



UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL, ESPECIALIDAD EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

INTEGRACIÓN FOTOVOLTAICA EN EDIFICIOS

Autores:

Rincón Pajares, Samuel

Álvarez Vivar, Adrián

Tutor:

Herrero de Lucas, Luis Carlos

Tecnología electrónica

MAYO – 2013

Resumen

Objetivos e introducción

El presente proyecto tiene como objetivo el estudio de la energía fotovoltaica, concretamente aplicada al campo de la integración en edificios, la investigación, la simulación y el desarrollo de sistemas fotovoltaicos en la integración. Para ello en primer lugar hemos realizado un amplio estudio de los sistemas fotovoltaicos existentes, que van desde lo más simple como es el panel fotovoltaico y de que está compuesto, hasta llegar a los tipos de paneles en función de sus materiales, disposición y seguimiento.

Una segunda parte de nuestro proyecto se basa en la simulación de la integración fotovoltaica en un edificio, concretamente en el edificio Duque de Lerma de Valladolid, y observar su comportamiento y su respuesta a los factores que se puedan dar a la hora de integrar paneles fotovoltaicos en edificios, tanto las ventajas como los inconvenientes de este estudio han quedado reflejados en el proyecto.

Para finalizar este proyecto, hemos realizado un estudio económico del proyecto donde se refleja la rentabilidad del mismo y todos los costes que puedan ser de interés a la hora de realizar integración en cualquier tipo de edificio.

Justificación

Por un lado se trata de adaptar la energía fotovoltaica a cualquier tipo de edificio, previa investigación de la energía fotovoltaica, tratando casi finalmente de, realizando un estudio empírico del proyecto, lograr justificar si hoy en día es viable energéticamente y económicamente la integración de paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, y en el que se basa la otra mitad del proyecto, es la investigación, contraste y prueba de todo tipo de información que va desde la teoría, ya sea en cuanto a materiales paneles...etc.; hasta la simulación mediante ordenador de todos los programas de simulación posibles, pasando por el estudio de sombras, para finalmente

poder adaptarlo a realizar y lograr un estudio lo más cercano posible a la realidad, ofreciendo nuestras opiniones y nuestras alternativas.

El sistema fotovoltaico

Previamente a centrarnos en la base de nuestro proyecto, que es la integración fotovoltaica, decidimos indagar y forjar una base de lo que íbamos a realizar para luego acometer el objetivo de nuestro proyecto. Por ello realizamos un extenso estudio y explicación que iba desde lo más básico que era la célula fotovoltaica, composición de un panel fotovoltaica y explicación de ello, posibilidades que nos ofrece un panel fotovoltaico a la hora de su estructura, de sus materiales, de sus movimientos, todo ello orientado a la producción de energía y contraste de posibilidades y ejemplos de todo ello, hasta llegar al umbral de la integración fotovoltaica. Lo que por tanto hemos querido lograr en este estudio del sistema fotovoltaico es una formación previa de conceptos básicos en los que se basa la energía fotovoltaica y los sistemas fotovoltaicos para poder abordar posteriormente de forma amplia y sin dudas la adaptación de los sistemas fotovoltaicos a la edificación.

La integración fotovoltaica

Una vez asentamos los conceptos de energía fotovoltaica y vimos el abanico de posibilidades que nos ofrecía un sistema fotovoltaico, entonces empezamos a centrarnos en el objetivo del proyecto que es la integración fotovoltaica en la edificación y la realización de un estudio empírico, mediante simulación, de la integración fotovoltaica.

Para ello empezamos investigando como podíamos adaptar un sistema fotovoltaico a un edificio, que posibilidades se nos ofrecían, que tipo de módulos se adaptaban mejor a nuestro objetivo de integración, de qué manera podíamos lograr la integración de dichos módulos en aplicaciones arquitectónicas y cuáles de ellas eran mejores o peores y por qué, llegando a la conclusión de que el Silicio Amorfo es el mejor componente para realizar integración fotovoltaica y así poder adaptarlo nosotros a nuestro sistema de referencia de simulación.

Una vez ya tenemos todo en referencia a comparativa de integración, para saber cuál es la mejor posibilidad para la integración, realizamos el estudio de simulación. Nuestro estudio de simulación está basado en el edificio Duque de Lerma de Valladolid, que tuvimos que adaptar a Toledo por exigencia de los programas de simulación. Antes de empezar la simulación realizamos un estudio de todos los simuladores existentes para finalmente quedarnos con PVSyst como programa de simulación. A partir de aquí nuestro proyecto queda encaminado a la simulación del Duque de Lerma orientado 20 grados oeste, integrando paneles fotovoltaicos, en la mayoría de los casos de Silicio Amorfo y en algún caso de Teluro de Cadmio, este último lo realizamos para contrastar los resultados y estudiar la diferencia empírica existente con el Silicio Amorfo. Adaptamos los paneles a las 4 caras del edificio en las que el frontal, y los laterales izquierdo y derecho son de Silicio Amorfo y la planta es de Teluro de Cadmio.

Posteriormente en cada cara, una vez realizamos la elección del panel y el inversor y simulamos, el programa nos devuelve un estudio detallado del sistema en el que se incluye datos como son:

- Estudio de sombras.
- Resultados principales: que incluyan la temperatura o la energía producida a lo largo de un año.
- Energía incidente efectiva: a lo largo de un año en función de la superficie.
- Las pérdidas que representa el sistema a lo largo de un año.
- Las pérdidas del inversor a lo largo de un año.
- La energía necesitada por el usuario, si bien toda esta energía será suministrada a la red.
- Coeficientes normalizados.
- Tablas comparativas de distintos datos de interés
- Gráficos como son la energía diaria de salida del sistema o energía diaria inyectada a la red.

En la cara lateral izquierda, antes de realizar cualquier simulación decidimos realizar un estudio de sombras mediante Google sketchup, para ver hasta podíamos incluir paneles y abordar posteriormente la simulación.

Tras obtener todos los datos de las 4 caras decidimos abordar el estudio de la rentabilidad económica de nuestro proyecto.

El estudio económico

El estudio económico del proyecto se basa principal y primordialmente en un análisis de viabilidad y rentabilidad de la integración fotovoltaica a partir de los datos obtenidos en la simulación. Tratamos de estudiar la viabilidad de nuestra inversión y su periodo de amortización. Por ello realizamos un análisis exhaustivo de todo lo incluido en nuestro proyecto. Este estudio lo realizamos por 2 vías: simulación por ordenador y estudio económico detallado

Mediante simulación por ordenador, el estudio fue hecho mediante FV-Expert incluyendo los datos necesarios de análisis de la rentabilidad económica en el programa. Dado que el programa no aportaba resultados fiables y presentaba bastantes restricciones, decidimos utilizar la segunda vía y hacer nosotros el estudio económico detallado.

Índice

1. Introducción.	1
1.1. Introducción.	1
1.2. Justificación del proyecto.	2
1.3. Metodología.	3
2. El sistema fotovoltaico.	4
2.1. Panel fotovoltaico.	4
2.1.1. Funcionamiento de las células fotovoltaicas.	4
2.1.1.1. Principios de funcionamiento.	4
2.1.1.2. La célula fotovoltaica.	6
2.1.1.3. El generador fotovoltaico.	10
2.1.2. Tipos de paneles solares.	16
2.1.2.1. Tipos de paneles en función de los materiales.	16
2.1.2.1.1. Silicio puro monocristalino.	16
2.1.2.1.2. Silicio puro policristalino.	18
2.1.2.1.3. Silicio amorfo.	19
2.1.2.1.4. Teluro de cadmio.	20
2.1.2.1.5. Arseniuro de galio.	20
2.1.2.1.6. Diseleniuro de cobre en indio.	21
2.1.2.1.7. Tándem.	21
2.1.2.1.8. Tabla comparativa de los distintos paneles.	22
2.1.2.2. Tipos de paneles en función de su disposición.	24
2.1.2.2.1. Paneles con sistemas de concentración.	24
2.1.2.2.2. Paneles de formato teja o autosustentadas.	25
2.1.2.2.3. Paneles bifaciales.	26
2.1.3. Sistema de seguimiento solar.	27
2.1.3.1. Estructuras fijas.	32
2.1.3.2. Sistemas de seguimiento solar de un eje.	36
2.1.3.3. Sistemas de seguimiento solar de dos ejes.	38
2.2. Regulador de carga.	40
2.3. Batería solar.	45
2.3.1. La batería de PB-ácido.	47

2.3.2. La batería de Ni-Cd.	51
2.4. Inversor.	52
2.4.1. Inversores según la potencia generada.	56
3. La integración fotovoltaica.	58
3.1. Introducción de la energía fotovoltaica en edificios.	58
3.1.1. Dificultades para la integración.	59
3.2. Módulos fotovoltaicos para la integración arquitectónica.	60
3.2.1. Estructura constructiva.	60
3.2.2. Transparencia.	62
3.2.3. Aislamiento térmico.	64
3.2.4 Color.	65
3.2.5. Sistemas de montaje.	66
3.3. Integración fotovoltaica con dispositivos de capa fina.	67
3.3.1. Introducción.	67
3.3.2. Tecnología de capa fina como elemento de integración.	69
3.4. Aplicaciones arquitectónicas de la integración fotovoltaica.	75
3.4.1. Integración en cubiertas ciegas.	75
3.4.1.1. Tejas fotovoltaicas.	76
3.4.1.2. Cubiertas horizontales.	79
3.4.2. Integración en cubiertas acristaladas.	80
3.4.3. Integración en fachadas.	81
3.4.3.1. Integración en muros cortina.	81
3.4.3.2. Integración en fachadas ventiladas.	82
3.4.3.3. Integración en ventanas.	83
3.4.3.4. Integración en parasoles y lamas.	83
3.4.3.4.1. Parasoles estáticos.	83
3.4.3.4.2. Parasoles orientables.	86
3.4.3.5. Efecto chimenea y ejemplo de fachada ventilada.	87
3.4.4. Mobiliario urbano.	90
3.4.4.1. Marquesinas y pérgolas.	91
3.4.4.2. Farolas.	92
3.5. Parámetros característicos en la integración.	94
3.5.1. Irradiación solar.	94
3.5.2. Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombrar.	95

3.5.3. Cálculo de pérdidas por temperatura.	101
3.5.4. Pérdidas angulares, espectrales y por suciedad.	103
3.5.5. Pérdidas por dispersión o disparidad.	105
3.5.6. Mantenimiento.	106
4. Simulación de una instalación fotovoltaica del edificio Duque de Lerma.	107
4.1. Estudio de simuladores existentes en el campo de la fotovoltaica.	107
4.1.1. PV-Sol.	108
4.1.1.1. Breve descripción del programa.	108
4.1.1.2. ¿Por qué descartamos PV-Sol como software de simulación?	110
4.1.2. PVSyst.	111
4.1.3. FV-Expert.	117
4.1.4. Google Sketchup.	124
4.1.5. Otros simuladores.	126
4.2. Localización, orientación y descripción del edificio.	127
4.3. Simulación.	129
4.3.1. Cara frontal.	129
4.3.1.1. Localización de los paneles.	129
4.3.1.2. Cálculo de los paneles e inversores.	130
4.3.1.3. Estudio de sombras.	135
4.3.1.4. Resultados de la simulación.	137
4.3.1.5. Estudio económico de la viabilidad de la instalación.	143
4.3.2. Cara superior.	148
4.3.2.1. Localización de los paneles e inversores.	148
4.3.2.2. Cálculo de los paneles.	148
4.3.2.3. Estudio de sombras.	152
4.3.2.4. Resultados de la simulación.	154
4.3.2.5. Estudio económico de la viabilidad de la instalación.	160
4.3.3. Cara del lateral derecho.	163
4.3.3.1. Localización de los paneles.	163
4.3.3.2. Cálculo de los paneles e inversores.	163
4.3.3.3. Estudio de sombras.	167
4.3.3.4. Resultados de la simulación.	169
4.3.3.5. Estudio económico de la viabilidad de la instalación.	175
4.3.4. Cara del lateral izquierdo.	178

4.3.1.1. Localización de los paneles.	178
4.3.1.2. Cálculo de los paneles e inversores.	178
4.3.1.3. Estudio de sombras.	181
4.3.1.4. Resultados de la simulación.	184
4.3.1.5. Estudio económico de la viabilidad de la instalación.	191
4.3.5. Resultados globales obtenidos.	194
4.4. Conclusiones tras la simulación.	196
5. Bibliografía.	198
5.1. Libros y manuales.	198
5.2. Referencias.	198
6. Anexo: Catálogos de componentes y documentación técnica.	200

Situación de figuras y tablas

6.1. Figuras

Figura 2.1. Característica I-V de la célula.	7
Figura 2.2. Característica I-V de la célula solar.	8
Figura 2.3. Variación de la curva I-V en función de la irradiación.	9
Figura 2.4. Panel y célula fotovoltaica.	11
Figura 2.5. Problema del punto caliente.	13
Figura 2.6. Grupo de módulos fotovoltaicos con protecciones.	15
Figura 2.7. Paneles monocristalinos.	17
Figura 2.8. Panel policristalino.	18
Figura 2.9. Material semiconductor 1 en paneles tándem.	21
Figura 2.10. Material semiconductor 2 en paneles tándem.	22
Figura 2.11. Semiconductores 1 y 2 combinados.	22
Figura 2.12. Paneles de concentración fotovoltaica.	24
Figura 2.13. Partes de un panel de concentración.	25
Figura 2.14. Panel formato teja.	26
Figura 2.15. Funcionamiento del panel bifacial.	26
Figura 2.16. Declinación solar.	29
Figura 2.17. Ángulo cenital y azimutal y altura solar.	29
Figura 2.18. Elevación y azimut.	30
Figura 2.19. Altitud para distintas estaciones.	30
Figura 2.20. Seguidor polar de un eje.	37
Figura 2.21. Seguidor azimutal de un eje.	38
Figura 2.22. Seguidor solar de dos ejes.	38
Figura 2.23. Regulador de carga.	40
Figura 2.24. Esquema de instalación fotovoltaica.	42
Figura 2.25. Batería solar.	45
Figura 2.26. Reacciones químicas en la batería.	47
Figura 2.27. Convertidor cc/ca.	52
Figura 3.1. Panel para integración con doble vidrio, de Vidursolar.	61
Figura 3.2. Célula Sunways con pequeñas perforaciones.	62

Figura 3.3. Módulo semitransparente de silicio monocristalino.	63
Figura 3.4. Módulo semitransparente de silicio amorfo.	63
Figura 3.5. Vidrios con estructura de doble acristalamiento integrado por Onyxsolar.	64
Figura 3.6. Rendimiento de un módulo de silicio multicristalino en función del color.	66
Figura 3.7. Módulos fotovoltaicos en función de su transparencia y generación eléctrica.	71
Figura 3.8. Evolución diaria del FF para módulos de silicio amorfo y cristalino.	71
Figura 3.9. Pérdida de potencia del módulo respecto a la irradiancia.	73
Figura 3.10. Curva I-V de silicio amorfo modelo US32 medida a diferentes temperaturas.	74
Figura 3.11. Curva P-V del silicio amorfo modelo US32 medida a diferentes temperaturas.	74
Figura 3.12. Integración de módulos en cubiertas inclinadas por superposición.	76
Figura 3.13. Teja "Tech tile".	77
Figura 3.14. Teja "tegasolare".	78
Figura 3.15. Figura de "soltechenergy".	78
Figura 3.16. Instalación de módulos en cubiertas acristaladas.	80
Figura 3.17. Integración en lucernarios y claraboyas.	81
Figura 3.18. Integración de módulos fotovoltaicos en muros cortina.	82
Figura 3.19. Esquema del efecto chimenea.	82
Figura 3.20. Esquema de integración fotovoltaica en parasol estático del edificio "Bahía de Cádiz".	85
Figura 3.21. Edificio Bahía de Cádiz.	86
Figura 3.22. Integración fotovoltaica en los parasoles de Eschweiler.	86
Figura 3.23. "Efecto chimenea" de integración en fachadas ventiladas.	87
Figura 3.24. Figura de chimenea fotovoltaica del edificio I+D de Unisolar.	88
Figura 3.25. Izq: Máxima separación. Derecha: Condición estancamiento.	89
Figura 3.26. Integración en mobiliario urbano.	90
Figura 3.27. Integración de módulos de capas delgadas en pérgola.	91
Figura 3.28. Integración de módulos en parkings.	91
Figura 3.29. Integración fotovoltaica en una farola, de Bioenergy.	92
Figura 3.30. Iluminación de la vía del tren de Huelva (cortesía de Tamesol).	93
Figura 3.31. Ejemplo de curvas de pérdidas anuales de irradiancia en Madrid.	94
Figura 3.32. Ejemplo de curvas de pérdidas anuales de irradiancia para diferentes orientaciones en Madrid.	95

Figura 3.33. Esquema equivalente de una célula fotovoltaica.	96
Figura 3.34. Diagramas de trayectorias del sol.	97
Figura 3.35. Cálculo de sombras de unos paneles sobre otros.	100
Figura 3.36. Variación lineal de las pérdidas en potencia de módulos de distintas tecnologías en función de la temperatura.	102
Figura 3.37. Pérdidas angulares y espectrales diarias.	104
Figura 4.1. Visión global del software PV-Sol.	108
Figura 4.2. Barra de tareas de PV-Sol.	108
Figura 4.3. Diseño de la edificación mediante PV-Sol.	109
Figura 4.4. Menú de inicio de PVSyst.	112
Figura 4.5. Menú principal de PVSyst.	112
Figura 4.6. Construcción perspectiva de PVSyst.	113
Figura 4.7. Definición de un bloque mediante PVSyst.	114
Figura 4.8. Cuadro de diálogo para la situación del bloque con PVSyst.	114
Figura 4.9. Definición de área activa para un campo rectangular.	115
Figura 4.10. Menú principal del FV-Expert.	118
Figura 4.11. Ejemplo de dimensionado del sistema con FV-Expert.	119
Figura 4.12. Menú del estudio económico con FV-Expert.	120
Figura 4.13. Estudio económico con FV-Expert 1.	122
Figura 4.14. Estudio económico con FV-Expert 2.	122
Figura 4.15. Estudio económico con FV-Expert 3.	123
Figura 4.16. Estudio económico con FV-Expert 4.	123
Figura 4.17. Posición global de Google Sketchup.	125
Figura 4.18. Menú de opciones de Google Sketchup.	125
Figura 4.19. Ejemplo sencillo de estudio de sombras con Google Sketchup.	126
Figura 4.20. Esquema simplificado del edificio Duque de Lerma.	128
Figura 4.21. Localización de los paneles en la cara frontal.	129
Figura 4.22. Características del sistema para subcampo 1 de la cara frontal.	132
Figura 4.23. Características del sistema para subcampo 2 de la cara frontal.	134
Figura 4.24. Gráfico del factor de sombreado de la cara frontal.	136
Figura 4.25. Energía incidente de ref. en el plano receptor de la cara frontal.	140
Figura 4.26. Producciones normalizadas en la cara frontal.	140
Figura 4.27. Producción normalizada y factores de pérdida en la cara frontal.	141
Figura 4.28. Factor de rendimiento en la cara frontal.	141
Figura 4.29. Diagrama diario entrada/salida.	142

Figura 4.30. Energía diaria de salida del sistema de la cara frontal.	142
Figura 4.31. Análisis económico con FV-Expert en la cara frontal.	143
Figura 4.32. Localización de los paneles en la cara superior.	148
Figura 4.33. Características del sistema para subcampo 1 de la cara superior.	150
Figura 4.34. Características del sistema para subcampo 2 de la cara superior.	152
Figura 4.35. Gráfico del factor de sombreado en la cara superior.	153
Figura 4.36. Energía incidente de referencia en el plano receptor de la cara superior.	157
Figura 4.37. Producciones normalizadas en la cara superior.	157
Figura 4.38. Producción normalizada y factores de pérdida en la cara superior.	158
Figura 4.39. Factor de rendimiento en la cara superior.	158
Figura 4.40. Diagrama diario entrada/salida en la cara superior.	159
Figura 4.41. Energía diaria de salida del sistema en la cara superior.	159
Figura 4.42. Análisis económico con FV-Expert en la cara superior.	160
Figura 4.43. Situación de los paneles en la cara del lateral derecho.	163
Figura 4.44. Características del sistema para subcampo 1 de la cara del lateral derecho.	165
Figura 4.45. Características del sistema para subcampo 2 de la cara del lateral derecho.	167
Figura 4.46. Gráfico del factor de sombreado en la cara del lateral derecho.	168
Figura 4.47. Energía incidente en el plano receptor de la cara del lat. derecho.	172
Figura 4.48. Producciones normalizadas en la cara del lateral derecho.	172
Figura 4.49. Producción normalizada y factores de pérdida en el lat. derecho.	173
Figura 4.50. Factor de rendimiento en la cara del lateral derecho.	173
Figura 4.51. Diagrama diario entrada/salida en la cara del lateral derecho.	174
Figura 4.52. Energía diaria de salida del sistema en la cara del lateral derecho.	174
Figura 4.53. Análisis económico con FV-Experto de la cara del lat. derecho.	175
Figura 4.54. Situación de los paneles en la cara del lateral izquierdo.	178
Figura 4.55. Características del sistema para subcampo de la cara del lateral izquierdo.	180
Figura 4.56. Gráfico del factor de sombreado en el lateral izquierdo.	182
Figura 4.57. Sombreado en Mayo a las 18:50.	183
Figura 4.58. Sombrado en Agosto a las 19:40.	183
Figura 4.59. Energía incidente en el plano receptor de la cara del lat izquierdo.	187
Figura 4.60. Producciones normalizadas en la cara del lateral izquierdo.	187
Figura 4.61. Producción normalizada y factores de pérdida en la cara del lateral izquierdo.	188

Figura 4.62. Factor de rendimiento de la cara del lateral izquierdo.	188
Figura 4.63. Diagrama diario entrada/salida de la cara del lateral izquierdo.	189
Figura 4.64. Energía diaria de salida del sistema de la cara del lat. izquierdo.	189
Figura 4.65. Estudio económico con FV-Expert de la cara del lat. izquierdo.	191

6.2. Tablas

Tabla 2.1. Comparación entre los distintos paneles.	23
Tabla 3.1. Tabla para el cálculo de las sombras en los sistemas de integración.	99
Tabla 3.2. Tabla para el cálculo de las sombras en los sistemas de integración.	99
Tabla 3.3. Efecto de la temperatura en la potencia de los módulos.	102
Tabla 4.1. Características del módulo PVL-136 de Unisolar.	130
Tabla 4.2. Características del inversor Ingecon Sun 15TL-Sm.	131
Tabla 4.3. Características del módulo US-42, de Unisolar.	133
Tabla 4.4. Características del inversor Soleaf DSP-3345k.	133
Tabla 4.5. Tabla del factor de sombreado de la cara frontal.	135
Tabla 4.6. Balance y resultados principales para la cara frontal.	137
Tabla 4.7. Energía incidente efectiva para la cara frontal.	137
Tabla 4.8. Pérdidas detalladas del sistema de la cara frontal.	138
Tabla 4.9. Pérdidas detalladas del inversor en la cara frontal.	138
Tabla 4.10. Utilización de energía y necesidades del usuario en la cara frontal.	139
Tabla 4.11. Coeficientes de rendimiento normalizados para la cara frontal.	139
Tabla 4.12. Características del módulo BP Apollo-980.	149
Tabla 4.13. Características del inversor SUNWAY TG 33-600 V.	149
Tabla 4.14. Características del módulo FS-392 de First Solar.	151
Tabla 4.15. Características del inversor SUNWAY TG 110-600 V.	151
Tabla 4.16. Tabla del factor de sombreado en la cara superior.	153
Tabla 4.17. Balance y resultados principales de la cara superior.	154
Tabla 4.18. Energía incidente efectiva en la cara superior.	154
Tabla 4.19. Pérdidas detalladas del sistema de la cara superior.	155
Tabla 4.20. Pérdidas detalladas del inversor en la cara superior.	155
Tabla 4.21. Utilización de energía y necesidades del usuario en la cara sup.	156
Tabla 4.22. Coeficientes de rendimiento normalizados en la cara superior.	156
Tabla 4.23. Características del módulo NH-100AT_5A.	164
Tabla 4.24. Características del inversor Solargate PV8L100NN.	165

