



Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnológicas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Trabajo de Fin de Grado

DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW
CON ANÁLISIS FINANCIERO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Daniel Regañón Gómez

Curso Académico 2022/2023

Índice

1. Resumen.....	4
2. Introducción	5
2.1 Situación actual del Sistema eléctrico Ibérico.....	5
2.2 Análisis del funcionamiento del Sistema eléctrico Ibérico.....	6
2.3 Evolución normativa del Mercado Eléctrico Ibérico	8
2.4 Funcionamiento de los mercados mayoristas.....	9
2.5 Equilibrio del sistema	11
3. Objetivo	12
4. Solución técnica.	13
4.1 Punto de conexión a la red y selección del emplazamiento.	15
4.2 Análisis recursos naturales disponibles.....	17
4.3 Optimización de los parámetros fundamentales de la instalación fotovoltaica.....	18
4.3.1 Paneles fotovoltaicos.	18
4.3.2 Sección del cableado por intensidad admisible.	20
4.3.3 Sección del cableado por caída de tensión.	21
4.3.4 Inversores.	22
4.3.5 Cálculo de sombras y espacios requeridos.	24
4.3.6 Estructura soporte.....	26
4.4 Coste proyecto.	27
4.5 Optimización tecno-económica.	28
4.6 Estrategias financieras.	31
4.6.1 Contrato SWAP.....	31
4.6.2 Valoración económica excesos en el Swap	33
4.6.3 Principales indicadores financieros.....	37
4.6.3.1 Contrato Swap 200€/MW.	38
4.6.3.2 Contrato Swap 150€/MW.	38
5. Conclusiones	39
6. Bibliografía.	40
7. Anexos.....	43
7.1 Anexo 1. Tablas Reglamento Eléctrico de Baja Tensión.....	43
7.2 Anexo 2. Análisis ubicación de la instalación.	44
7.3 Anexo 3. Análisis desvíos Instalación Solar Guillena.	46
7.4 Anexo 4. Ficha Técnica Inversor	50

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Precios medio aritmético de España y Portugal, así como la energía total. Fuente: REE	5
Ilustración 2: Curva Casación Mercado Diario para H1 del día 29/09/2022.....	7
Ilustración 3: Distribución de la red de transporte gestionado por el operador del sistema REE.	8
Ilustración 4: Mapa de irradiancia en España. Fuente : PVGIS European communities.....	13
Ilustración 5: Horas solares en Guillena por meses.	13
Ilustración 6: Instalación solar térmica de generación eléctrica Guzmán	14
Ilustración 7: Evolución de la generación anual solar fotovoltaica. Fuente: REE	14
Ilustración 8: Potencia instalada en España 2022. Fuente: REE	14
Ilustración 9: Pasos a seguir para conseguir el acceso a la red de transporte.....	15
Ilustración 10: Capacidad de acceso ocupada por posición de generación.....	15
Ilustración 11: Terreno a la venta en la oferta.....	16
Ilustración 12: Datos históricos meteorológicos de la ubicación de Guillena. Fuente: MeteoBlue.....	17
Ilustración 13: Curva característica paneles fotovoltaico CS6P-240PM.	18
Ilustración 14: Curvas características panel fotovoltaico CS6X-300P	18
Ilustración 15: Curva característica de modelo Canadian Solar CS6X-300P	19
Ilustración 16: Cable Prysun H1Z2Z1-k seleccionado para la instalación de baja tensión.....	20
Ilustración 17: Curva característica inversor Equinox 1MW	23
Ilustración 18: Distribución de paneles solares obtenida mediante el Software SAM.	24
Ilustración 19: Distribución similar de los paneles solares en el terreno de la instalación Guillena.	24
Ilustración 20: Esquema de cálculo de sombras.	24
Ilustración 21: Área de la superficie necesaria para la instalación fotovoltaica diseñada.	25
Ilustración 22: Estructura para los paneles fotovoltaicos.....	26
Ilustración 23: Valoración económica de las diferentes partidas del proyecto.....	27
Ilustración 24: Coste final de la instalación diseñada.	28
Ilustración 25: Costes de instalaciones comerciales de más de 5 MW de producción.....	28
Ilustración 26: Gráfico del análisis de la producción real y desvíos en la planta fotovoltaica diseñada.	30
Ilustración 27: Gráfico de los rendimientos financieros obtenidos en los contratos Swaps y Mercado diario.....	32
Ilustración 28: Valoración de excedentes al precio medio mensual del mercado diario	34
Ilustración 29: Ingresos totales de los contratos Swaps, valoración económica de los excedentes y costes de desvío.	36
Ilustración 30: Oferta terreno en la ubicación de Guillena.....	44
Ilustración 31: Mapa de la zona con las referencias catastrales de las parcelas.	45
Ilustración 32: Referencias catastrales de la parcela 015.....	45
Ilustración 33: Ubicación de la planta fotovoltaica de Guillena.	46
Ilustración 34: Producción medida ENTSOE de PSFGUILLEN.	47
Ilustración 35: Previsiones PSFGUILLEN 2020.....	47
Ilustración 36: Previsiones PSFGUILLEN 2021.....	48
Ilustración 37: Previsiones PSFGUILLEN 2022.....	48

Índice de Tablas.

Tabla 1: Datos de cada modelo de panel.....	19
Tabla 2: Características del inversor y paneles	23
Tabla 3: Porcentajes de desvíos mensuales.....	29
Tabla 4: Datos mensuales de los ingresos.....	33
Tabla 5: Valoración económica excedentes en el mercado diario.....	34
Tabla 6: Costes desvió, excedentes y total.....	35
Tabla 7: Valores de los factores tomados.	37
Tabla 8: VAN y TIR para el contrato Swap 200€/MW	38
Tabla 9: Pay-Back dinámico para el contrato Swap 200€/MW	38
Tabla 10: VAN y TIR para contrato Swap 150€/MW	38
Tabla 11: Pay-Back dinámico para el contrato Swap 150€/MW	38
Tabla 12: Factor de agrupamiento según UNE-HD 60364-5-52	43
Tabla 13: Factor de temperatura (UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4):	43
Tabla 14: Tabla cálculo de sección cableado según el REBT	43
Tabla 15: Datos análisis instalación de PSFGUILLEN	49
Tabla 16: Características técnicas del Inversor seleccionado de 1MW	50

1. Resumen

El objetivo principal de este trabajo consiste en el dimensionamiento de una planta fotovoltaica optimizada mediante análisis financiero, para obtener financiación externa que permita la ejecución del proyecto. El proyecto fotovoltaico contribuye a reducir la dependencia de las tecnologías no renovables y permite que Red Eléctrica de España complete su transición energética hacia tecnologías más respetuosas con el medioambiente.

Para la elaboración de un proyecto de generación eléctrica en el sistema ibérico, es de vital importancia comprender los diferentes agentes y normativas que lo conforman. Por consiguiente, en este documento se explicará la evolución de las normativas, funcionamiento de los mercados mayoristas y los agentes que intervienen en el sistema eléctrico.

La información recopilada en este documento acerca de los mercados mayoristas muestra la incertidumbre y volatilidad de los precios de la electricidad. Con la intención de obtener una valoración económica más exhaustiva y lograr así, la financiación necesaria para la elaboración del proyecto, se presenta un estudio de mercado donde se compara los rendimientos económicos cerrando un contrato Swap con un precio entre 200 €/MWh y 150 €/MWh, frente a las retribuciones obtenidas valorando la producción a precio del Mercado Diario.

Se establece como inversión máxima para el diseño de la instalación 30 millones de euros, límite establecido mediante el análisis histórico de inversiones realizadas en España para proyectos fotovoltaicos. La instalación contará con una potencia instalada pico de 20 MW y con un coste total de la instalación por capacidad de 1,45€/Wdc.

Los parámetros fundamentales para el diseño de la instalación como módulos, cableado, inversores, soportes y conexiones se optimizan valorando: las pérdidas de rendimiento por temperatura, parámetros y coeficientes de seguridad y optando por la mejor solución técnica.

Se analiza un histórico de dos años de producción de la instalación Solar Guillena, ubicada en las proximidades de la instalación diseñada, para realizar un análisis de los desvíos provocados por fenómenos meteorológicos. El análisis de desvíos muestra unas pérdidas mensuales entre el 5% y el 17% de la producción. Asimismo, el estudio refleja un aumento sustancial de los costes por desvíos, llegando a multiplicarse por cinco desde la entrada en vigor de la nueva normativa de costes duales.

La optimización de la instalación diseñada muestra la viabilidad para fijar una venta de 31.000MW anuales, asegurando unos ingresos mensuales entre los 400.000 y 850.000 euros, con un retorno de la inversión entre 9 y 12 años.

2.Introducción

En esta primera parte del trabajo se pretende aportar un enfoque inicial. En primer lugar, se mostrará la situación actual del Sistema eléctrico Ibérico analizando su funcionamiento y agentes que lo componen. Seguidamente, se realizará un repaso de las normativas y cambios producidos en el Mercado Eléctrico Ibérico desde 1997 hasta el actual funcionamiento en los mercados mayoristas. Por último, en esta introducción se definirá el concepto de desvío, así como las acciones necesarias realizadas por REE para equilibrar el sistema.

2.1 Situación actual del Sistema eléctrico Ibérico

En los últimos tres años se ha observado cómo el precio de la electricidad ha sufrido fuertes fluctuaciones. En primer lugar, en el año 2020, a raíz de la pandemia por la COVID-19, se visualiza una caída sustancial de los precios durante los meses de cuarentena, con un precio medio anual de 34,07€/MWh como se observa en la ilustración 1. En el año 2021, se produce un drástico aumento del precio de la electricidad con respecto a los años anteriores, alcanzando el precio medio máximo histórico de 110€/MWh [4].

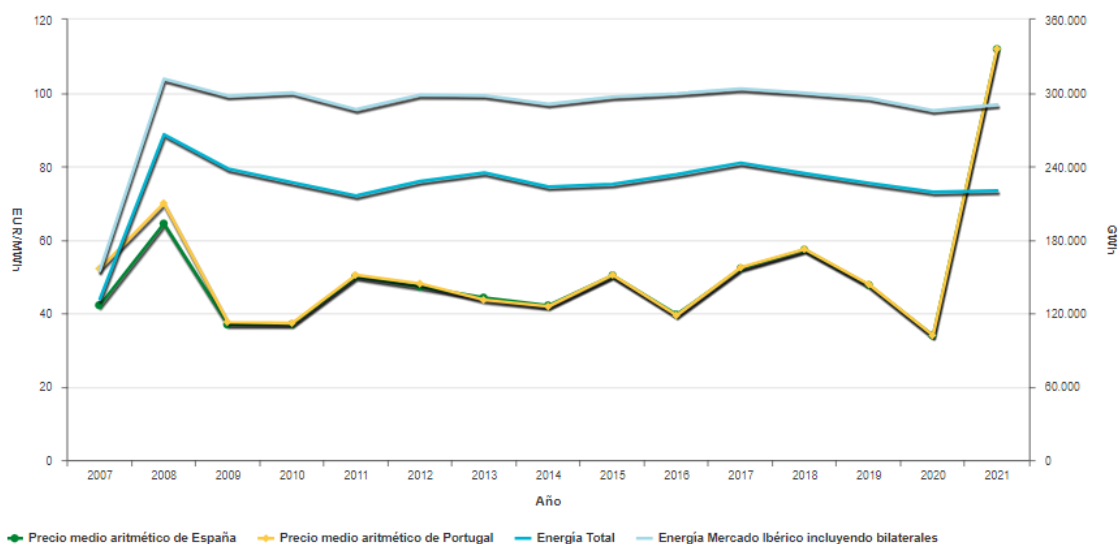


Ilustración 1: Precios medio aritmético de España y Portugal, así como la energía total. Fuente: REE

A partir del inicio de la guerra en Ucrania, las diferentes decisiones políticas tomadas desde la Unión Europea para frenar el avance de la guerra y sancionar los actos realizados por Rusia en Ucrania [5], provocó tensiones geopolíticas entre la Unión Europea, Rusia y Estados Unidos, produciendo el encarecimiento del precio del gas suministrado por Rusia. Un enfrentamiento económico mundial en el cual, aumentó la volatilidad de los mercados energéticos ante la previsión del corte de suministro de Rusia, uno de los principales países productores de gas natural [6]. Las consecuencias más cercanas se trasladaron a reducir la demanda de Gas Natural de cara al invierno del 2022 y obtener el suministro necesarios de Gas Natural para poder afrontar las necesidades energéticas en invierno [7].

Al mismo tiempo, la vigente legislación europea sobre el clima, hace de la consecución del objetivo climático de la UE reducir las emisiones de los países integrantes de la Unión Europea en al menos un 55 % desde la actualidad al año 2030, mediante una obligación jurídica [8]. Por ende, los países de la UE están elaborando una nueva legislación para que esta sea climáticamente neutra en 2050. Dentro de las medidas estipulas, el comercio de los derechos de emisión de la UE afecta a la conformación del precio de la electricidad y a la instalación de energías renovables generando un mercado, donde el objeto de venta sean las garantías de origen.

2.2 Análisis del funcionamiento del Sistema eléctrico Ibérico

El presente capítulo expone las partes que integran el Sistema Eléctrico Ibérico, en el cual se integran los territorios de España y Portugal. El sistema integra la actividad económica englobada en el Mercado Eléctrico Ibérico y la parte física estructural denominada Red de Transporte, ambas partes se relacionan entre sí para conseguir un equilibrio exacto entre generación y demanda.

La actividad económica se constituye por los mercados financieros donde se distingue el mercado mayorista y minorista. Dentro del mercado mayorista participan los generadores, comercializadoras y los consumidores cualificados, en cambio, en el mercado minorista se establecen acuerdos entre las empresas comercializadoras y los consumidores que no están cualificados para ofertar en los mercados de subasta. Ambos mercados están supervisados y regulados por la CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [9].

En primer lugar, el encargado de gestionar el mercado financiero mayorista se le denomina Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE). El Operador del Mercado Ibérico gestiona los mercados de electricidad diario e intradiario, así como las subastas intradiarias continuas para España y Portugal. Además, participa en el acoplamiento de los mercados mayoristas de electricidad en la Unión Europea[10].

El Mercado diario también denominado “Pool” se realiza en el D-I, esto significa que los generadores, comercializadoras y consumidores cualificados deben realizar y enviar al operador del Mercado Ibérico sus ofertas horarias, con la cantidad de energía que están dispuestos a generar o consumir y el precio que están dispuestos a conseguir o pagar para el día D [10].

OMIE se encarga de agrupar las ofertas de compra y venta, tanto simples como complejas, para cada periodo horario. La intersección entre las curvas de oferta de compra y las curvas de oferta de venta, marca el precio de casación de esa franja horaria, al mismo tiempo que se

define el precio horario se define la demanda eléctrica y producción. Se ilustra un ejemplo de curva agregada de casación en la Ilustración 1 [4].

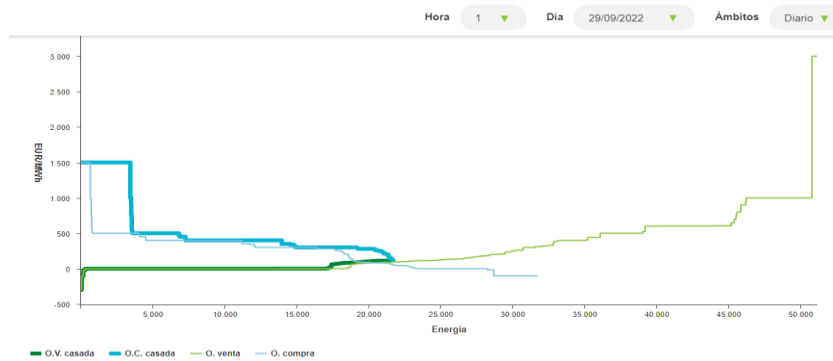


Ilustración 2: Curva Casación Mercado Diario para H1 del día 29/09/2022

La parte estructural engloba la gestión de generación, distribución, seguridad de la red y consumo. Así, el encargado de gestionarlo es Red Eléctrica de España conocido como operador del sistema el cual, tiene como función principal velar por la continuidad del sistema eléctrico con los Procedimientos Operativos. Estos procedimientos marcan las normas, pautas y detalles técnicos necesarios para realizar una gestión técnica del sistema eléctrico.

Dentro de los criterios de seguridad recogidos cabe destacar el P.O. I.I Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, donde recoge los parámetros de control de seguridad fundamentales del sistema eléctrico, que pueden definirse como los parámetros con mayor influencia en funcionamiento de la Red [11][12].

