantienen para facilitar la comparación:

RESULTADOS

SUPERFICIE Y SOMBRAS

Superficie total:	15.000.000 m2
Superficie de sombra (sin paneles solares) junto a cada aerogenerador:	6,58 %
Superficie disponible para instalación fotovoltaica:	11.210.487 m2
Región afectada por sombra momentanea media anual:	0,53 %
Superficie válida:	11.150.797 m2

PARQUE EÓLICO

Número total de aerogeneradores:	43
Separación entre aerogeneradores:	5 Diám.
Potencia nominal de cada aerogenerador:	1,8 MW
Potencia total del parque eólico:	77,4 MW

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Tipo de tecnología:	SILICIO POLICRISTALINO (p-si)
Potencia pico del panel fotovoltaico:	340 W
Ángulo de inclinación (β):	42 °
Potencia nominal de entrada al inversor:	125 kW
Agrupación por inversor:	Nº serie (Ns): 16 Nº paralelo (Np): 19
Número total de inversores:	5.326
Potencia pico instalada:	550.495 kW

INSTALACIÓN ELÉCTRICA COMPLETA

Número de circuitos:	4
Potencia máxima por conexión:	14,62 MW
Caída de tensión máxima establecida:	1,5 %
Aumento de la instalación necesaria respecto al parque eólico:	620,61 %
Aumento de potencia instalada respecto al parque eólico:	819,04 %
Ahorro derivado de compartir instalación:	4,90 %

ENERGÍA PRODUCIDA

Radiación anual sobre superficie inclinada:	1.872 kWh/m ²
Pérdida por temperatura media anual:	9,47 %
Energía anual generada:	1010 GWh/año
Número de horas equivalentes al año:	1834,36 kWh/kW

PRECIO Y VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN

Precio unitario:	0,95 €/W
Ahorro respecto a instalación típica:	4,99 %
Precio total de la inversión:	520.340.868 €
Parte financiada:	60 %
Tipo de interés:	10 %
Periodo de financiación:	10 años
Valor Actual Neto (V.A.N.):	255.383.205 €
Tasa Interna de Retorno (T.I.R.):	16,82 %

Ilustración 84: resultados, aspectos generales de la instalación.

Este parque dispone de una cantidad enorme de superficie, llegando ésta a las **1.500Ha**, para ubicar únicamente **43 aerogeneradores de 1.8MW**. Este hecho permite realizar una enorme **instalación fotovoltaica** que llega a los **550MW**, debido al gran espacio entre aerogeneradores y al tamaño (relativamente pequeño) de estos. Al tratarse de una gran instalación, los costes unitarios descienden hasta 0,95€/W suponiendo una **inversión total de 520M€**. Además, pese a la desfavorable latitud, obtenemos una gran producción de energía lo que permite alcanzar unos valores de rentabilidad prácticamente insuperables, **V.A.N.=255M€** y **T.I.R.=16,82%**.

6.2.4. Parque eólico “Loma del Capón”, Albuñuelas (Granada, España).

Es un pequeño parque eólico situado en la provincia de Granada (al sur de España) el cual opera desde noviembre de 2003. Tan solo dispone de 17 turbinas eólicas modelo Vestas V100/1800, como peculiaridades, se encuentra ubicado en una zona de montaña (lo cual se deberá tener en cuenta al determinar la superficie disponible) y a una distancia considerable de la subestación. Seguidamente se exponen algunas características:

- Latitud: 36,96º
- Superficie total: 1.900.000m²
- Nº de aerogeneradores: 17
- Potencia nominal: 1,8 MW
- Nº de circuitos: 4

Se puede observar una vista general de la parcela y la distribución de los aerogeneradores, aunque es difícil apreciar que se trata de una zona de montaña:



Ilustración 85: parque eólico “Loma del Capón”.

Una vez más definimos el parque eólico a través de las características que solicita la herramienta:

DATOS A INTRODUCIR*	PARCELA Y DISTRIBUCIÓN DE AEROS	
	SUPERFICIE TOTAL:	1.900.000 m ²
	SUPERFICIE ÚTIL:	50 %
	Nº de AEROS	17
	FUERA DE SUP. ÚTIL:	0
	CARACTERÍSTICAS DE AEROGENERADOR	
	TIPO:	OTRO (indica características)
	POTENCIA NOMINAL:	1,8 1,8 MW
	DIÁMETRO ROTOR:	100 100 m
	ALTURA TORRE:	80 80 m
	ALTURA TOTAL:	130 m
	ANCHO DE TORRE:	6 6 m
	TENSIÓN FINAL:	20000 v
	Cos φ:	0,95
	Nº circuitos:	2
	Separación:	5 Diám.

	Nº AEROS	Distancia ST
Circuito: 1	13	7
Circuito: 2	4	6,5
TOTAL AEROS:	17	

Ilustración 86: aspectos significativos del parque eólico.