Tabla 4.25. Características del módulo Kaneka K 120V.	166
Tabla 4.26. Características del inversor Soleaf DSP-3350K.	166
Tabla 4.27. Tabla del factor de sombreado de la cara del lateral derecho.	168
Tabla 4.28. Balance y resultados principales de la cara del lateral derecho.	169
Tabla 4.29. Energía incidente efectiva en la cara del lateral derecho.	169
Tabla 4.30. Pérdidas detalladas del sistema de la cara del lateral derecho.	170
Tabla 4.31. Pérdidas detalladas del inversor de la cara del lateral derecho.	170
Tabla 4.32. Utilización de energía y necesidad del usuario de la cara del lateral derecho.	171
Tabla 4.33. Coeficientes de rendimiento normalizados de la cara del lateral derecho.	171
Tabla 4.34. Características del módulo NH-100AT_5A.	179
Tabla 4.35. Características del inversor Se100i.	180
Tabla 4.36. Tabla del factor de sombreado para la cara del lateral izquierdo.	181
Tabla 4.37. Balance y resultados principales de la cara del lateral izquierdo.	184
Tabla 4.38. Energía incidente efectiva en la cara del lateral izquierdo.	184
Tabla 4.39. Pérdidas detalladas del sistema en la cara del lateral izquierdo.	185
Tabla 4.40. Pérdidas detalladas del inversor en la cara del lateral izquierdo.	185
Tabla 4.41. Utilización de energía y necesidad del usuario en la cara del lateral izquierdo.	186
Tabla 4.42. Coeficientes de rendimientos normalizados en la cara del lateral izquierdo.	186

6.3. Ecuaciones

Ecuación 2.1. Característica de un diodo.	6
Ecuación 2.2. Corriente de cortocircuito.	7
Ecuación 2.3. Tensión de circuito abierto.	7
Ecuación 2.4. Influencia de la intensidad de la iluminación.	9
Ecuación 2.5. Cálculo de la declinación solar.	31
Ecuación 2.6. Cálculo de la elevación solar.	31
Ecuación 2.7. Cálculo del azimut de cada hora.	32
Ecuación 2.8. Incidencia de la radiación solar directa.	33
Ecuación 2.9. Radiación total sobre una superficie inclinada.	33
Ecuación 2.10. Cálculo de la relación R.	34
Ecuación 2.11. Procedimiento para el cálculo de R_{media} .	34
Ecuación 2.12. Profundidad de descarga asociado al ciclado diario.	46

Ecuación 2.13. Reacción de la batería PB-ácido.	47
Ecuación 2.14. Condición de uniformidad de la batería.	48
Ecuación 3.1. Índice de refracción del material.	65
Ecuación 3.2. Espesor óptimo de la capa.	65
Ecuación 3.3. Temperatura de un módulo.	102
Ecuación 3.4. Pérdidas debido a suciedad superficial.	103
Ecuación 3.5. Cálculo de a_r	103

Introducción

1.1. Introducción

Uno de los grandes problemas de la humanidad es su dependencia de los combustibles fósiles, ya que provocan un fuerte impacto ambiental además de diversos en el ámbito económicos. El reto está en conseguir que las energías alternativas y renovables vayan sustituyendo de manera continuada a esos combustibles. La principal ventaja de las energías renovables es la de su menor impacto ambiental debido a que reducen el número de contaminantes a la atmósfera. Otra ventaja es que su distribución es más dispersa y menos concentrada, para así conseguir un mejor reparto en la generación de energía.

La gran ventaja de los sistemas fotovoltaicos respecto a otros sistemas de generación eléctrica es que no ocupan necesariamente espacio adicional al ya ocupado por los edificios u otras construcciones. El campo fotovoltaico puede ser integrada encima de superficies construidas o también ejercer la función de elemento de construcción.

Los módulos solares han pasado de ser unos simples equipos de producción de energía a ser al mismo tiempo un elemento constructivo capaz de sustituir elementos tradicionales, o bien ofrecer otras prestaciones adicionales a la de generación eléctrica.

Los mismos fabricantes de placas fotovoltaicas han empezado a diseñar modelos que facilitan su integración o su función constructiva en fachadas o tejados.

Nuestra misión en la elaboración del proyecto fin de carrera es hacer un estudio detallado de todas las posibilidades que el mercado referente a la integración fotovoltaica es capaz de ofrecernos, para conocer como se encuentra la tecnología actualmente en referencia a la integración e incluso poder proponer soluciones y avances a ésta. Por otra parte elaboraremos una simulación para ver cuáles son los resultados de una instalación que tenga estos elementos constructivos.

1.2. Justificación del proyecto

El actual sistema energético está basado en fuentes de combustibles fósiles, los cuales por su propia naturaleza son limitados y acarrearán una serie de problemas tanto medioambientales, de sostenibilidad dada la enorme dependencia energética existente y económicos. Dado que la fuente de energía para los sistemas fotovoltaicos es el sol, podemos considerar este tipo de energía como inagotable.

El efecto fotovoltaico se basa en la diferencia de potencial producida al incidir la radiación sobre un material semiconductor. El material más utilizado para este efecto es el silicio dopado. No obstante, también estudiaremos otras tecnologías en auge con otras características que producen este efecto fotovoltaico. Después estos materiales son ensamblados para formar paneles.

De esta forma, la radiación solar que se recibe en las células que conforman los paneles solares se transforma en energía eléctrica de corriente continua, que posteriormente habrá que manipular para poder obtener el mayor beneficio energético de ella, lo que conlleva en un máximo beneficio económico.

Estos sistemas ofrecen muchas ventajas en cuanto a la producción de energía, ya que esta producción se realiza en horas punta de consumo, se obtiene en el propio lugar de consumo, disminuyendo el transporte de energía y las pérdidas asociadas y así disminuir la dependencia energética del exterior.

De esta manera, dado que la integración es una tecnología virgen dentro del campo de la fotovoltaica, nuestro objetivo principal es hacer ver que esta tecnología es útil y eficiente y que puede ser una buena alternativa en cuanto al suministro de energía dentro de una instalación y poder funcionar tanto de manera dependiente a otra red y vender la energía producida, como para el propio autoconsumo.

1.3. Metodología

En la descripción de la memoria, seguiremos el siguiente criterio. En primer paso detallaremos las características generales de cualquier sistema fotovoltaico, con independencia de su aplicación. Así pues haremos referencia a los módulos fotovoltaicos comentando cuáles son sus principales características, y a otros componentes pertenecientes a una instalación fotovoltaica como son el regulador, la batería y el inversor. Haremos referencia a otros aspectos tales como los sistemas de seguimiento solar.

Tras haber detallado todo esto, nos adentramos en el campo de la integración. En esta parte detallaremos todos los factores que afectan a la integración y todas las soluciones más importantes existentes en el mercado, con el fin de hacer un estudio detallado de este campo.

A continuación detallaremos una simulación de un edificio, en concreto el edificio Duque de Lerma, con el software PVSyst, de tal manera que los materiales empleados simulen un edificio con integración arquitectónica a fin de estudiar su rendimiento, y la conveniencia de su uso para hacer ver al lector que la integración fotovoltaica es una útil solución.

Por último indicaremos la bibliografía consultada, un índice con la ubicación de todas las Figuras, Tablas y Ecuaciones y un anexo con documentación técnica.

El sistema fotovoltaico

En este apartado, nuestro cometido será el de describir los elementos necesarios que debe tener cualquier sistema fotovoltaico para poder lograr un funcionamiento correcto, con el fin de irnos introduciendo poco a poco en los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

2.1. Panel Fotovoltaico

El panel fotovoltaico es el elemento de generación eléctrica sobre el que se basan los principios de conversión de la luz en energía eléctrica. Asimismo, este consiste en la conexión eléctrica de células fotovoltaicas en serie-paralelo hasta obtener unos valores de voltaje y corriente deseados. Este conjunto es encapsulado de forma que quede protegido dándole rigidez mecánica, aislarlo eléctricamente del exterior y protegiéndolo de los agentes atmosféricos cuando trabaje al aire libre. A su vez, los módulos se asocian entre sí en serie y en paralelo para tener la potencia de salida deseada para su aplicación. Para poder entender el funcionamiento de un sistema fotovoltaico será necesario describir el funcionamiento de los paneles, así como hacer una comparativa de los distintos tipos de paneles que se ofrecen en el mercado y distintos tipos de disposiciones de ellos con el fin de un aprovechamiento óptimo de la energía.

2.1.1. Funcionamiento de las células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas con las partes mínimas de las que estará formado un panel. Son las encargadas en sí de transformar dicha luz en energía eléctrica.

2.1.1.1. Principios de funcionamiento

Para entender el funcionamiento de la foto generación, comenzaremos explicando las partes de las que consta un átomo y de qué manera se produce la generación de corriente eléctrica.

Los átomos tienen dos partes bien definidas: el núcleo (carga eléctrica positiva) y los electrones (carga eléctrica negativa). Los electrones giran alrededor del núcleo en

distintas bandas de energía, lo que hace que sea un conjunto estable y eléctricamente neutro, dado que se compensa la carga positiva con la negativa.

Los materiales que van a ser utilizados para la generación de energía eléctrica en las células fotovoltaicas van a ser los semiconductores.

Cuando la luz solar incide sobre el material semiconductor, rompe estos enlaces entre núcleo y capa de valencia, haciendo que estos queden libres para circular por el semiconductor. De igual manera, el espacio que deja la marcha de este electrón hace que queden huecos de misma carga pero signo positivo.

Para evitar la recombinación de estos elementos, debemos crear en el interior de este un campo eléctrico. Por ello debemos tratar el material semiconductor a utilizar, que en la mayoría de los casos será el silicio.

Para ello se crea la unión p-n. Al semiconductor tipo n se le dopará con un elemento de valencia V con lo que quedará un electrón libre y tendrá carga negativa. Por el contrario, para formar un tipo p se le añadirán electrones de valencia III para crear huecos, con lo que tendrá carga negativa.

Para que se produzca el efecto fotovoltaico es necesario que los fotones que incidirán sobre nuestro material semiconductor tengan una energía mayor que un valor determinado, denominado ancho de banda prohibido.

El módulo más pequeño de material semiconductor con unión P-N y por lo tanto con capacidad de producir electricidad, es denominado célula fotovoltaica. Estas células fotovoltaicas se combinan de determinadas maneras para lograr la potencia y el voltaje deseados. Este conjunto de células sobre el soporte adecuado y con los recubrimientos que le protejan convenientemente de agentes atmosféricos es lo que se denomina panel fotovoltaico.

2.1.1.2. La célula fotovoltaica

Una vez explicada brevemente el funcionamiento de los semiconductores a nivel atómico, vamos a entrar en las células fotovoltaicas.

Las células fotovoltaicas son las encargadas de la generación de la corriente eléctrica. Está formado por una lámina de material semiconductor de espesor entre 0,25 y 0,35 mm y una superficie aproximada de 100 cm². Se compone de una capa delgada tipo n, que es la que recibirá la luz, y otra mucho más gruesa que será de tipo p.

Tras las diferentes recombinaciones de los electrones en la unión p-n al ser alcanzado por la luz solar, se origina una corriente de sentido contrario a I_L , debido a la presencia de voltaje entre los extremos del dispositivo. Esta corriente I_L es la corriente propia de un diodo polarizado directamente. Esta corriente a su vez tendrá dos componentes:

- La primera por la recombinación de portadores mayoritarios empujados por el potencial externo aparecido. Esta será denominada I_D .

- La segunda, I_O , debida a la generación de pares electrón-hueco en la unión p-n, con el mismo sentido que la corriente debida a la luz.

La corriente eléctrica suministrada por una célula fotovoltaica vendrá dada por la diferencia entre la fotocorriente I_L y la corriente del diodo I_D-I_O . La **Ecuación 2.1.** es la siguiente y es la característica de un diodo.

$$I = I_L - (I_D - I_O) = I_L - I_O \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.1)$$

La curva característica I-V de la célula solar será la mostrada en la **Figura 2.1.**:

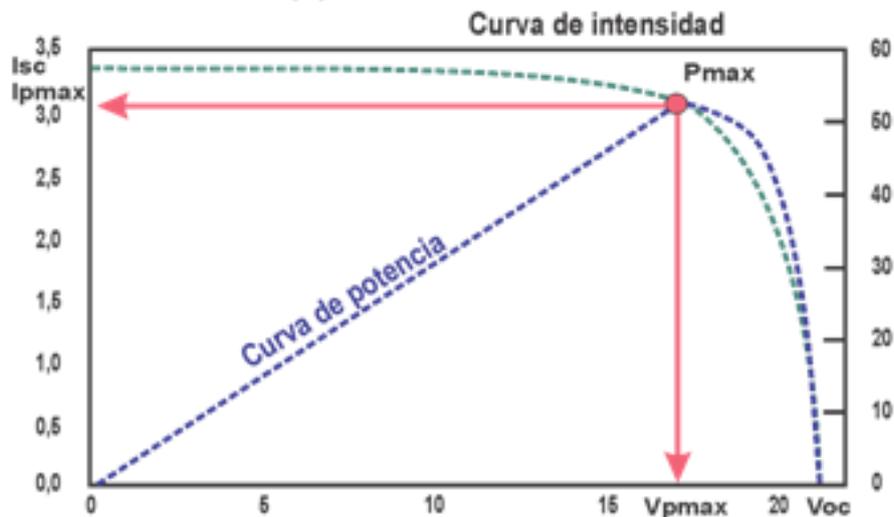


Figura 2.1. Característica I-V de la célula.

El valor máximo de la corriente se dará cuando $V=0$, y se le denomina corriente de cortocircuito, tal y como indica la **Ecuación 2.2.**

$$I_{SC} = I_L(V = 0) \quad (2.2)$$

Si el dispositivo se mantiene abierto, se autopolarizará con una cierta tensión. Se trata de la tensión de circuito abierto V_{OC} y su valor hace que la fotocorriente quede compensada por la corriente de polarización, a través de la **Ecuación 2.3.**

$$V_{OC} = \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (2.3)$$

Así pues, la potencia entregada tendrá punto máximo en (V_M, I_M) , y será ligeramente inferior a (V_{OC}, I_{SC}) .

No obstante nuestros paneles solares a utilizar se verán influenciados a la hora de su funcionamiento básicamente por tres parámetros importantes: la temperatura, la intensidad de la iluminación y los efectos angulares.

a) **Influencia de la temperatura:** La fotocorriente I_L aumenta ligeramente con la temperatura. La variación es pequeña y a primera aproximación la corriente de cortocircuito I_{SC} puede considerarse independiente de la temperatura. Esto implicará que V_{OC} disminuirá con la temperatura.

El factor de forma presenta también una disminución con la temperatura, pero que no será muy relevante en temperaturas inferiores de 200°C . Este decrecimiento se debe al aumento de I_0 y a la forma redondeada del codo de la característica I-V producida por el aumento de la temperatura.

Como consecuencia final podemos determinar que con la disminución de V_{OC} y FF (factor de forma), quedará compensado el aumento de I_L , por lo que podemos determinar que el rendimiento de la célula solar decrece al aumentar la temperatura.

En la **Figura 2.2** podremos ver esa relación gráficamente:

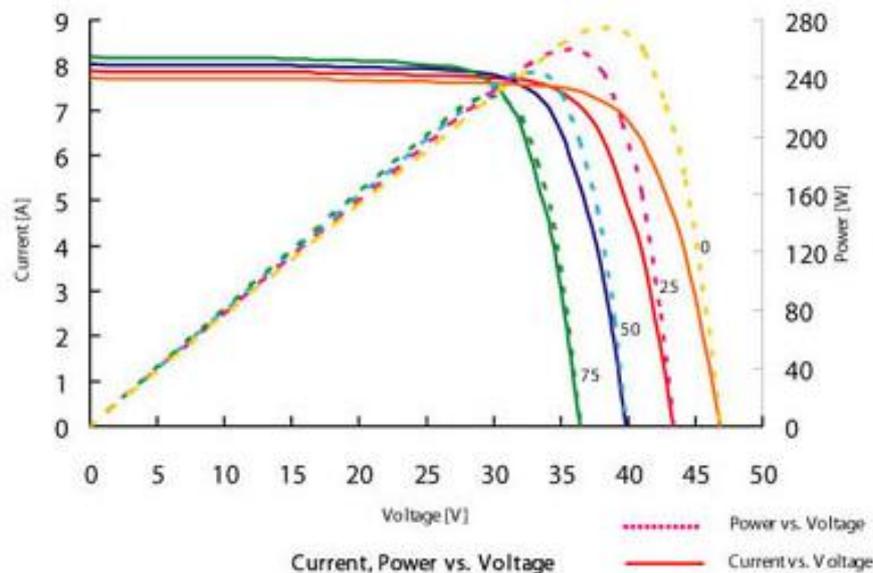


Figura 2.2. Característica I-V de la célula solar.

b) **Influencia de la intensidad de la iluminación:** En un amplio margen, la fotocorriente de las células solares será directamente proporcional a la intensidad de la radiación que incide sobre ella. Debido a esta proporcionalidad podemos establecer el siguiente planteamiento: si la fotocorriente al nivel definido como unidad (normalmente $100\text{mW}/\text{cm}^2$) es I_{L1} , la fotocorriente a un nivel de iluminación que sea x veces superior

a este será $I_L = xI_{L1}$, y si V_{OC1} es la tensión de circuito abierto para iluminación unidad, la tensión para x veces la iluminación establecida como unidad será la establecida en la **Ecuación 2.4**:

$$V_{OC} = V_{OC1} + \frac{KT}{q} \ln x \quad (2.4)$$

A continuación mostraremos de manera gráfica dicha influencia sobre la curva I-V en la **Figura 2.3**:

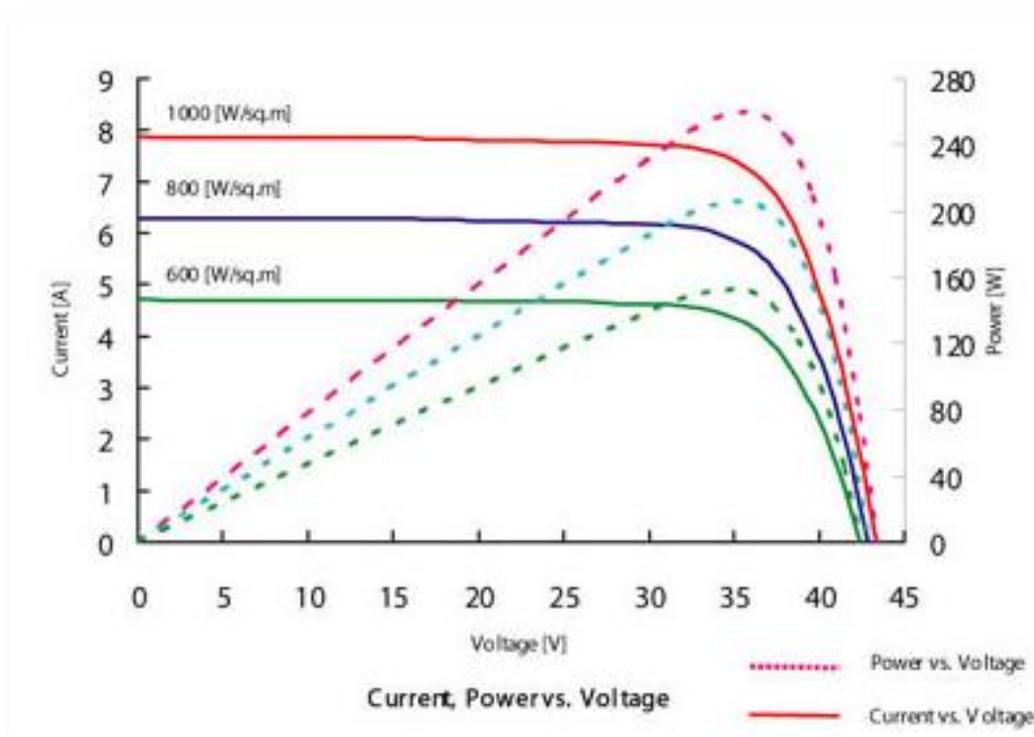


Figura 2.3. Variación de la curva I-V en función de la irradiación.

Como podemos observar a través de esta gráfica, V_{OC} aumenta con la iluminación- Al aumentar tanto I_{SC} como V_{OC} , la energía a extraer de la célula será mayor, por lo que podemos determinar que al aumentar la irradiación solar sobre la célula, aumenta el rendimiento de ésta.

Para poder estudiar de una manera correcta la iluminación que incide sobre una célula fotovoltaica, hay que distinguir las componentes de la radiación solar. Son las siguientes:

Directa: es la recibida desde el Sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.

Difusa: Es la que sufre cambios en su dirección, principalmente provocados por la reflexión y difusión en la atmósfera.

Albedo: Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies.

Aunque estas tres componentes están presentes en la radiación solar, la radiación directa es la mayor y la más importante en las aplicaciones fotovoltaicas. No obstante, áreas de un panel fotovoltaico que esté en sombra también recibe radiación debido a la radiación difusa.

c) **Efectos angulares**: Es otro aspecto importante a tener en cuenta. Estos tienen en cuenta que la radiación efectiva captada para ser utilizada de modo útil por los módulos decrece a medida que aumenta el ángulo de incidencia de la radiación sobre la superficie del módulo, en una proporción superior a la ley del coseno. Este efecto es más influyente en sistemas fijos que en sistemas de seguimiento. La irradiancia efectiva también disminuye con la cantidad de polvo o suciedad en la parte frontal del módulo, acentuada con el ángulo de incidencia. Se puede considerar que para módulos planos se puede extender el periodo de medida a $\pm 30^\circ$ sin error significativo.

2.1.1.3. El generador fotovoltaico. Panel solar.

Para el empleo de las células solares, se asocian en combinaciones serie-paralelo para formar los paneles solares fotovoltaicos, que es una estructura sólida y manejable, lo que permite obtener los mayores valores posibles de tensión y de corriente.

El tiempo de vida de estos módulos fotovoltaicos en condiciones normales de operación de estos, debe ser siempre superior a 20 años. Vendrá determinado por la duración del encapsulado, que debe ser impermeable al agua así como resistir la abrasión y la fatiga térmica, debido a la gran cantidad de horas que estará en exposición al sol. También son importantes datos como la facilidad de limpieza y el precio de éstas.