- **La frecuencia:** El sistema eléctrico peninsular se encuentra conectado al sistema síncrono continental europeo, los márgenes de variación de la frecuencia se definen por los valores de referencia acordados para el mantenimiento de la frecuencia en la normativa comunitaria de aplicación.
- **Las tensiones en los nudos de la red:** Los procedimientos de control de tensión de las diferentes zonas eléctricas, vigentes en cada momento, establecen los perfiles de tensión que deberán mantenerse en el funcionamiento normal en los diferentes nudos. Estos procedimientos tienen en cuenta las restricciones de tensión impuestas por los márgenes de diseño de las instalaciones y por las condiciones de entrega de energía establecidas en los nudos frontera de la red de transporte, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.
- **Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparatos asociados):** Los niveles de carga de los elementos de transporte no deberán superar la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de

transporte definidos para las diferentes épocas del año en los diferentes Procedimientos Operativos.

Para mantener estos criterios de seguridad, REE dispone de diferentes procedimientos con las posibles actuaciones ante desequilibrios frecuencia-potencia.

En el momento en que se produzca una incidencia que provoque un desequilibrio entre la generación y demanda, se producirá, de forma automática por parte de REE, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación secundaria. Si la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS requerirá la utilización del servicio de regulación terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación terciaria [11].

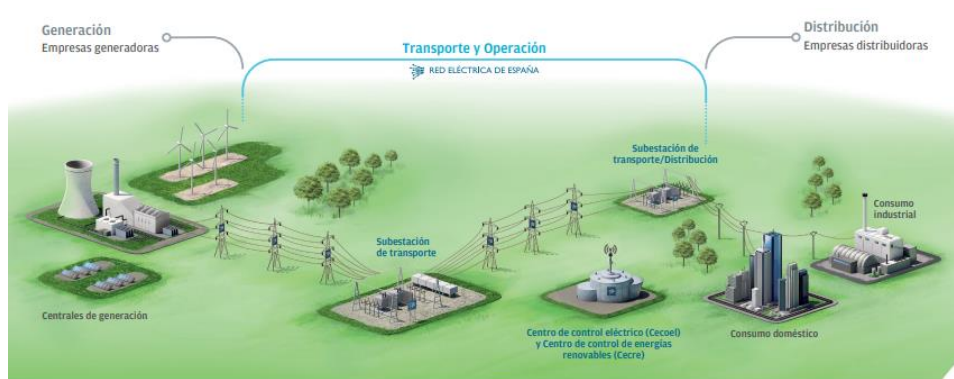


Ilustración 3: Distribución de la red de transporte gestionado por el operador del sistema REE.

2.3 Evolución normativa del Mercado Eléctrico Ibérico

Desde el año 1997, con el objetivo de trasponer la directiva europea 96/92/CE del 19 de diciembre de 1996 [13], el Gobierno de España aprueba la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico por la cual se liberaliza el mercado eléctrico en España [13]. Esta liberalización fue limitada con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La ley marcaba como límite técnico máximo de precios de ofertas los 180 Euros por MWh [14].

El 1 de junio de 2021 entró en vigor el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, “de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural”, donde se definió que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijara la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución, a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio.

Anulando así, el Apartado 7 del artículo 3 que establecía el límite técnico máximo de precios de ofertas. A partir del 1 de julio el Sistema Eléctrico Ibérico pasó al sistema marginalista implantado en Europa. Como se observó en la ilustración 1, este hecho provocó el precio medio anual máximo.

Actualmente, la norma básica que regula la estructura y el funcionamiento del sector es el Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, “por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles” [15]. El Real Decreto-ley 17/2022, regula el precio del gas a través de un mecanismo de ajuste del precio y de la desvinculación al índice CE TTF de Países Bajos, en el cual se basan la mayoría de países de Europa.

“El valor del ajuste del precio del gas se establece como la diferencia entre un precio de referencia del gas, y el precio efectivo del mercado spot de gas natural en cada día registrado en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS). El precio de referencia del gas que se establece en el mecanismo será variable, comenzando por un valor de 40 €/MWh durante los seis primeros meses e incrementándose en escalones mensuales sucesivos de 5 €/MWh hasta alcanzar un valor de 70 €/MWh en el último mes”[15].

Por tanto, el sistema vigente actual se basa en un mercado marginalista con la excepción de que para las ofertas presentadas por los generadores que empleen gas natural en su producción, tendrá que tener en cuenta el precio de referencia que se establece en el Real Decreto. La diferencia entre el precio ofertado y el precio de la materia prima diariamente se calcula mediante la llamada Compensación del Gas y es un término variable que se factura a los consumidores[16].

2.4 Funcionamiento de los mercados mayoristas

El sistema marginalista establece el precio de casación obtenido horariamente como precio único y, por tanto, todos los MWh casados, en una franja horaria determinada, en el mercado diario tendrán la misma retribución financiera. Posteriormente, se realizan los seis mercados intradiarios diseñados para ajustar con mayor precisión las previsiones de generación y demanda. Del mismo modo que el Mercado Diario, los mercados intradiarios siguen el sistema marginalista, pero a diferencia del diario, a partir del mercado intradiario 3 aparecen las llamadas Horas Rígidas (HHRR), las cuales cierran su negociación en mercados intradiarios anteriores debido a su proximidad horaria, y solo se podrán negociar en el Mercado Intradiario Continuo (MIC)[17].

El mercado Intradiario Continuo es un mercado “PAY AS BID” en los que un generador recibe exactamente el precio que él ha ofertado y se pueden negociar las horas a partir de H+3, por ejemplo, a las 10:00 del día D se puede negociar las horas a partir de H13 hasta H24. Por consecuencia, el último ajuste de las previsiones se puede gestionar en los mercados hasta tres horas antes de la hora de producción real[17].

Una vez realizada la casación por OMIE se obtiene el Programa Diario Base de Funcionamiento, definido como el programa de energía diario de las diferentes unidades de programación que integra la nominación de los programas de energía derivados del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario [11], [17].

La unión de ambas partes del mercado ocurre cuando Red Eléctrica de España identifica las producciones máximas admisibles por nudo en la Red de Transporte y los cruzará con el Programa Diario Base de Funcionamiento con los siguientes pasos:

1. Nominaciones de programas de energía del mercado diario e intradiario y comunicación de cambios de programa después del mercado intradiario continuo.
2. Nominación de programas de energía procedentes de contratos bilaterales con entrega física, conforme a lo establecido en los PO's.
3. Desgloses de los programas de energía en unidades físicas (UF).
4. Comunicación de desvíos por indisponibilidades.
5. Envío de ofertas, en caso de participación en los servicios de ajuste del sistema gestionados con mecanismos de mercado.

Posteriormente, Red Eléctrica de España realizará las correspondientes Asignaciones y Redespachos a los servicios de ajuste del sistema incluidos en el procedimiento de operación 3.2 (restricciones técnicas, banda de regulación secundaria, energías de balance RR, regulación terciaria y energía de regulación secundaria)[11].

Por último, el Operador del Sistema, en cumplimiento de lo establecido en el Procedimiento de Operación 3.2, y como resultado del análisis y supervisión de la seguridad del sistema aplicado en distintos horizontes temporales, puede detectar diferentes condiciones que supongan un cierto riesgo para la calidad y continuidad del suministro. Sólo en aquellos casos en los que no existan otros medios para evitar dicho riesgo actuando en tiempo real o con la antelación suficiente, bien porque ya se haya actuado sobre la generación gestionable o bien porque el problema a resolver sólo sea resoluble con la actuación sobre la generación de origen renovable no gestionable, el Operador del Sistema dará las instrucciones oportunas de

modificación de producción a las unidades objeto de este procedimiento por medio de los respectivos Centros de Control [11].

2.5 Equilibrio del sistema

En la actualidad, los diseños de baterías de grandes capacidades no son viables tanto en el aspecto económico como en el operativo, por consiguiente, se debe mantener la igualdad entre demanda y generación, evacuando el exceso de generación [12].

La forma de evacuación del exceso de generación dependerá del espacio temporal que tenga el Operador del Sistema como se mencionó anteriormente, de manera que podrán realizarse redespachos y limitaciones en tiempo real.

En consecuencia, el operador del sistema actuará para solucionar el desequilibrio creado por menor o mayor generación en el nodo, empleando la regulación Primaria, Secundaria o Terciaria para corregir el desequilibrio entre la generación y la demanda. Mediante el Procedimiento Operativo 3.2, se establecen las medidas de operación del Sistema en su conjunto, que permitan la máxima integración posible de la potencia y energía compatible con la operación segura y estable del sistema, así como los criterios de costes duales que deberán de abonar las unidades de programación que se desvíen de su Programa Final definitivo [11].

Los costes por desvíos vienen definidos por los precios de asignación en los mercados de servicios de ajustes, donde REE solventa los desequilibrios de la red. La mayor parte de las instalaciones que conforman los mecanismos de ajuste son centrales hidroeléctricas, ciclos combinados y cogeneraciones ya que, deben de cumplir con características técnicas muy flexibles. Estos servicios de ajuste siguen el modelo de sistema marginalista y son de vital importancia para el Operador de Sistema [12].

La producción de gran parte de las tecnologías renovables está sujeta a parámetros meteorológicos que son cambiantes a corto, medio y largo plazo. Por tanto, los parques eólicos, instalaciones fotovoltaicas y centrales solares térmicas deben emplear predictores como Meteologica [18], Energymeteo [19] o Aeso [20] que analizan datos históricos de las variables que afectan a la producción, para obtener los valores horarios de producción con un cierto intervalo de confianza para poder ofertar en el Mercado Diario. De este modo, se define como desvío de producción al exceso de generación o la falta de generación frente al Programa Final Definitivo.

3. Objetivo

El objetivo principal consiste en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica, optimizada mediante el análisis financiero para obtener financiación externa para la ejecución del proyecto.

El objetivo busca contribuir con la reducción de la dependencia de tecnologías no renovables y permitir que la red eléctrica española complete su transición en la integración del mayor porcentaje de energías renovables en el mix eléctrico, al mismo tiempo que se reduce la dependencia de materias primas fósiles de países externos.

Para lograr el objetivo, en primer lugar, se estudiarán las capacidades de acceso a los puntos de conexión a la red, para poder proporcionar a REE una solución técnica con la instalación diseñada. Una vez seleccionado, se establecerá el terreno donde se construirá la planta acorde con el recurso natural de la zona.

En segundo lugar, se incorporará la mejor solución constructiva posible en base al estado de la técnica y a la optimización económica de cada partida presupuestada para obtener un proyecto sin exceder los 30 millones de euros de inversión y presentar un proyecto competitivo en el sector y económicamente viable.

Seguidamente, se realizará un estudio económico detallado para presentarlo ante las entidades financieras como un proyecto atractivo y así, consolidar la financiación necesaria para su elaboración.

El hito económico será lograr obteniendo un proyecto con la mayor rentabilidad económica analizando diferentes mecanismos financieros de venta, para obtener un proyecto con un tiempo de retorno de la inversión inferior a 15 años.

4.Solución técnica.

La solución técnica pasará por la selección de la tecnología empleada para dar solución a la problemática de reducir la dependencia de tecnologías no renovables. España se sitúa entre los países con mayores valores de irradiancias y número de horas solares, así como condiciones favorables para la implantación de una planta fotovoltaica o solar térmica.

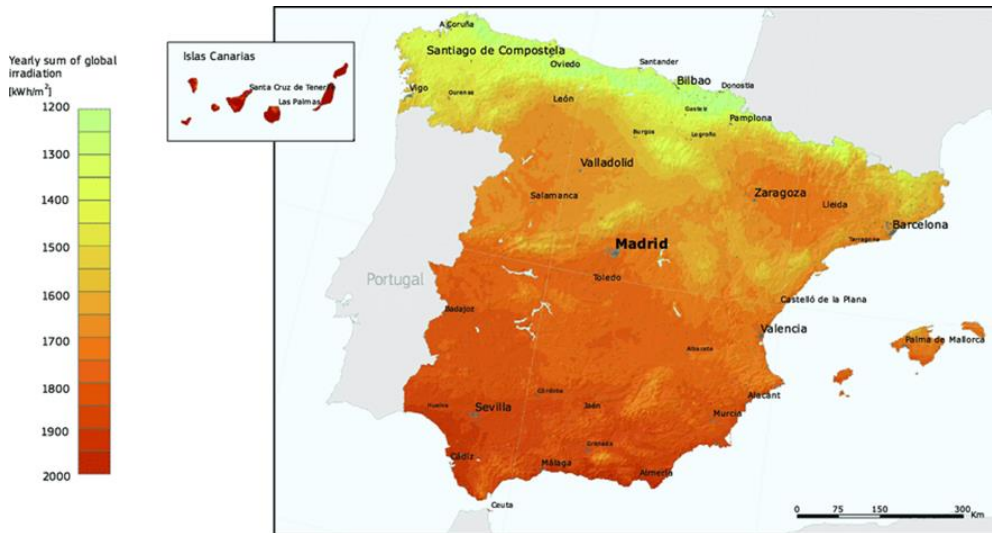


Ilustración 4: Mapa de irradiancia en España. Fuente :PVGIS European communities

España dispone de alrededor de 3.000 horas de luz solar al año, convirtiéndola en uno de los países más soleados de Europa y, por ello, en uno de los territorios con mayor recurso solar para la producción eléctrica. La ubicación de Guillena presenta una distribución de las horas solares representadas en la lustración 5.

Hourly Factors (24-hour profile for each month)		0=No Output, 1=Full Output												0		Apply to selected cells									
		12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Feb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Apr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Jul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Aug	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Sep	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Oct	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Nov	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Dec	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0

Ilustración 5: Horas solares en Guillena por meses.

Las centrales solares térmicas implican un mayor impacto ambiental con utilización de grandes proporciones de los recursos hídricos para la generación eléctrica en el ciclo Rankine como se observa en la Ilustración 6, así como, los fluidos caloportadores empleados para el almacenamiento de la energía térmica en los depósitos. Por último, el empleo de combustibles fósiles como gas natural o diésel para realizar el arranque de las turbinas, supone una clara desventaja que no contribuye a la reducción de materias primas fósiles. Para satisfacer la

problemática expuesta y lograr la consecución de los objetivos, se plantea la construcción de una planta fotovoltaica.



Ilustración 6: Instalación solar térmica de generación eléctrica Guzmán

La potencia fotovoltaica instalada en España se ha incrementado alrededor de un 30% (28,8%) convirtiéndose en la tercera tecnología con más MW instalados: 17.191 MW. Este aumento de potencia instalada ha permitido que su producción eléctrica experimentase un aumento cercano al 37% (36,7%). Los datos disponibles hasta septiembre de 2022, muestran que es el año con mayor producción de esta tecnología desde que se cuentan con registros a nivel nacional, superando los 22.200 GWh, como se observa en la ilustración 7.

Evolución de la generación anual con solar fotovoltaica

red eléctrica

Sistema eléctrico nacional

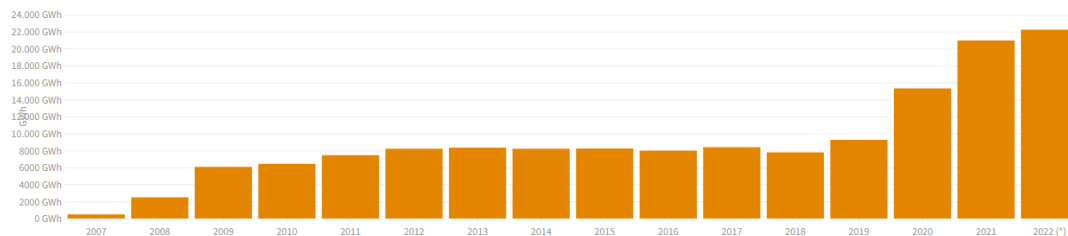


Ilustración 7: Evolución de la generación anual solar fotovoltaica. Fuente: REE

Potencia instalada en España

red eléctrica

2006-2022 | MW

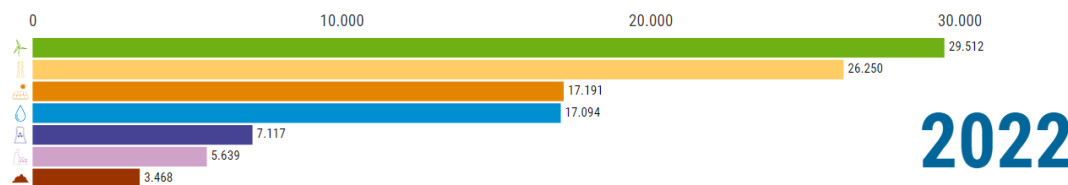


Ilustración 8: Potencia instalada en España 2022. Fuente: REE

4.1 Punto de conexión a la red y selección del emplazamiento.

La capacidad de acceso a la red de transporte para generación, constituye un cuello de botella para la ejecución de proyectos de generación, por ello para conseguir el permiso de acceso a la red se debe analizar las necesidades del sistema.