Se han determinado las características del aerogenerador según el modelo utilizado de este. En este caso, debido a que se trata de un terreno de montaña, la superficie útil indicada es del 50% lo que produce una menos potencia fotovoltaica instalable.

Pasamos a definir las características de radiación de la zona:

	DATOS A INTRODUCIR*			
	Gmd (0)	D/G	Td	otras pérdidas
ENERO	2620 Wh/m2/día	0,38	10,4 °C	9 %
FEBRERO	3450 Wh/m2/día	0,35	9,8 °C	
MARZO	5020 Wh/m2/día	0,38	12,4 °C	
ABRIL	5800 Wh/m2/día	0,33	15,7 °C	
MAYO	6920 Wh/m2/día	0,29	18,8 °C	
JUNIO	8000 Wh/m2/día	0,23	22,7 °C	
JULIO	7990 Wh/m2/día	0,21	26,4 °C	
AGOSTO	7040 Wh/m2/día	0,23	26,9 °C	
SEPTIEMBRE	5340 Wh/m2/día	0,29	22,9 °C	
OCTUBRE	4020 Wh/m2/día	0,35	19,3 °C	
NOVIEMBRE	2820 Wh/m2/día	0,35	13,9 °C	
DICIEMBRE	2390 Wh/m2/día	0,38	11,6 °C	

Ilustración 87: valores diarios medios mensuales de radiación y temperatura.

En este caso, se trata de una localización que recibe mayor radiación que las anteriores, en parte esto se debe a la latitud en la que se ubica (más cercana al ecuador). Debido a ello se obtiene un mayor número de horas equivalentes anuales.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos:

RESULTADOS

SUPERFICIE Y SOMBRAS

Superficie total:	1.900.000 m2
Superficie de sombra (sin paneles solares) junto a cada aerogenerador:	27,16 %
Superficie disponible para instalación fotovoltaica:	691.989 m2
Región afectada por sombra momentánea media anual:	2,93 %
Superficie válida:	671.747 m2

PARQUE EÓLICO

Número total de aerogeneradores:	17
Separación entre aerogeneradores:	5 Diám.
Potencia nominal de cada aerogenerador:	1,8 MW
Potencia total del parque eólico:	30,6 MW

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Tipo de tecnología:	SILICIO POLICRISTALINO (p-si)
Potencia pico del panel fotovoltaico:	340 W
Ángulo de inclinación (β):	35 °
Potencia nominal de entrada al inversor:	125 kW
Agrupación por inversor:	Nº serie (Ns): 16 Nº paralelo (Np): 19
Número total de inversores:	426
Potencia pico instalada:	44.031 kW

INSTALACIÓN ELÉCTRICA COMPLETA

Número de circuitos:	2
Potencia máxima por conexión:	4,49 MW
Caída de tensión máxima establecida:	1,5 %
Aumento de la instalación necesaria respecto al parque eólico:	191,77 %
Aumento de potencia instalada respecto al parque eólico:	244,92 %
Ahorro derivado de compartir instalación:	28,30 %

ENERGÍA PRODUCIDA

Radiación anual sobre superficie inclinada:	2.347 kWh/m ²
Pérdida por temperatura media anual:	11,32 %
Energía anual generada:	95 GWh/año
Número de horas equivalentes al año:	2153,49 kWh/kW

PRECIO Y VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN

Precio unitario:	1,03 €/W
Ahorro respecto a instalación típica:	11,06 %
Precio total de la inversión:	45.440.579 €
Parte financiada:	60 %
Tipo de interés:	10 %
Periodo de financiación:	10 años
Valor Actual Neto (V.A.N.):	26.879.556 €
Tasa Interna de Retorno (T.I.R.):	18,41 %

Ilustración 88: resultados, aspectos generales de la instalación.

Este es el caso que dispone de la menor superficie de parcela, tan solo **190Ha**, además, al tratarse de un territorio de montaña, no toda ella es aprovechable, por lo que resulta en una instalación fotovoltaica de únicamente **44MW**. A pesar de ello, debido a las óptimas condiciones climáticas de la zona, se consigue (como se ha indicado) el mayor índice de horas **equivalentes anuales: 2153**, que dan lugar a una generación de **95GWh** al año. Debido a la menor relación de potencia fotovoltaica frente a eólica instalada, se obtiene un importante ahorro en la instalación eléctrica (**28,3%**) y un **11%** sobre el total, lo que lleva a una inversión de **44,4M€**. Si tenemos en cuenta que el capital invertido es mucho menor que en los casos anteriores, podemos apreciar que los resultados de **V.A.N.=26,9M€** y **T.I.R.=18,4%** son muy favorables.