Al compendio de los distintos paneles conectados en serie forman lo que se denomina ramal. La conexión en paralelo de los distintos ramales forman el generador

fotovoltaico, para aportar los niveles de tensión y de potencia requeridas para las diferentes aplicaciones.

El módulo o panel fotovoltaico proporciona los niveles de voltaje y corriente apropiados a cada aplicación, protege a las células frente a las agresiones de los agentes de la intemperie, las aísla eléctricamente del exterior y, por último, da rigidez mecánica al conjunto. El mercado ofrece una grandísima variedad de módulos. El más característico estará constituido por entre 30 y 36 células solares de silicio cristalino. No obstante, más adelante, al explicar los distintos tipos de paneles existentes, entraremos en más detalle en los diferentes tipos, así como ejemplos concretos de estos. A continuación en la **Figura 2.4.** de lo que es un panel fotovoltaico.

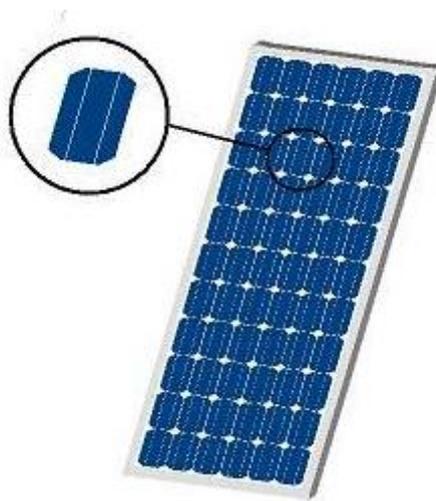


Figura 2.4. Panel y célula fotovoltaica.

Cuando la forma geométrica de las células es un cuadrado, la superficie del panel será la mínima para un número dado de células, debido a que el espacio existente entre ellas es prácticamente nulo, lo que permite que el tamaño de los paneles sea menor, lo que abarata el costo del mismo y de su transporte. Además hay menos superficie expuesta al viento, lo que hace que sufra menos daños.

Entrando en **las características mecánicas de los paneles**, hay que decir que los detalles del ensamblado varían en virtud de cada fabricante, pero todos tienen unos puntos comunes. Para evitar la ruptura de las células, estas son protegidas añadiendo dos capas de sostén, lo que deja a las mismas en el medio de una estructura "sándwich", con dos capas plásticas de protección:

- La superior será translúcida y con protección a los rayos UV.
- La inferior incrementará la rigidez de la estructura y proveyendo de igual manera una capa dieléctrica.

En frente del panel tiene un vidrio templado (resistente al impacto) que protege a las células de los agentes meteorológicos. Por último, para dar mayor rigidez mecánica al conjunto y facilitar el montaje de panel a un soporte, el perímetro del panel tiene un marco metálico de aluminio que evita la oxidación destructiva.

Las conexiones serán en la parte trasera del panel. Estos tendrán una capa de plástico, con tapa removible y agujeros de plástico para la entrada y salida del cableado. Debe estar diseñado de tal manera que brinde protección ambiental y permitir un mejor anclado mecánico para los cables de conexión. En la caja se hallan los dos bornes de salida: positivo (de color rojo) y negativo (de color negro).

La estructura de los soportes de los paneles también deben cumplir unos requisitos mecánicos. Debe ser capaz de resistir las sobrecargas del viento y nieve entre otros factores.

El soporte debe ser capaz de soportar las dilataciones térmicas sin que se transmitan cargas que pudieran afectar a la integridad del módulo. Obviamente, se protegerá de la acción de los factores ambientales.

Los puntos de sujeción para el módulo serán suficientes en número, una vez tenida en cuenta la posición relativa y el área de apoyo, de forma que no se produzcas flexiones en los módulos superiores a las permitidas. La tornillería utilizada será de acero inoxidable.

En el caso en el que nos centraremos más adelante, que será en las instalaciones integradas en cubierta, el diseño de la estructura entre módulos se ajustará a las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción en cubiertas.

A la hora de la instalación y funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, en muchas ocasiones tenemos un problema denominado problema del **punto caliente**.

Para explicar este fenómeno con facilidad, supongamos un módulo con 36 células asociadas en serie, en las que una de ellas tiene un valor I_{SC} bastante inferior a las demás. Esto puede producirse o bien por un defecto de fabricación o bien porque esté parcial o totalmente sombreada. Para explicar con mayor facilidad este fenómeno, recurrimos a la **Figura 2.5**, donde detallamos los valores de intensidad en función del voltaje en la célula pero del conjunto.

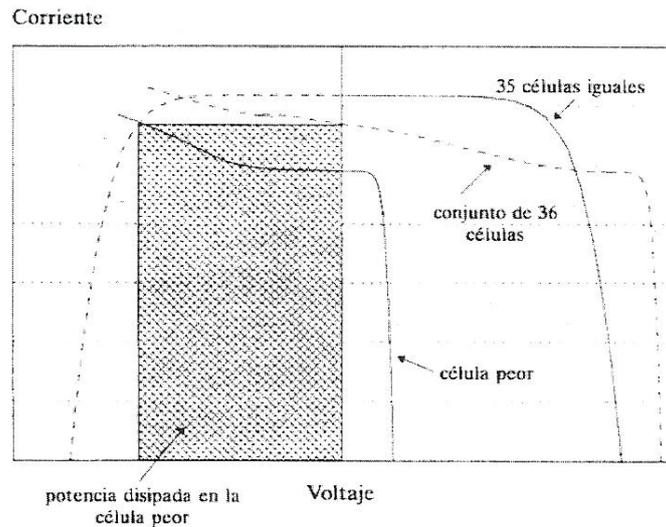


Figura 2.5. Problema del punto caliente.

Como observamos en la **Figura 2.5**, con el módulo en cortocircuito, el voltaje de cada una de estas dos curvas debe ser igual y de signo opuesto. En esta condición, la célula que no funciona correctamente está inversamente polarizada y se ve obligada a disipar una potencia igual al área rallada de la **Figura 2.5**, que resulta ser igual a la potencia generada por las otras 35, lo que conlleva que la célula peor se comporte como una carga para el resto. Esto, debido al efecto Joule, hace que aumente considerablemente la temperatura de la célula. Si supera la temperatura máxima de la célula, puede ocasionar daños irreversibles en ella.

Otros problemas que presentan los módulos fotovoltaicos son los siguientes:

- Polarización: los portadores de carga liberados en el proceso fotovoltaico pueden acumularse en las zonas exteriores de las áreas más internas. Esto altera la curva característica y reduce el rendimiento de la célula. Por suerte, los daños que produce este efecto no son permanentes.

- Corrientes de derivación capacitivas: Si el inversor carga el módulo con fluctuaciones del lado de corriente continua, se producen corrientes de desplazamiento periódicas. Por tanto, el módulo se carga y se descarga periódicamente. En el peor de los casos, si la corriente es lo suficientemente grande que el sistema de monitorización de la corriente residual se dispare e interrumpa la conexión a red.

- Resistencia de aislamiento: Todos los sistemas fotovoltaicos deben estar aislados de la toma de tierra. Por tanto, los inversores siempre comprueban la resistencia de aislamiento antes de realizar la conexión. Especialmente importante es para equipos sin transformador, donde es posible que no se conecte con valores superiores a 1mA ($=1\text{K}\Omega/\text{V}$), un valor que una instalación fotovoltaica de gran tamaño con picos de potencia de algún kilovatio puede alcanzar fácilmente cuando se produzcan situaciones con alta humedad.

Para ello son importantes las **protecciones eléctricas** a los módulos para evitar riesgos o accidentes que pueda ocasionarles daños tanto leves como graves, cuyo riesgo más importante es el explicado anteriormente del punto caliente.

El método más utilizado para evitar el fenómeno del punto caliente consiste en conectar diodos de paso en paralelo con grupos de células asociadas en serie. Sin los diodos, la célula pero soportaría toda la tensión generada por las células. El diodo asociado a la rama que tiene la célula en mal funcionamiento tendría que soportar la caída de tensión generada en ese ramal, pero el resto de ramales funcionarían correctamente.

Después de conectar varios módulos, puede ocurrir por este mismo fenómeno que un módulo tenga menor V_{OC} y pueda comportarse como una carga para el resto. Esta disipación se transforma nuevamente en disipación de calor, lo que puede hacer que el módulo sea dañado. Para evitar este problema, se recurre a la instalación de diodos de bloqueo en serie con cada elemento de la asociación en paralelo. Hay que destacar que la diferencia significativa entre módulos (o grupos de módulos) conectados en paralelo es poco probable, lo que hace que estos diodos de bloqueo no sean tan necesarios como lo son los diodos de paso.

La protección se completa con fusibles, como elemento protector de sobretensiones y sobreintensidades. Se hace necesario el empleo de estos cuando tenemos 4 o más ramas de paneles en paralelo, porque pueden calentar en exceso los cables, aunque las sobreintensidades se mantengan leves. Los fusibles se situarán en el borne positivo debido a que no pueden ser conectados a tierra, lo que hace indispensable conectarlo en cada polaridad de cada línea.

A continuación, en la **Figura 2.6**, un esquema de un grupo de módulos fotovoltaicos.

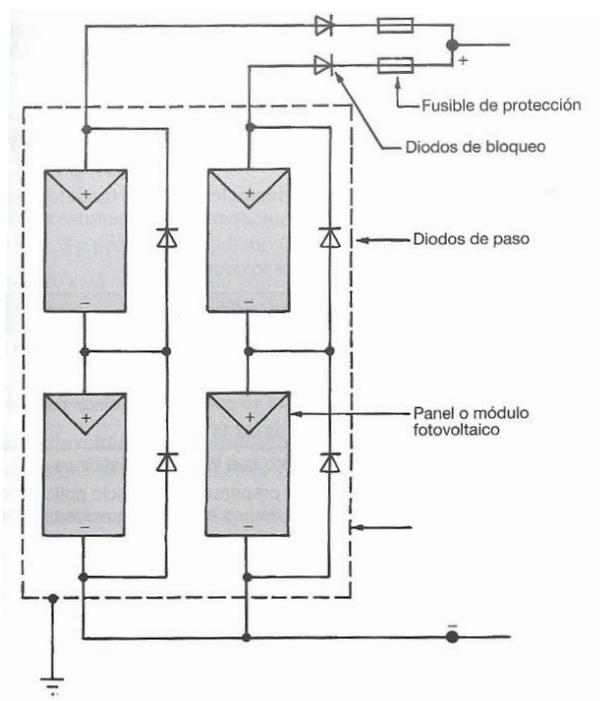


Figura 2.6. Grupo de módulos fotovoltaicos con protecciones.

2.1.2. Tipos de paneles solares

Es importante definir unos aspectos generales que afectan a todos los tipos de materiales con los que se fabrican los distintos tipos de paneles solares.

- Cristalinidad: Indica la ordenación de los átomos en la estructura cristalina. El material utilizado, normalmente silicio, puede aparecer de varias formas, como veremos posteriormente.

- Coefficiente de absorción: Indica cómo la luz, con una longitud de onda específica, puede penetrar en el material antes de ser absorbida. Un coeficiente de absorción pequeño significa que el material no absorbe fácilmente la luz. Dependerá del material que haya encima de la célula y de la longitud de onda de la luz absorbida.

- Coste y complejidad de fabricación: Variará según los procesos de fabricación así como la dificultad de la obtención del material y la cantidad de este utilizado.

Una vez teniendo claros estos conceptos, podemos establecer dos claras divisiones de los paneles, en función de los materiales y en función de la forma en la que estén distribuidos los mismos.

2.1.2.1. Tipos de paneles en función de los materiales.

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales semiconductores y los métodos de fabricación que se empleen. Actualmente los predominantes son los elaborados con silicio, aunque hay paneles de otros materiales de los que su desarrollo está creciendo. Los tipos de paneles solares que se pueden encontrar en el mercado son:

2.1.2.1.1. Silicio puro monocristalino

Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. Fácilmente reconocible por su monocromía azulada oscura y metálica. Presenta una estructura perfectamente ordenada y su comportamiento y estructura uniforme lo hace un buen conductor. Su gran inconveniente incide en su difícil

fabricación. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles, y para los comerciales de un rendimiento entre el 13% y el 18%. Junto a los paneles policristalinos de silicio, constituye el principal material del que están constituidos la mayoría de los paneles solares existentes en el mercado.



Figura 2.7. Paneles monocristalinos.

Así pues concentrándonos a ejemplos mucho más específicos, vemos que los paneles monocristalinos son capaces de generar una gran variedad de niveles de potencia.

La potencia de cada panel cambiará según el modelo y estos andarán en un valor del orden de vatios hasta los 300W por panel. La variedad de estos paneles es muy diversa y podemos encontrar bastantes fabricantes especializados en la fabricación de estos paneles solares, como por ejemplo Canadian Solar, GM, ISOFOTON, Jinko Solar, Trina Solar y Yingli Solar, entre muchos otros.

A continuación mostraremos varios ejemplos de distintos paneles de distintos fabricantes a fin de poder establecer una comparativa entre todos ellos y mostrar parámetros comunes sobre ejemplos específicos sobre los que podremos sacar las conclusiones oportunas. Sus características pueden ser consultadas en el anexo.

1. Módulo ISF-240-245-250 (tres paneles distintos similares) de ISOFOTON (*Catálogo 2.1*, página 211)
2. Módulo FG250CE-48M de Full Green Solar Tech (*Catálogo 2.2*, página 212)
3. Módulo ISF-145/150 de Isofotón (*Catálogo 2.3*, página 213)

4. Módulo FG85CE-18M (*Catálogo 2.4*, página 214)

Como podemos apreciar en esta pequeña muestra de los distintos tipos de paneles monocristalinos, vemos que el rendimiento oscila normalmente entre el 13% y el 17%. También se puede observar tras la comparación de los rendimientos de estas placas, que dicho rendimiento será mayor cuanta mayor sea la capacidad del módulo de producir electricidad.

2.1.2.1.2. Silicio puro policristalino

Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso en el proceso de cristalización constará de menos fases. Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales de entre el 12% y el 14%) siendo su precio también más bajo.



Figura 2.8. Panel policristalino

Al igual que ocurre con los paneles monocristalinos, existen muchísimos tipos de paneles que varían según el fabricante y la potencia, y también existen infinidad de empresas que se dedican a la construcción de este tipo de paneles. Entre ellas podemos citar Jinko Solar, Trina Solar, Yingli Solar, Panasonic, Mitsubishi o Schott Solar.

A partir de ahora nos centraremos en ejemplos mucho más específicos, como ya hicimos con los paneles de silicio puro monocristalino, para los paneles policristalinos para poder establecer una clara comparativa.

1. Módulo PV-TJ225GA6 de Mitsubishi (*Catálogo 2.5*, página 215)
2. Módulo SCHOTT Solar Poly Performy 240/245 (*Catálogo 2.6*, página 216)
3. Módulos STP 210-200-190 de Suntech (*Catálogo 2.7*, página 217)

Como supusimos previamente, los rendimientos de los módulos policristalinos son inferiores a los de un panel monocristalino. No obstante, en algunas placas el rendimiento se asemeja demasiado al de los monocristalinos lo que, sabiendo que son más baratos, muchas veces es conveniente utilizar los policristalinos. Además en estos también aumenta el rendimiento a medida que la potencia nominal del panel va aumentando.

Por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Éstos serán los utilizados en la integración fotovoltaica. Son los denominados paneles de lámina delgada.

Así pues, los tipos de paneles de **lámina delgada** son:

2.1.2.1.3. Silicio amorfo

Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna, lo que implica que tenga un gran número de defectos estructurales. Sus ventajas son el costo de fabricación, que es mucho menor, y que son eficientes bajo la iluminación artificial. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento normal es inferior al 10%, en torno al 8%.

Para compensar el bajo rendimiento de este panel, apila tres capas de material amorfo. Cada una responderá a un rango distinto de frecuencias del espectro visible. El más profundo responde al rojo, el central al verde y el de arriba al azul. Aún así, la eficiencia total sigue siendo más baja que la de un panel monocristalino o policristalinos, lo que hace que la superficie necesaria para obtener la misma potencia que en estos últimos sea mayor en el caso del amorfo.

2.1.2.1.4. Teluro de cadmio

Compuesto formado por Cadmio y Teluro. La ventaja de este material radica en que se puede formar finísimas películas de dicho material, además que su coste de fabricación es considerablemente más barato que los paneles convencionales de silicio. En contrapartida, su rendimiento será menor, aproximadamente del 10%. Una de las empresas que más ha desarrollado los módulos de capa fina, si no la mayor, y por ende, la de Teluro de Cadmio, es First Solar. Actualmente, la empresa americana General Electric (GE) ha desarrollado tras una enorme inversión, paneles de este material que llegan al 13%, que es el más económico del mercado. Se trata de la mayor eficiencia para equipos de película delgada de teluro de cadmio (CdTe) jamás anunciada y mejorará sustancialmente la capacidad de generación de energía solar de estos paneles.

A continuación un ejemplo de este material para ver sus características tanto mecánicas como eléctricas.

1. Módulo First Solar FS Series 2 PV Module de First Solar. (*Catálogo 2.8*, página 218)

2.1.2.1.5. Arseniuro de galio

Uno de los materiales más eficientes. Este material es mucho mejor de cara a la absorción de la luz solar respecto del silicio, aunque resulta bastante más caro. Mantiene sus buenas características a elevadas temperaturas. Presenta tolerancia a radiaciones ionizantes. Su rendimiento oscila en el 27%. La empresa más destacada en la fabricación de este tipo de paneles solares es Semprius. Esta empresa ha logrado en sus paneles que, mientras que una célula solar de silicio solo absorbe de manera eficiente una estrecha banda de luz solar, las células de este módulo están hechas de 3 capas de arseniuro de galio, cada una modificada para convertir una parte diferente del espectro

solar en electricidad. Dicha empresa ha logrado en sus paneles una eficiencia máxima del 33,9%, lo que supone que un módulo solar ha sido capaz de superar por primera vez para un panel fotovoltaico la capacidad de producir más de un tercio de la energía solar incidente en electricidad.

2.1.2.1.6. Diseleniuro de cobre en indio

Se trata de un nuevo tipo de panel solar muy fino, muy barato de producir y que según dicen sus desarrolladores presenta el mayor nivel de eficiencia de todos los materiales. Este nuevo tipo de panel está basado en el **Cobre Indio Galio Diselenido (CIGS)** y se prevé que en un futuro no muy lejano, debido a su competitiva relación entre producción de energía/costo pueda llegar a sustituir a los combustibles fósiles en la producción de energía. A día de hoy, sus rendimientos son mucho menos óptimos que los previstos en un futuro, con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%.

2.1.2.1.7. Tándem

Por último, existen también los llamados paneles **Tándem** que combinan dos tipos de materiales semiconductores distintos. Debido a que cada tipo de material aprovecha sólo una parte del espectro electromagnético de la radiación solar, mediante la combinación de dos o tres tipos de materiales es posible aprovechar una mayor parte del mismo (*Figuras 2.9, 2.10 y 2.11*). Con este tipo de paneles se ha llegado a lograr rendimientos del 35%. Teóricamente con uniones de 3 materiales podría llegarse hasta rendimientos del 50%.

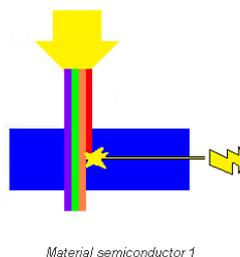


Figura 2.9. Material semiconductor 1

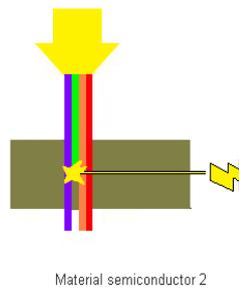


Figura 2.10. Material semiconductor 2

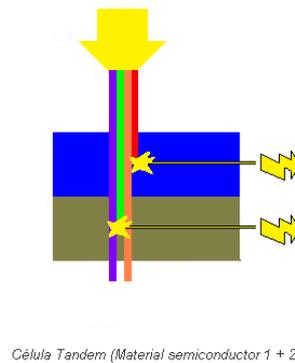


Figura 2.11. Semiconductores 1 y 2 combinados.

El funcionamiento es el siguiente: La célula con material semiconductor 1, solo aprovecha una parte del espectro electromagnético de que se compone la luz solar. La célula con el material semiconductor 2 aprovecha otra parte del espectro electromagnético de la luz diferente al del material semiconductor 1. Con esto, en la célula Tándem se combinan ambos tipos de materiales, con lo que se aprovecha la parte del espectro electromagnético de ambos tipos de materiales son capaces de transformar en energía eléctrica. El rendimiento total será en teoría la suma de los rendimientos de ambos tipos de células por separado. No obstante, es posible que parte del espectro que cubre un material lo hubiera cubierto también el otro en el caso de que estuviera el primero, por lo que el rendimiento sería algo menor que la suma de ambos.

2.1.2.1.8. Tabla comparativa de los distintos paneles

La mayoría de los módulos comercializados actualmente están realizados de silicio monocristalino, policristalino y amorfo. El resto de materiales se emplean para aplicaciones más específicas y son más difíciles de encontrar en el mercado.

A continuación y a modo de resumen, estableceremos una tabla comparativa entre todos los materiales con los que se fabrica los paneles, comparando de una manera clara las características más importantes de estos. De esta tabla se excluirán los paneles Tándem, debido a que es la suma de dos o varios paneles de distintos materiales.

Tabla 2.1. Comparación entre los distintos paneles.

	Mono - cristalinos	Poli - cristalinos	S. Amorfo	Teluro de Cadmio	Arseniuro de Galio	Diseleniuro de cobre en Indio
Rendimiento actual	Del 13% al 18%	Del 12% al 14%	En torno al 8%	Alrededor del 10%	En torno al 27%	En torno al 9%
Precio	Caro, debido a su difícil fabricación	Caro, pero no tanto como el mono - cristalino	Barato	Muy barato	Muy caro	Normal, sobre todo en cuanto a relación producción / costo
Grosor	Gruoso	Gruoso	Delgado	Muy delgado	Delgado	Muy delgado
Uso en el mercado actual	Muy común	Muy común	Común para aplicaciones de baja potencia, e integración fotovoltaica	Poco común	Poco común	Poco común
Posibilidades de mejoras en el futuro	Se encuentra muy desarrollado actualmente	Se encuentra muy desarrollado actualmente	Se encuentra muy desarrollado actualmente	Se espera una gran mejora del rendimiento en un breve tiempo	Se espera una mejora del rendimiento, que supere cualquier otro	Se espera de él que pueda sustituir a los combustibles fósiles por su relación producción / coste
Empresas dedicadas a su fabricación y desarrollo	ISOFOTON, Jinko Solar, GM, Trina Solar, Yingli Solar, Bosch, Upsolar, Canadian Solar, etc.	Jinko Solar, Trina Solar, Panasonic, Mitsubishi, Schott Solar, Sharp, USL, Sunsystem, Suntech, etc.	First Solar, Sharp, BSC, Kaneka, Bosch, Q- cells, Pilkinton, Alwitra, etc.	General Electric, First Solar	Semprius	General Electric, Global Solar, UNI-SOLAR

2.1.2.2. Tipos de paneles en función de su disposición.

También es posible clasificar los tipos de paneles en función de su forma. Empleándose cualquiera de los materiales antes comentados se fabrican paneles en distintos formatos para adaptarse a una aplicación en concreto o bien para lograr un mayor rendimiento. Algunos ejemplos de formas de paneles distintos del clásico plano son:

2.1.2.2.1. Paneles con sistemas de concentración

Son sistemas basados en la abstracción de energía a partir de la irradiación solar, con la ventaja de obtener una alta producción de energía con solo una pequeña parte de la cantidad de material fotovoltaico de los sistemas tradicionales. Su funcionamiento vendrá más detallado en la **Figura 2.12**, donde se ve la incidencia de los rayos del sol.