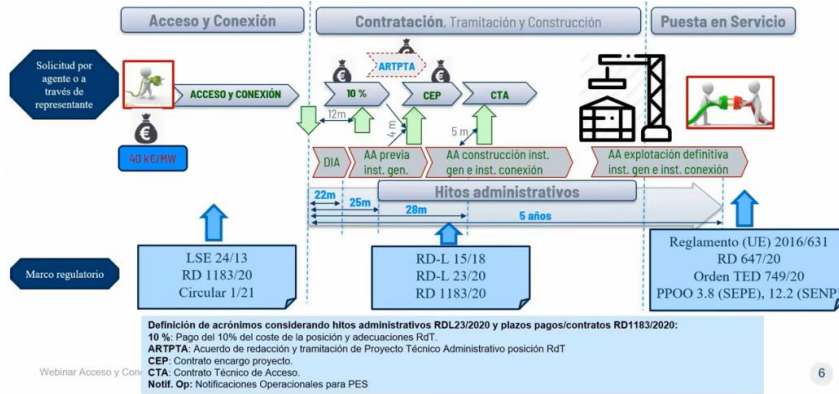


Ilustración 9: Pasos a seguir para conseguir el acceso a la red de transporte.

Con el objetivo de obtener un punto de conexión a la red de transporte viable, se analiza los diferentes documentos publicados por REE, así como los diferentes seminarios informativos realizados por REE para dar a conocer los agentes los criterios de acceso y conexión a la red de transporte.

Empleando tanto el archivo “Capacidad de acceso disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte”, como el archivo “Capacidad de acceso ocupada por posición de generación”, se obtuvo varios puntos viables de conexión.

Entre los diferentes puntos de conexión, se selecciona la línea de 400 Kv Almaraz-Guillena, debido a la capacidad de acceso nodal de 323 MW disponibles. La incorporación a la red de la planta fotovoltaica deberá acompañarse del cumplimiento de los criterios de Capacidad de acceso: Criterio WSCR, Criterio estático y Criterio dinámico.

Nombre y tensión del nudo	Comunidad Autónoma	POSICIONES DE GENERACIÓN				CRITERIO DE PREVENCIÓN DE CORTOCIRCUITO (WSCR)			CRITERIO ESTÁTICO			CRITERIO DINÁMICO			SITUACIÓN NUDO					
		A red de transporte		A red de distribución		Capacidad de acceso nodal	Binudos	Margen no ocupado	Capacidad de acceso nodal	Zona con capacidad compartida a la que pertenece el nudo	Margen no ocupado	Capacidad de acceso nodal	Zona con capacidad compartida a la que pertenece el nudo	Limitación interna por configuración del nudo	Margen no ocupado	Capacidad de acceso otorgada MGES	Capacidad de acceso otorgada MPE afección WSCR	Capacidad de acceso solicitada en curso y pendiente resolver MGES	Capacidad de acceso solicitada en curso y pendiente resolver MPE	
		E	P	E	P															
GUEÑES 400	País Vasco					2.181	N/A	2.181	3.375	E144_SEPE	3.375	2.147	N/A	447	2.147	0	0	0	0	
GUEÑES 220	País Vasco		✓			1.406	N/A	1.406	2.823	E144_SEPE, E9_SEPE	2.787	947	D48_SEPE	N/A	833	0	0	0	0	
GUIA 66	Canarias	✓	✓			56	N/A	31	58	N/A	18	42	N/A	N/A	2	0	26	40	0	2
GUIA DE ISORA 66	Canarias	✓	✓			40	N/A	40	152	E18_SEC	100	59	N/A	N/A	7	50	0	2	0	0
GUILLENA 400	Andalucía		✓			2.474	N/A	1.534	1.121	E58_SEPE, E60_SEPE	181	323	N/A	323	0	0	940	940	0	0

Ilustración 10: Capacidad de acceso ocupada por posición de generación.

En primer lugar, REE analizará la viabilidad del acceso de las instalaciones de generación con una potencia de más de 10 MW, debido a que la conexión físicamente a la red de distribución, puede afectar también a la red de transporte o a la seguridad y calidad del suministro [23].

En segundo lugar, la instalación que solicite la incorporación a la red, debe reunir los requisitos para garantizar la seguridad y calidad de suministro eléctrico. Los requisitos que se deben cumplir están expuestos en los procedimientos operativos de REE.

Posterior al envío de la documentación técnica del proyecto, REE dispone de un mes para comprobar las condiciones técnicas de la conexión y emitir el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas de Conexión (ICCTC), y por último, emitir el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Ambos documentos acreditarán la conexión a la red eléctrica de transporte [23].

La selección del emplazamiento, por lo tanto, está marcada por esta decisión de conexión a la línea de 400 Kv Almaraz-Guillena.

Se selecciona como emplazamiento para la instalación el municipio de Guillena, perteneciente a la provincia de Sevilla. La parcela escogida se muestra en la Ilustración 11, debido a que la proximidad de la subestación Esparragal I es inmejorable. Esto supondrá importantes ahorros en el sistema de cableado, logística y pérdidas por transporte. El terreno a la venta es de aproximadamente 5 Km², de los cuales 2,92 Km², marcados en la Ilustración 11, cumplirían las características necesarias para la explotación sin suponer un gran impacto ambiental, ya que son terrenos sin aprovechamiento agrícola y recogidos en el catastro como terrenos agrícolas [24].

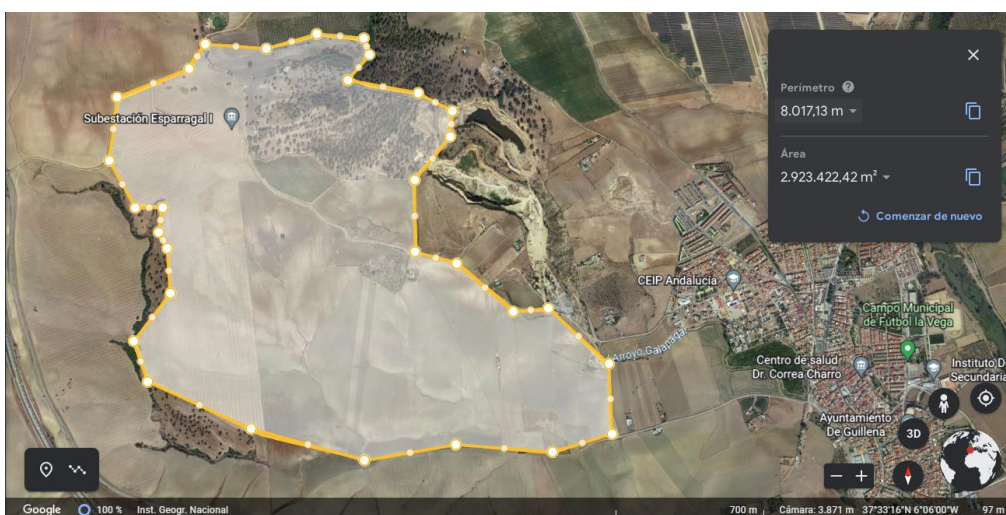


Ilustración 11: Terreno a la venta en la oferta

4.2 Análisis recursos naturales disponibles

En la selección del emplazamiento se analiza el recurso natural disponible en la zona mediante históricos diarios de irradiación solar media global durante el año, así como temperatura, precipitaciones, nubosidad anual y velocidad del viento. Estos datos se obtienen de la fuente MeteoBlue, ilustrados en la Ilustración 12 [25].

La temperatura de la zona se sitúa por encima de la media nacional durante todo el año, con temperaturas máximas especialmente elevadas que podrían poner el riesgo el correcto funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, por ello se decide instalar un sistema de refrigeración y limpieza mediante agua para que los paneles solares no se sitúen nunca por encima de la temperatura recomendada por el fabricante.

La irradiación global directa anual de la ubicación se sitúa en 1,8 Kw/m² [26], exponiendo un elevado recurso energético ideal para la producción fotovoltaica. Es un parámetro clave ya que, se utilizará para definir el número de módulos fotovoltaicos que se instalarán.

Las precipitaciones en la zona son habituales entre los meses de marzo, abril, noviembre y diciembre, así mismo, la nubosidad es habitual en la zona a lo largo del año.

Los datos obtenidos sobre las velocidades del viento exponen la necesidad de implantar estructuras que puede llegar a soportar hasta los 50 m/s ya que, se han observado valores en la zona de hasta 40 m/s y con una velocidad media anual que se sitúa aproximadamente entre los 10 m/s.

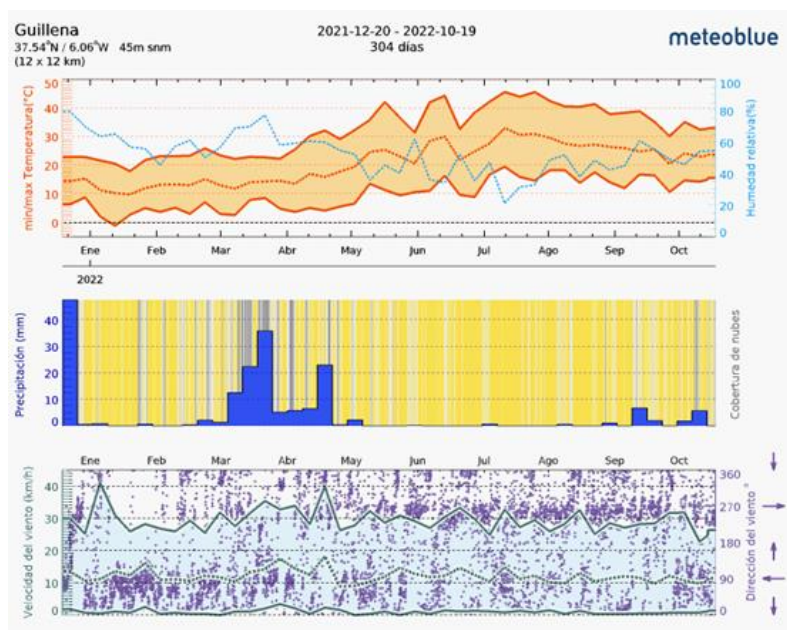


Ilustración 12: Datos históricos meteorológicos de la ubicación de Guillena. Fuente: MeteoBlue.

4.3 Optimización de los parámetros fundamentales de la instalación fotovoltaica.

4.3.1 Paneles fotovoltaicos.

La selección de los paneles fotovoltaicos se basará en la optimización de los parámetros fundamentales de diseño.

En primer lugar, se selecciona la marca comercial Canadian Solar debido a la amplia gama de módulos que presenta y a su buena relación calidad precio que ha llevado a grandes instalaciones fotovoltaicas a instalar modelos de la marca [27]–[29]. Se valora la instalación de tres tipos de modelos.

Modelo Canadian Solar CS6P-240PM: Este modelo de panel policristalino presenta un rendimiento de un 15,5% con 60 celdas y con un área por módulo de 1,55 m². La curva característica del modelo se observa en la Ilustración 13, así como las principales características de diseño.

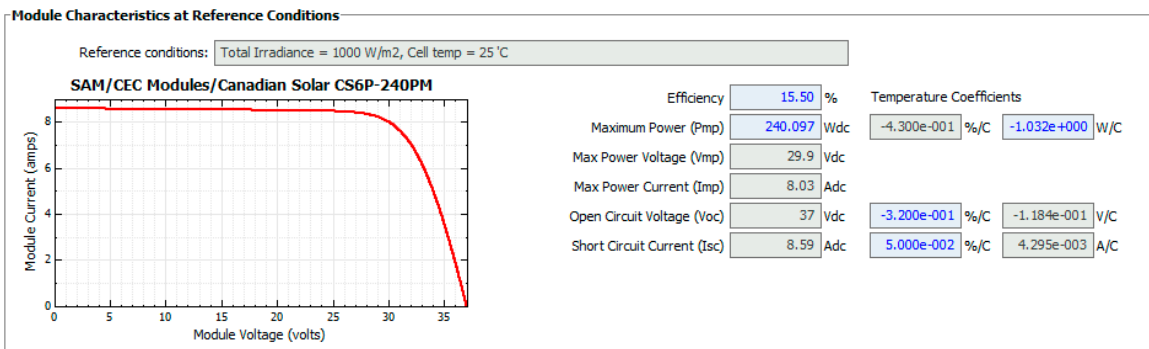


Ilustración 13: Curva característica paneles fotovoltaico CS6P-240PM.

Modelo Canadian Solar CS6X-275M: Este modelo de panel monocristalino presenta un rendimiento de un 14,85% con 72 celdas y unas dimensiones de 1,95m x 0,98 m. La curva característica del modelo se observa en la Ilustración 14, así como las principales características de diseño.

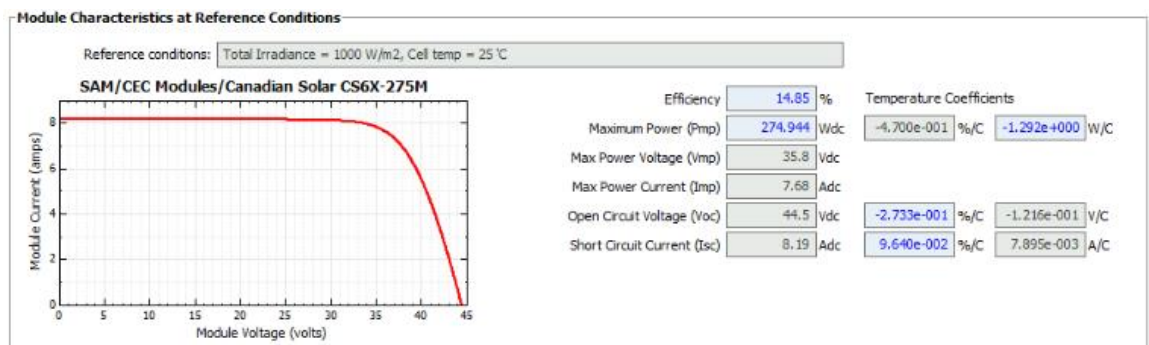


Ilustración 14: Curvas características panel fotovoltaico CS6X-300P

Modelo Canadian Solar CS6X-300P: Este modelo de panel policristalino presenta un rendimiento de un 16,18% con 60 celdas y unas dimensiones de 1,95m x 0,98 m. La curva característica del modelo se observa en la Ilustración 15, así como las principales características de diseño.

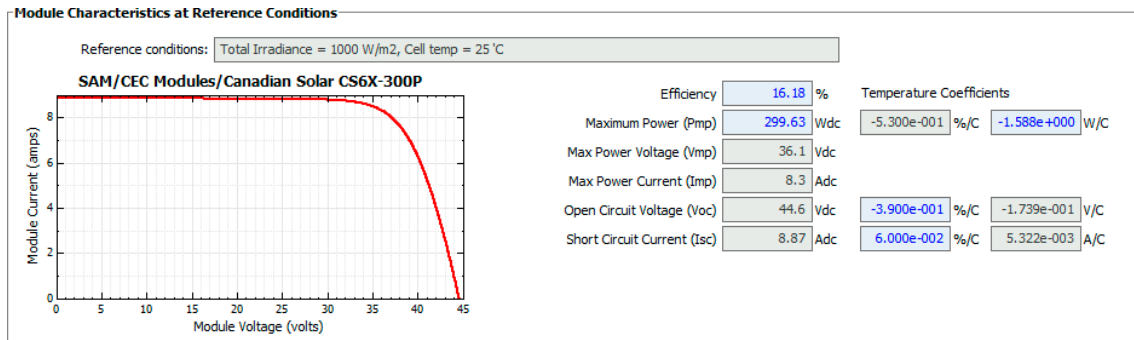


Ilustración 15: Curva característica de modelo Canadian Solar CS6X-300P

Tabla 1: Datos de cada modelo de panel.

Modelo	Dimensiones (Altura x Ancho)	Rendimiento (%)	Perdidas por Temperatura (%/°C)	Paneles necesarios	Precio total
Canadian Solar CS6P-240PM	1,55m X 1m	15,5	0,43	83291	8.835.925,74 €
Canadian solar CS6X-275M	1,95m x 0,98 m	14,85	0,47	72732	9.499.526,52 €
Canadian Solar CS6X-300P	1,95m x 0,98m	16,18	0,53	66740	10.199.874,20 €

Los paneles de 300 Wp tienen un coste de 0,50 €/Wdc y presentan unas pérdidas por temperatura de un 0,10 %/°C, lo que supone una pérdida de 0,55 W/C más que el panel de 240Wp. Las pérdidas por la temperatura valorando una temperatura de trabajo de 45°C, se sitúan en 917,67 Kw, lo que supondría el uso de 3.058 paneles. El incremento de coste para reducir este exceso en las pérdidas supone 458 mil euros de incremento en el proyecto.