6.2.5. Comparación de resultados y conclusiones.

Una vez analizados distintos escenarios reales de características muy diferenciadas, se pretende estudiar los resultados obtenidos y comparar su viabilidad. Se ha aplicado la herramienta a escenarios con distinto número de aerogeneradores, distribuidos de varias formas diferentes, con una superficie de parcela que va desde las 1.500Ha de *Rawson* a las 190Ha de *Lomas del Capón*, también se ha variado la orografía del lugar y su latitud (aunque en este caso no ha sido un cambio demasiado notable) influyendo esta en la radiación recibida y, por último, se han definido diferentes aerogeneradores (también sin diferencias drásticas entre ellos). A continuación, se muestra una tabla comparativa de las características principales:

	Potencia (MW)		Energía solar generada (GWh/año)	Horas eq. anuales	Inversión (M€)	Ahorro inst. típica (%)	VAN (M€)	TIR (%)
	Eólica	Fotovoltaica						
Las Viñas	38	125	226	1.800	133	7,9	43,6	14,25
LORA	104	328	577	1.755	326	7,45	121,8	14,97
Rawson	77,4	459	1.010	1.835	439,6	6,14	374,4	22,52
Loma	30,6	44	95	2.153	45	11,06	28,9	18,41

Tabla 15: comparativa de resultados en diferentes escenarios.

En la anterior tabla se muestran los aspectos más significativos de los casos estudiados. Se puede observar un rango muy grande de valores comparando cada característica entre los diferentes escenarios:

- **Potencia:** en todos los casos se produce un enorme salto de potencia respecto a la instalada en el parque eólico, este hecho está ligado a la superficie de terreno empleada para ubicar los aerogeneradores. Debido a que se debe respetar una distancia mínima entre turbinas consecutivas con el objetivo de disminuir las turbulencias, estas se separan unas de otras utilizando una gran cantidad de terreno. El caso más significativo es el de Rawson, donde se llegan a emplear 1.500 hectáreas de terreno para ubicar tan solo 43 aerogeneradores de no muy grandes dimensiones, se puede relacionar este hecho con el menor precio y la gran disponibilidad del terreno en Argentina. En los parques españoles estudiados encontramos una mayor densidad de turbinas por parcela, es curioso el caso de LORA que dispone de 62 aerogeneradores, frente a los 43 de Rawson, utilizando menos de la mitad de terreno. Otros parámetros que influyen en la cantidad de potencia instalada son el tipo de panel (al cual no le podemos achacar la diferencia de resultados, pues se ha utilizado el mismo) y su ángulo de inclinación, que ha sido optimizado en cada caso. El caso de Loma del Capón es en el que menos se incrementa su potencia, se debe a que se trata de una zona de montaña donde solo es posible utilizar la mitad de la superficie total.

- **Energía solar generada:** dependerá de la instalación fotovoltaica de la que se disponga y las condiciones climáticas y de radiación de la zona. Por lo tanto, para ubicaciones similares, estará muy relacionado con la potencia de la instalación fotovoltaica. En este apartado, destaca el caso de Rawson, a pesar de tener una potencia instalada mayor, el incremento de energía generada respecto al resto de casos es desproporcionado, pues se trata, además, del caso con la latitud más desfavorable y por lo tanto las condiciones climáticas no son las óptimas.

Es necesario comentar que posiblemente el resultado de energía generada en el caso de Rawson, se halla visto alterado al tomar los datos de una base online diferente al resto de casos. Estas bases de datos no obtienen sus valores de mediciones exactas, sino que extrapolan mediciones dando como resultado valores distintos que pueden influir muy notablemente en el análisis del proyecto. A modo de ejemplo, a continuación, se muestra los distintos valores de radiación que ofrece cada base de datos para la misma ubicación:

NASA (Wh/m ² /día)	PVGIS (Wh/m ² /día)
2580	2750
3410	3650
4620	5220
5830	5880
6640	7080
7630	8220
7790	8270
6830	7310
5240	5540
3710	4230
2690	2950
2210	2460

Tabla 16: comparación entre valores obtenidos de diferentes bases de datos para la misma ubicación.

Como se puede observar, existe una diferencia considerable en algunos meses, la cual puede incluso aumentar de una ubicación a otra. Esto influye de forma notable en la determinación de la viabilidad de un proyecto. Es por eso que para valoraciones reales se debería establecer un medidor de radiación o consultar bases de datos más fiables.

- **Horas equivalentes anuales:** este parámetro relaciona la energía generada con la potencia instalada. Determina el número de horas que la instalación debe trabajar a potencia nominal para producir la energía que se genera durante todo el año, es, por tanto, un indicador de la eficiencia de la instalación debido a las condiciones ambientales y de radiación propiciadas por la localización en la que se ubica. En los casos donde el nivel de radiación recibida sea mayor, la instalación generará más energía por potencia instalada y por lo tanto el número de horas equivalentes será mayor. Podemos observar que este valor es más alto para el caso de *Loma del Capón*, el cual dispone de la mejor ubicación, lo sigue el parque eólico *Rawson*, cuyo resultado se ha podido ver alterado por los datos tomados (como se comentaba anteriormente).