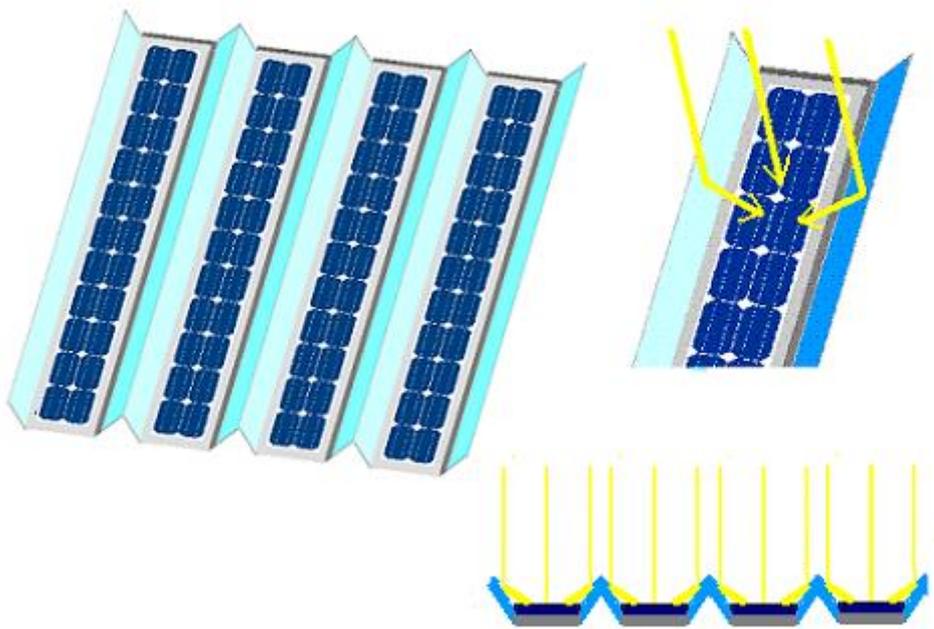


Figura 2.12. Paneles de concentración fotovoltaica.

Normalmente consta de cuatro partes: Unidad energética CFV, panel CFV, Sistema CFV y seguidor de doble eje, como muestra la **Figura 2.13**.

1. La unidad energética CFV es el sistema óptico que permite que la eficiencia de los paneles sea mucho mayor. Deberá tener bajas pérdidas ópticas para brindar una buena eficiencia.

2. El panel será el encargado de la conversión de la energía solar en electricidad.

3. Los seguidores de doble eje son los encargados permite el seguimiento de la luz solar de manera totalmente monitorizada, con el fin de un máximo aprovechamiento de la energía.

4. El sistema CFV maximizan la producción de energía por superficie para reducir el uso de terreno.

La empresa más destacada especializada en este tipo de paneles es Solar Focus, empresa líder en tecnología CFV de origen español.



Figura 2.13. Partes de un panel de concentración.

2.1.2.2.2. Paneles de formato teja o autosustentadas

Estos paneles son de pequeño tamaño, como el ejemplo de la **Figura 2.14**, y están pensados para combinarse en gran número para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. El propósito de estos elementos es el de sustituir a las tejas convencionales, cumpliendo la doble función de mantener su función

constructiva y a su vez producir energía eléctrica. Las hay autosustentadas (que no necesitan de un soporte base para cada módulo), y otras que sí que necesitan de un soporte, ya sea cerámico u otro material, con la ventaja de que son más fáciles de reponer que las primeras. Como este tipo de paneles forma dentro de la integración arquitectónica, hablaremos con más profundidad de ellos más adelante.



Figura 2.14. Panel formato teja.

2.1.2.2.2. Paneles bifaciales

Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel. Obviamente, lo normal es que en la cara frontal se reciba más irradiación y se generará más producción que en la cara reversa. Este tipo de paneles son utilizados, en lugares como la Antártida, donde se aprovecha el rebote que ejerce el hielo del suelo sobre la cara inferior de la placa. También se suele hacer uso de espejos, para aprovechar dicho rebote. Una empresa puntera en este sector de la fotovoltaica es BSolar.

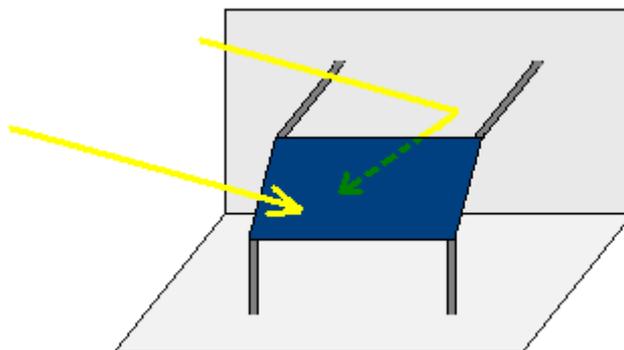


Figura 2.15. Funcionamiento del panel bifacial.

2.1.3. Sistemas de seguimiento solar.

En los sistemas solares fotovoltaicos existe la posibilidad de emplear elementos seguidores del movimiento del Sol que favorezcan y aumenten la captación de la radiación solar. No obstante, para el campo de la integración fotovoltaica sobre el que hablaremos más detalladamente, cabe destacar que estos elementos seguidores no serán utilizados, dado que la posición de los paneles de integración será fija. Aún así, hablaremos de estos sistemas dado que también pueden formar parte un sistema fotovoltaico.

El empleo de captadores en energía solar requiere del conocimiento de la posición del sol en un momento determinado, esto se hace con vistas a determinar la inclinación que se dará a los mismos. Por tanto contar con las ecuaciones adecuadas para conseguir ese fin, el posicionamiento del sol, se convierte en algo de vital importancia.

A efectos de conocer la incidencia de la radiación solar sobre las placas fotovoltaicas, es importante tener claro algunos conceptos, **la altura o elevación angular, y el azimut solar** que constituyen el sistema de coordenadas horizontales, y **la declinación y ángulo horario** que constituyen el sistema de coordenadas horarias. Haremos referencia la mayoría de las veces al primero de ellos, ya que el primero englobará las coordenadas del segundo.

Hablaremos a continuación de términos básicos que menudo se utilizaran para hacer referencia al sol o a la incidencia de los rayos sobre los paneles, a fin de poder entender mejor los conceptos de posicionamiento solar:

- Elevación: Altura solar o ángulo observado entre el plano del horizonte y la posición solar.

- Cenit del observador: Perpendicular al plano del horizonte, en el punto de observación.

- Ángulo cenital: Complementario de la elevación o ángulo observado entre el cenit del observador y la posición solar. Es decir si consideramos "g" como la elevación, entonces el ángulo cenital será igual a: $90 - g$.

- Mediodía, orto y ocaso solar: Constituyen 3 meridianos de referencia. En el punto de observación, se tomara como dirección norte-sur el meridiano del lugar y como dirección este-oeste, el paralelo. El sol tendrá elevación máxima al medio día solar y nula para el orto y el ocaso.

- Acimut: Ángulo observado entre el meridiano que se correspondería con el medio día solar y la posición del sol en el momento de la observación. Se mide de manera negativa hacia el este y positiva hacia el oeste.

- Declinación: Al hacer que sea la tierra el centro de la esfera celeste, y al hacer coincidir el plano del ecuador terrestre con el celeste, se denomina declinación al ángulo formado entre la “órbita solar” y el plano del ecuador celeste.

- Ángulo horario: Posición angular del sol a lo largo del día. Si una vuelta son 360° , y tiene lugar a lo largo de un día, entonces una hora será $360^\circ/24=15^\circ$. En la ecuación de la elevación angular viene explicado de forma más detallada ya que es un parámetro de la misma.

- Latitud: Distancia angular que existe entre la línea del ecuador y el paralelo al plano del ecuador de una localización terrestre. Se mide en grados de 0 hasta 90, de forma positiva en el hemisferio norte, y negativa para el hemisferio sur.

Trataremos ahora de explicarlo gráficamente de forma básica, sin ahondar en ello ya que no es objeto del proyecto, pero intentando que quede claro algunos de los conceptos más importantes arriba mencionados.

En la **Figura 2.16**, tratamos de plasmar gráficamente la definición de declinación, que como ya hemos dicho considerando la tierra el centro de la esfera y haciendo coincidir el plano del ecuador terrestre con el celeste, observamos la declinación como el ángulo entre la órbita solar y el plano ecuador celeste.

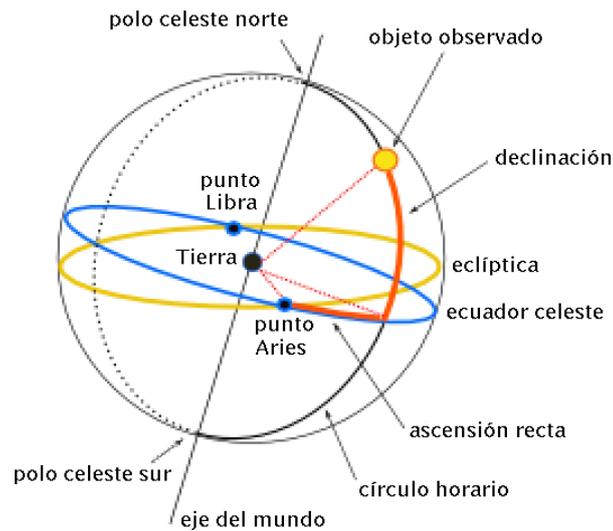


Figura 2.16. Declinación solar.

En la **Figura 2.17.** tratamos de que se vea la elevación, el ángulo cenital y el ángulo azimutal. En función de los términos antes mencionados parece claro relacionar los términos con la imagen, aunque tal vez sea un poco más complicado para el ángulo azimutal, el que es posible que se vea más claro en la **Figura 2.18.**

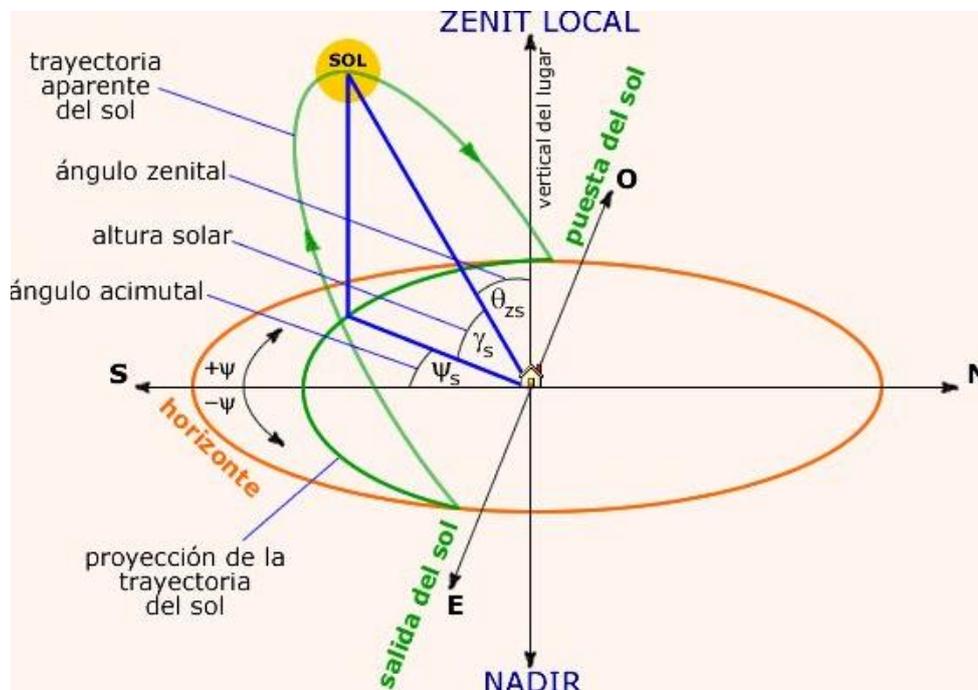


Figura 2.17. Ángulo cenital y azimutal y altura solar.

Observando la **Figura 2.18**, la altura es el ángulo "x" que está formado por la posición del sol sobre la horizontal. El ángulo irá variando según la época del año, un fenómeno físico que implica la cantidad de energía que podrán asimilar las placas fotovoltaicas.

El azimut, en el dibujo, está representado como el ángulo "Y". Es el ángulo formado por la posición del sol y el eje norte-sur, que representa el meridiano que correspondería con el medio día solar. Tanto la altura como el Azimut, vienen dados en unas series de tablas, que nos indican sus valores durante todos los días del año. Las placas fotovoltaicas tienen que tener unos 2° de movilidad, para que los rayos incidan sobre ellas de forma perpendicular durante todo el día.

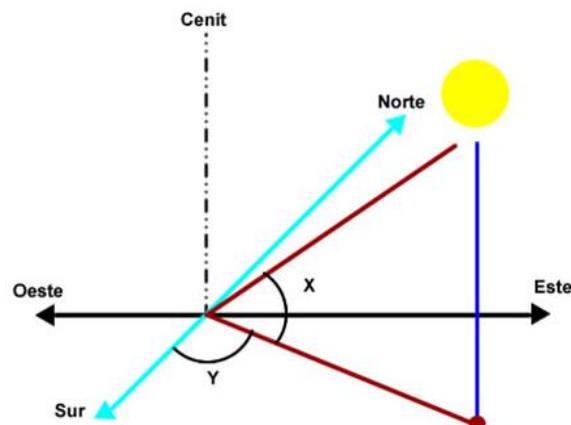


Figura 2.18. Elevación y azimut.

La **Figura 2.19** representa diferentes grados de altura en diferentes estaciones del año desde la perspectiva de un mismo punto.

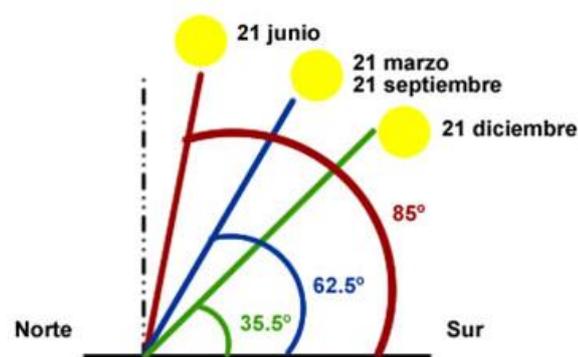


Figura 2.19. Altitud para distintas estaciones.

Como resumen, cuando hablamos de seguidor en **altitud** nos referimos al ángulo que forma el panel con respecto al plano horizontal en referencia al sol, y nos referimos a seguidor en **azimut** como el ángulo de giro del panel en sentido este-oeste.

Para realizar un seguimiento que coincida con la elíptica (movimiento aparente del sol visto desde la tierra) y a fin de aprovechar la máxima captación de la energía solar, esto sucede cuando los rayos inciden de forma perpendicular al panel, se realizarán los cálculos pertinentes en cuanto a elevación angular solar y azimut por cada hora. Estos cálculos vienen dados por las *Ecuaciones 2.5, 2.6. y 2.7:*

a) **Cálculo de la declinación solar:**

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360 \cdot (284 + J)}{365} \right] \quad (2.5)$$

Siendo J el número del día del año desde 1 de enero = 1 hasta 31 de diciembre = 365.

Esta ecuación será necesaria para realizar el cálculo de elevación y azimut que ahora veremos.

b) **Cálculo de la elevación:**

$$\sin h = \sin L \cdot \sin \delta + \cos L \cdot \cos H \cdot \cos \delta \quad (2.6)$$

Donde:

- L corresponde a la latitud
- h corresponde al ángulo horario.

Dicho ángulo horario se calcula para cada hora sabiendo que a las 12 del mediodía su valor es de 0° y que el sol recorre aproximadamente 15° en cada hora, de forma tal que a las 11 de la mañana valdrá -15°, a las 10 de la mañana valdrá -30° y así sucesivamente. Lo mismo sucederá por la tarde, pero con signo positivo, siendo el ángulo horario de +15° a las 13 horas, +30° a las 14 horas y así sucesivamente. También se podría calcular directamente a partir del conocimiento de la latitud, la declinación y la hora del día, pero es algo en lo que no entraremos.

c) **Cálculo de la azimut de cada hora:**

$$\cos A = \frac{\sin L \cdot \sin h - \sin \delta}{\cos L \cdot \cos h} \quad (2.7)$$

De esta forma sabremos el ángulo de elevación del sol en cada hora del día, y cada día de año y nos ayudará a realizar la máxima captación de la energía del sol mediante sistemas de seguimiento solar.

Una vez hemos aclarado el método para aprovechar al máximo la energía solar mediante el seguimiento, nos metemos ahora de lleno en los tipos de soporte para los colectores solares, a saber: colocación sobre soporte estático, sistemas de seguimiento solar de 1 eje y sistemas de seguimiento solar de 2 ejes. A fin de conocer mejor de qué estamos hablando y poder acometerlo sin problemas, hemos tomado como referencia la empresa española **mecasolar**, empresa puntera en el desarrollo, fabricación y distribución de seguidores solares de 2 ejes, 1 eje y de estructuras fijas.

2.1.3.1. Estructuras fijas.

Se define una estructura fija como un soporte sencillo sin movimiento. Dependiendo de la latitud de la instalación y de la aplicación que se quiera dar se dotan a los paneles de la inclinación más adecuada para captar la mayor radiación solar posible.

En la mayoría de los casos, en instalaciones solares de baja potencia, los módulos fotovoltaicos se instalan en una posición fija, es decir, con una orientación e inclinación constantes a lo largo del año. Hay ocasiones en las cuales dicha orientación e inclinación vienen fijadas por aquellas con que cuenta la cubiertas sobre la cual se realiza el montaje, en otras es el promotor quien selecciona dichos parámetros. En este último caso, casi la totalidad de las instalaciones coinciden en orientar los colectores hacia el ecuador para maximizar la energía captada.

Hablaremos ahora de la **inclinación óptima** de los captadores o paneles solares o fotovoltaicos para estructuras fijas.

El efecto de la orientación y el ángulo de inclinación de una superficie colectora de la radiación solar, por ejemplo un captador solar plano o un panel fotovoltaico, han sido estudiados en varios trabajos.

Varios métodos se han propuesto en la literatura para encontrar el ángulo óptimo. Entre los métodos propuestos se obtiene una expresión para determinar el ángulo óptimo para un colector teniendo en cuenta la radiación directa y difusa separadamente. Esta viene dada por un modelo de cielo isotrópico propuesto por Liu –Jordan. La determinación de la radiación directa y difusa pueden medirse si contamos con pirheliómetro (capaz de determinar la radiación directa) o un piranómetro con banda de sombra (capaz de determinar la radiación difusa), además del piranómetro habitual con el cual mediremos la radiación global.

En el caso de tener un plano orientado al ecuador con una inclinación β sobre el plano horizontal del lugar, se puede calcular el ángulo de incidencia de la radiación solar directa con dicho plano mediante la **Ecuación 2.8**:

$$(2.8) \quad \cos \theta = \cos(L - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos w + \sin(L - \beta) \cdot \sin \delta$$

Donde:

θ : Ángulo de incidencia formado por la normal a la superficie y el rayo incidencia de ella.

L: Latitud del punto de la superficie terrestre considerado, el cual es el ángulo que forma el radio terrestre que pasa por dicho punto con el ecuador.

β : Ángulo de inclinación.

w: Ángulo horario.

δ : Declinación.

La radiación total sobre una superficie inclinada a partir de la radiación horizontal considerando periodos relativamente cortos, se obtiene de la **Ecuación 2.9**:

$$I_p = I_{HD}R_D + I_{Hd} \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) + (I_{HD} + I_{Hd}) \cdot \left(\frac{1-\cos\beta}{2} \right) \rho \quad (2.9)$$

Donde:

I_p : Radiación total sobre una superficie inclinada.

I_{HD} : Componente directa de la radiación sobre el plano horizontal.

I_{Hd} : Componente difusa de la radiación sobre el plano horizontal.

R_D : Relación entre la componente directa de la radiación solar sobre una superficie inclinada y la radiación directa sobre una superficie horizontal.

ρ : Flexibilidad del suelo.

Sin embargo, en los cálculos de las aportaciones solares recibidas por la superficie captadora se hace necesario conocer la relación R entre la radiación media diaria mensual recibida por la superficie captadora y la radiación media diaria mensual recibida por una superficie horizontal y viene dada por la **Ecuación 2.10**:

$$R_{media} = \frac{H_{\rho media}}{H} \quad (2.10)$$

El procedimiento para el cálculo de R_{media} es análogo al de R según Liu-Jordan y viene dado por la **Ecuación 2.11**.

$$R_{media} = \frac{H_{\rho media}}{H} = \left(1 - \frac{H_{dmedia}}{H_{media}}\right) R_{Dmedia} + \frac{H_{dmedia}}{H_{media}} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (2.11)$$

Donde:

$$H_{\rho media} = H_{media} \left(1 - \frac{H_{dmedia}}{H_{media}}\right) R_{Dmedia} + H_{dmedia} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + H_{\rho media} \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

El cálculo de la irradiación sobre la superficie inclinada como función de la inclinación nos permite determinar un valor óptimo para dicho parámetro, si bien ese óptimo dependerá del objetivo que persigamos con nuestra instalación solar. En el caso de una instalación fotovoltaica el objetivo se tratará de maximizar la producción a lo largo de todo el año, ya que de este modo maximizaremos el beneficio obtenido de la instalación, y la inversión resultara más rentable.

A continuación vamos a hablar de los tipos estructuras fijas que nos encontramos en el mercado y de móviles de 1 y 2 ejes. Hemos tomado como referencia Mecasolar, empresa puntera en el desarrollo de paneles fotovoltaicos de estructura fija y de seguimiento solar. Basándonos en ella y sus hojas de fabricante desarrollaremos toda la teoría siguiente a modo de ejemplo.

Mecasolar nos hace referencia a 2 tipos de estructuras fijas: las realizables desde un terreno cualquiera o las estructuras fijas de los tejados.

Empezaremos con las realizables en un terreno cualquiera tomando como referencia los paneles que Mecasolar presenta en el mercado y analizando sus características técnicas. Los tipos son los siguientes:

MS1 F-V; MS2 F-V; MS2 F-H; MS3 F-V; MS3 F-H; MS4 F-H.

Cada panel hace referencia a un número de filas de módulos y su orientación; por ejemplo: **MS4 F-V** nos indica 4 filas de módulos en horizontal.

Estos paneles presentan las siguientes ventajas:

- Rápido ensamblaje y reducida instalación: Reducción de los tiempos de ensamblaje ,toda la estructura va cortada a medida en conjuntos, para su simple ensamblaje por medio de tornillería enjaulada en dracomet y acero inoxidable. Debido a su peso optimizado, los montadores no necesitan de maquinaria elevadora ni andamios.