En el caso de usar los paneles de 240 Wp de 0,43 €/Wdc, se deberán instalar 83.291 paneles, para obtener la potencia deseada en la instalación. El sobrecoste producido por la instalación de un mayor número de paneles se traduce en un incremento de la superficie en 1 hectárea, valorada en 22 mil euros.

En conclusión, se selecciona el modelo Canadian Solar CS6P-240PM, debido a que las pérdidas por temperatura son menores que en los otros modelos y presenta un rendimiento superior al resto de modelos con un 15,5%. Uno de los parámetros más importantes para este tipo de instalaciones fotovoltaicas son las pérdidas de rendimiento con el tiempo, debido a que la instalación trabajará con elevadas temperaturas como se ha visualizado en la Tabla 6.

El módulo propuesto cumple con la norma IEC 61215:2016 y los requisitos de Seguridad Eléctrica Clase II de acuerdo a la IEC 61730 [30][31].

4.3.2 Sección del cableado por intensidad admisible.

El cálculo de la sección del cableado se realizará mediante el método más restrictivo entre el método de la caída de tensión y el método de la intensidad máxima admisible.

Se comenzará con el cálculo de la intensidad máxima admisible. El cable seleccionado para la instalación será un cable PRYSUN diseñado por la compañía Prysmian Group, debido a que cumple el estándar europeo EN 50618 y el estándar internacional IEC 63930 con sello de calidad en diferentes proyectos de instalaciones fotovoltaicas [32].

El cable PRYSUN es un cable termoestable que soporta los 90°C en régimen permanente, por lo tanto, se trata de un cable tipo XLPE.

En la normativa de la UNE-HD 6034-7-212, punto 712.521.101 “Sistemas de alimentación solar fotovoltaica”, se recoge los parámetros de diseño para las instalaciones fotovoltaicas. Por lo tanto, en este punto quedaran definidos aspectos importantes de la instalación eléctrica.

Se optará por instalación del cableado en un canal protector separado de la superficie terrestre y para que se produzca una mejor ventilación para disipar el calor, el cable irá en un canal protector por el interior.

El sistema establecido en la instalación por lo tanto es tipo BI, aplicando así la normativa UNE-HD 60364-5-52. Se deberá tener en cuenta que debido a que los cables se sitúan a la intemperie aplica el ITC-BT 30, punto 2.1.2. De esta manera se realizarán los cálculos de la sección por el método de la intensidad máxima admisible siguiendo las indicaciones de la norma UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.



Ilustración 16: Cable Prysun H1Z2Z1-k seleccionado para la instalación de baja tensión

Primero, se obtiene el valor de intensidad de cortocircuito a partir de los valores proporcionados en la ficha técnica de los paneles fotovoltaicos en condiciones STC. Las siglas STC corresponden en inglés a «Standar Test Condition», y se refiere a las condiciones bajo las cuales se deben ensayar los módulos para establecer sus parámetros básicos.

- Intensidad de cortocircuito (ISC STC): 8,59 A

Por último, se definirán los coeficientes de corrección para el tramo exterior calculado a través de las Tablas del REBT adjuntas en el Anexo I, se obtiene:

- Por agrupamiento de 16 cables multiconductores (UNE-HD 60364-5-52): 0,4
- Factor de temperatura (UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4): 0,9

Mediante la Ecuación 1, se obtiene la intensidad máxima admisible llamada $I_{m\acute{a}x}$. Esta intensidad se deberá comparar con la intensidad de cortocircuito de los paneles ya que, será la máxima tensión que se permitirá que circule por la línea.

$$I_{m\acute{a}x} = I_{Tabla} * Factor_{Temperatura} * Factor_{Agrupamiento}$$

Ecuación 1

En la Tabla I4 del Anexo I, se entra por la columna izquierda con el sistema de instalación tipo BI (B) y llegar hasta XLPE 2x

Para el caso de que el cable sea de 1,5 mm², se emplea la Ecuación 1 y se compara con la Intensidad de cortocircuito:

$$I_{m\acute{a}x} = 21 * 0,9 * 0,4 = 7,56 A$$

Intensidad de cortocircuito ($I_{SC\ STC}$): 8,59 A

Por lo tanto, como $I_{m\acute{a}x} < I_{SC\ STC}$ la sección de cable por el método de la intensidad máxima admisible es de 1,5 mm².

4.3.3 Sección del cableado por caída de tensión.

El cálculo de la sección del cable, se comprobará realizando el método de la caída de tensión, el método que obtenga la mayor sección del cable y por ende, sea más restrictivo, marcará la sección del cable.

En el ITC-BT 40 del reglamento eléctrico de baja tensión (REBT) se expone en el punto 5, que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, o será superior al 1,5% para la intensidad nominal[33].

Se puede considerar el 1,5 % máximo entre inversor y la subestación eléctrica, y de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE otro 1,5 % como valor máximo de caída de tensión entre paneles e inversor [34].

Se procede a simplificar la Ecuación 2 para poder sustituir con los datos obtenidos:

$$S = \frac{100 * Potencia * Longitud}{C * \%V * V^2}$$

Ecuación 2

$$S = \frac{V * I_{m\acute{a}x} * Longitud}{1/\rho * \%V * V^2}$$

Simplificando, se obtiene la Ecuación 3:

$$S = (I_{max} * \rho * L) / \Delta V$$

Ecuación 3

Se sustituyen los datos:

La tensión de cada cadena de 32 paneles en el punto de máxima potencia será:

- Tensión cadena (V): $29,9 \times 33 = 986,7$ V
- Caída de tensión máx. admisible (%V): 1,5%
- Variación de tensión máxima (ΔV): $\%V * V$
- Longitud: 100 m
- Resistividad del cobre a 90°C: 0,021978 Ω/mm^2 .

$$S = \frac{(8,59 * 0,021978 * 100)}{0,015 * 986,7} = 1,275 \text{ mm}^2$$

El método de la caída de tensión obtiene una sección de cable menor que el método de la intensidad, por tanto, por seguridad e integridad de la instalación la sección del cable de baja tensión será de 1,5 mm^2 como marca el método de la intensidad.

4.3.4 Inversores.

El inversor es el elemento interfaz entre el sistema de generación y la red eléctrica. Su función es adecuar la inyección de corriente continua desde los paneles con los requisitos de tensión y frecuencia que requiere la red, siendo ésta de corriente alterna. Esta adecuación del sistema de generación a la red no sólo incluye la transformación de corriente continua a alterna, sino que ésta se debe de hacer con la máxima eficiencia posible. Por lo general, la red eléctrica impone unos requisitos de nivel de armónicos de corriente publicados en el Procedimiento de Operación 11.1 que deben ser respetados. [11]

El dimensionamiento de este elemento es un aspecto clave. Se debe analizar tanto la potencia de la instalación como el voltaje e intensidad de los paneles seleccionados. En consecuencia, para la planta diseñada de 20 MW se optará por la elección de un inversor Equinox con 1MW de potencia y salida de 220 V de corriente alterna, para reducir al máximo el número de inversores instalados a 20.

De la ficha técnica del modelo de inversor expuesta en el Anexo 4, se extraen datos relevantes como el número de entradas DC, así como la tensión máxima en corriente continua que se sitúa en 1.000V y con una intensidad máxima en corriente continua de 1.844 A.

Por último, a cada inversor de 1MW se pueden conectar a 15 entradas, conectados todas a un único MPPT. Esta característica implica que se pueden conectar como máximo 15 cadenas de paneles en paralelo.

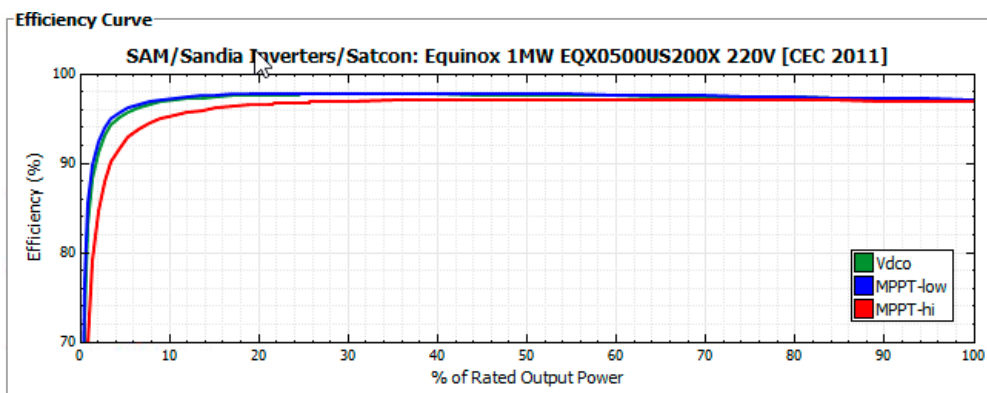


Ilustración 17: Curva característica inversor Equinox 1MW

Se procede a realizar el cálculo de la distribución de los paneles fotovoltaicos de la instalación.

Tabla 2: Características del inversor y paneles

Características	Inversor	Paneles
Potencia (W)	1000000	240
Tensión Máx. (V)	1000	29,9
Intensidad Máx.(A)	1844	8,03

En primer lugar, se calcula el número total de paneles de 240 Wp que se deben instalar para obtener una potencia total de 20 MW. Aplicando la ecuación 1, se obtiene un número total de 83.334 paneles aproximadamente. Cada panel Canadian Solar CS6P-240PM cuenta con una tensión máxima en corriente continua de 29,9 V y una intensidad máxima en corriente continua de 8,03 A.

A través de la ecuación 1, se extrae que como máximo se pueden instalar 33 paneles en serie. El número total de paneles conectados a cada inversor se sitúa en 4.166, por tanto, con cadenas de 33 paneles en serie se tendrían que colocar 126 paneles en paralelo, siendo la intensidad máxima instalada de 1.011,8 A sin superar los 1.844 A de corriente máxima del inversor.

Finalmente, la conexión de los paneles por inversor quedaría de la siguiente manera:

- 33 paneles conectados en serie.
- 126 paneles conectados en paralelo.
- Las conexiones se realizarán para 15 entradas al inversor y un controlador MPPT.

Para la distribución de los paneles en el campo se realiza la optimización con el software SAM donde, se obtiene una colocación de 5.553 arrays cada uno compuesto 15 filas de 2 paneles en posición vertical. La disposición de los paneles fotovoltaicos quedaría como la representada en la ilustración 18 y 19.

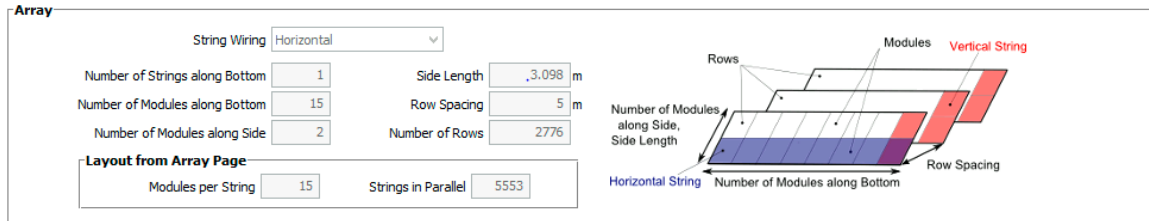


Ilustración 18: Distribución de paneles solares obtenida mediante el Software SAM.



Ilustración 19: Distribución similar de los paneles solares en el terreno de la instalación Guillena.

4.3.5 Cálculo de sombras y espacios requeridos.

Una vez conocida la distribución de los paneles solares, se aplican las ecuaciones de diseño para obtener la distancia mínima para evitar sombras propias entre los paneles. Entre los aspectos fundamentales para el correcto diseño de la instalación se destacan el cálculo de las sombras y espacios requeridos por los paneles para evitar pérdidas en la producción por solapamiento.

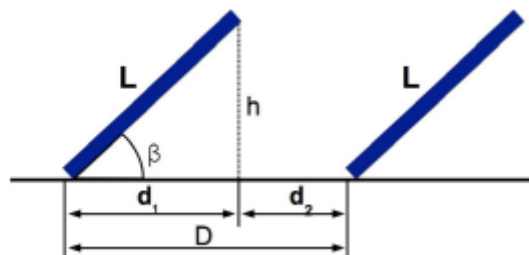


Ilustración 20: Esquema de cálculo de sombras.

Al disponerse 2 paneles en vertical se alcanza una altura (L) de 3,1 m, con un ángulo de inclinación (β) igual a la latitud del terreno situado a 37,6 °. Empleando la Ecuación 4, se obtiene una altura vertical (h) de las cadenas de 1,89 m. La distancia horizontal que tendrá que tener el soporte será d1, siendo esta de 2,45 m.

Posteriormente, se emplea la Ecuación 5 para obtener la distancia entre cadenas, marcando como resultado una distancia de separación (d2) de 4,37 metros. En el afán de no producir pérdidas de producción por sombras, se toma la decisión de incrementar un 15% la distancia, hasta los 5 metros de separación entre paneles como factor corrector, para que en todo momento se eviten las perdidas por solapamiento.

$$h = L * \sin(\beta)$$

Ecuación 4

$$d_1 = L * \cos(\beta)$$

Ecuación 5

$$d_2 = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})}$$

Ecuación 6

Finalmente, la superficie necesaria para la instalación es de 51,61 hectáreas, equivalentes a 516.100 m². En la ilustración 21, se muestra el terreno seleccionado dentro de la ubicación anteriormente mencionada, abarcando una superficie total de 524.717,72 m² para la instalación de los diversos elementos que componen la instalación.



Ilustración 21: Área de la superficie necesaria para la instalación fotovoltaica diseñada.

4.3.6 Estructura soporte

Los módulos de la instalación se instalarán sobre estructuras metálicas fijas. Dichas estructuras están diseñadas para resistir el peso propio de los módulos, las sobrecargas de viento y de nieve, acorde a las prescripciones del Código Técnico de la Edificación (CTE). La tornillería será de acero inoxidable A2-70, con lo que la estructura estará protegida contra la corrosión.

El modelo de fijación de los módulos será de acero inoxidable y/ o aluminio, que garantizará las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos y de la cubierta.

La estructura seleccionada para el proyecto será del fabricante SUNUP. Las acciones a considerar para seleccionar el modelo serán calculadas según actual normativa, Documento Básico SEAE Acciones en la Edificación y Código Técnico de Edificación, y en función al tipo de estructura a utilizar.

- **Sobrecargas de uso:** Los soportes de los paneles deberán soportar 20 Kg/m², más el peso propio de los paneles.
- **Viento:** Soportan rechas de viento de hasta 110 Km/h

El Código Técnico de Edificación establece tres escenarios posibles:

- **Nieve recién caída:** 1,2 kN/m³
- **Nieve prensada o empapada:** 2 kN/m³
- **Nieve mezclada con granito:** 4 kN/m³

La estructura será biposte y preparada para la instalación de dos módulos en vertical. Con una inclinación de 37° y separación entre puntos homólogos o pitch de 1,57 m. La estructura será similar a la ilustración 22.

La estructura metálica estará fija al terreno. Para garantizar el cumplimiento de las tensiones de paso y contacto y no dar lugar a situaciones peligrosas eléctricas, todas las estructuras se conectarán a la malla de tierra de la planta.



Ilustración 22: Estructura para los paneles fotovoltaicos

4.4 Coste proyecto.

Diseñados los elementos de la instalación fotovoltaica, se procede a realizar el cálculo del coste del proyecto. Se optará por introducir los diferentes costes en la hoja de cálculo del software SAM. Debido a la actual paridad entre el euro y el dólar en los momentos de la elaboración de este trabajo se tendrá en cuenta el cambio de dólares a euros 1 a 1.

La partida de paneles fotovoltaicos y soportes asciende a 8,65 millones de euros mientras que la partida destinada a la compra de inversores será de 4 millones.

Se aplicará un coste de equipamiento de 0,1€/Wdc, así como un valor de 0,2 €/Wdc correspondiente a la mano de obra para la instalación de todos los equipos de la planta. Estos valores son seleccionados consultando con bibliografía sobre los costes de instalación de diferentes empresas de instalación.

Para paliar posibles contingencias surgidas en el desarrollo del proyecto, se introduce un incremento del 5% presupuestado en la partida de equipos e instalación, completando la partida total de costes directos en 21.692.020,06 €.