- **Inversión:** se refiere al coste total de la instalación fotovoltaica a realizar. Se parte de un precio por unidad de potencia instalada, el cual disminuye ligeramente a medida que aumenta la potencia total, acotado (dependiendo del tipo de tecnología empleada) entre valores de 0,95€ a 1,10€ dependiendo de si se trata de grandes instalaciones (caso de *Rawson*) o instalaciones pequeñas. A pesar de esta pequeña reducción unitaria, es obvio que a medida que aumenta la potencia instalada se ha de hacer frente a mayores inversiones. Comparando los dos casos extremos, en *Rawson* se ha de instalar 459MW, lo que corresponde con una inversión de 439,6M€, mientras que los 44MW a instalar en *Loma del Capón* tienen un valor de 45M€, se puede apreciar una caída del precio unitario al realizar una mayor inversión.

- **Ahorro Inst. típica:** hace referencia a la diferencia del coste de la inversión al realizar la instalación fotovoltaica dentro del parque eólico (ahorrando el coste del terreno y compartiendo la instalación eléctrica) o realizar una instalación típica ubicada independientemente. Principalmente depende del coste del terreno y la instalación eléctrica, aunque se ve influido por una gran cantidad de aspectos que dan lugar a ahorros por encima del 10% en bastantes ocasiones. Entre los escenarios analizados se alcanza un ahorro del 11,06% en *Loma del Capón* mientras que en los otros casos ronda el 7%.

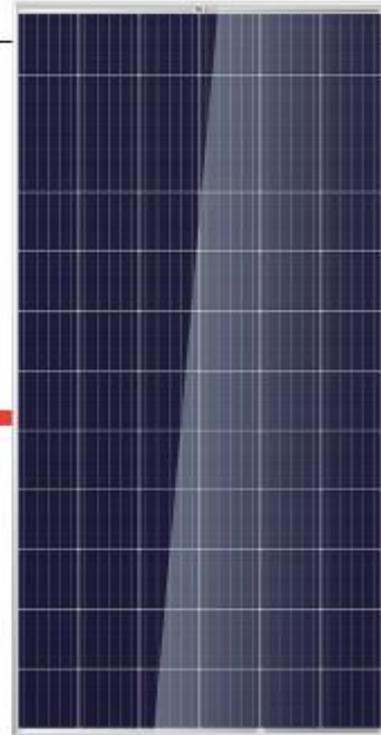
- **V.A.N.:** (Valor Actual Neto) se trata de una herramienta utilizada para evaluar la rentabilidad de proyectos, muestra el valor actual de los ingresos generados por la instalación durante toda la vida útil de esta. En los casos estudiados, el valor de V.A.N. devuelto es mayor conforme aumenta la potencia instalada, llegando a 374,4M€ en el caso de *Rawson*, esto se debe a que una mayor instalación generará mayores ingresos. El principal defecto de esta herramienta se encuentra en que no valora la disponibilidad financiera inicial, es decir, no tiene en cuenta el valor de la inversión que se necesita realizar. Así, por ejemplo, para conseguir un V.A.N. de 374,4M€ se ha de invertir 439,4M€, sin embargo, en el caso de *Lomas del Capón* para conseguir 28,9M€ únicamente es necesario invertir 45M€, proporcionalmente el beneficio obtenido es menor, pero la inversión requerida, y por lo tanto el riesgo, también lo es.

- **T.I.R.:** (Tasa Interna de Retorno) otra herramienta utilizada para evaluar la viabilidad económica, muestra la tasa de interés que se ha de aplicar para no generar ningún beneficio durante la vida del proyecto, es decir, la tasa de interés que hace nulo el V.A.N. De esta forma un mayor valor del T.I.R. indica una mayor rentabilidad, pues significa que se generan beneficios incluso con una mayor tasa de interés, con una tasa de interés menor al T.I.R. siempre se generarían beneficios. Normalmente se antepone el resultado de V.A.N. al estudiar un proyecto para determinar si se realiza una inversión, pero también es un parámetro influyente. Si ponemos la vista sobre los casos estudiados, se observa que, por ejemplo, a pesar de que el menor valor de V.A.N. se obtiene para el caso de *Lomas del Capón*, el T.I.R. que ofrece este escenario es muy alto, resultando el segundo mejor parado, el mejor caso volvería a resultar *Rawson*, los demás escenarios ofrecen un resultado muy parecido.