- Máxima durabilidad, estructuras en acero y galvanizado en caliente: Los componentes de la estructura están galvanizados en caliente, lo que le otorga a la estructura una máxima durabilidad. Al no ser necesario taladros o cortes en obra, se eliminan posibles puntos de corrosión.

- Se adaptan a cualquier tipo de terreno: Se adaptan a las variaciones de terreno, sin necesidad de hacer explicaciones, con el ahorro que ello implica.

- Máxima resistencia a climatología: diseñados de forma que sean capaz de resistir cargas de viento y nieve marcadas por la normativa aplicable a la zona de ubicación.

Éstas características son las que nos da este fabricante en particular. No obstante, estas características son las que deben y suelen ofrecer el resto de fabricantes de estructuras fijas.

En los *Catálogos 2.9 y 2.10* (página 219) podemos apreciar las características técnicas y el esquema de la estructura.

En lo referente a estructuras fijas de tejado Mecasolar dispone en el mercado del **MS-ROOF**, siendo de fácil montaje, elevada duración y alta resistencia a las inclemencias del tiempo.

En el *Catálogo 2.11* (páginas 220 y 221) podremos observar las distintas estructuras que en este caso Mecasolar presenta para estructuras fijas de tejado.

2.1.3.2. Sistemas de seguimiento solar de un eje.

Estos soportes realizan un cierto seguimiento solar. La rotación del soporte se hace por medio de un solo eje, ya sea horizontal, vertical u oblicuo. Este tipo de seguimiento es el más sencillo y el más económico resultando sin embargo incompleto ya que sólo podrá seguir o la inclinación o el azimut del Sol, pero no ambas a la vez.

De este modo, Mecasolar distingue entre 3 tipos de paneles englobados dentro de 1 eje: 1 eje polar, 1 eje azimutal y 1 eje horizontal.

a) **Seguidor polar de un eje:**

Mecasolar posee en el mercado el **MS – 1EP**, el cual consiste en una serie de ejes inclinados respecto a la horizontal y orientados norte-sur sobre el que giran los paneles fotovoltaicos.

Este tipo de seguimiento es capaz de generar hasta un 30 % más de energía que los sistemas de estructura fija sobre suelo.

De esta manera, en el *Catálogo 2.12* (página 222) podremos apreciar el fabricante nos presenta sus características y en la *Figura 2.20* tenemos una imagen de un seguidor polar de un eje y su trayectoria.



Figura 2.20. Seguidor polar de un eje.

b) **Seguidor horizontal de un eje:**

Este tipo de seguimiento es capaz de generar hasta 30 % de energía más que los sistemas de estructura fija sobre suelo, dependiendo de la latitud de la instalación.

El **MS -1EH** de Mecasolar nos presenta en el *Catálogo 2.13* (página 222 y 223) sus características.

c) **Seguidor azimutal de un eje:**

Siguiendo con los sistemas de Mecasolar, esta vez nos presenta 3 tipos de paneles, **MS-1E TRACKER 15**, **MS-1E TRACKER 15+**, **MS-1E TRACKER 15+**. En el *Catálogo 2.14* (página 223) proporcionado por el fabricante tenemos las características de sus paneles y en el *Catálogo 2.15* (página 224) la hoja de características técnicas. La *Figura 2.21* muestra una imagen de este seguidor azimutal.



Figura 2.21. Seguidor azimutal de un eje.

2.1.3.3. Sistemas de seguimiento solar de dos ejes.

Con este sistema se realiza seguimiento total del sol en altitud y azimut para que la radiación incida perpendicularmente para la mayor captación posible.

Siguiendo con los ejemplos de productos de Mecasolar, presenta dos prototipos de paneles, el **MS-2 TRACKER 10** y el **MS-2 TRACKER 10+**.

En la *Figura 2.22* podemos apreciar un seguidor de dos ejes y en el *Catálogo 2.16* (página 224) podemos ver algunas de sus características, ampliadas en los *Catálogos 2.17 y 2.18*. (página 225).



Figura 2.22. Seguidor solar de dos ejes.

Dentro de los sistemas de seguimiento que hemos clasificado, podemos encontrar diferentes dispositivos para realizar el movimiento de seguimiento solar. Lo comentaremos por encima dado que no es el objetivo de este proyecto meternos más a fondo, dado que como indicamos anteriormente no serán utilizados para la integración fotovoltaica. Podemos encontrarlos:

- **Sistemas mecánicos:** El seguimiento se realiza por medio de un motor y de un sistema de engranajes. Dado que la inclinación del Sol varía a lo largo del año es necesario realizar ajustes periódicos, para adaptar el movimiento del soporte.

- **Mediante dispositivos de ajuste automático:** El ajuste se realiza por medio de sensores que detectan cuando la radiación no incide perpendicular al panel corrigiéndose la posición por medio de motores.

- **Dispositivos sin motor:** Sistemas que mediante la dilatación de determinados gases, su evaporación y el juego de equilibrios logran un seguimiento del Sol.

Se estima que con estos sistemas se puede lograr un aumento de entre el 30% y el 40% de la energía captada. Es necesario evaluar el costo del sistema de seguimiento y la ganancia derivada del aumento de la energía para determinar su rentabilidad, debido a que a veces los costes generadores por la instalación y el mantenimiento de estos sistemas son mayores que las pérdidas generadas por la no captación de la energía que estos sistemas generan.

2.2. Regulador de carga

Como previamente hemos detallado, el panel solar es el elemento encargado de captar la energía del sol y de transformarla en energía eléctrica que se pueda ser usada. Asociado los paneles existen otros componentes que se utilizan en las instalaciones como elementos de seguridad o que amplían las posibilidades del uso de la instalación. Uno de ellos es el regulador de carga, como el mostrado en la *Figura 2.23*.



Figura 2.23. Regulador de carga.

El regulador de carga, mostrado en la *Figura 2.23*, es un dispositivo que puede ser tanto electromecánico (relé, contactor..) como electrónico (transistor bipolar, transistor MOSFET...) que regula la inyección de corriente desde los paneles a la batería. El regulador controla el estado de carga de la batería para permitir el paso o no de la energía eléctrica proveniente de los paneles. Así mismo, el regulador impide el paso de energía cuando la batería se halla totalmente cargada (sobretensión). Igualmente evita situaciones de sobredescarga. Se trata de un elemento básico en las instalaciones fotovoltaicas.

La misión principal, como ya hemos dicho, es contrarrestar la inestabilidad de la fuente primaria. Se compara el valor deseado en la carga con uno de referencia y efectúa los cambios necesarios para compensar las variaciones respecto la fuente primaria y la carga. Su tiempo de respuesta es finito y su error en la estabilidad depende de la función de la ganancia del bucle de la realimentación.

Además de controlar el estado de la carga de las baterías a cualquier instante y regular la intensidad de carga de las mismas, también debe tener la capacidad de generar alarmas en función del estado de dicha carga. Los reguladores disponen de un microprocesador que optimiza la gestión de la regulación. Los dos indicadores de estado (alarmas) más importantes, corresponden a:

- Desconexión del consumo por baja tensión de batería: Se produce cuando la descarga del acumulador está próxima al 70% de su capacidad nominal.

- Alarma por baja tensión de batería: Indica una situación de descarga considerable. A partir de este nivel de descarga las condiciones del acumulador empiezan a ser comprometidas. Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de la alarma durante más de un tiempo determinado (10 segundos aproximadamente) se desconecta el consumo. Entonces no se restaurará el consumo hasta que la batería no alcance media carga.

- Además presenta otros indicadores de estado y señalizadores tales como:

- Indicadores de tensión en batería, no sólo cuando este nivel sea bajo.
- Indicadores de fase en carga.
- Indicadores de sobrecarga y cortocircuito.

A parte de sus indicadores, el regulador debe presentar unas protecciones típicas para que no sufra daños permanentes que puedan dañar su estructura. Los más habituales son:

- Contra sobrecarga temporizada en consumo.
- Contra desconexión de batería.
- Contra sobretensiones en paneles, baterías y consumo.

Debido a su programación, permite un control capaz de adaptarse automáticamente a las diferentes situaciones, permitiendo la modificación manual de sus parámetros. Muchos de ellos tienen una memoria interna que recogen los datos para detallar la evolución de la instalación durante un periodo de tiempo determinado,

considerando todas las variables, tales como tensión, intensidad de carga y descarga, temperatura, capacidad del acumulador, etc. A continuación en la **Figura 2.24** se representa un esquema donde se detalla el lugar que ocupa en una instalación fotovoltaica un regulador de carga.

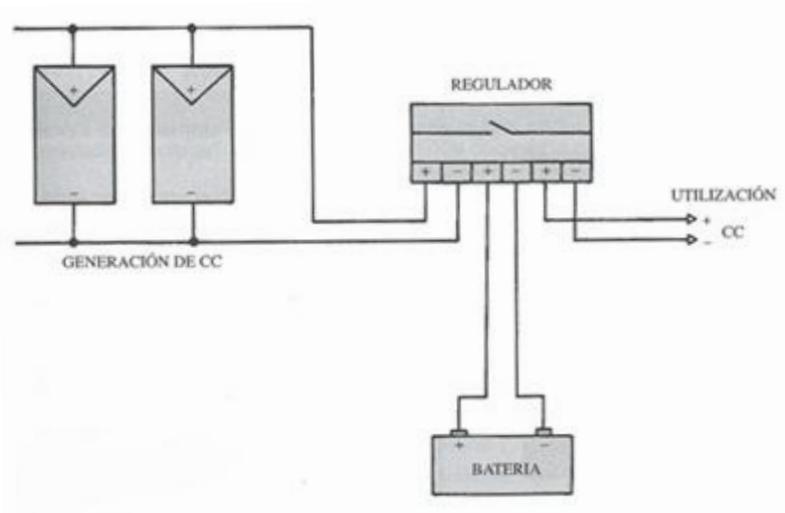


Figura 2.24. Esquema de instalación fotovoltaica.

La función más importante de un regulador es la de controlar **la intensidad de carga de las baterías**. Consta de tres procesos:

- Igualación: Esta respuesta del regulador permite la realización automática de cargas de igualación de acumuladores tras un periodo en el que estado de carga ha sido bajo.

- Carga profunda: Este proceso vendrá tras la igualación. El sistema de regulación permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción hasta alcanzar el punto de tensión final de la carga. Al finalizar el proceso de carga profunda, el nivel de carga de la batería será próximo al 90% de su capacidad.

- Carga final y flotación: La carga final se realiza estableciendo una zona de actuación del sistema de regulación dentro de lo que se denomina "Banda de Flotación Dinámica". Es un rango de tensión cuyos valor máximo y mínimo son las tensión final de carga y la tensión nominal (+10% aproximadamente). Una vez terminado alcanzado el valor máximo, el regulador inyecta una pequeña corriente para mantenerla a plena

carga, lo que se le llama corriente de flotación. Se encarga de mantener la batería a plena carga y para cuando no se consuma energía la autodescarga de las mismas.

La función más importante de un regulador es la de controlar la intensidad de carga de las baterías. Consta de tres procesos:

- Igualación: Esta respuesta del regulador permite la realización automática de cargas de igualación de acumuladores tras un periodo en el que estado de carga ha sido bajo.

- Carga profunda: Este proceso vendrá tras la igualación. El sistema de regulación permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción hasta alcanzar el punto de tensión final de la carga. Al finalizar el proceso de carga profunda, el nivel de carga de la batería será próximo al 90% de su capacidad.

- Carga final y flotación: La carga final se realiza estableciendo una zona de actuación del sistema de regulación dentro de lo que se denomina "Banda de Flotación Dinámica". Es un rango de tensión cuyos valor máximo y mínimo son las tensión final de carga y la tensión nominal (+10% aproximadamente). Una vez terminado alcanzado el valor máximo, el regulador inyecta una pequeña corriente para mantenerla a plena carga, lo que se le llama corriente de flotación. Se encarga de mantener la batería a plena carga y para cuando no se consuma energía la autodescarga de las mismas.

Existen **dos tipos de reguladores**: los lineales y los conmutados.

1. Reguladores lineales:

- Operan con corriente continua a la entrada.
- Basan su funcionamiento en la caída de tensión en elementos que disipan energía.
- Equivalen a una resistencia con valor de ajuste automático.
- Bajo rendimiento, en torno al 98%.

2. Reguladores conmutados:

- Incorporan un conmutador que interrumpe la corriente en la fuente primera a intervalos de duración variable.
- Tienen un rendimiento elevado.

Cabe destacar que los reguladores deben tener un rendimiento muy alto, y no se espera que disipen casi energía, por lo que consideramos el 98% de los lineales como un rendimiento pobre.

Dentro de los **reguladores lineales** hay diversos tipos de reguladores. Los más importantes son los dos siguientes:

a) **Regulador shunt o paralelo.**

Este sistema consiste en un diodo zener y una resistencia que disipe calor. Se utiliza para pequeñas instalaciones de generación fotovoltaica. Puede incorporar un diodo de bloqueo si este no está incluido en el panel, para impedir que el panel funcione como receptor, cuando no hay generación de electricidad.

b) **Regulador en serie**

La desconexión del circuito de generación se hace por medio de un relé mecánico, controlado por un circuito de control de carga, que abre su contacto cuando la batería o baterías inician la descarga. Este sistema no disipa energía, lo que hará que aumente su rendimiento. Cada instalación de generación elegirá el tipo de regulador que mejor se adapte al conjunto de elementos.

Las diferencias entre el regulador en serie y en paralelo son las siguientes:

- La energía disipada en el regulador serie aumenta en proporción directa con la carga, mientras que en el paralelo disminuye al aumentarla.
- El regulador paralelo impide que las variaciones de corriente de la carga aparezcan en la primera fuente, aislando la carga, lo que es bueno si trabajamos con frecuencias elevadas.
- El regulador tiene un elemento más, R_s , que evita la rotura del regulador si falta la carga.
- El regulador en serie tiene un rendimiento mayor al regulador en paralelo.

c) Otros tipos de reguladores

Existen otros sistemas de regulación que utilizan los principios anteriores e introducen variantes.

- Reguladores con dos niveles de carga: Proporcionan cargas profundas y mantienen las baterías en el periodo de flotación.

- Reguladores de doble circuito: Desvían la corriente de uno a otro circuito cuando el anterior ya cumplió su misión.

- Reguladores multietapa: Empleados en grandes instalaciones. Permiten la carga y control por distintas etapas de módulos.

- Relé de estado sólido: Variante del regulador serie, con la diferencia que se sustituye el relé con contacto mecánico por un relé electrónico estático, con la ventaja de no generar chispas en la desconexión.

2.3. Batería solar.



Figura 2.25. Batería solar.

Su función principal es la de almacenar la energía de los paneles para los momentos en que no hay sol, o para los momentos en que las características de la energía proporcionada por los paneles no es suficiente o adecuada para satisfacer la demanda (falta de potencia al atardecer, amanecer, días nublados).

La naturaleza de la radiación solar es variable a lo largo del día y del año, lo que hace que por una parte esté sometida al ciclo diario de los días y las noches, y por otro lado, al ciclo anual de las estaciones y por último a la variación aleatoria del estado de la atmósfera.

- El ciclado diario es debido al consumo de energía durante la noche. La profundidad de la descarga asociada a este ciclado, PD_d (*Ecuación 2.12*) solo depende de la relación entre consumo y capacidad de la batería. Es independiente de la climatología del lugar y del tamaño del generador

$$PD_d = \frac{L_n}{C_B} \quad (2.12)$$

Siendo:

L_n = Consumo diario en la noche

C_B = Capacidad de la batería

- El ciclado estacional estará asociado a los periodos de baja radiación, cuyas características de profundidad, PDe , y duración, D , dependen del consumo diario, climatología del lugar y tamaño del generador. Ocurre cada vez que hay algún día en el que la radiación está por debajo del valor medio considerado en el diseño. Para evitar la pérdida excesiva de material activo en batería, suelen incorporar algún elemento de control, normalmente los reguladores, que limita el valor de descarga estacional PD_e .

Es por ello por lo que en muchos momentos la potencia demandada difiera de la generada, tanto por exceso como por defecto. Esto exige poder almacenar energía cuando la producción fotovoltaica excede de la demanda para utilizarla y en sentido contrario, cuando la demanda sea mayor.

Para las aplicaciones fotovoltaicas, en el mercado existen **dos tipos de baterías** importantes, que son la batería de plomo-ácido y la de níquel-cadmio. El precio de esta última es mucho mayor que el de la primera, por lo que solo se utilizará para aplicaciones muy específicas.

2.3.1. La batería de Pb-ácido.

La batería de plomo-ácido está constituida esencialmente por un ánodo de bióxido de plomo, también denominado electrodo positivo, y un cátodo de plomo, también llamado electrodo o polo negativo, y un electrolito de ácido sulfúrico disuelto en agua.

La reacción que se da en el funcionamiento de este tipo de batería es la determinada en la *Ecuación 2.13*:

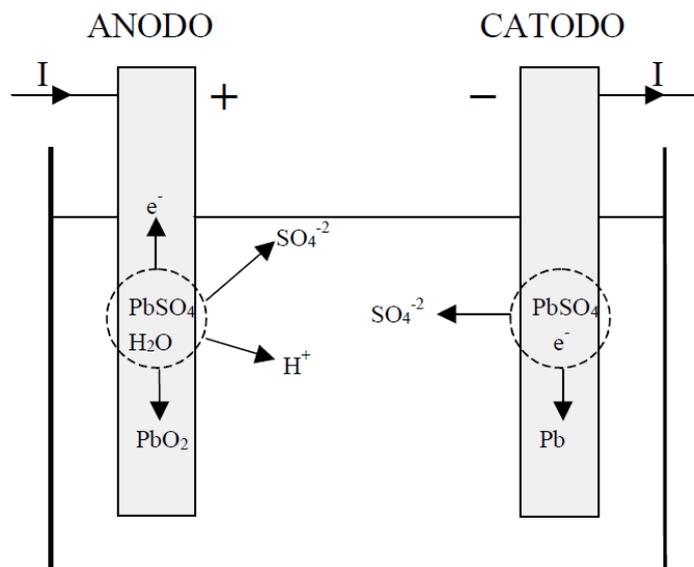
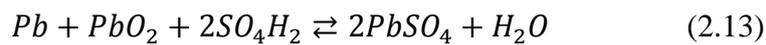


Figura 2.26. Reacciones químicas en la batería.

Durante el proceso de carga se forma óxido de plomo en el ánodo, plomo puro en el cátodo y se libera ácido puro al electrolito. Durante el proceso de descarga se forma sulfato de plomo en ambos electrodos y se absorbe ácido sulfúrico del electrolito.

En el proceso de carga, la densidad de ácido sulfúrico aumenta. Es decir, supone la transformación en PbO_2 y Pb del $PbSO_4$ de las placas con liberación del ácido al electrolito.

En cambio, en el proceso de descarga, la densidad del ácido sulfúrico disminuye. Es decir, supone la transformación del PbO_2 y Pb de la materia activa de las placas en $PbSO_4$ con absorción del ácido del electrolito, mediante una corriente que entra en la batería por el cátodo.

Constitución:

Las rejillas cumplen la función de conducir la corriente eléctrica y de soportar mecánicamente los materiales activos. Las reacciones químicas de la batería se producen en la materia activa. Esta separación de las funciones permite procesos de fabricación muy rápidos, lo que hace que la batería se abarate, y posibilita la penetración del electrolito en el cuerpo de la materia prima a través de los poros. Esto conlleva una mayor rapidez en los procesos de carga y descarga.

Para comprender mejor su funcionamiento, debemos considerar que los procesos de carga y descarga llevan adheridos dos fenómenos: difusión del electrolito y variación del material activo de las placas.

1. Difusión del electrolito

La materia activa está compuesta de microgramos en contacto unos con otros, entre los que existen cavidades o poros. Las reacciones químicas se dan en la superficie de estos granos y exigen que el ácido del electrolito fluya o se difunda a través de estos poros. El tamaño pequeño de estos poros dificulta la difusión por lo que hace que generalmente la concentración del ácido no sea uniforme en el volumen ni de las placas ni de la batería.

Esta uniformidad solamente se produce si la batería está en reposo, que es cuando se valida la ***Ecuación 2.14***.

$$V_{B1}(V) = \rho_e + 0,84 \quad (2.14)$$

Donde V_{B1} representa la tensión de la fuente idea de la batería y ρ_e representa la densidad del electrolito en g/cm³.

En cualquier otro caso existe diferencia de densidad entre el electrolito de los diferentes puntos de los electrodos y entre el interno y el externo a ellos. El valor de V_{B1} , está relacionado fundamentalmente con la densidad del primero.

El margen de la densidad para baterías cargadas se sitúa entre 1,2 y 1,28 g/cm³. A él corresponde una V_{B1} entre 2,04 y 2,12V. En términos coloquiales se dice que la tensión de una batería plomo-ácido es de 2V/elemento.

2. Variaciones del volumen en el material activo de las placas

El PbSO₄ tiene un volumen 1,5 veces superior al del PbO₂ y 3 veces superior al plomo. Esto trae como consecuencia, durante el proceso de descarga de las baterías, la materia activa de los electrodos engorda y origina, por un lado, la aparición de tensiones mecánicas en el interior de las placas lo que trae consigo una tendencia al desprendimiento de la materia activa, y por otro lado, una obstrucción de los poros que trae consigo un incremento de las dificultades para la difusión del electrolito.

El material desprendido se acumula en su fondo y puede dar lugar a cortocircuitos entre los electrodos, lo que la harían inservibles. Es por ello por lo que en el fondo de las baterías suele tener unos depósitos donde el material desprendido se acumula sin provocar cortocircuitos.

En las baterías donde los procesos de descarga son muy frecuentes, las placas positivas se las suele proteger con unas fundas porosas, construidas con fibra de vidrio y materiales plásticos.

Efecto de la temperatura:

Es importante también estudiar el efecto de la temperatura sobre el funcionamiento de esta batería, que será la más importante en lo que respecta a las aplicaciones fotovoltaicas.

Una disminución de la temperatura disminuye la fluidez del electrolito, lo que implica una disminución de la movilidad de las cargas eléctricas. Como consecuencia,

la resistencia interna aumenta y la capacidad para un cierto régimen de carga disminuye. El mayoría de estas baterías suele ser $dC_B/dT=1\%/^{\circ}\text{C}$, siendo C_B la capacidad de la batería.

Si la temperatura se hace tan baja que haga que el electrolito se congele, la resistencia interna tiene a infinito, lo que hace que la capacidad sea cero. Esta situación representa un límite de la utilización que, a la hora de diseñar una instalación, hay que tener en cuenta. Además, la temperatura de congelación dependerá de la concentración del ácido, o lo que es lo mismo, el estado de la carga de la batería. A la hora de diseñar, hay que asegurarse que en el peor de los casos el electrolito no se congele.

Por otro lado, la temperatura afecta a la velocidad de las reacciones químicas involucradas en la corrosión de las rejillas, lo que afecta a la vida de las baterías. Naturalmente, a mayor temperatura, mayor velocidad de corrosión.