Direct Capital Costs					
Module	83295 units	0.2 kWdc/unit	19998.9 kWdc	\$ 0.433 \$/Wdc	\$ 8,659,514.87
Inverter	20 units	1000.0 kWac/unit	20000 kWac	\$ 200000 \$/Unit	\$ 4,000,000.00
Balance of system, equipment	0 \$	0.1 \$/Wdc	0 \$/m2		\$ 1,999,887.96
Installation labor	0 \$	0.2 \$/Wdc	0 \$/m2		\$ 3,999,775.92
Installer margin and overhead	0 \$	0.1 \$/Wdc	0 \$/m2		\$ 1,999,887.96
Contingency			5 %		\$ 1,032,953.34
Total Direct Cost					\$ 21,692,020.06

Indirect Capital Costs				
	% of Direct Cost	Cost \$/Wdc	Fixed Cost	Total
Permitting, Environmental Studies	5 %	0.00	\$ 0.00	\$ 1,084,601.00
Engineering	20 %	0.00	\$ 0.00	\$ 4,338,404.01
Grid interconnection	5 %	0.00	\$ 0.00	\$ 1,084,601.00

Land Costs					
Total Land Area 127.527 acres					
	Cost \$/acre	% of Direct Cost	Cost \$/Wdc	Fixed Cost	Total
Land	2,023.00	0 %	0.00	\$ 0.00	\$ 257,987.68
Land preparation	404.60	0 %	0.00	\$ 0.00	\$ 51,597.54
Sales Tax of 2 % applies to 100 % of Direct Cost					\$ 433,840.40
Total Indirect Cost					\$ 7,251,031.64

Ilustración 23: Valoración económica de las diferentes partidas del proyecto.

La partida de ingeniería de detalle supondrá un 20% del coste total directo, ya que se trata de un proyecto de gran envergadura. Las tasas de conexión a la red y permisos serán un 10% del coste total directo en conjunto.

Por último, el valor del terreno necesario para la instalación se calcula en el Anexo 2, dando como resultado un valor de 4.998 €/Ha, sumando un coste total de 257.987,68€ al cual se le deberá añadir un 20% del coste como costes de preparación y acondicionamiento del terreno para la explotación valorados en un total de 51.597€.

La partida final de costes indirectos se valora en 7.251.031,64 €, que sumados a la partida de costes directos hace un total de 28,94 millones de euros como se observa en la Ilustración 24.

Total Installed Costs	
Total Installed Cost excludes financing costs (if any, see Financing Page)	Total Installed Cost \$ 28,943,051.69
	Total Installed Cost per Capacity (\$/Wdc) \$ 1.45

Ilustración 24: Coste final de la instalación diseñada.

En el estudio realizado por National Renewable Energy Laboratory publicado como “U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020”, se emplea un método ascendente donde se contabilizan todos los costos de desarrollo de sistemas y proyectos incurridos durante la instalación para modelar los costos de los sistemas fotovoltaicos comerciales. Dicho estudio representa gráficamente la tendencia descendente de los costes por watio dc de instalaciones comerciales con más de 5 MW, dicha grafica se atisba en la ilustración 25.

El coste obtenido para la planta diseñada se sitúa en 1,45 €/Wdc, dentro de los valores esperados por la tendencia para el año 2023.

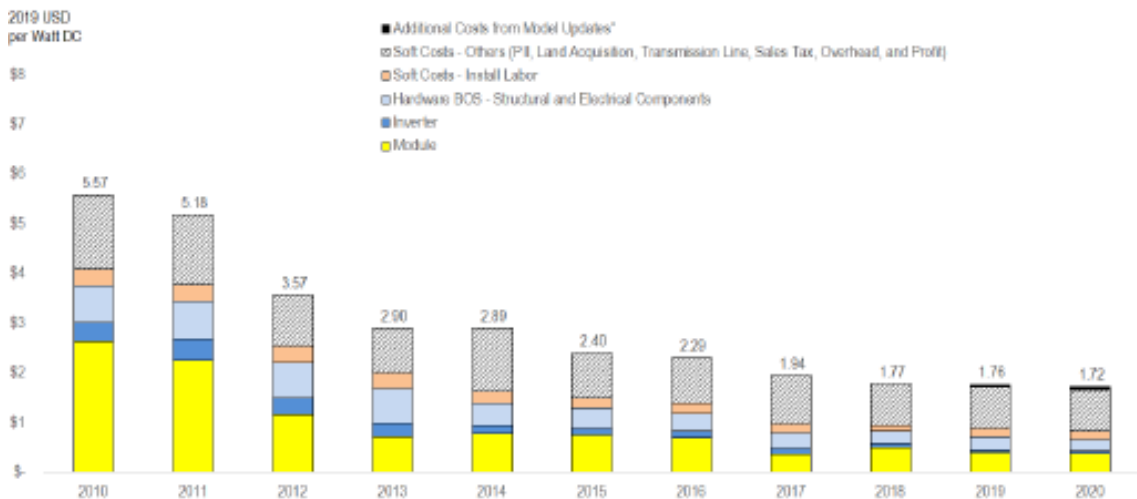


Ilustración 25: Costes de instalaciones comerciales de más de 5 MW de producción.

4.5 Optimización tecno-económica.

En el inicio del presente trabajo se explicó el funcionamiento del mercado eléctrico y las retribuciones para una planta generadora. Acogerse únicamente a las retribuciones del mercado diario conlleva una incertidumbre en los ingresos de la instalación y por tanto, la

obtención de financiación para elaborar el proyecto será más compleja, por ello, se valoran diferentes acuerdos financieros para obtener un volumen de ingresos mínimos y poder reducir la incertidumbre y volatilidad del mercado.

Para satisfacer la problemática expuesta y aumentar la viabilidad del proyecto, se plantea la ejecución de un contrato Swap. Los contratos financieros Swaps consisten en un acuerdo financiero donde una de las partes se compromete a pagar a la otra. En la mayor parte de los contratos se marca una cierta periodicidad que puede ser de meses, trimestres o años, donde se intercambiarán una serie de flujos monetarios a cambio de realizar un intercambio de flujos energéticos [35]–[37].

Extrapolando al objeto de estudio, la planta fotovoltaica puede firmar un acuerdo para vender un volumen de MWh a un precio fijo (conocido como precio de sticke), asegurando ciertos ingresos en un periodo temporal definido para así conseguir la financiación suficiente para elaborar el proyecto. Una de las principales características de estos contratos se basa en el respaldo para cubrir los riesgos contra movimientos adversos de tasas y precios.

La parte compradora está comprendida por empresas con necesidades de fijar costes de producción en un periodo temporal concreto como por ejemplo, el contrato cerrado por El Corte Inglés para 2023 con un volumen cerrado de 300 MW [38].

Por ende, se debe obtener con la mayor precisión la producción real de la instalación mensualmente, para poder elaborar un contrato dentro de los márgenes de producción.

Para ello, se elabora un estudio de la producción desde 2020 hasta 2022 de una instalación fotovoltaica que se ubica en las proximidades de la instalación diseñada. Para el estudio se selecciona la instalación SOLAR GUILLENA situada en las cercanías de la población de Guillena (Sevilla) y con una potencia nominal de 100 MW [39].

En el Anexo 3, se encuentra el análisis realizado en profundidad, para obtener los valores de desvíos de la Instalación SOLAR GUILLENA y del cual, se extraen los porcentajes de desvíos mensuales de la producción. Los valores porcentuales de desvíos se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3: Porcentajes de desvíos mensuales

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
14,58%	5,71%	16,60%	8,28%	7,26%	7,98%	8,00%	9,19%	10,81%	8,83%	17,54%	7,00%

El análisis muestra como en los meses de cambio de estación como marzo (final del invierno y comienzo de la primavera) y septiembre (final verano y comienzo otoño) se produce mayor porcentaje de desvíos. Por otro lado, el elevado porcentaje de desvío en los meses de noviembre y enero se asocian a los meses de mayor nubosidad y precipitaciones de la zona.

Estos porcentajes de desvíos introducen un incremento de la energía desviada, debido a que son extrapolados de una instalación con mayor superficie y potencia instalada (SOLAR GUILLENA), por ende, estos porcentajes de desvíos proporcionarán un factor de seguridad en el análisis económico.

En la ilustración 26, se representa la producción real anual obtenida mediante la simulación con el software SAM, así como los valores de energía desviada mensualmente acorde con los porcentajes obtenidos en el análisis de la instalación Solar Guillena.

De acuerdo con el análisis, se propone cerrar un acuerdo Swap con las siguientes características:

- Desde abril a octubre se cerrará un acuerdo de venta de 3.000 MW mensuales
- De noviembre a marzo se cerrará un volumen de 2.000 MW mensuales.

Por último, la diferencia entre la producción real y el volumen mensual cerrado en el contrato se valorará al precio del mercado diario.

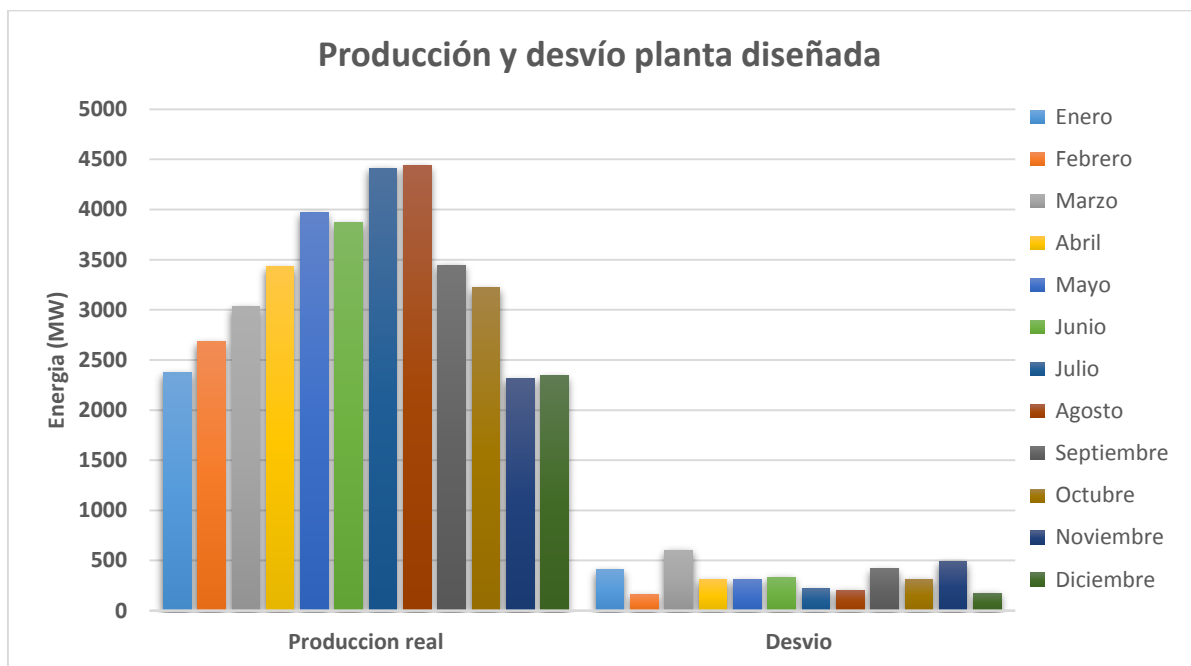


Ilustración 26: Grafico del análisis de la producción real y desvíos en la planta fotovoltaica diseñada.

Cabe destacar que, a lo largo del tiempo, la producción anual se reducirá en un 5% debido a la pérdida de rendimiento de los paneles fotovoltaicos. Estas pérdidas de producción se deben tener en cuenta en el contrato financiero ya que, se actualizará el volumen cerrado anualmente para poder ajustar tanto los desvíos como las pérdidas por rendimiento.

4.6 Estrategias financieras.

En primer lugar, se propone la ejecución del contrato Swap por un periodo de tiempo fijo y valorando la posibilidad de venta del excedente en el mercado diario para ajustar los beneficios a futuras subidas del precio en el mercado diario.

4.6.1 Contrato SWAP.

El contrato Swap se ofrecerá a diferentes empresas con necesidades energéticas fijando un volumen de 2.000 MW mensuales desde noviembre a marzo y de 3.000 MW mensuales desde abril a octubre, estableciendo un total de 31 GW anuales.

Para ajustar anualmente la pérdida de producción por desvíos y por pérdida de rendimiento de los paneles fotovoltaicos, se realizará una revisión anual de los volúmenes propuestos.

En el análisis del contrato se recopilaron los datos de precios medios mensuales de los dos últimos años y así como la producción real obtenida en la optimización de la producción calculada anteriormente.

La simulación del Swap consiste en recrear los ingresos y costes mensuales que se habrían obtenido en la instalación desde 2020 hasta 2022, Tras realizar el estudio de mercado de los contratos Swap cerrados en 2022, se extrae un strike medio de 120 €/MWh, por ende se simula el cierre de supuesto contrato con un strike de 200 €/MWh y otro contrato con un strike de 150 €/MWh para valorar su viabilidad económica.

En la simulación se incluye la representación de los ingresos mensuales obtenidos mediante la venta total de la producción en el Mercado Diario, para poder observar su rendimiento y volatilidad.

El cálculo de la liquidación del Swap firmado se definirá como el producto entre el volumen acordado y la diferencia entre el Strike, menos el precio medio mensual del mercado diario, denominado PMMD [36].

$$\text{Liquidación SWAP} = \text{Volumen acordado} \cdot (\text{Precio acordado} - \text{PMMD})$$

Ecuación 7

El ingreso total del Swap, se obtiene mediante la suma de los ingresos obtenidos por la venta de la producción en el mercado diario y la liquidación del contrato Swap.

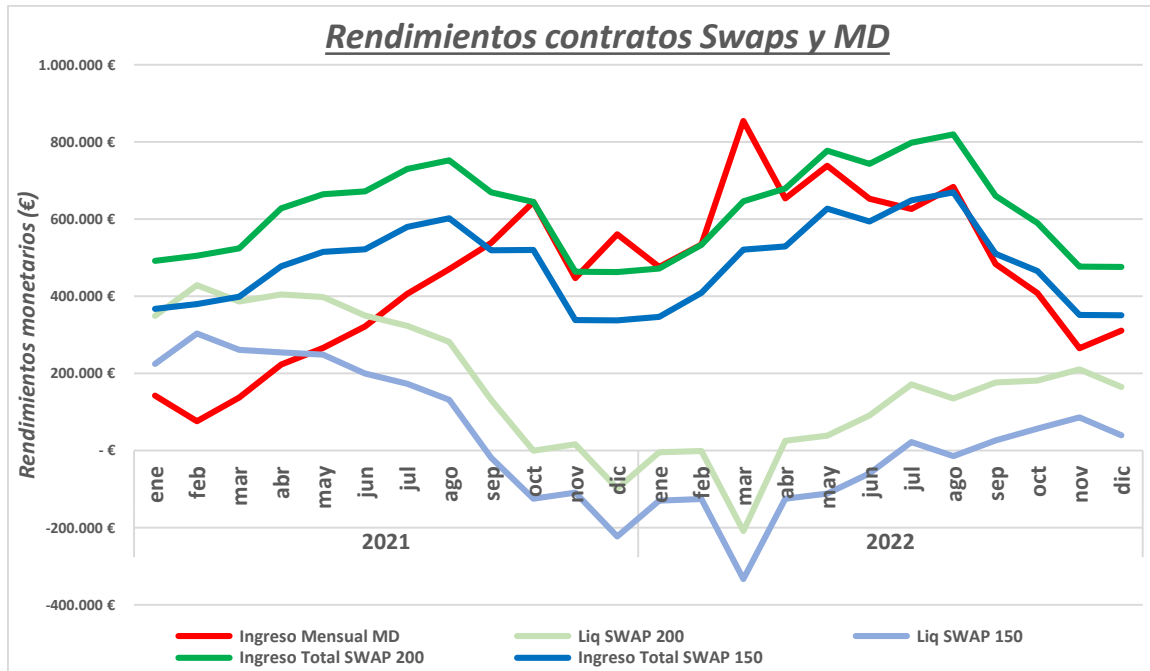


Ilustración 27: Grafico de los rendimientos financieros obtenidos en los contratos Swaps y Mercado diario.

En primer lugar, en la Ilustración 27, se define la línea de “Ingresos Mensual MD” como la valoración económica de la venta mensual de la producción en el Mercado Diario. Se observa claramente la evolución al alza de los ingresos desde febrero de 2021 debido al incremento del precio del mercado diario.

La finalidad de estos contratos se basa en eliminar la incertidumbre y volatilidad que se generan en el Mercado Diario ya que, si se compara la tendencia de la línea de “Ingresos Mensual MD” con la línea verde que representa el ingreso total del Swap de 200 €/MW, se visualiza como los ingresos mensuales totales del Swap se mantienen entre los 462 mil euros y los 820 mil euros mensuales, mientras que la valoración a mercado diario los ingresos mensuales variarían entre los 76 mil euros hasta los 854 mil euros.

Una vez observada la funcionalidad del contrato Swap se puede valorar el precio de cierre del contrato, para ello se debe observar la tendencia de ambas líneas de liquidación, ya que marcan la relación entre el precio medio del mercado y precio del Swap.