De forma general, los resultados obtenidos para los indicadores económicos en todos los casos, señalan inversiones muy rentables, será obra de los inversores decidir si le interesa invertir en cada caso. Como ya se ha observado, los mejores resultados se obtienen para el parque eólico de *Rowson*, es evidente, pues se consta de una parcela capaz de albergar una cantidad enorme de paneles fotovoltaicos, además los aerogeneradores son relativamente pequeños (lo que disminuye las sombras) y las condiciones de radiación no son del todo malas, dando como resultado una enorme generación eléctrica. El segundo caso más interesante podría resultar *Loma del Capón* pues el número de horas equivalentes indica que se trata de una buena ubicación y se obtienen buenos resultados sin necesidad de una gran inversión. Por último, los escenarios restantes ofrecen resultados intermedios con beneficios muy relacionados con la potencia instalada (y por tanto con la superficie disponible) y un número bajo de horas equivalentes.

Mono **Multi** Solutions

THE
TALLMAX
FRAMED 72-CELL MODULE



72 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

320-340W
POWER OUTPUT RANGE

17.5%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Products And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716
ISO9001: Quality Management System
ISO14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse gases Emissions Verification
OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



Ideal for large scale installations

- High power footprint reduces installation time and BOS costs
- 1000V UL/1000V IEC certified



One of the Industry's most trusted modules

- Field proven performance
- Strong, reliable supplier



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant
- 100% EL double inspection

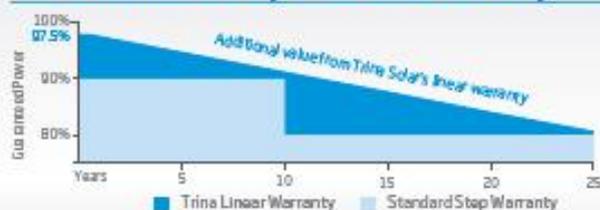


Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

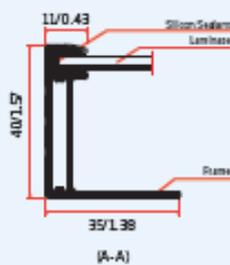
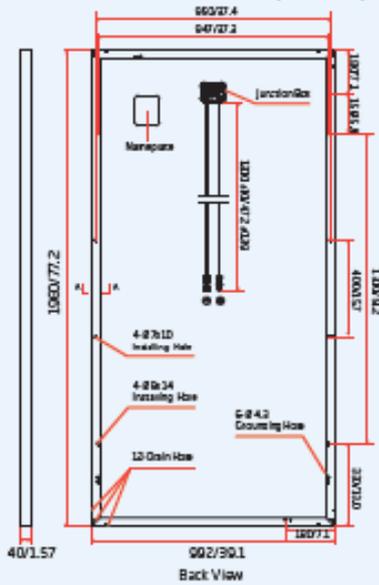
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty - 25 Year Linear Power Warranty

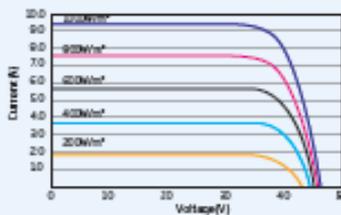


PRODUCTS	POWER RANGE
TSM-PD14	320-340W

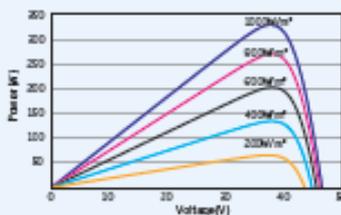
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm/Inches)



I-V CURVES OF PV MODULE(335W)



P-V CURVES OF PV MODULE(335W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{max}(W_p)^*$	320	325	330	335	340
Power Output Tolerance- $P_{max}(W)$	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{mp}(V)$	37.1	37.2	37.4	37.6	37.8
Maximum Power Current- $I_{mp}(A)$	8.63	8.73	8.83	8.91	8.99
Open Circuit Voltage- $V_{oc}(V)$	45.5	45.6	45.8	46.0	46.2
Short Circuit Current- $I_{sc}(A)$	9.15	9.19	9.28	9.35	9.42
Module Efficiency $\eta_m(\%)$	16.5	16.7	17.0	17.2	17.5

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- $P_{max}(W_p)$	237	241	245	249	252
Maximum Power Voltage- $V_{mp}(V)$ <td>34.3</td> <td>34.4</td> <td>34.6</td> <td>34.8</td> <td>35.0</td>	34.3	34.4	34.6	34.8	35.0
Maximum Power Current- $I_{mp}(A)$ <td>6.92</td> <td>7.00</td> <td>7.08</td> <td>7.14</td> <td>7.21</td>	6.92	7.00	7.08	7.14	7.21
Open Circuit Voltage- $V_{oc}(V)$ <td>42.1</td> <td>42.2</td> <td>42.4</td> <td>42.6</td> <td>42.8</td>	42.1	42.2	42.4	42.6	42.8
Short Circuit Current- $I_{sc}(A)$ <td>7.39</td> <td>7.42</td> <td>7.49</td> <td>7.55</td> <td>7.60</td>	7.39	7.42	7.49	7.55	7.60