En la gran mayoría de las baterías para las aplicaciones fotovoltaicas, los regímenes de carga y descarga son relativamente bajos. Debido a ello, el calor que genera el paso de la corriente es muy pequeño, con lo que la temperatura de la batería es prácticamente la misma que la temperatura ambiente. En la práctica, esto hace que tomemos la temperatura ambiente la misma que tenemos en la batería, lo que hace que se simplifique tomar las medidas de la temperatura.

Estas baterías suelen ser utilizadas para dos aplicaciones principalmente: para aplicaciones fotovoltaicas y como baterías de los automóviles. Hay que destacar que es importante **NO UTILIZAR** las baterías de los coches, mucho más baratas, en las aplicaciones fotovoltaicas, debido a que los regímenes de funcionamiento que van a soportar las unas y las otras son totalmente distintas. El funcionamiento de las baterías de los coches serán utilizadas en periodos muy breves de tiempo y con una tensión muy alta, en cambio, las fotovoltaicas van a estar casi constantemente en funcionamiento y con valores de tensión mucho más bajos.

2.3.2. La batería de Ni-Cd

Batería de ciclo profundo. Como ya hemos mencionado previamente, su costo es bastante mayor que el de la batería de plomo-ácido. Por ello, este diseño no ha logrado suplantar a la batería Pb-ácido. Sin embargo, a largo plazo, el costo es mucho menor que el de una batería de la misma capacidad del tipo Pb-ácido, debido a su larga vida útil y bajo coste en mantenimiento.

El método de fabricación recomendado para una batería solar de Ni-Cd es el llamado "bolsillo en la placa" (en inglés, pocket plate). Estas baterías usan placas de acero inoxidable, que poseen depresiones donde se instalará el material activo. El electrolito es una disolución de agua e hidróxido de potasio, que requiere una capa de aceite protector para evitar su oxidación.

En general, una batería de Ni-Cd que usa este método de fabricación tolera más abuso que su equivalente en Pb-ácido. Sus **características principales** son:

- Soporta cargas y descargas excesivas sin sufrir daños.
- Mayor profundidad de descarga (cercana al 100%)
- Mayor eficiencia con baja temperatura
- Soportan sin problemas una alta combinación de temperatura y humedad ambiente, lo que la convierte en una solución ideal para climas tropicales.
- Ausencia de problemas similares al de la sulfatación de las placas o la congelación del electrolito.

Una batería de Ni-Cd puede trabajar con bajo estado de carga sin deteriorarse. La autodescarga, inicialmente, es elevada, pero disminuye con el tiempo, lo que permite largos periodos de almacenamiento con una retención considerable de la carga inicial. La vida útil de estas baterías está en torno a los 20 años, el doble que una de Pb-ácido con el mismo método de fabricación.

Sin embargo, pese a sus ventajas respecto a la de Pb-ácido, la batería de Ni-Cd presenta algunos **inconvenientes** para un sistema fotovoltaico. Los enumeramos:

- Su característica de descarga. Como la resistencia interna de esta batería es diez veces menor que la de Pb-ácido, el voltaje de salida permanece prácticamente constante hasta que su almacenaje de energía se ve agotado, lo que no permite al usuario tener un aviso previo. Esto implica que si se quiere medir los niveles de tensión de la batería, será necesario un voltímetro con la suficiente resolución para saber el estado de la misma.

- El electrolito de una batería de Ni-Cd tiene un rol pasivo, lo que impide el uso de un densímetro (instrumento que mide la densidad relativa sin necesidad de calcular la masa y el volumen). Esto obliga a utilizar un medidor de energía.

- El voltaje de una celda es cercano a 2V cuando la batería está cargada, y disminuye a 1,2 cuando está descargada. Para obtener voltajes cercanos a 12V o múltiplos de éste, se necesitan más celdas por batería, lo que hace que el control sea compatible con este tipo de baterías.

2.4. Inversor.



Figura 2.27. Convertidor cc/ca.

Es el elemento que transforma las características de la corriente de continua a alterna. La mayoría de los aparatos eléctricos funcionan con corriente alterna y tanto los

paneles como las baterías suministran energía eléctrica en forma de corriente continua. Es por ello que se hace necesario este elemento que modifique la naturaleza de la corriente y la haga apta para su consumo por muchos aparatos.

Los inversores conectados directamente al módulo fotovoltaico deben disponer de un buscador del punto de máxima potencia que ajusta continuamente la impedancia de carga para poder extraer la máxima potencia posible a cada momento del sistema.

Los utilizados para los sistemas fotovoltaicos tendrán conexión a la red eléctrica con potencia de entrada variable para pueda extraer la máxima potencia a lo largo del día.

Tipos de inversores según su tipología

Existen dos grandes grupos de inversores:

- Los inversores conmutados de línea usan interruptores basados en tiristores. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca la corriente que pasa por él hasta que ésta se haga cero.
- Los inversores autoconmutados, usan dispositivos como los IGBT o los transistores unipolares MOSFET, que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor.

Actualmente, los inversores autoconmutados son los utilizados para las aplicaciones fotovoltaicas. Estos usan modulación de ancho de pulso (PWM) e incluyen transformadores de línea. Estos inversores permiten controlar libremente la forma de onda de la tensión y la corriente de la parte de alterna, reducir la corriente armónica y ajustar el factor de potencia, además de ser resistentes a las distorsiones procedentes de la red eléctrica.

Dentro del grupo de los inversores autoconmutados, existen dos grupos:

- Los inversores en fuente de corriente (CSI): Disponen de una fuente de corriente casi constante en la entrada de continua.
- Los inversores en fuente de tensión (VSI): La fuente de entrada constante es de tensión.

En los sistemas fotovoltaicos utilizaremos los inversores VSI, debido a que la salida de en corriente continua del equipo solar es la fuente del inversor.

La tecnología basada en convertidores multinivel se están abriendo paso dentro del campo de la fotovoltaica con conexión a red, sobre todo para aplicaciones de media y alta tensión. Esta se basa en la síntesis de la tensión alterna de salida a partir de la obtención de varios niveles de continua. Cuanto mayor sea el número de tensión de entradas de continua, mejor, debido a que podremos escalonar mejor la forma de onda de alterna, lo que logrará una menor distorsión armónica del inversor.

Actualmente, para aplicaciones fotovoltaicas se utilizan los inversores tradicionales de dos etapas, mayormente el inversor autoconmutado con modulación de ancho de pulso (PWM) de onda completa. Para aplicaciones eólicas, son utilizados últimamente los multinivel, especialmente los de tres niveles, por lo que se está estudiando su posible aplicación (la de los multinivel) para aplicaciones fotovoltaicas.

La tendencia actual es la conexión de los paneles en serie con niveles de tensión medios, por ello los multinivel de tres niveles son especialmente importante, debido a que permiten incrementar el nivel de potencia usando dispositivos de baja tensión.

Las principales ventajas que presenta un inversor de tres niveles son las siguientes:

- Permiten trabajar con mayores niveles de potencia
- Permiten trabajar con niveles medios de tensión usando dispositivos de baja tensión, ya que sólo están sometidos a la mitad de la tensión que reciben de continua.
- Reducen la distorsión armónica de la parte de continua.

Sin embargo, estos convertidores presentan grandes problemas al trabajar con potencias elevadas. Al aumentar el número de niveles, la complejidad a la hora del control aumenta y además introduce desequilibrios en las tensiones del bus de continua.

Con toda esta introducción acerca del estado actual de los inversores, centraremos las características que debe cumplir un inversor para aplicaciones fotovoltaicas.

- Será de tipo autoconmutado con fuente de corriente (VSI).

- No funcionará en modo aislado
- Dispondrá de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

Así mismo, los inversores deberán incorporar unas **protecciones** como las siguientes:

- Cortocircuitos de alterna.
- Sobretensiones mediante varistores o elementos similares.
- Frecuencia y tensión de red fuera del rango establecido.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defecto de ciclos, etc.

Cada inversor dispondrá así mismo de las señalizaciones necesarias para su correcta operación y manejo. Dispondrá de los controles manuales siguientes, en el peor de los casos

- Encendido y apagado general del inversor
- Conexión/desconexión del inversor a la interfaz AC.

Finalmente, las características en cuanto al rendimiento de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continua en situaciones de irradiación solar un 10% superiores a la CEM y soportará picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de 10 segundos.
- Los valores de eficacia al 25 y al 100% de la potencia nominal en la salida deberán ser superiores al 85 y 88% respectivamente para inversores de potencia inferior a 5kW y del 90 y 92% respectivamente para inversores de más de 5kW.
- Las pérdidas en vacío en modo nocturno deben ser menores al 2%.
- El factor de potencia debe ser superior a 0,95.

En cuanto a las condiciones de trabajo, los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40°C de temperatura y de 0% a 85% de humedad relativa.

2.4.1. Inversores según la potencia generada

Otra división posible de los inversores será la referida a la capacidad de transformar corriente continua en corriente alterna en cuanto a niveles de potencia. Podemos dividirlos en dos grandes grupos:

- Inversores menores de 10 KW.

Dispuestos a analizar el estado de la técnica de los inversores fotovoltaicos, en la revista ERA SOLAR (edición 137) hemos encontrado una comparación bastante buena de 391 inversores distintos de 63 marcas de inversores. Con todo esto podemos establecer una comparativa y una tabla de datos estadísticos para saber qué niveles de potencia son los más fabricados. Con estos modelos podemos deducir que hay 76 valores de potencia nominal de corriente alterna distintos que oscilen entre los 0,1 KW y los 10 KW. Se puede determinar que entre 0 y 5 KW se encuentra el 91% de estos inversores. Además, de los niveles de potencia situados entre 5 y 10 KW hay muy poca variedad de modelos distintos, exactamente 13 modelos. Por otra parte, el máximo número de modelos para una misma potencia corresponderá a 4,6 KW con 32 modelos (8,18%) seguido por los inversores de 3,3 KW (6,91%).

Por otra parte, haciendo una comparativa según la frecuencia y el número de fases que ofrecen, podemos determinar que el mayor número de inversores de baja potencia será para monofásico, con un total de 365 inversores. Esto es debido a que estamos con inversores de baja potencia, dado que los de alta potencia serán utilizados para trifásica. Respecto a la frecuencia, la más utilizada será para inversores monofásicos de 50 Hz, con un total de 268 (73%), aunque también hay un importante número de inversores que ofrecen conexión a ambas frecuencias (un total de 69). Como dijimos anteriormente los inversores trifásicos se utilizan para potencias elevadas, por lo que estos inversores de baja potencia, para generar trifásica, se utilizan sobre todo a partir de los 4KW (salvo un modelo muy repetido de 2,2 KW). Los inversores trifásicos de baja potencia

corresponden un total de 26 modelos. Al contrario que para los monofásicos, son mayoritariamente de 50/60 Hz. También puede advertirse que no se ha detectado ningún inversor trifásico de menos de 10 KW que trabaje solamente a 60Hz, no como ocurre para los monofásicos, que si hay un grupo reducido de ellos.

- Inversores mayores de 10 KW:

Como hemos hecho para los inversores menores de 10 KW, para los mayores de 10 KW establecemos otra comparativa ayudados por la revista ERA SOLAR (edición 138). Para realizar este estudio se recopilamos 219 modelos de 25 marcas distintas. De los datos obtenidos podemos determinar que el 85,4 % de los inversores tienen una potencia comprendida entre 10 y 100 KW, 28 modelos cuya potencia está entre 100 y 500 KW y solamente 4 inversores superan los 500 KW, siendo el de mayor potencia de los analizados de 2,15 MW. También determinamos que el mayor número de modelos de inversores según la potencia corresponde a la de 100 KW, que representan el 9% de los inversores, seguido de los de 30 KW (7%) y los de 50 KW (4%).

Por otra parte, haciendo una comparativa según la frecuencia y el número de fases que ofrecen, podemos ver que para potencias mayores de 10 KW no se encuentran en el mercado inversores monofásicos, debido a que el rango de potencias es elevado. De estos inversores, que todos corresponden a inversores trifásicos, el 41,6% transforman a una frecuencia de 50 Hz, el 15,5% a 60 Hz y el resto a ambas (50 Hz y 60 Hz).

Un dato importante y de actualidad con referencia a los inversores sin transformador, es que desde 2010 queda perfectamente definido las condiciones de uso de este tipo de inversores, dado que antes no estaba del todo claro cuáles eran las directivas a seguir con respecto al uso de estos transformadores, siendo al final la compañía eléctrica la que determinaba si se cumplía o no las condiciones de uso. Pues bien, a partir de ahora definido que el suministro de corriente continua a la red de baja tensión no pueda superar un límite de 0,5% de la corriente nominal de salida. Partiendo de la base que los inversores con transformador de baja frecuencia cumplen esta normativa, los inversores de alta frecuencia y los inversores sin transformador deberán someterse a una prueba para medir la corriente continua que inyectan a dicha red. Sólo si la superan podrán conectarse a la red.

La integración fotovoltaica

A partir de aquí centraremos nuestra atención en lo referente a la integración fotovoltaica, dado que es la temática de este proyecto. De esta manera, describiremos cuáles son sus principales propiedades, que materiales se utilizan, en que lugares se instalan, etc. Como resumen podemos decir que la integración fotovoltaica consiste en la sustitución de elementos constructivos, por elementos generadores de energía eléctrica, aprovechando la capacidad de transformar la energía de la radiación solar de los paneles, de una manera estética a la par que eficiente, haciendo que estos paneles cumplan los requisitos y las características de los elementos sustituidos.

3.1. Introducción de la energía fotovoltaica en la edificación

El sector de la edificación, con todos los procesos que van asociados a él, supone casi la mitad del consumo energético global de nuestro planeta. Junto con las estrategias de diseño y construcción es importante recurrir a la utilización de fuentes de energía renovables.

Tanto la integración solar como la fotovoltaica a día de hoy es un hecho, y se espera un desarrollo cada vez mayor. En particular la energía fotovoltaica va a tener un papel protagonista en el reemplazo de las fuentes de energía convencionales, ya que es la energía que mejor se integra en los edificios.

La integración de la energía solar fotovoltaica en edificios presenta grandes ventajas frente a la instalación sobre suelo. En primer lugar, se ahorra terreno para la instalación: el tejado o fachada mejor orientados del edificio hacen de soporte para los paneles.

La integración arquitectónica también ahorra material constructivo: tejas, vidrios, materiales de fachada.....etc. Además, se genera la electricidad en el mismo sitio en el que se consume, lo que ahorra pérdidas adicionales de conducción y distribución de la

energía eléctrica. En las aplicaciones autónomas puede adecuarse la potencia del sistema a las necesidades locales de consumo. Incluso, en sistemas conectados a red en los que interese reducir los picos de demanda eléctrica en determinadas horas, puede dimensionarse a tal fin el sistema generador.

La integración contribuye también a preservar el paisaje natural, y no utilizar terrenos adicionales para su instalación, además de participar en el diseño energéticamente eficiente de los edificios.

También existen inconvenientes, como puede ser: los condicionantes arquitectónicos que pueden afectar a la producción energética del sistema fotovoltaico. La orientación y la inclinación de los módulos en edificios no siempre son las óptimas, es decir, las que generan una mayor energía eléctrica al cabo de un año en el caso de los sistemas conectados a red, o las que mejor dimensionan un sistema autónomo. Además hay una mayor probabilidad de sombreado y la ventilación de los módulos por la cara posterior no siempre está bien resuelta, lo que puede incidir en su temperatura de trabajo y por lo tanto en su rendimiento final.

3.1.1. Dificultades para la integración

Existen dificultades que ralentizan el desarrollo y difusión de la integración de la fotovoltaica en edificios.

La principal barrera es, sin duda, la económica. Estos sistemas aunque tienen bajos costes de operación, que se reducen al del mantenimiento y del seguro, necesitan elevadas inversiones.

De todas formas, a la hora de analizar los costes del sistema, hay que tener en cuenta los que se evitan en la sustitución de elementos constructivos, como tejas, paneles de fachada o elementos de sombra por los módulos fotovoltaicos. En este sentido, aunque en términos absolutos son más caros los sistemas integrados en fachadas que en tejados, en términos relativos esta distancia se acorta debido al más alto coste de los elementos que son sustituidos, que pueden ser de hasta un 70 (por ciento) del de los sistemas fotovoltaicos correspondientes.

Pero existen, además, otros aspectos por resolver como puede ser: la falta de confianza de los usuarios en la energía fotovoltaica por resultarles desconocida, los pasos burocráticos a seguir por la conexión a red del sistema, o la falta de facilidad para ser informado. Otro gran inconveniente es el bajo rendimiento que estas ofrecen, debido a que se producen sombras que son imposibles de corregir, y sobretodo que estos elementos no tienen dispositivos de seguimiento solar que optimicen la generación de energía.

La integración arquitectónica de los sistemas fotovoltaicos supone un esfuerzo adicional para arquitectos, ingenieros y fabricantes, que deben trabajar coordinadamente entre ellos. En realidad este es el reto y el objetivo: dar una respuesta conjunta a las necesidades de producción eléctrica y a las exigencias arquitectónicas.

3.2. Módulos fotovoltaicos para la integración arquitectónica

El diseño de un módulo fotovoltaico para la integración fotovoltaica arquitectónica viene condicionado por 2 tipos de exigencias; por un lado los criterios de generación fotovoltaica, que buscan la máxima producción eléctrica, y por otro, los criterios arquitectónicos que definen su función constructiva. El tipo de aplicación y las características de cada tecnología abren un amplio abanico de posibilidades.

Características como la estructura del módulo, su tamaño y forma, el número de células y disposición de las mismas, el aspecto y el color pueden variar dentro de unos límites. Además hay que tener en cuenta que a su vez el diseño afecta al comportamiento energético del edificio, fundamentalmente a su transparencia y coeficiente de transmisión térmica.

3.2.1. Estructura constructiva

Los materiales utilizados normalmente en la fabricación de los módulos convencionales se pueden sustituir por otros que les proporcionen mejores prestaciones. Un ejemplo es el reemplazo del encapsulante, que habitualmente es EVA, por otros

materiales como el polivinil butiral (PVB), utilizado para laminar vidrios de seguridad. Este material es un polímero de gran durabilidad y adherencia, utilizado como hemos indicado anteriormente en la industria del vidrio. El butiral de polivinilo (PVB) se utiliza como una lámina que es idónea para la unión de hojas de vidrio. Este material permite la transmisión de esfuerzos entre los vidrios, absorbiendo la energía derivada de la propagación de la grieta y uniéndolos como uno solo, si bien el propio material carece de resistencia mecánica elevada. Esta opción es muy frecuente en la fabricación de módulos con estructura de doble vidrio, para integración en fachadas y para cubiertas acristaladas.

También la cubierta posterior, que habitualmente es fluoruro de polivinilo, es sustituible por un vidrio. Esta configuración de doble vidrio es la más utilizada para la integración en edificios, debido a una mayor resistencia tanto mecánica como ante productos químicos. El vidrio exterior está templado para resistir cargas térmicas y tiene una alta transparencia. Su espesor habitual es de 3 ó 4 milímetros. Además de poder estar texturizado o llevar una capa antirreflectante, lo que altera ligeramente el índice de refracción y consigue aumentar su transmitancia en aproximadamente un 5 %. El espesor total entre vidrio exterior y posterior oscila entre 10 y 12 milímetros. Para mayor detalle, podemos ver la *Figura 3.1*.



Figura 3.1. Panel para integración con doble vidrio, de Vidursolar.

Como podemos observar en la imagen, estos encapsulados de doble vidrio pueden cumplir también la función de dar transparencia a la lámina para tener la posibilidad de dejar pasar la luz. Posteriormente hablaremos con más detalle de la capacidad de transparencia.

También puede darse el caso que la estructura de los módulos busquen la semejanza con otros elementos constructivos del edificio como las tejas, las lamas o los toldos, en este caso los materiales de las cubiertas anterior y posterior pueden ser sustituidos por los más adecuados en su situación. Los materiales de soporte laminado pueden ser de tipo cerámico de tipo plástico o incluso textil para tejas, toldos y marquesinas. Estas estructuras pueden conseguirse gracias a la versatilidad constructiva de los módulos de silicio amorfo. La cara frontal suele ser un polímero transparente y resistente, y la posterior un material similar o una fina lamina de acero inoxidable o de aluminio.

3.2.2. Transparencia

La posibilidad de que los módulos fotovoltaicos puedan transmitir cierta cantidad de luz al interior de los edificios abre muchas posibilidades de integración en la arquitectura, al tiempo que hace más patente su condición multifuncional en la edificación. De todas formas, esta transmisión parcial de luz modifica el comportamiento energético del edificio, lo que habrá que tener en cuenta para el diseño.

Si se opta por la tecnología cristalina convencional, en principio las células que componen el módulo serán totalmente opacas, de aspecto irisado y azuladas si son de silicio monocristalino. Existe sin embargo un fabricante de silicio monocristalino (Sunways) que convierte las células opacas en semitransparentes mediante pequeñas perforaciones del material (*Figura 3.2*).

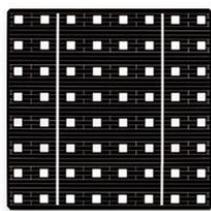


Figura 3.2. Célula Sunways con pequeñas perforaciones.

Se puede jugar con el color y la transparencia de la cubierta, tonos, transmisividad de luz y espaciado entre células (*Figura 3.3*). La reducción del número de células de un módulo fotovoltaico, para aumentar su grado de transparencia conlleva la consiguiente reducción de su potencia y su rendimiento.

Si se buscan grados de transparencia altos, puede ser preferible combinar módulos con un número razonable de células con laminados transparentes de doble vidrio.

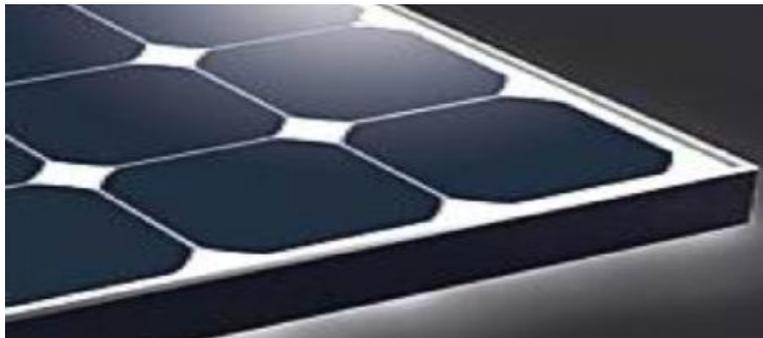


Figura 3.3. Módulo semitransparente de silicio monocristalino.

Si se utilizan módulos de lámina delgada, pueden conseguirse superficies semitransparentes de aspecto casi homogéneo si se aumenta la distancia entre células contiguas. Aunque se han fabricado módulos de silicio amorfo (*Figura 3.4*) con una transparencia de hasta el 50 %, hay que tener en cuenta que el rendimiento eléctrico disminuye al aumentar la transmitancia, y habrá que encontrar un equilibrio óptimo entre grado de transparencia y potencia por unidad de superficie. En general en módulos de silicio amorfo se recomienda que la transparencia no supere el 15 % ó 20 %.



Figura 3.4. Módulo semitransparente de silicio amorfo.

3.2.3. Aislamiento térmico

Si el módulo forma parte del cerramiento del edificio puede interesar que presente una baja transmisión térmica, ya que contribuye a disminuir el consumo energético del edificio. En estos casos con el fin de mejorar la capacidad de aislamiento del módulo, puede recurrirse a la configuración de estructuras de doble acristalamiento con cámara de aire, con un espesor determinado para minimizar la transmisión térmica.