La línea verde lima representa la liquidación del Swap firmado a 200 €/MW. Se puede observar que salvo de diciembre del 2021 a marzo de 2022, meses donde la liquidación sale negativa, el precio del Swap se sitúa por encima del precio de mercado. En cambio, con un Swap a 150€/MW se atisba como en el 41,6% de las ocasiones analizadas el precio medio mensual estuvo por encima del precio del contrato, y por tanto obteniendo una liquidación negativa.

Los valores de ingresos monetarios de la Ilustración 27, se tabulan en la Tabla 4, para que el lector pueda observar los valores exactos.

El contrato Swap tendría un precio desfavorable para la instalación si la simulación mostrara un valor total de los ingresos negativo indicando que, en el periodo de tiempo simulado, el contrato Swap favorecía económicamente a la parte compradora. Observando los totales generales de ambas columnas, se atisba la viabilidad de ambos precios planteados, dejando la posibilidad de cerrar un precio de Swap entre 150 y 200 €/MW.

Tabla 4: Datos mensuales de los ingresos.

Año	Ingreso Mensual Mercado Diario	Liq SWAP 200	Liq SWAP 150	Ingreso Total SWAP 200	Ingreso Total SWAP 150
2021					
ene	142.730,22 €	349.575,00 €	224.575,00 €	492.305,22 €	367.305,22 €
feb	76.379,98 €	428.800,00 €	303.800,00 €	505.179,98 €	380.179,98 €
mar	137.809,77 €	386.375,00 €	261.375,00 €	524.184,77 €	399.184,77 €
abr	223.057,00 €	404.940,00 €	254.940,00 €	627.997,00 €	477.997,00 €
may	266.236,61 €	398.640,00 €	248.640,00 €	664.876,61 €	514.876,61 €
jun	322.184,32 €	350.100,00 €	200.100,00 €	672.284,32 €	522.284,32 €
jul	406.889,89 €	323.400,00 €	173.400,00 €	730.289,89 €	580.289,89 €
ago	470.289,56 €	282.180,00 €	132.180,00 €	752.469,56 €	602.469,56 €
sep	538.068,86 €	131.580,00 €	18.420,00 €	669.648,86 €	519.648,86 €
oct	644.857,34 €	250,00 €	124.750,00 €	645.107,34 €	520.107,34 €
nov	447.041,78 €	16.425,00 €	108.575,00 €	463.466,78 €	338.466,78 €
dic	560.880,14 €	97.900,00 €	222.900,00 €	462.980,14 €	337.980,14 €
2022					
ene	476.111,71 €	4.300,00 €	129.300,00 €	471.811,71 €	346.811,71 €
feb	534.281,69 €	550,00 €	125.550,00 €	533.731,69 €	408.731,69 €
mar	854.703,79 €	208.250,00 €	333.250,00 €	646.453,79 €	521.453,79 €
abr	653.741,98 €	25.440,00 €	124.560,00 €	679.181,98 €	529.181,98 €
may	738.553,20 €	38.610,00 €	111.390,00 €	777.163,20 €	627.163,20 €
jun	652.639,96 €	91.110,00 €	58.890,00 €	743.749,96 €	593.749,96 €
jul	626.429,03 €	172.020,00 €	22.020,00 €	798.449,03 €	648.449,03 €
ago	683.930,19 €	135.480,00 €	14.520,00 €	819.410,19 €	669.410,19 €
sep	483.705,77 €	176.790,00 €	26.790,00 €	660.495,77 €	510.495,77 €
oct	408.313,93 €	181.975,00 €	56.975,00 €	590.288,93 €	465.288,93 €
nov	265.784,12 €	211.050,00 €	86.050,00 €	476.834,12 €	351.834,12 €
dic	311.123,89 €	165.000,00 €	40.000,00 €	476.123,89 €	351.123,89 €
Total general	10.925.744,70 €	3.958.740,00 €	658.740,00 €	14.884.484,70 €	11.584.484,70 €

Por último, para realizar un análisis en profundidad desagregando los ingresos, para obtener una visión completa de los ingresos en el Mercado Diario por la venta de los excedentes de energía y los costes por desvíos generados. Todo ello proporciona la información necesaria para concluir la optimización económica.

4.6.2 Valoración económica excesos en el Swap

En este apartado se analizarán los excesos generados entre la diferencia de la producción real y el volumen pactado en el contrato.

El contrato conlleva una entrega física de la producción, por lo tanto, si la producción real quedase por debajo del volumen acordado la planta deberá desembolsar los costes por la compra de la energía restante al precio medio del mercado diario. En caso contrario cuando la producción real sea mayor que el volumen a entregar, se podrá vender el excedente en el mercado diario valorado al precio medio mensual.

Los datos obtenidos, así como su valoración se recogen en la Ilustración 28 y Tabla 5.

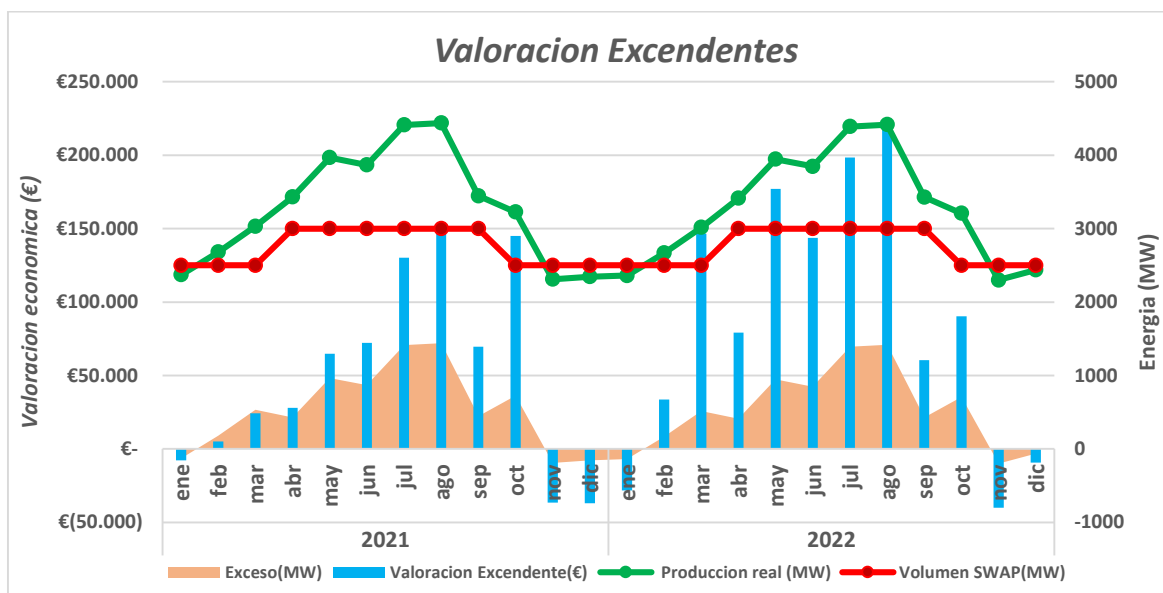


Ilustración 28: Valoración de excedentes al precio medio mensual del mercado diario

Tabla 5: Valoración económica excedentes en el mercado diario

Año	Produccion real (MW)	Volumen SWAP(MW)	Exceso(MW)	Valoracion Excedente(€)
2021				
ene	2372,12	2500	-127,88	7.694,78 €
feb	2681,88	2500	181,88	5.179,98 €
mar	3032,12	2500	532,12	24.184,77 €
abr	3430,59	3000	430,59	27.997,00 €
may	3966,58	3000	966,58	64.876,61 €
jun	3867,76	3000	867,76	72.284,32 €
jul	4413,12	3000	1413,12	130.289,89 €
ago	4439,21	3000	1439,21	152.469,56 €
sep	3446,07	3000	446,07	69.648,86 €
oct	3225,90	2500	725,90	145.107,34 €
nov	2311,13	2500	-188,87	-36.533,22 €
dic	2345,21	2500	-154,79	-37.019,86 €
2022				
ene	2360,26	2500	-139,74	-28.188,29 €
feb	2668,47	2500	168,47	33.731,69 €
mar	3016,96	2500	516,96	146.453,79 €
abr	3413,44	3000	413,44	79.181,98 €
may	3946,74	3000	946,74	177.163,20 €
jun	3847,43	3000	847,43	143.749,96 €
jul	4391,06	3000	1391,06	198.449,03 €
ago	4417,01	3000	1417,01	219.410,19 €
sep	3428,84	3000	428,84	60.495,77 €
oct	3209,76	2500	709,76	90.288,93 €
nov	2299,57	2500	-200,43	-40.086,32 €
dic	2437,91	2500	-62,09	-9.313,34 €
Total general	78969,13	66000	12969,13	1.682.127,03 €

Se observa como los volúmenes firmados para los meses de noviembre, diciembre y enero generan un coste por la compra de la falta de producción. Debido a que son los meses con menor producción del año, la opción de reducir el volumen cerrado en esos meses se deberá valorar en acuerdos futuros observando precios futuros del mercado diario. Por el momento, los meses con mayor producción compensan y aseguran un incremento de ingresos en caso de que el precio del Mercado Diario se dispare.

Dentro de la simulación financiera es necesario incluir los costes producidos por los desvíos en la generación. Estos costes se obtienen a partir de la diferencia entre la energía programada y la energía medida, que en ocasiones será a subir y en otras, a bajar. El coste del desvío cambia cada hora del día y depende de innumerables factores, por ello para este análisis, los desvíos se evaluarán al precio medio ponderado mensual entre el coste a bajar y el coste a subir.

Tabla 6: Costes desvío, excedentes y total

Año	Coste Desvío (€)	Excedentes en Mercado diario (€)	Total Final SWAP 200 €/MW	Total Final Swap 150 €/MW
2021				
ene	- 3.413,84 €	- 7.694,78 €	488.891,38 €	363.891,38 €
feb	- 2.023,80 €	- 5.179,98 €	503.156,19 €	378.156,19 €
mar	- 7.540,73 €	24.184,77 €	516.644,04 €	391.644,04 €
abr	- 3.863,63 €	27.997,00 €	624.133,36 €	474.133,36 €
may	- 4.678,05 €	64.876,61 €	660.198,56 €	510.198,56 €
jun	- 3.754,16 €	72.284,32 €	668.530,16 €	518.530,16 €
jul	- 1.491,86 €	130.289,89 €	728.798,02 €	578.798,02 €
ago	- 5.097,91 €	152.469,56 €	747.371,65 €	597.371,65 €
sep	- 5.164,07 €	69.648,86 €	664.484,80 €	514.484,80 €
oct	- 9.216,04 €	145.107,34 €	635.891,29 €	510.891,29 €
nov	- 8.264,86 €	- 36.533,22 €	455.201,92 €	330.201,92 €
dic	- 3.304,83 €	- 37.019,86 €	459.675,31 €	334.675,31 €
2022				
ene	- 1.521,54 €	- 28.188,29 €	470.290,16 €	345.290,16 €
feb	- 2.105,40 €	33.731,69 €	531.626,29 €	406.626,29 €
mar	- 8.082,01 €	146.453,79 €	638.371,78 €	513.371,78 €
abr	- 3.332,74 €	79.181,98 €	675.849,24 €	525.849,24 €
may	- 11.293,67 €	177.163,20 €	765.869,53 €	615.869,53 €
jun	- 13.045,01 €	143.749,96 €	730.704,95 €	580.704,95 €
jul	- 22.505,38 €	198.449,03 €	775.943,65 €	625.943,65 €
ago	- 28.185,08 €	219.410,19 €	791.225,10 €	641.225,10 €
sep	- 32.547,00 €	60.495,77 €	627.948,77 €	477.948,77 €
oct	- 37.613,57 €	90.288,93 €	552.675,35 €	427.675,35 €
nov	- 41.175,12 €	- 40.086,32 €	435.659,00 €	310.659,00 €
dic	- 31.871,46 €	- 9.313,34 €	444.252,42 €	319.252,42 €
Total general	-291.091,78 €	1.682.127,03 €	14.593.392,92 €	11.293.392,92 €

Los costes de desvío se ven incrementados a partir de mayo de 2022 debido a que desde abril de 2022 entró en vigor la nueva normativa de costes duales, la cual marca el precio del desvío mediante las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicha hora.

En caso de que en una hora no se hayan activado energías de balance FRR o solo se hayan activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario sea inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario, el precio del desvío será un precio único para todos los desvíos.

En caso de que en una hora se hayan activado energías de balance FRR en los dos sentidos, subir y bajar, el precio del desvío será un precio dual, diferente según el sentido del desvío.

Si se comparan los costes de desvíos con los costes generados en el mismo periodo de tiempo en 2021, se observa cómo se han multiplicado por cinco desde la entrada en vigor de la normativa de costes duales, por ello el estudio de los costes por desvíos es esencial para obtener con la mayor claridad los flujos de caja anuales del proyecto.

En ilustración 29, se observa la representación gráfica de los datos de la Tabla 6. La ilustración da una mejor visión de cómo la venta de los excedentes en el mercado diario proporciona un incremento de ingresos a lo largo de los años y como mantiene las fluctuaciones del mercado en los ingresos totales de los Swaps.

Mantener en menor medida las fluctuaciones del mercado, permite que, si el precio del mercado diario se dispare por encima del precio del Swap, se ingresen beneficios extras acordados a los nuevos precios del mercado.

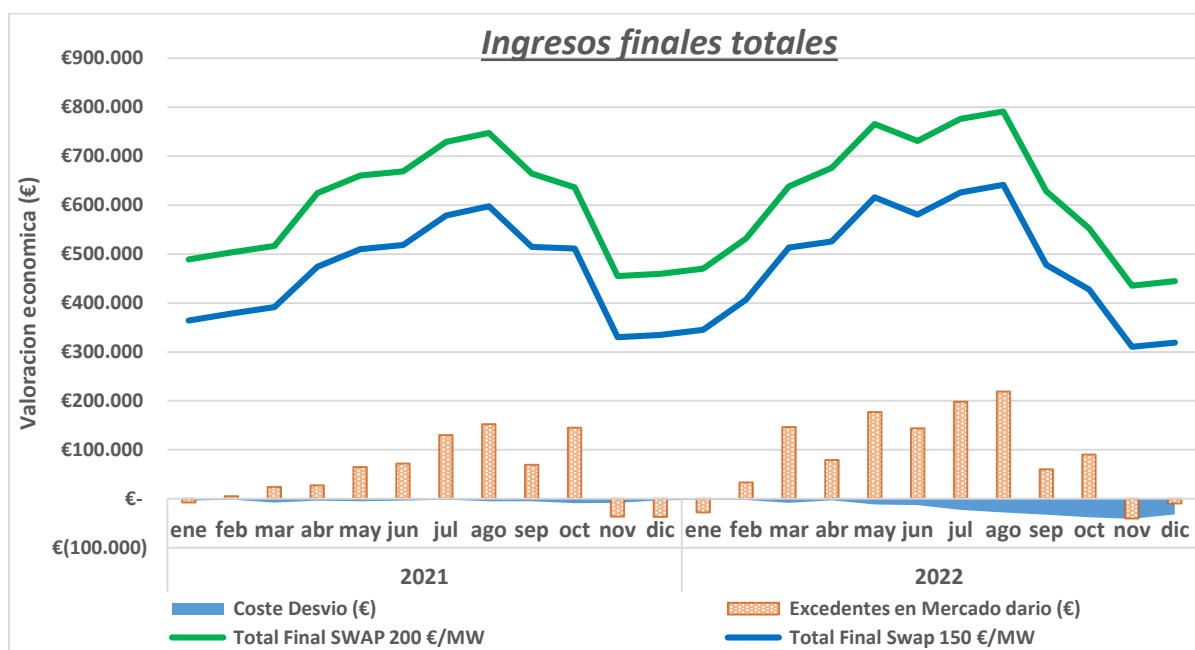


Ilustración 29: Ingresos totales de los contratos Swaps, valoración económica de los excedentes y costes de desvío.

Los valores “*Total Final Swap*” se define como la suma de los costes por desvíos y el ingreso total del Swap obtenido anteriormente, el cual ya incluía los ingresos obtenidos por la venta de excedentes en el mercado diario.

La optimización económica muestra como en el periodo de tiempo analizado, se obtendrían 14,59 millones de euros como ingreso final del contrato Swap cerrado a 200€/MW, mientras que con el Swap a 150€/MW se obtendrían ingresos por valor de 11,29 millones de euros. Ambos contratos superan los beneficios los 10,92 millones de euros que se obtendrían vendiendo en el mercado diario, por tanto, se concluye el análisis exponiendo la viabilidad económica para cerrar un contrato Swap dentro de los precios analizados.

4.6.3 Principales indicadores financieros.

Cuando se elabora un proyecto es necesario conocer de antemano las posibilidades de éxito, la rentabilidad, los beneficios que traerá y la viabilidad del proyecto que se pretende iniciar.

El Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), son dos indicadores financieros que permiten analizar, de una forma segura, el posible proyecto de inversión y ayudará a disipar con información precisa, las dudas al respecto.

VAN y TIR son dos conceptos que, aunque son muy similares entre sí, mantienen diferencias que los identifican y a la vez los complementan para cumplir su función. Esta función consiste en determinar el beneficio y la rentabilidad que todo nuevo proyecto nos reportará, una vez hecha la inversión. Con el análisis de parámetros como flujo de caja y términos de tiempo, estos dos indicadores nos darán una importante visión de las posibilidades de éxito del nuevo proyecto.

Para realizar los cálculos se fijan diferentes factores, tabulados en la Tabla 7.

Tabla 7: Valores de los factores tomados.

Inflacion Media	2,50%
Impuestos	35%
Tipo interes de referencia	15%
Amortización	7,00%
	Lineal durante 15 años

Para analizar los diferentes contratos financieros se supondrá una inflación media durante los próximos 25 años de un 2,5% anual. Cabe destacar que en la fecha de elaboración del trabajo la inflación mensual en España anual se sitúa en un 7,3% descendiendo progresivamente desde el máximo marcado en 10,5%.

La tasa de impuestos establecida en España para los ingresos de este tipo de proyecto estaría entorno al 35% de impuestos.

Se establece un tipo de interés de referencia de un 15%, es un porcentaje elevado pero acorde a las diferentes políticas financieras que llegan desde el banco central europeo de subida de intereses a fecha de elaboración del trabajo.

Por último, se establece una amortización del capital de un 7% durante 15 años. La tasa máxima de amortización para una instalación fotovoltaica en España por ley se sitúa en un 7% y con un máximo de 15 años.

4.6.3.1 Contrato Swap 200€/MW.

Mediante la Tabla 8, se muestran los valores obtenidos:

Tabla 8: VAN y TIR para el contrato Swap 200€/MW

Contrato SWAP 200€/MW	
VAN (k=15%)	11.277.752,31 €
TIR	21%

Se obtiene un VAN de 11,27 millones de euros con una tasa del 15% a lo largo de 25 años. La tasa interna de retorno se sitúa en un 21% por tanto, por debajo de una tasa del 21% el proyecto será económicamente rentable. Realizando el Pay-Back dinámico se obtiene un retorno de la inversión en 9 años y 3 meses, por tanto, el tiempo mínimo que debería abarcar el contrato Swap debería de ser de 10 años para asegurar el retorno de la inversión.

Tabla 9: Pay-Back dinámico para el contrato Swap 200€/MW

Pay-back dinámico	
A	9 años
FI	28.943.051,69 €
B	28.607.197,45 €
FC	1.634.962,63 €

4.6.3.2 Contrato Swap 150€/MW.

Mediante la Tabla 14, se muestran los valores obtenidos:

Tabla 10: VAN y TIR para contrato Swap 150€/MW

Contrato SWAP 150€/MW	
VAN (k=15%)	7.587.982,93 €
TIR	19%

Se obtiene un VAN de 7,58 millones de euros con una tasa del 15% a lo largo de 25 años. La tasa interna de retorno se sitúa en un 19% por tanto, por debajo de una tasa del 19% el proyecto será económicamente rentable. Realizando el Pay-Back dinámico se obtiene un retorno de la inversión en 12 años y 1 meses, por tanto, el tiempo mínimo que debería abarcar el contrato Swap debería de ser de 13 años para asegurar el retorno de la inversión

Tabla 11: Pay-Back dinámico para el contrato Swap 150€/MW

Pay-back dinámico	
A	12 años
FI	28.943.051,69 €
B	28.876.052,36 €
FC	1.147.875,31 €

5. Conclusiones

- La producción fotovoltaica está sujeta a parámetros meteorológicos cambiantes a corto, medio y largo plazo. Por tanto, se deben emplear predictores para obtener los valores horarios de producción con la mayor precisión posible.
- La instalación fotovoltaica de 20 MW se conformará con 83.291 paneles del modelo Canadian Solar CS6P-240PM con un rendimiento del 15,5%. El modelo seleccionado presenta las menores pérdidas de producción por temperatura de los modelos comparados. La conexión de los paneles a los 20 inversores Equinox con 1MW de potencia y salida de 220 V de corriente alterna, queda definida por 33 paneles conectados en serie y 126 paneles conectados en paralelo unidos a las 15 entradas que tiene cada inversor.
- La instalación se definirá mediante la colocación de 5.553 arrays, cada uno compuesto 15 filas de 2 paneles en posición vertical con una distancia de separación entre cadenas de 4,37 metros. Los módulos se montarán en una estructura biposte y preparada para la instalación de dos módulos en vertical, con una inclinación de 37°. La superficie necesaria para la instalación será de 51,61 hectáreas.
- El coste total del proyecto asciende a un total de 28,94 millones de euros, con un coste total por capacidad instalada de 1,45€/Wdc, dentro de los costes competitivos del mercado.
- El análisis de desvíos muestra como los meses de cambio de estación, se produce el mayor porcentaje de desvíos, mientras que los costes se han multiplicado por cinco desde la entrada en vigor de la normativa de los costes duales.
- La optimización económica expone como la firma de un contrato financiero Swap eliminar la incertidumbre y volatilidad que se generan en el Mercado Diario, asegurando unos ingresos mensuales entre los 400 mil y los 850 mil euros. El contrato Swap se basa en fijar un volumen de venta de 2.000 MW mensuales en el periodo de noviembre a marzo y de 3.000 MW mensuales de abril a octubre, estableciendo un total de 31 GW anuales ofertado a diversas empresas con necesidades energéticas.
- El Swap de 200€/MW ofrece un VAN de 11,27 millones de euros con una tasa del 15% a lo largo de 25 años. Por debajo de una tasa del 21% el proyecto será económicamente rentable. El tiempo mínimo para asegurar el retorno de la inversión se sitúa en 10 años. Por otro lado, el Swap de 150€/MW ofrece en las mismas condiciones, un VAN de 7,58 millones de euros. En este caso, por debajo de una tasa del 19% el proyecto será económicamente rentable con un tiempo mínimo para asegurar el retorno de la inversión de 13 años.

6. Bibliografía.

- [1] Red Eléctrica de España, «El sistema Índice», *El Sist. eléctrico español*, p. 55, 2021.
- [2] Red Eléctrica de España, «Datos de generación y distribución REE», 2022, 2022. <https://www.ree.es/es/datos/generacion>.
- [3] Bp, «BP Statistical Review of World Energy», *BP Inf. Anu.*, p. 200, 2021.
- [4] OMIE, «Precios mercado eléctrico anual-MIBEL/OMIE», 2022. <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>.
- [5] C. de la U. E. Consejo Europeo, *Medidas restrictivas de la UE contra Rusia por sus actos en Ucrania (Desde 2014)*. 2022.
- [6] ENERDATA, «Energía y clima mundial - Anuario estadístico 2022», *Desglose por país (bcm)*, 2022. <https://datos.enerdata.net/gas-natural/produccion-gas-natural-mundial.html>.
- [7] J. del E.-G. de España, *Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añ.* .
- [8] C. de la U. E. Consejo Europeo, «El plan de la UE para la transición ecológica», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/politicas/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>.
- [9] Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, «Regulación de Mercado y Procedimientos de Operación», 2022. <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/regulacion-de-mercado-y-procedimientos-de-operacion>.
- [10] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los lími*. 2021.
- [11] REE, «Procedimientos Operativos de REE recogidos en su página web con los diferentes BOE», 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>.
- [12] REE, *Código de Conducta del Operador del Sistema*. 2022.
- [13] J. del E.-G. de España, *Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*. 1996.
- [14] J. del E.-G. de España, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. 2013.
- [15] J. del E.-G. de España, *El 1 de junio de 2021 entro en vigor el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, "de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión*

Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a l. 2022.

- [16] OMIE, «Precio horario del mecanismo de ajuste a los consumidores en el mercado.», 2022, 2022. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/average-final-prices/hourly-price-consumers>.
- [17] OMIE, «El mercado de electricidad está estructurado en un mercado diario, un mercado intradiario de subastas y un mercado intradiario continuo», 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>.
- [18] METEOLÓGICA, «METEOLÓGICA», 2022. <https://www.meteologica.com/>.
- [19] Energymeteo, «Energymeteo», 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.energymeteo.com/es/>.
- [20] Aeso, «Aeso», 2022. <https://www.aeso.ca/>.
- [21] I. Endex y D. T. G. Futures, «ICE Endex-Dutch TTF Gas Futures», 2022. <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5439161&span=3>.
- [22] REE, «Eje 400 kV Almaraz-Guillena», 2021.
- [23] REE, «Guía descriptiva del Procedimiento de Conexión a la Red», 2022.
- [24] J. del E.-G. de España, «Catrasto España», 2022. <https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?del=41&mun=49&UrbRus=R&RefC=41049A015000320000WL&Apenom=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=nuevoVisor&ZV=NO&anyoZV=>.
- [25] Meteoblue, «Pagina Web MeteoBlue», 2022. https://www.meteoblue.com/es/tiempo/semana/guillena_españa_2516855.
- [26] PVGIS European communities, «PVGIS European communities», 2021, 2021. .
- [27] Canadian, «Canadian Solar CS6P-240PM», 2016.
- [28] C. Solar, «Canadian Solar WEB», 2022. <https://www.canadiansolar.com/>.
- [29] G. De Nuevas y A. Profesionales, *Energía Solar Fotovoltaica*. .
- [30] E. D. E. L. D. Une-en, «UNE-EN 61215-1-1:2016», pp. 6-8, 2016.
- [31] U. Iec, E. Del, y D. U. Iec, «Norma Española fotovoltaicos (FV)», *Normas UNE*, 2019.
- [32] E. Adicionales y C. Fv, «PRYSUN», 2016.
- [33] Ministerio de Industria y Comercio., *reglamento eléctrico de baja tensión (REBT)*. 2022.
- [34] Ministerio de Industria y Comercio., *Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE*. 2022.
- [35] L. S. Piotr Staszkiwicz, «Finance: A Quantitative Introduction», *Academic Press*. p. 56,

2014.

- [36] U.S. Commodity Futures Trading Commission, «Swaps Execution Facilities (SEFs)», 2019, 2019. <https://www.cftc.gov/IndustryOversight/TradingOrganizations/SEF2/index.htm>.
- [37] M. McGraw-Hill Irwin;Saunders, A.; Cornett, *Financial Institutions Management*. 2006.
- [38] Periodico de la energia, «El Corte Inglés firma uno de los mayores PPA renovables en España con 330 MW de energía solar», *Period. la Energ.*, 2022, [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-corte-ingles-eranovum-noyfund-cubrir-consumo-anual-energia-solar/>.
- [39] Renovablesverdes, «Parque solar fotovoltaico de 110 megavatios en Guillena (Sevilla)», *Renovablesverdes*, 2022, [En línea]. Disponible en: <https://www.renovablesverdes.com/superparque-solar-fotovoltaico-110-megavatios-guillena-sevilla/>.

7. Anexos.

7.1 Anexo 1. Tablas Reglamento Eléctrico de Baja Tensión

Se adjuntan las tablas obtenidas en el reglamento eléctrico de baja tensión (REBT) y empleadas para el cálculo de sección del cableado de baja tensión realizado tanto en el apartado 4.3.2 y 4.3.3.

Tabla 12: Factor de agrupamiento según UNE-HD 60364-5-52

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente sobre el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Tabla 13: Factor de temperatura (UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4):

Aislamiento	Temperatura ambiente (°C)									
	10	15	20	25	30	35	45	50	55	60
PVC	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	0,91	0,82	0,70	0,57
XLPE o EPR	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 14: Tabla cálculo de sección cableado según el REBT

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC		2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR		10	11				
			1	2	3	4	5	6	7	8			9			
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR										
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0.3D					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D						3x PVC			3x XLPE o EPR					
G		Cables unipolares separados mínimo D								3x PVC		3x XLPE o EPR				
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-	
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	33	-	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	45	-	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	57	-	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	76	-	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	105	-	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	123	166	-
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	154	206	-
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	188	250	-
			70				149	160	171	188	202	224	244	244	321	-
			95				180	194	207	230	245	271	296	296	391	-
			120				208	225	240	267	284	314	348	348	455	-
			150				236	260	278	310	338	363	404	404	525	-
185				268	297	317	354	386	415	464	464	601	-			
240				315	350	374	419	455	490	552	552	711	-			
300				360	404	423	484	524	565	640	640	821	-			

7.2 Anexo 2. Análisis ubicación de la instalación.

Se realizó una búsqueda de los terrenos en venta en las proximidades de Guillena en diferentes portales web de venta de terrenos y viviendas, para obtener la valoración económica del terreno requerido.

La oferta de la Ilustración 30, se muestra la venta de terreno en la carretera A-66, en las proximidades de la localidad de Guillena. El terreno a la venta total es de 5 millones de m² por valor de 2,5 millones de euros. En la descripción del terreno y características se menciona la posibilidad de la compra del terreno para instalar una planta fotovoltaica, exponiendo como aspecto más relevante la proximidad a la subestación eléctrica de Esparragal I.

En el terreno figura en el catastro como la parcela 015 de la Ilustración 31, en ella destacan diferentes zonas como por ejemplo una zona de boscosa, una zona con un estanque de pequeñas dimensiones y diferentes caminos que conectan las diferentes parcelas de la finca. Los cálculos realizados arrojan la necesidad de compra de 52 Hectáreas, en consecuencia, se acude a las referencias catastrales para obtener las superficies de las subparcelas indivisibles como se muestra en la Ilustración 32.

La mayor parte del terreno necesitaría el aplanamiento para la instalación de los paneles fotovoltaicos, por ello se incrementa el coste del terreno de 0,5 €/m² a 0,7€/m².



 12 fotos  2 vídeos

Terreno en venta en carretera A-66 s/n

Guillena pueblo, Guillena [Ver mapa](#)

2.500.000 €

[Calcular hipoteca](#) [Estudiar hipoteca](#)

5.000.000 m² | No urbanizable

Ilustración 30: Oferta terreno en la ubicación de Guillena.

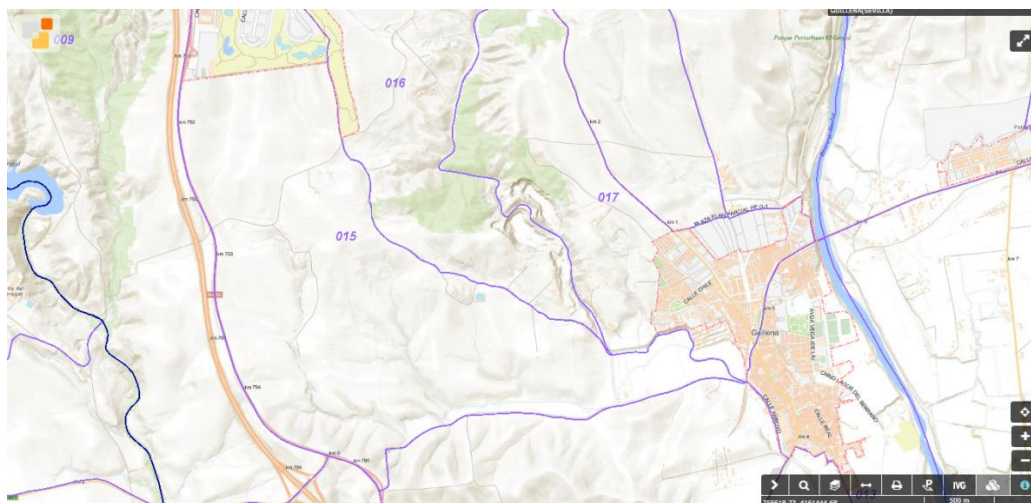


Ilustración 31: Mapa de la zona con las referencias catastrales de las parcelas.

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
a	I- Improductivo	00	11.732
b	E- Pastos	03	2.258
c	E- Pastos	03	3.274
d	FE Encinar	03	5.536
e	FE Encinar	03	2.396
f	E- Pastos	03	4.519
g	E- Pastos	03	2.649
h	FE Encinar	03	4.750
i	FE Encinar	03	3.774
j	C- Labor o Labradío seco	05	9.167
l	C- Labor o Labradío seco	03	401.241
m	C- Labor o Labradío seco	04	391.590
n	C- Labor o Labradío seco	04	594.679
p	C- Labor o Labradío seco	05	44.621
q	FE Encinar	03	16.355
r	C- Labor o Labradío seco	03	256.768
s	E- Pastos	06	391
t	E- Pastos	06	379
u	E- Pastos	06	409

Ilustración 32: Referencias catastrales de la parcela 015..