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156.75 × 156.75 mm (6 inches)
Cell Orientation	72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 inches)
Weight	22.5 kg (49.6 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200 mm (47.2 inches)
Connector	MCA/UTX
Fire Type	Type 1 or Type 2

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

- 10 year Product/Workmanship Warranty
- 25 year Linear Power Warranty

(*Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 27 pieces
- Modules per 40' container: 648 pieces

INGECON

SUN

3Play
Serie TL

**INVERSOR
DE STRING
TRIFÁSICO SIN
TRANSFORMADOR
Y CON LA MÁXIMA
DENSIDAD DE
POTENCIA**

100TL

Familia de inversores trifásicos para plantas fotovoltaicas comerciales, industriales y de gran escala.

Mayor competitividad

Gracias a su mayor potencia de salida (hasta 110 kW si el equipo se conecta a una red de 440 Vac), el nuevo INGECON® SUN 100TL permite una drástica reducción del número de inversores requeridos para el diseño de una planta fotovoltaica. Así, minimiza el gasto en mano de obra y cableado total. Es más, gracias a este equipo se puede ahorrar hasta un 20% en cableado AC, ya que no requiere cable de neutro.

Además, este inversor no necesita cajas de conexiones ni en DC ni en AC. Todo ello garantiza los menores gastos de capital o CAPEX (Capital Expenditures).

Menores costes operacionales

Gracias a la red de comunicación inalámbrica que se puede establecer con el INGECON® SUN 100TL, la planta FV puede ser puesta

en marcha, monitorizada y controlada sin cables. Además, su filosofía de inversor de string permite una fácil y rápida sustitución que no precisa de técnicos cualificados.

Mayor flexibilidad y densidad de potencia

La mayor flexibilidad es posible gracias a sus elevados índices de tensión DC máxima (1.100 V) y a su amplio rango de tensión MPP (570-850 V). Gran densidad de potencia, con hasta 105 kW en un inversor de tan solo 75 kg.

Diseño duradero y robusto

Envoltorio de aluminio, especialmente concebida para instalaciones de interior y exterior (IP65). El diseño de la familia INGECON® SUN 3Play garantiza la máxima durabilidad en el tiempo y las mejores prestaciones, incluso ante temperaturas extremas.

Ethernet y Wi-Fi de serie

Este inversor FV presenta comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie. Estas comunicaciones, junto con el webserver que integra el equipo, permiten una rápida y fiable puesta en marcha usando un teléfono móvil, una Tablet o un PC portátil. Además, es compatible con Cloud Connect externo.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



100TL

Diferentes versiones para elegir

Ingeteam ha creado dos versiones distintas para poder satisfacer todas las necesidades de sus clientes:

- Versión STD
- Versión PRO

Versiones disponibles	Versión STD	Versión PRO
Bornas DC	✓	
Conectores fotovoltaicos ¹⁷		✓
Seccionador DC	✓	✓
Descargadores DC, tipo 2	✓	✓
Descargadores AC, tipo 2	✓	✓
Fusibles DC		✓ ¹⁷
Kit de medida de corrientes		✓

Notas: ¹⁷ Fusibles de 1.500 V, sólo para el polo positivo.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 98,8%.
- Comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie.
- Webserver integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de Interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Distintas versiones para ajustarse a todo tipo de proyectos.
- Compatible fuentes de alimentación nocturna.
- 4 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Apto para DRMO (para mercado australiano).

PROTECCIONES

- Polaridad Inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-Islla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores tipo 2.
- Sobretensiones DC con descargadores tipo 2.

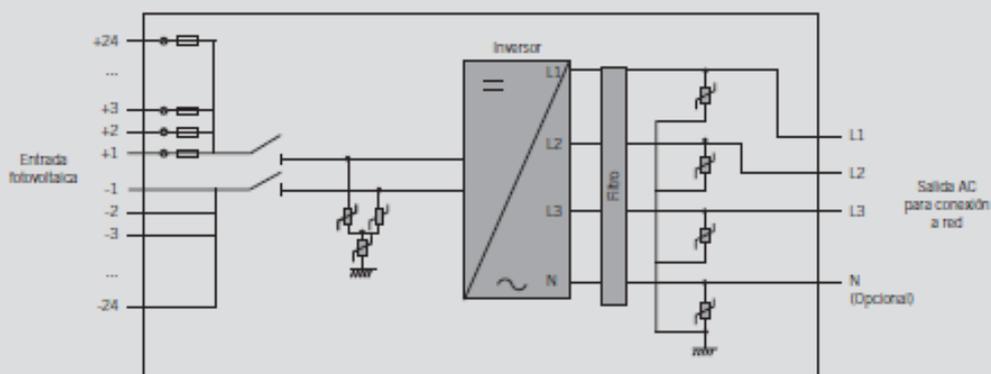
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.