Para el relleno de éstas cámaras de aire, los gases a inyectar deben cumplir unos determinados requisitos, con el fin de conseguir el mayor aislamiento con el exterior sin ningún tipo de riesgo. Así pues, el gas debe ser incoloro y no tóxico y buenos en el margen de temperaturas al que se halle el acristalamiento. Por otra parte, deberá tenerse en cuenta la estabilidad química ante cambios térmicos y rayos UV. Con el fin de evitar dichas reacciones, evitaremos utilizar gases ácidos como el dióxido de carbono (CO_2) o el dióxido de azufre (SO_2). El último factor importante a tener en cuenta será la permeabilidad. Ésta depende de dos factores: de la velocidad de difusión y de la solubilidad del gas en compuestos orgánicos.

Por lo comentado en el párrafo anterior, han sido utilizados gases como el O_2 . No obstante, la tendencia actual debido a la velocidad de difusión, es utilizar gases con dicha velocidad de difusión menor o igual que el Argón. Es por esto por lo que los gases mayoritariamente para el relleno de esta cámaras de aire son el Argón (Ar) y el hexafluoruro de azufre (SF_6), sin descartar algún otro como el Nitrógeno (N_2).

Otra posibilidad es utilizar en la cara posterior un vidrio coloreado con una cierta textura para reducir o matizar la transmitancia de la luz por los huecos de las células.



Figura 3.5. Vidrios con estructura de doble acristalamiento integrado por Onyxsolar.

3.2.4. Color

El color azulado que presentan las células de silicio cristalino puede modificarse mediante la variación del espesor de su capa antirreflexiva. Esta capa está fabricada de un material con un índice de refracción (**Ecuación 3.1**) de un valor próximo a la raíz cuadrada del producto de los índices de refracción del silicio y del material de la cubierta, normalmente vidrio:

$$n_{material} = \sqrt{n_{vidrio} \cdot n_{silicio}} \quad (3.1)$$

El espesor de esta capa está optimizado para que la reflexión en la longitud de onda (λ) o color de interés sea mínima, y que vendrá determinada por la **Ecuación 3.2**:

$$d_{capaAR} = \frac{\lambda}{4 \cdot n_{materialAR}} \quad (3.2)$$

Pequeñas variaciones del espesor de esa capa pueden producir cambios significativos en el rendimiento de la célula fotovoltaica, al reflejarse longitudes de onda útiles para la conversión fotovoltaica. Por ello, es conveniente cerciorarse del rendimiento de los módulos de colores antes de tomar una decisión y considerar, o no, éstos módulos para determinadas aplicaciones.

El gráfico de la **Figura 3.6**. muestra el rendimiento de módulos comerciales de silicio policristalino constituidos con células que difieren solo en su color. Obsérvese que el cambio en el rendimiento puede llegar a ser muy significativo para algunos colores.

También hay que tener en cuenta en función del rendimiento del módulo, aunque en menor medida, cambiar el color de la cubierta posterior. Se podrán utilizar colores diferentes o similares a los de las células y al mismo tiempo variar el grado de transparencia. El color de acabado más usual es el blanco, aunque se podrá optar por otras tonalidades o incluso ser transparente.

Un tipo de panel que ofrece una gran cantidad de variedad cromática son los módulos de silicio amorfo. Si son semitransparente y se utilizan vidrio coloreados, las posibilidades son múltiples con unos resultados muy vistosos, lo que hace que el

aspecto del edificio, tanto desde el interior como desde el exterior sea más atractivo para el edificio.

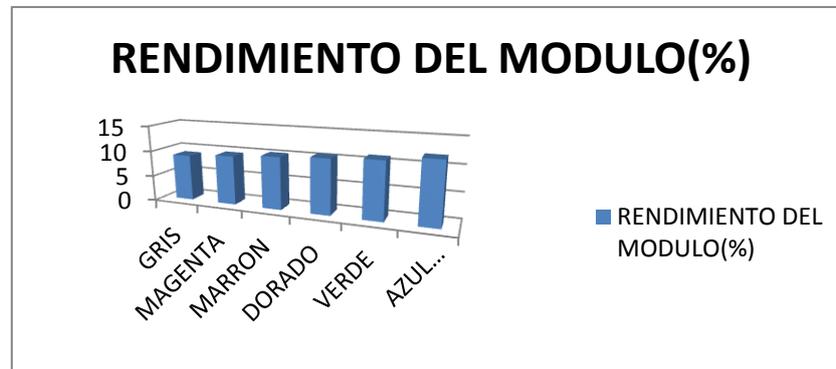


Figura 3.6. Rendimiento de un módulo de silicio multicristalino en función del color.

3.2.5. Sistemas de montaje

Las tendencias innovadoras en el diseño de edificios han permitido que no solo sea posible montar paneles fotovoltaicos sobre cubiertas o fachadas ya existentes, sino que puedan ser integrados como elementos sustitutivos de este tipo de estructuras.

Los sistemas de soporte incluyen desde las sujeciones casi estándar propias de una fachada ventilada o un muro cortina, hasta las específicas para tejas fotovoltaicas. Existe una gran variedad de estructuras de soporte y fijación para cubiertas planas. La mayoría están fabricadas en aluminio, aunque también las hay de acero y de materiales plásticos. Algunas permiten la reorientación del módulo dentro de unos márgenes de inclinación y azimut.

Algunos fabricantes ofertan sistemas de montaje casi universales, válidos para la mayoría de módulos y aplicaciones. Es conveniente que los sistemas de fijación de los módulos a las estructuras sean rápidos y fáciles de montar. En los cerramientos fotovoltaicos las estructuras deben cumplir la doble función de asegurar un comportamiento acorde a la aplicación que desempeñan, y cumplir con las exigencias de la construcción.

3.3. Integración fotovoltaica con dispositivos de capa fina

3.3.1. Introducción

La energía solar fotovoltaica es todavía cara, aunque es un sistema de generación de energía que es potencialmente beneficioso para la reducción de los impactos medioambientales causados por la actividad humana; por tanto lo que se busca es alcanzar una eficiencia óptima de los módulos fotovoltaicos cuando son utilizados para integración arquitectónica y de esta manera también mejorar el rendimiento medioambiental del edificio.

En esta parte exploramos las posibilidades que la tecnología fotovoltaica de capa fina nos brinda para ser utilizada como en elementos de integración en la arquitectura fotovoltaica.

El objeto de este apartado de integración fotovoltaico es el estudio de los módulos fotovoltaicos de capa fina (película delgada, en inglés "thin film") como elementos constituyentes de la envolvente de un edificio. Las tecnologías de capa fina se han abierto un hueco en el mercado cada vez más importante debido a su madurez tecnológica y al desabastecimiento del mercado fotovoltaico ocurrido en los años pasados. La integración arquitectónica responde a la necesidad de fomentar la generación distribuida de la electricidad y minimizar la ocupación del territorio mediante el uso de cubiertas y fachadas de edificios de todo tipo y estructuras de sombreado, principalmente cubiertas de parkings.

Con el fin de argumentar cuales son las razones por las cuales la tecnología de capa fina es más adecuada para la integración, se presenta un estudio comparativo del comportamiento de las tecnologías de silicio cristalino y amorfo en condiciones de funcionamiento real. Los parámetros eléctricos y de temperatura de los paneles fotovoltaicos que proporciona el fabricante están referidos a una condiciones climáticas de referencia STC, así como los parámetros que informan sobre la influencia de la temperatura del panel en el funcionamiento del mismo (NOTC), y los coeficientes de

temperatura de la tensión, la intensidad y la potencia son obtenidos normalmente en condiciones de laboratorio.

Habitualmente las medidas se realizan en un espacio interior usando como fuente de luz un simulador tipo flash. La modificación de la temperatura se realiza mediante una cámara climática. Por tanto estas medidas pueden no reflejar claramente el comportamiento del panel en condiciones reales.

En cuanto a la influencia de los factores de tipo climático sobre el rendimiento de una instalación está bien establecida la influencia de la temperatura y es una información que suelen proporcionar los fabricantes. En ese sentido, los coeficientes de temperatura son mejores para las tecnologías de película delgada lo cual las hace más adecuadas que las cristalinas para zonas calurosas o para aplicaciones donde los módulos no ventilen bien, ya que la pérdida de potencia por temperatura es menor.

El comportamiento con relación a la componente de la radiación (directa o difusa) no está caracterizado de manera tan precisa y solamente se conoce la mejor respuesta de unas tecnologías u otras frente a los distintos tipos de radiación. Por ejemplo, la tecnología de silicio monocristalino tiene un rendimiento muy bueno frente a la componente directa de la radiación lo cual la hace idónea para instalaciones con seguimiento o en zonas en las cuales predomine dicha componente. Por el contrario, tiene un bajo rendimiento con bajas irradiancias, mientras que las tecnologías de película delgada tienen un buen rendimiento con irradiancias bajas y cuando predomina la componente difusa, dándoles ventaja en ciertos climas.

Respecto a la durabilidad, la de los módulos cristalinos es bastante buena, estando además bien conocida. De hecho hay una gran experiencia debido a los estudios sobre instalaciones antiguas. Uno de los problemas más importantes es el de la formación de “puntos calientes” por diversos motivos, quizá los más importante son el sombreado y la suciedad permanente. En aplicaciones de integración arquitectónica los sombreados parciales pueden dar lugar a problemas de fiabilidad.

Una de las estrategias para limitar los aumentos de temperatura de los módulos fotovoltaicos (pues como ya es sabido el aumento de la misma afecta de forma significativa a la tensión del módulo y en consecuencia a la potencia generada por el

mismo) cuando son incorporados para formar parte de la fachada de un edificio, es la de proporcionar un espacio de aire ventilado detrás del panel con el fin de permitir que este se refrigere por convección natural consiguiendo así un incremento de la energía eléctrica producida.

Por otra parte, también es importante el considerar una construcción fotovoltaica integrada (building integrated PV (BIPV)); esto es, considerar el sistema fotovoltaico como parte integral de la edificación, ya que superponiendo los módulos fotovoltaicos sobre la edificación sin que estos formen parte integrada en el edificio y considerando los mismos como un elemento independiente, no será posible obtener un rendimiento óptimo

Existen diferentes estudios sobre las estrategias que son necesarias para diseñar diferentes sistemas fotovoltaicos que formen parte integral de la edificación como pueden ser los atrios, fachadas fotovoltaicas traslúcidas que generen energía eléctrica, pero que a su vez dejen pasar luz al interior del edificio e incluso sean utilizadas como sistemas de refrigeración en verano y calefacción en invierno, aprovechando el sistema de convección natural que se produce en la cámara de aire existente entre los módulos y el muro del edificio.

En este tipo de sistemas se pueden analizar en profundidad parámetros como por ejemplo el clima del lugar donde se utilizan, tipo de sombras a las que se ven sometidos los módulos a lo largo del año, área total eficiente de la fachada, rango óptimo entre la parte opaca y transparente del módulo, al cual dedicaremos un apartado íntegro de simulación y estudiaremos sobre el edificio Duque de Lerma de Valladolid.

3.3.2. Tecnología de capa fina como elemento de integración

Queremos dejar claro ante todo antes de comenzar este apartado, que hemos tomado como referencia los estudios realizados por el grupo Unisolar sobre la tecnología de capa fina como elemento de integración.

Los módulos fotovoltaicos de capa fina son dispositivos de segunda generación que están basados en materiales con alto coeficiente de absorción de la radiación solar, propiedad ésta, que permite generar energía eléctrica a partir de energía solar, utilizando una capa de material activo sorprendentemente delgada (unas 200 o 300 veces menor que el de una célula cristalina típica).

Sin duda, de las tecnologías de capa fina la de silicio amorfo a-Si es la más madura. En ella el material activo que se utiliza para la generación de corriente eléctrica, silicio amorfo hidrogenado, denominado a-Si:H, no dispone de un entramado cristalino regular como el silicio cristalino, sino que aparece un desorden geométrico que produce tensiones mecánicas internas y vacantes. Debido a esta forma amorfa del silicio es posible depositar este material sobre sustratos baratos e incluso flexibles, siempre y cuando éstos puedan soportar la temperatura de proceso. Además de este tipo de silicio amorfo hidrogenado simple, existe también el silicio hidrogenado tándem, el silicio hidrogenado triple, y los módulos de Teluro de Cadmio (CdTe).

Los módulos transparentes de capa fina son apropiados para tragaluces, vidriado de atrios y vidriado panorámico. En el caso de la tecnología de silicio amorfo a-Si, el aumento de la capacidad de transmisión de la luz, es decir, de la transparencia, se logra ampliando los cortes por medio del láser. En los paneles transparentes el aislamiento térmico reviste gran importancia. Ello puede lograrse con la aplicación de unidades de doble vidrio o la integración de los paneles fotovoltaicos en una unidad aislante traslúcida.

Asimismo, es posible fabricar módulos BIPV totalmente transparentes mediante la sustitución del contacto trasero de aluminio por otro de óxido de zinc transparente.

En la **Figura 3.7.** se presentan algunos ejemplos de estudio de transparencia de módulos en la integración fotovoltaica y su generación eléctrica.



Figura 3.7. Módulos fotovoltaicos en función de su transparencia y generación eléctrica

El módulo fotovoltaico como elemento de generación de energía debe tener unas características como son: buena respuesta a la temperatura, al sombreado y a condiciones de baja irradiancia.

En la **Figura 3.8**, que aparece a continuación nos muestra la evolución diaria del factor de forma mediante un estudio realizado en los laboratorios de Unisolar, la utilidad de esta grafica viene descrita a continuación de la misma, pero es sin duda de gran utilidad a la hora de la comparación de rendimiento entre la el silicio amorfo y el silicio cristalino.

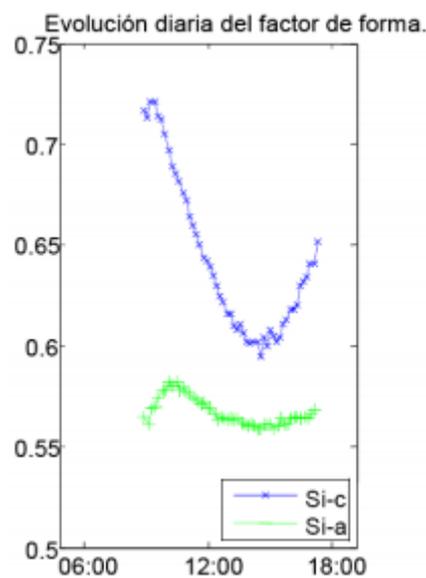


Figura 3.8. Evolución diaria del FF para módulos de silicio amorfo y cristalino.

La evolución del factor de forma frente a la temperatura es un buen indicador de la evolución del rendimiento frente a esta variable. El Factor de Forma (o Fill Factor) nos facilita la descripción del punto de máxima potencia de funcionamiento ($P_{MAX} = ISC \cdot VOC \cdot FF$), obsérvese que el máximo valor que éste puede tomar es $FF=1$, de manera que cuánto más próximo sea este valor a la unidad, mayor será la potencia y por tanto el rendimiento que, en cada condición de funcionamiento, está entregando el módulo.

Este valor del FF depende de la temperatura y en menor grado de la irradiancia. Es conocido que el FF de un módulo cristalino en CEM (Condiciones estándar de medida), es superior al de uno de capa fina Si-a pero, ¿qué ocurre en otras condiciones de funcionamiento?. En la figura 6 se muestra la evolución diaria del factor de forma para un módulo cristalino y otro de capa fina a-Si.

Se puede observar que para el módulo de capa fina (en verde) el factor de forma tiene una variación muy pequeña a lo largo del día, manteniendo su valor en un intervalo de 0,56-0,58; sin embargo no es así para el silicio cristalino el cual sufre un decrecimiento significativo en un intervalo comprendido entre 0,59-0,72.

Los motivos de la disminución del factor de forma no es otro que el aumento de la temperatura que adquiere el módulo, al recibir mayor irradiancia aumenta su temperatura disminuyendo el factor de forma y por tanto la potencia entregada por el módulo; este efecto es sin duda mucho más pronunciado cuando el captador es utilizado como elemento arquitectónico: fachada, cubierta etc.

El coeficiente de temperatura de la potencia es de $-0.17\%/^{\circ}C$ para colectores de silicio amorfo (a-Si) y de $-0.5\%/^{\circ}C$ para los de silicio cristalino (c-Si). Esto significa que para el caso de los paneles fotovoltaicos a-Si, a una temperatura de funcionamiento de $55^{\circ}C$ se pierde un 5% de grado de eficiencia al respecto de las condiciones STC (Standard Test Conditions), mientras que en el caso de un panel fotovoltaico c-Si, dicha pérdida equivale al 15%. Lo que es lo mismo, en condiciones reales la pérdida de rendimiento de los paneles de silicio amorfo, pese al menor grado de eficiencia medido en condiciones STC, es más reducida que la de los paneles de silicio cristalino, alcanzando parámetros más cercanos a estos últimos.

Para estudiar el comportamiento frente a la irradiancia se presenta la **Figura 3.9**:

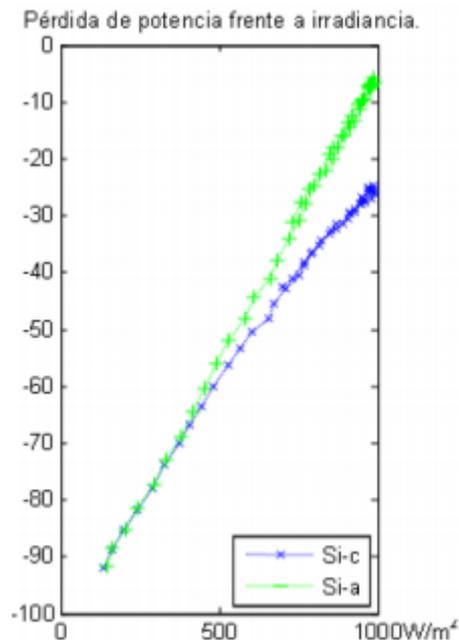


Figura 3.9. Pérdida de potencia del módulo respecto a la irradiancia.

En ella se muestra la pérdida de potencia con la irradiancia expresado como la diferencia en porcentaje entre la potencia para cada irradiancia respecto a la potencia máxima medida en CEM. Se puede observar que, mientras que en un módulo de capa fina la pérdida de potencia es de aproximadamente el 5%, para el módulo de silicio cristalino la pérdida de potencia es del 25%. Este resultado es revelador, pues muestra que, aunque la tecnología de silicio amorfo tenga menor eficiencia nominal, en condiciones reales la mantiene mucho mejor que la tecnología de silicio cristalino.

Los paneles de silicio amorfo poseen asimismo otras propiedades favorables. Una de ellas consiste en que la curva I-V (**Figura 3.10.**) más suave, no permite que los puntos calientes se acumulen si se sombrea una célula individual, es decir, el sombreado parcial del panel no causa daños en el mismo, a diferencia de lo que sucede con los paneles cristalinos; por otra parte, en su estructura monolítica las células que configuran el módulo son estrechas y alargadas, esto hace que el sombreado de la misma sea mucho más difícil.

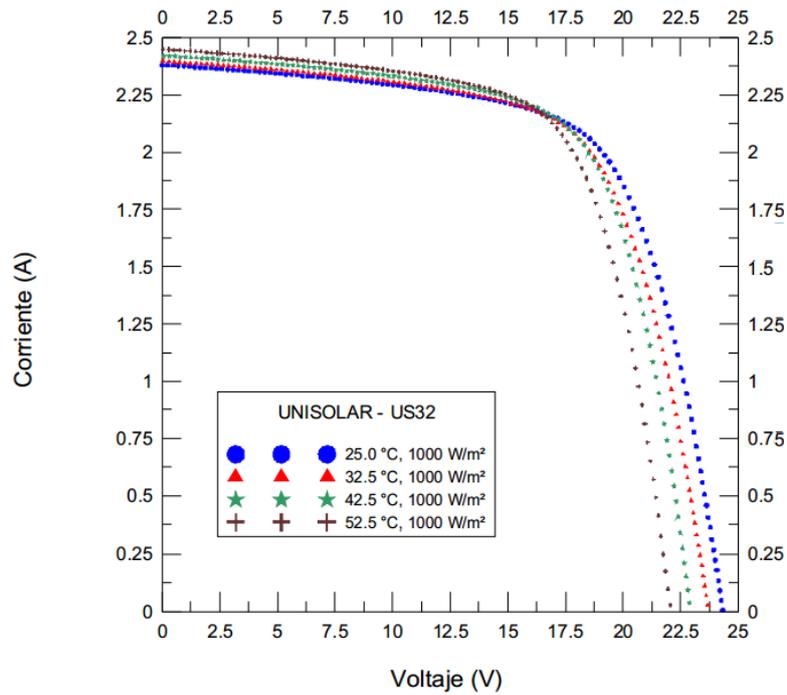


Figura 3.10. Curva I-V de silicio amorfo modelo US32 medida a diferentes temperaturas.

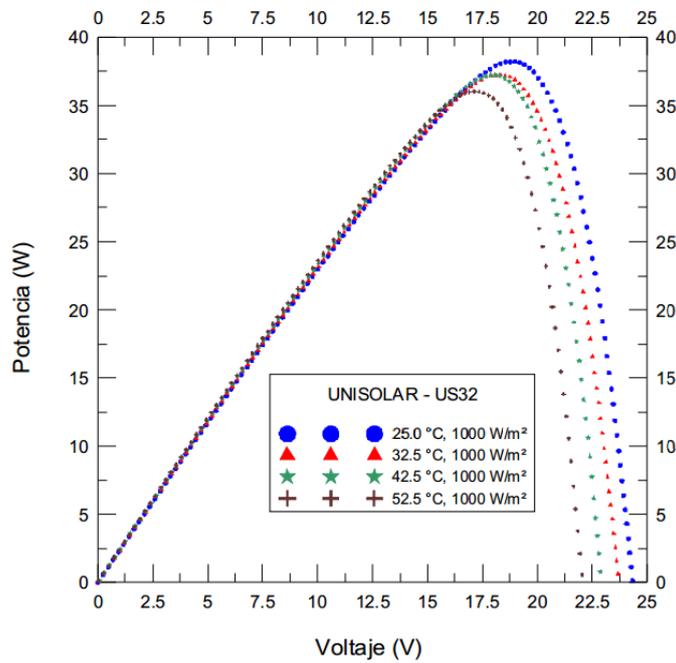


Figura 3.11. Curva P-V del silicio amorfo modelo US32 medida a diferentes temperaturas.

Tanto en la *Figura 3.10.* como la *Figura 3.11.* se nos presentan las curvas características de corriente y potencia en función de la tensión del modelo US32 de Unisolar, en el que se nos muestra donde se halla el punto de “ruptura”, tanto en potencia como en corriente de un módulo de capa fina en función de la tensión y temperatura, el cual es lineal al principio y a partir de dicho punto se convierte en exponencial decreciente; lo que nos pueda dar cierta idea a la hora de aplicarlo en integración fotovoltaica y tener en cuenta cómo afecta la temperatura a dichos módulos. Además nos proporciona también el punto de máxima potencia.