7.3 Anexo 3. Análisis desvíos Instalación Solar Guillena.

Se selecciona la instalación Solar Guillena debido a la cercanía con la instalación fotovoltaica diseñada, como se observa en la Ilustración 33. Además, la producción de la instalación fotovoltaica se publica en la plataforma de ENSTO-E debido que, a la normativa vigente, obliga a las instalaciones con una potencia instalada igual o mayor de 100 MW, a publicar sus datos de producción real horarios en la plataforma ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad).

ENTSO-E es la asociación para la cooperación de los gestores de redes de transporte europeos (GRT). Los miembros que representan a 35 países y son responsables de coordinar el funcionamiento seguro del sistema eléctrico europeo, al mismo tiempo que gestiona un desarrollo óptimo de los mercados europeos interconectados de la electricidad.

El desvío en la generación de una instalación como se explicó anteriormente, se mide a través de la diferencia entre las previsiones de la planta y la producción real horaria.

Una vez obtenidos los datos de producción real horaria de la plataforma ENTSO-E se procede a extraer los datos de previsiones a través de la web de OMIE. Los datos de las ofertas de casación se publican pasado el periodo de confidencialidad, dos ficheros mensuales, uno con la información de cabecera y otro con el detalle de las ofertas que entraron en casación en las sesiones de mercado diario del mes que indica el nombre del fichero. Cruzando ambos ficheros, se obtienen los datos de previsiones horariamente de la instalación. Por último, se realiza la diferencia entre las previsiones y la producción. Para este análisis se obtuvo los datos horarios desde el 01/09/2020 hasta el 31/08/2022, es decir datos por un periodo de dos años.

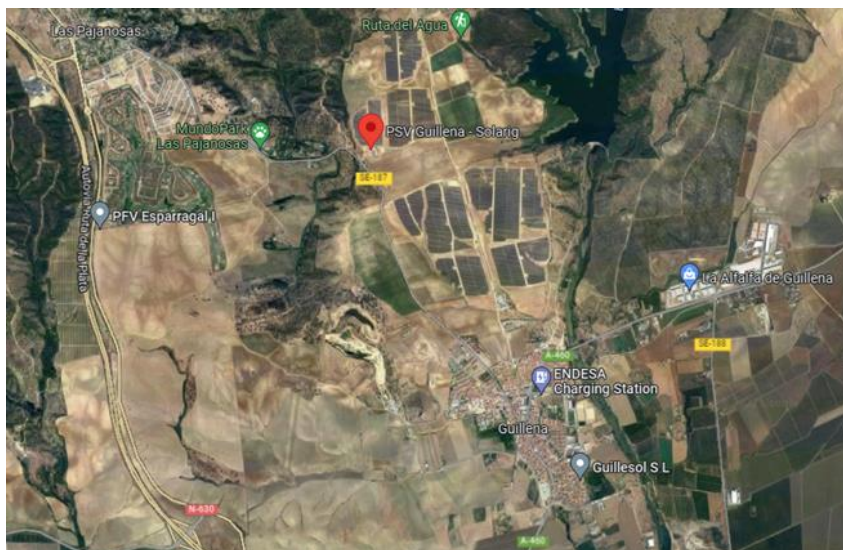


Ilustración 33: Ubicación de la planta fotovoltaica de Guillena.

Los archivos con las previsiones enviadas en el mercado diario contienen diariamente 45.000 ofertas de todos los agentes del mercado, ya que las ofertas de los agentes se insertan por periodos horarios, por lo tanto, se filtran 32.850.000 de datos en el periodo de tiempo seleccionado. Esta cifra de datos supera con creces la capacidad máxima que tiene la herramienta excel para cruzar datos entre archivos. Por ello, se divide cada año en una hoja de cálculo diferente y se realiza un volcado de datos durante un periodo de tiempo de 72 horas. En la Ilustración 34, se representa la suma mensual de los datos de producción real obtenidos del filtrado.

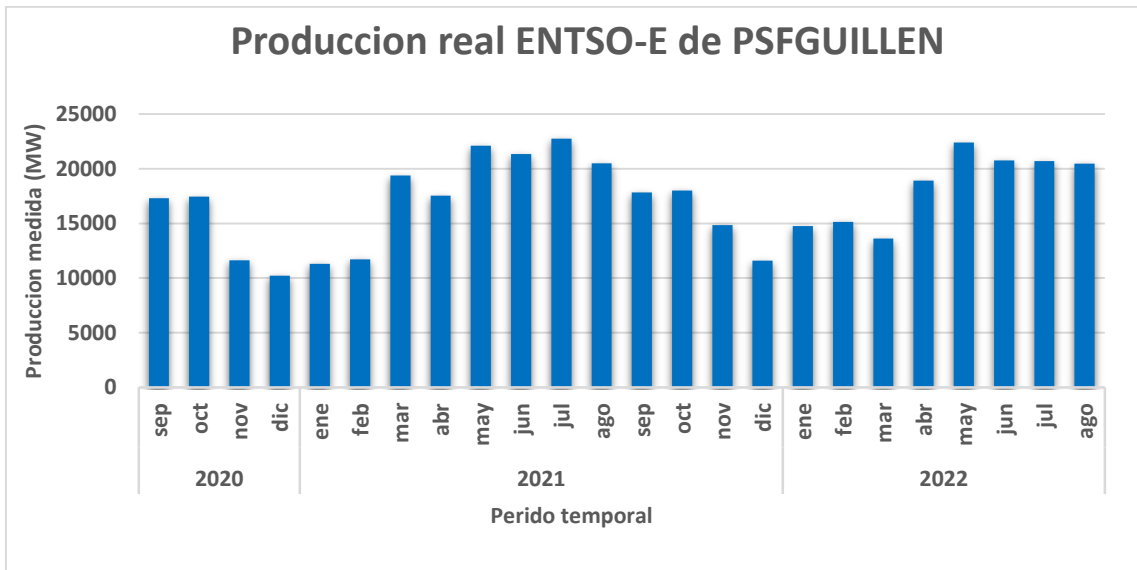


Ilustración 34:Producción medida ENTSOE de PSFGUILLEN.

Por otro lado, se representan los datos de previsiones en el periodo de tiempo establecido en las ilustraciones 35, 36 y 37.

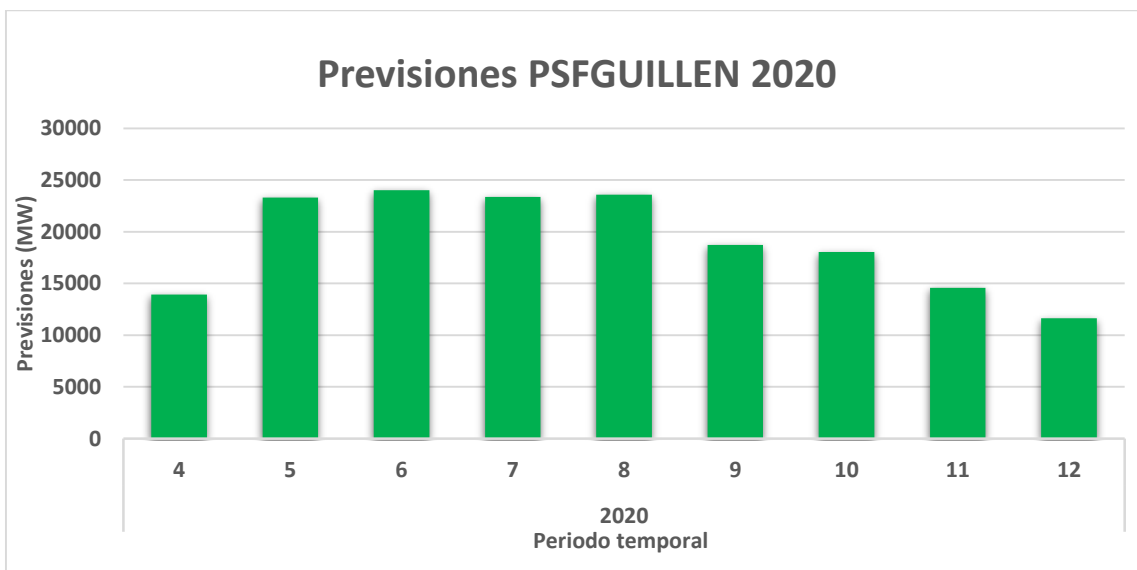


Ilustración 35:Previsiones PSFGUILLEN 2020



Ilustración 36: Previsiones PSFGUILLEN 2021

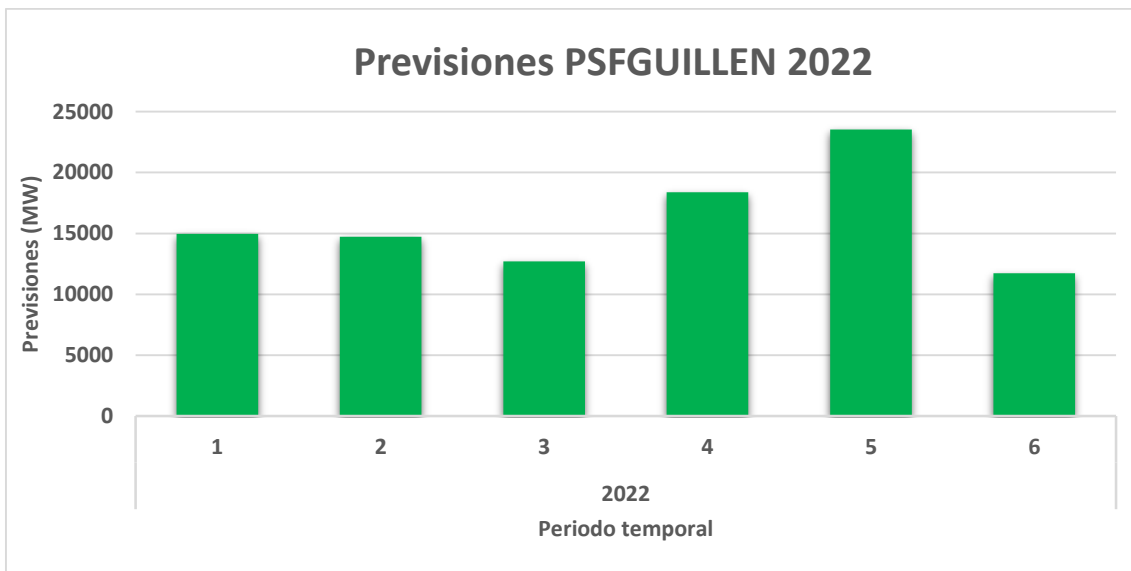


Ilustración 37: Previsiones PSFGUILLEN 2022

La diferencia entre la producción real y la previsión expone como resultado la energía desviada mensualmente. Es necesario obtener el tanto por ciento para extrapolarlo a la instalación diseñada. Para extrapolar estos porcentajes de desvío a la instalación diseñada se debe tener en cuenta que la diferencia de superficie ocupada por la instalación y la potencia instalada, introduce un incremento con respecto a la instalación diseñada, en la energía desviada. Este incremento es beneficioso para el estudio económico ya que, introduce un incremento en los costes por desvíos y por lo tanto, valorando los ingresos anuales con un factor corrector en contra de los ingresos de la instalación.

Para el interés del lector, se recopilan los datos de los costes por desvíos publicados por REE en su web, en la sección de documento, y se hace una estimación de los costes mensuales por desvíos que presenta la instalación PSFGUILLEN. Se procede a explicar el método de análisis

para obtener el coste de desvío mensual, en el caso de que las previsiones sean mayores que la producción real (Generación), se multiplicara esa diferencia por el coste de desvío por menor producción, estipulado por REE como coste a bajar. En el caso contrario, donde la producción real sea mayor que las previsiones, se multiplicara esa diferencia por el coste de desvío por mayor producción, estipulado por REE como coste a subir.

Se presentan todos los datos del análisis realizado a la instalación de PSFGUILLEN en la Tabla 19, en la cual se puede observar como los costes de desvíos han aumentado desde la entrada en vigor de la nueva normativa de coste dual, así mismo la media mensual de la columna de % desvío mensual será la que se emplee para el análisis de desvíos de la instalación diseñada.

Tabla 15: Datos análisis instalación de PSFGUILLEN

Año	Mes	Generación (MWh)	Previsiones (MWh)	Desvío (MWh)	Coste a subir (€/MWh)	Coste a bajar (€/MWh)	Coste desvío (€)	% Desvío Mensual	Coste desvío en € por Mwh producido
2020	sep	17306	18713	-1407	5,55	11,32	- 15.927,24 €	7,52%	-0,92
	oct	17455	18036	-581	4,84	10,95	- 6.361,95 €	3,22%	-0,36
	nov	11613	14561	-2948	4,07	9,74	- 28.713,52 €	20,25%	-2,47
	dic	10225	11620	-1395	11,58	9,21	- 12.847,95 €	12,01%	-1,26
2021	ene	11295	8839	2456	6,95	6,81	- 17.069,20 €	27,79%	-1,51
	feb	11718	10788,8	929,2	10,89	13,17	- 10.118,99 €	8,61%	-0,86
	mar	19379	15363,7	4015,3	9,39	14,79	- 37.703,67 €	26,13%	-1,95
	abr	17528	15428,2	2099,8	9,2	13,78	- 19.318,16 €	13,61%	-1,10
	may	22099	20157,9	1941,1	12,05	16,09	- 23.390,26 €	9,63%	-1,06
	jun	21331	19272,8	2058,2	9,12	15,43	- 18.770,78 €	10,68%	-0,88
	jul	22729	21739,7	989,3	7,54	19,88	- 7.459,32 €	4,55%	-0,33
	ago	20497	21601,4	-1104,4	8,49	23,08	- 25.489,55 €	5,11%	-1,24
	sep	17828	15624,9	2203,1	11,72	30,01	- 25.820,33 €	14,10%	-1,45
	oct	18006	15733,8	2272,2	20,28	51,5	- 46.080,22 €	14,44%	-2,56
	nov	14847	12929,4	1917,6	21,55	42,54	- 41.324,28 €	14,83%	-2,78
dic	11589	11825,6	-236,6	28,85	69,84	- 16.524,14 €	2,00%	-1,43	
2022	ene	14759	14965,9	-206,9	28,71	36,77	- 7.607,71 €	1,38%	-0,52
	feb	15127	14714,5	412,5	25,52	39,38	- 10.527,00 €	2,80%	-0,70
	mar	13611	12712,2	898,8	44,96	49,69	- 40.410,05 €	7,07%	-2,97
	abr	18912	18368,5	543,5	30,66	82,44	- 16.663,71 €	2,96%	-0,88
	may	22387	23536,6	-1149,6	25,35	49,12	- 56.468,35 €	4,88%	-2,52
	jun	20762	19719,4	1042,6	62,56	67,52	- 65.225,06 €	5,29%	-3,14
	jul	20688	23365,3	-2677,3	40,3	42,03	- 112.526,92 €	11,46%	-5,44
ago	20454	23582,2	-3128,2	19,64	45,05	- 140.925,41 €	13,27%	-6,89	

La columna de coste desvío en € por MWh producido, muestra de manera rápida los costes de desvíos por MW producido por la instalación, este coste se situaba habitualmente entre 0 y 2€, pero desde mayo del 2022 se observa como los costes se sitúa entre 2 y 7 €.

7.4 Anexo 4. Ficha Técnica Inversor

Se recogen las principales características recogidas en la ficha técnica del inversor Equinox con 1MW de potencia y salida de 220V de corriente alterna,

Tabla 16: Características técnicas del Inversor seleccionado de 1MW

Características del Producto

No. de Modelo	EQX250KW	EQX500kW	EQX630kW	EQX750kW	EQX1MW
Garantía					
Garantía de Producto	5 Años	5 Años	5 Años	5 Años	5 Años
Datos de entrada DC					
Tension maxima	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Maxima corriente DC		1100 A	1185 A	1701 A	1844 A
Rango de Tension MPP(T)	500-850 V	500-850 V	585-850 V	500-850 V	615-850 V
Tension de MPPT	1	1	1	1	1
Entrada DC		10	10	15	15
Datos de salida AC					
Potencia Maxima AC	250 kW	500 kW	630 kW	750 kW	1000 kW
Tension nominal de red AC	480 V	320 V	360 V	320 V	400 V
Maxima corriente AC		902 A	1010 A	1353 A	1443 A
Frecuencia	60 Hz	50, 60 Hz	50, 60 Hz	50, 60 Hz	50, 60 Hz
Factor de potencia (cosφ)	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Distorsion (THD)	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Numero de fases de inyeccion		3	3	3	3
Eficiencia maxima	97 %	98,7 %	98,7 %	98,7 %	98,7 %
Datos generales					
Dimensiones (A/A/F)		2103x2778x945 mm	2103x2778x945 mm	2103x4585x945 mm	2103x4585x945 mm
Peso	2510 kg	1870 kg	1870 kg	3090 kg	3090 kg