BENEFICIOS

- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.

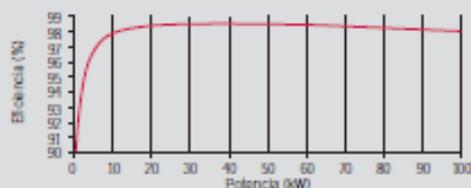
3Play TL versión PRO



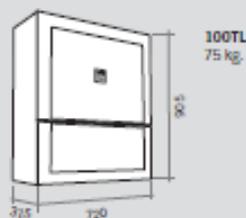
100TL					
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado	91,1 - 117 kWp	96,2 - 123,5 kWp	101,2 - 130 kWp	106,3 - 136,5 kWp	111,3 - 143 kWp
Rango de tensión MPP ¹⁾	513 - 850 V	541,5 - 850 V	570 - 850 V	598,5 - 850 V	627 - 850 V
Tensión máxima ²⁾	1.100 V				
Corriente máxima ³⁾	185 A				
Corriente de cortocircuito	240 A				
Entradas (STD / PRD)	1 / 24				
MPPT	1				
Valores de Salida (AC)					
Potencia nominal	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Máx. temperatura a potencia nominal ⁴⁾	50 °C				
Corriente máxima	145 A				
Tensión nominal	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia	1				
Factor de Potencia ajustable ⁵⁾	SI. Smdx=90 kVA Qmdx=54 KVAR	SI. Smdx=95 kVA Qmdx=57 KVAR	SI. Smdx=100 kVA Qmdx=60 KVAR	SI. Smdx=105 kVA Qmdx=63 KVAR	SI. Smdx=110 kVA Qmdx=66 KVAR
THD	<3%				
Rendimiento					
Eficiencia máxima	98,8%				
Euroeficiencia	98,1%				
Datos Generales					
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada				
Caudal de aire	570 m ³ /h				
Consumo en stand-by	20 W				
Consumo nocturno	1 W				
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP65 / NEMA 4				
Interruptor diferencial	1.000 mA				
Altitud máxima ⁶⁾	3.000 m				
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm ² (un cable) Conexión DC (STD): Máxima sección: 300 mm ² (un cable) Conexión DC (PRD): 6 mm ² (24 pares de conectores PV-Stick) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068-2-1:2007, IEC60068-2-2:20007, IEC60068-2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 y EN50530				
Normativa de conexión a red	IEC61727, CEI 0-21:2016-07, CEI0-16:2012-12 + V1:2013-12 + V2:2016-07, EN50438:2013, BOEW Guideline, AS4777.2:2015, NDU-015:2012, ABNT NBR 16349:2013, ABNT NBR 16150:2013, DEWA				

Notas: ¹⁾ $V_{MPP,max}$ es para condiciones nominales ($V_{ac}=1$ p.u. y Factor de potencia=1). $V_{MPP,min}$ dependerá de la tensión de red (V_{ac}), de acuerdo con esta relación: $V_{MPP,min}=1.425 \cdot V_{ac}$ ²⁾ El inversor no entra en funcionamiento hasta que $V_{dc} < 1.000$ V ³⁾ La corriente máxima por conector FV es 11 A para la versión PRD ⁴⁾ Por cada °C de aumento, la potencia de salida se reducirá un 2,3% ⁵⁾ Q=0 fuera del rango de tensión MPP ⁶⁾ Por encima de 1.000 m, la temperatura máxima para entregar potencia nominal se reduce a razón de 5,5°C por cada 1.000 m adicionales.

Rendimiento INGECON® SUN 100TL $V_{dc} = 570$ V



Dimensiones y peso (mm)





Ingeteam Power Technology, S.A.
Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.
Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 661 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam SAS
La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.
3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.
Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.
Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 SHANGHAI - P.R. China
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.
Ave. Revolución, nº 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.
Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.
Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjespark
Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA
Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.
2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.
Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.
Accelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 499 988 022
e-mail: australia@ingeteam.com

Ingeteam Panama S.A.
Calle Manuel Espinosa Batista, Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407 Urb.C45 Bella Vista
Bella Vista - Panama
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.
Bucuresti, Sector 2, Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Romania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo corner Rufin St.
1230 Makati
Gran Manila - Philippines
Tel.: +63 0917 677 6039

Ingeteam

7. CONCLUSIONES GENERALES

Mediante la elaboración de este trabajo se ha pretendido desarrollar una herramienta capaz de hacer frente a cualquier tipo de escenario que se plantee, siendo posible la comparación entre diferentes escenarios y comprobando las ventajas e inconvenientes de cada característica de estos sobre los resultados finales. Así pues, esta herramienta abarca una gran cantidad de aspectos que influyen en este tipo de instalaciones, de forma que la variación en la definición de cualquier mínima característica da lugar a una instalación con resultados diferentes.

Al tratarse de una herramienta con un carácter tan amplio y general, no es posible realizar un análisis exhaustivo para cada caso concreto, aunque, por otro lado, sirve para obtener una perspectiva general de cualquier caso de estudio.

A la hora de evaluar realmente si se realiza una inversión de este tipo, se aportarán datos más fiables, por ejemplo, se debe disponer de una medición de irradiación y condiciones climáticas de la zona durante un periodo considerable de tiempo. En lo económico, es necesario un análisis de mayor profundidad, en el que, se analice el funcionamiento del proyecto frente a distintos escenarios del precio de la energía en los próximos años, con diferentes ofertas para la realización del proyecto (dando lugar a diferentes precios de la inversión) o estudiando diferentes tipos de financiación (porcentaje financiado, tasa de interés o periodo de financiación), por último, también sería necesario estudiar el riesgo de los inversores, derivado del entorno actual de mercado, y que determine una tasa de descuento acertada.

En definitiva, la herramienta elaborada resulta muy útil para ofrecer una visión general del caso que se ocupa, pero a la hora de realizar una inversión económica es necesario analizar concretamente el caso en profundidad para definir el punto exacto de rentabilidad.

En la elaboración del presente trabajo, han sido de aplicación conocimientos de ingeniería generales, relacionados con diversos campos de las energías renovables, principalmente solar fotovoltaica, pero también eólica o en lo que se refiere a instalaciones eléctricas o gestión de la generación y demanda energética. Además, se han adquirido conocimientos que no se poseían anteriormente, los relacionados con temas financieros y evaluación de proyectos de inversión. Por estas razones, se puede afirmar que es un proyecto completo, con aspectos claros que lo sitúan dentro del marco de la ingeniería industrial y más concretamente, en el campo de las energías renovables.

8. BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía básica

- “Electricidad solar fotovoltaica Volumen II”* Eduardo Lorenzo. Editorial: Progensa, 1994
- “Tracking and Ground Cover Ratio”* L. Narvarte y E. Lorenzo. Madrid, 2008.
- “Electricidad Solar: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos”* E. Lorenzo. Ed: Progensa, 1994.
- “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica”* CIEMAT, Madrid, 1996.
- “Pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas”* IDAE
- “Sistemas de energía fotovoltaica. Manual del Instalador”* ASIF. Editorial: Progensa
- “Sistemas Fotovoltaicos”* Alonso Abella, M. S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.A. 2001
- “La envolvente fotovoltaica en la arquitectura”* Nuria Martín e Ignacio Fernández. Editorial Reverté.
- “Photovoltaics Systems Engineering”* R. Messinger, J. Ventre. U.S.A., 2000.
- “Sistemas fotovoltaicos Independientes”* Sandia National Labs. (USA), 1990.
- “Tracking and back-tracking”* E. Lorenzo, L. Narvarte and J. Muñoz. Madrid, 2011.
- “Diseño de Sistemas Fotovoltaicos”* Oscar Perpiñán. Editorial: Progensa, 2012
- “Análisis de inversión y rentabilidad de una central solar fotovoltaica en Argentina”* Proyecto Final de Ingeniería Industrial. ITBA.

Revistas

- PHOTON:** www.photon.com.es
- ENERGÍAS RENOVABLES:** www.energias-renovables.com
- ERA SOLAR:** www.censolar.es
- PVTECH:** <https://www.pv-tech.org/>
- SOLARNEWS:** www.solarnews.es

Plataformas web

- UNEF:** www.unef.org
- EPIA** www.epia.org
- Sección fotovoltaica de la AIE:** www.iea-pvps.org
- SISIFO:** www.sisifo.info
- S.E.E. (NASA):** <https://asdc-arccgis.larc.nasa.gov/sse>
- PVGIS:** <http://sunbird.jrc.it/pvgis>
- Radiation Data Base (U.S.A.):** http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1991-2005/tmy3
- GREENBYTE:** www.greenbyte.com/resources/evolution-of-wind-power

Fabricantes y gestores

- Cammesa:** www.cammesa.com
- Red Eléctrica de España:** www.ree.es
- Vestas:** www.vestas.com
- Siemens-Gamesa:** www.gamesacorp.com/es
- Ingeteam:** www.ingetteam.com
- Trina Solar:** www.trinasolar.com:81/es
- POYRY:** www.poyry.com