Con esto dejamos claro que sólo ponemos las curvas del silicio amorfo debido a que es el módulo de capa fina el elemento más favorable y utilizado en relación a la integración fotovoltaica.

3.4. Aplicaciones arquitectónicas de la integración fotovoltaica

Las aplicaciones arquitectónicas de integración de los módulos fotovoltaicos son muy diversas. Las distintas superficies de la envolvente de los edificios pueden servir, si están bien orientadas, para albergar diferentes aplicaciones, destacando, entre otras, las cubiertas, fachadas, voladizos, atrios, tragaluces y pérgolas.

3.4.1. Integración en cubiertas ciegas

Las cubiertas ofrecen el mayor potencial de integración fotovoltaica de los edificios en los entornos urbanos, en términos de producción energética, por ser las superficies mejor situadas y de mayor extensión, libres de obstáculos y restricciones. Dependiendo del tipo de edificación, la integración se puede realizar en las cubiertas inclinadas o en las horizontales.

En las cubiertas inclinadas ya construidas suele optarse por la superposición sobre los materiales existentes. Conviene que los módulos se sitúen en lo posible paralelos a alguna de las aguas de la cubierta. Existen sin embargo estructuras de sujeción de baja altura que permiten reorientar ligeramente los módulos respecto del plano de cubierta.

En naves de tipo industrial puede resultar interesante utilizar módulos de silicio amorfo, por su bajo peso y facilidad de montaje.

Sin embargo, la verdadera integración consiste en sustituir los elementos convencionales de los tejados por módulos fotovoltaicos. Sin duda, esto es lo que se debe hacer cuando se proyecta un edificio con una cubierta fotovoltaica.

Los módulos pueden tener diversos tipos de estructuras, desde simples laminados, hasta paneles de cerramiento tipo sándwich o forma y características de tejas. Un ejemplo claro es la *Figura 3.12*.



Figura 3.12. Integración de módulos en cubiertas inclinadas por superposición.

3.4.1.1. Tejas fotovoltaicas.

Los módulos con la estructura y aspecto de tejas adaptados para su integración en cubiertas se conocen como tejas fotovoltaicas. El propósito de estos elementos es sustituir a las tejas convencionales, manteniendo su estética y su función constructiva, y al mismo tiempo producir energía eléctrica. Las hay “autosustentadas”, es decir, que no necesitan estructura base específica para cada módulo, y otras que si necesitan de un soporte, que puede ser de material cerámico, en el que van fijados los módulos. Estas últimas suelen ser más fáciles de reponer en caso de necesidad, ya que simplemente es necesario sustituir el módulo, pero no la estructura constructiva.

Suele ocurrir que los resultados son más convincentes cuanto más sencilla es la teja. Las estructuras más complejas, que albergan un pequeño módulo en su interior no son prácticas, ya que la superficie útil final de la teja resulta pequeña en relación con el espacio total que se ocupa y con el precio del conjunto. También es aconsejable evitar tejas con cubiertas transparentes alejadas del módulo, ya que reducen la captación de luz por las células solares, al aumentar sensiblemente las pérdidas por reflexión. Es conveniente que bajo la teja exista una cámara de aire que permita su ventilación por la cara posterior, especialmente en módulos de silicio cristalino. Últimamente se tiende a buscar soluciones con tejas fabricadas con laminados de módulo y unas pequeñas fijaciones para anclarlas a la cubierta.

Vamos a ver a continuación ejemplos (*Figura 3.13*, *Figura 3.14* y *Figura 3.15*) de tejas presentes en el mercado y analizar un poco sus propiedades:



Figura 3.13. Teja "Tech tile".

La empresa italiana REM S.p.A produce tejas solares de plástico con cubiertas moldeadas por inyección de PLEXIGLAS®. Las llamadas tejas *TechTile* (*Figura 3.13*) tienen el aspecto óptico de una teja tradicional de arcilla, pero contienen en su interior células fotovoltaicas o bien módulos solares térmicos para calentar agua. Esas tejas pueden cubrir todo el techo o sólo una parte de él, según las energías renovables que necesiten en la casa o la energía que quieran ahorrar. Son como las placas solares,

están construidas para convertir la luz solar y transformarla en energía, manteniendo la estética y armonía.



Figura 3.14. Teja "tegasolare".

La compañía italiana *Area Industrie Ceramiche*, quien fabrica una teja roja resistente que absorbe menos agua y calor, diseñó su versión de teja solar con la llamada "tegasolare". La teja, de 48 cm², está fabricada con cuatro células solares y se puede instalar de manera convencional, conectándole los paneles solares para crear un campo fotovoltaico. Estas tejas se pueden instalar en todo el techo o sólo en una porción, para evitar las partes con sombra u otras zonas problemáticas. La gran ventaja es que si una teja se rompe, puede ser remplazada sin afectar el sistema. Según la compañía que las produce, un área de 40 m² cubierta con estas tejas tiene una capacidad de generar 3 KW de potencia.



Figura 3.15. Figura de "soltechenergy".

En la **Figura 3.15**, las tejas están fabricadas con vidrio ordinario y pesan lo mismo que las tejas de barro. Segundo, estas tejas no calientan agua, sino aire limpio. Las tejas son instaladas sobre un lienzo negro en donde están montados los espacios de aire. El color negro absorbe el calor y por lo tanto el aire que circula por debajo. Este aire luego se utiliza para calentar agua o directamente una habitación. El sistema genera alrededor de 350 Kwh de calor por metro cuadrado, dependiendo del clima.

3.4.1.2. Cubiertas horizontales.

En las cubiertas horizontales la instalación de módulos precisa de unas estructuras de soporte, que dispongan los módulos con la inclinación y la orientación óptimas. La fijación a la cubierta está en función del tipo de materiales que tenga el cerramiento, y siempre debe preservar su estanquidad. En general, hay 2 tipos de sistemas de fijación para cubiertas planas: mediante perforación del material de la cubierta y mediante lastres, si las cargas de viento sobre la estructura lo permiten. Los cables deben ir protegidos en canaletas o huecos y debe dejarse algo de espacio entre filas, por una doble función: tanto para mantenimiento como para evitar en lo posible el sombreado de unas filas sobre otras.

Las cubiertas horizontales permiten la instalación de módulos fotovoltaicos con un alto grado de libertad en cuanto a orientación, inclinación y ventilación. La proyección de sombras de estos elementos sobre el edificio reduce la carga térmica de este, dado que el edificio será recubierto actuando en cierta manera como un aislante, lo que contribuye a mejorar su eficiencia energética.

En algunos casos puede buscarse que los módulos no sean vistos desde la calle, para lo que existen estructuras bajas de tipo modular de diferentes materiales(hierro, hormigón o plásticos). En este tipo de soluciones hay que prever la posible existencia de nieve u hojas de arboles acumuladas en el suelo, y su efecto en el sombreado parcial de los módulos, en el caso de estructuras demasiado bajas. Para evitar esto lo mejor es elevar las estructuras.

3.4.2. Integración en cubiertas acristaladas

Resultan muy atractivas para integrar módulos fotovoltaicos, las cubiertas acristaladas fabricadas de vidrio y perfiles metálicos que cubren áreas amplias de los edificios, como invernaderos. Es muy sencillo reemplazar los vidrios utilizados por módulos fotovoltaicos, manteniendo los perfiles de sujeción ligeramente adaptados.

En la *Figura 3.16* se nos muestra la posibilidad de aprovechamiento de las ventajas de microfresado de la capa fina para la obtención de módulos semi-transparentes.



Figura 3.16. Instalación de módulos en cubiertas acristaladas.

Hay que evitar que la inclinación de los módulos sea demasiado pequeña, porque supondría una acumulación de suciedad en su superficie e implicaría una reducción de la producción fotovoltaica.

La cubierta en diente de sierra ofrece una buena posibilidad para la captación de luz en cubiertas acristaladas, ya que alteran superficies inclinadas y orientadas al sur en las que se integran los módulos fotovoltaicos con superficies orientadas al norte que dejan paso de luz difusa al interior. De esta forma a la generación de energía fotovoltaica se le añade la luz natural indirecta y la reducción de la carga térmica del edificio.

Lucernarios y claraboyas (*Figura 3.17*) puede ser objeto también de módulos fotovoltaicos semitransparentes.



Figura 3.17. Integración en lucernarios y claraboyas.

3.4.3. Integración en fachadas

Existen diversas formas de integrar la energía fotovoltaica en fachadas, nosotros hablaremos de muros cortina, fachadas ventiladas, ventanas y parasoles y lamas.

3.4.3.1. Integración en muros cortina

Las fachadas muro cortina que incorporan módulos fotovoltaicos usan unidades prearmadas de vidrios dobles o vidrios simples con aislamiento térmico, donde el módulo fotovoltaico es el panel delantero de la unidad. El diseño de la fachada debe ser tal que el comportamiento térmico no afecte a los niveles de confort del interior del edificio. Los mulliones pueden usarse para llevar el cableado del sistema fotovoltaico al inversor.

En zonas en los que la luz atraviese y acceda al interior del edificio, puede resultar interesante la utilización de módulos semitransparentes de silicio amorfo ya que se consiguen con estos unas transmitancias uniformes de la luz al interior. disposición de las células en el módulo puede variarse para controlar la proporción de luz que los atraviesa. Pero tampoco podemos descartar el silicio cristalino en "x" zonas que no

precisen de una distribución homogénea de luz natural, como pueden ser entradas a edificios.



Figura 3.18. Integración de módulos fotovoltaicos en muros cortina.

3.4.3.2. Integración en fachadas ventiladas

Nos da la posibilidad de integrar los módulos con otros elementos arquitectónicos y constructivos como son revestimientos de piedra, metales, vidrios o materiales artificiales. Una ventaja es que la estructura se mantiene ventilada por su cara posterior, el llamado efecto “chimenea” (*Figura 3.19*), del cual pondremos ejemplo en el apartado 3.4.3.4 proporcionado por Unisolar, además de otro ejemplo de integración en fachadas ventiladas), lo que hace que las temperaturas de trabajo se reduzcan y mejore su rendimiento eléctrico.

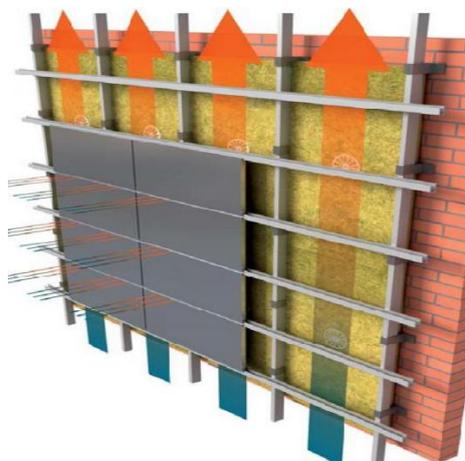


Figura 3.19. Esquema del efecto chimenea.

3.4.3.3. Integración en ventanas

La integración en ventanas se hace normalmente en la parte fija de las ventanas, aunque puede realizarse en las partes móviles. Es preferible realizar la integración en ventanas que se desplazan de forma paralela, ya que la posición de la hoja puede cambiar significativamente la energía generada por el módulo fotovoltaico. En el caso de las ventanas correderas el módulo debe ir siempre en la hoja exterior.

Se puede jugar con la transparencia del módulo, buscando una uniformidad mayor o menor según nos interese. Los módulos de silicio amorfo consiguen resultados más homogéneos, mientras que los módulos de silicio cristalino transmiten de forma discontinua la luz al interior del edificio.

3.4.3.4. Parasoles y lamas

Módulos fotovoltaicos integrados en lamas y parasoles son un instrumento eficaz e influyente respecto a la eficiencia energética global de un edificio dado que aporta, aparte de la producción eléctrica, un factor más: el control solar del espacio interior del edificio. Esta aplicación puede ser, por tanto, un elemento muy importante para el balance energético, sobre todo en los meses de verano en países con mucha radiación solar como España. El objetivo es tener un ambiente en los despachos interiores más “natural”, primero, para lograr una atmósfera de trabajo más sana y, segundo, para conseguir unos ahorros energéticos de luz y aire acondicionado.

En fachadas orientadas con un ángulo razonable respecto al sur pueden ser colocados de diferentes tipos: fijas o móviles en una estructura existente o ya contemplado en el proyecto inicial.

3.4.3.4.1. Parasoles estáticos

Tomaremos como ejemplo de parasol estático el edificio “Bahía de Cádiz” en Cádiz. Con un ángulo de inclinación de los parasoles bien calculado se puede evitar, como se puede observar en el dibujo de la *Figura 3.20*, durante el verano cuando el sol ocupa la posición más alta, casi por completo los rayos de sol directos. En los meses de otoño e invierno sí entran los rayos más suaves. De este modo, se consigue un ambiente

de trabajo agradable en los despachos interiores reduciendo el consumo energético en luz y aire acondicionado.

En la instalación en el Centro de Visitantes “Bahía de Cádiz” en la fachada sur del edificio destacan los laminados fotovoltaicos, especialmente fabricados para este proyecto, ya que exigía unas dimensiones del vidrio poco habitual.

En cada módulo fueron encapsulados unas 28 células monocristalinas para lograr una transparencia de un 20% y una potencia pico de 108 Wp. En el dorso del laminado se encuentra una película de plástico translúcida TEDLAR para permitir el flujo y el traspaso de la luz. Las 64 unidades repartidas en 8 filas de 8 módulos con una potencia pico de 6,912 KWp para cubrir la fachada sur entera están eléctricamente conectadas en serie siempre dos filas de dichas lamas.

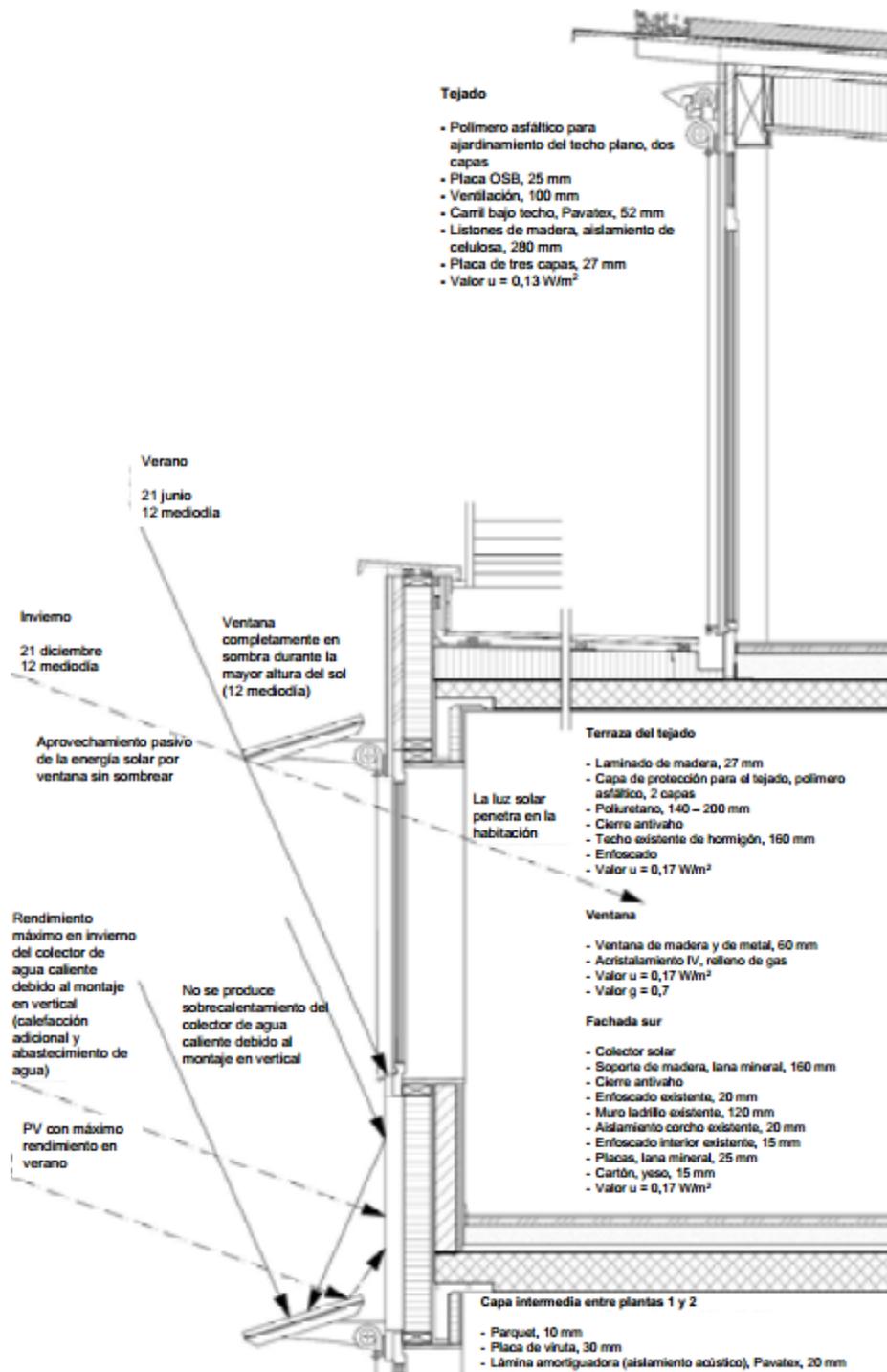


Figura 3.20. Esquema de integración fotovoltaica en parasol estático del edificio "Bahía de Cádiz".



Figura 3.21. Edificio Bahía de Cádiz.

3.4.3.4.2. Parasoles orientables

En este tipo de solución se va un paso más, buscando un posible deslumbramiento total del espacio interior. Básicamente hay tres soluciones: de forma mecánica, con motores eléctricos o con el sistema más sostenible, unos tubos que contienen un gas. Se mueven de forma automática por expansión del gas y viceversa según el ángulo de impacto de los rayos del sol. Sin embargo, es la solución con motores eléctricos la más habitual. Las lamas se orientan según un algoritmo que calcula las diferentes posiciones del sol durante el año y que tiene en cuenta las exigencias del edificio y de sus habitantes.



Figura 3.22. Integración fotovoltaica en los parasoles de Eschweiler.

Algo a tener en cuenta en el diseño de parasoles y lamas fotovoltaicas es la posible proyección de sombras de unos elementos sobre otros. Es importante evitar que se produzcan sombras en las horas centrales del día, ya que los efectos de sombreado son perjudiciales tanto desde el punto de vista eléctrico como en relación al calentamiento y deterioro de los módulos sombreados, debido al efecto punto caliente.

3.4.3.5. "Efecto chimenea" y efecto de fachada ventilada

Como ejemplo de fachada ventilada hemos tomado como referencia a Unisolar quienes han diseñado y construido dos prototipos de dispositivos utilizando módulos fotovoltaicos de capa fina: una chimenea solar fotovoltaica y una fachada ventilada. Los elementos en este estudio se colocaron en el edificio que la empresa posee para actividades de I+D, la chimenea solar fotovoltaica que se ubicó mirando hacia el sureste y la fachada ventilada fotovoltaica al suroeste permitiendo así una utilización óptima.

Pero antes de nada nos preguntamos qué es el llamado efecto chimenea (*Figura 3.23*) El uso de la energía fotovoltaica en estos elementos permite producir electricidad y aprovechando la energía que el módulo no transforma en electricidad, generar un flujo de aire que pueden ser utilizados para la calefacción en invierno y refrescarse en verano además, esta corriente de aire posee la función adicional de refrigeración del módulo aumentando de esta forma la eficiencia de la conversión fotovoltaica y de esta manera obtener una mayor energía del Sol. Por otra parte la cámara de aire entre los módulos y la pared también proporciona un aislamiento acústico y térmico.

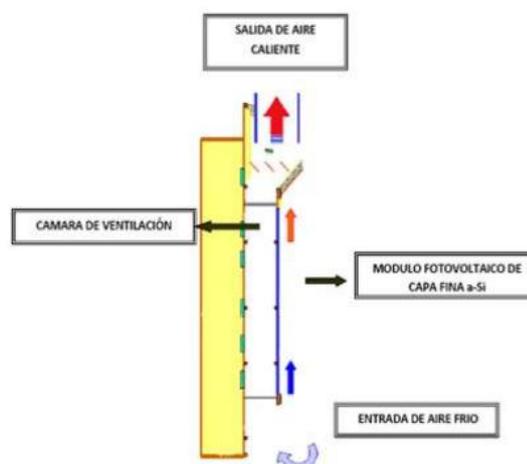


Figura 3.23. "Efecto chimenea" de integración en fachadas ventiladas.

El aire frío que entra por la parte inferior, captado del exterior o del espacio interior inferior, es calentado por convección en el interior de la cámara. El calentamiento disminuye sensiblemente la densidad de forma sucesiva a lo largo de la cámara, produciendo un efecto de succión y de presión dinámica sobre el interior del recinto que se quiere climatizar, en su caso, o se expulsa al exterior. En suma, el conjunto actúa como un captador térmico y fotovoltaico de aire. La velocidad del aire en el interior de la chimenea, la transferencia de calor al interior del habitáculo y la forma en la que los módulos se refrigeran está íntimamente relacionado con la geometría de la cámara: altura y anchura de la misma.

En los ensayos de Unisolar se analizaron las diferentes configuraciones de la chimenea y se lograron optimizar las dimensiones de la misma hasta resolver el compromiso entre la refrigeración del módulo fotovoltaico y el calor transferido al habitáculo. Asimismo, se señaló que los resultados previstos por el modelo concuerdan con los obtenidos en el prototipo ensayado, tendiendo un valor crítico óptimo en la relación esbeltez (altura/anchura) y la separación de los módulos y la pared. Con el dispositivo se logran rendimientos de captación por encima del 40%, en los momentos de mayor insolación.

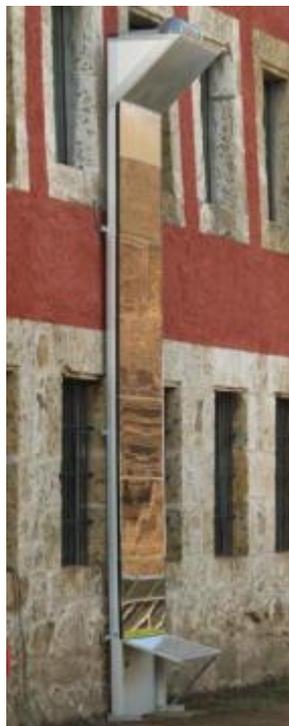


Figura 3.24. Figura de chimenea fotovoltaica del edificio I+D de Unisolar.

El objetivo del diseño de la fachada ventilada de Unisolar es el de analizar que parámetros son los que influyen en la eficiencia energética global del edificio, en relación con el total de parámetros fijados en el diseño. Mediante un sistema de monitorización que servirá como dispositivo para la captación y almacenamiento de datos como : irradiancia, temperatura del aire exterior y de la cámara, velocidad del viento en el interior de la misma, gradiente de temperaturas entre entrada y salida del aire etc., se estudiará como responde la instalación a cambios de temperatura, de reducción o aumento del espacio del “gap” de la cámara, de condiciones climáticas, de orientación e inclinación, buscando la relación de compromiso entre la generación de energía eléctrica con los módulos fotovoltaicos y la energía térmica procedente de el efecto chimenea con el fin de encontrar un sistema de generación eficiente.

La fachada está compuesta por doce módulos de 45W, resultando en una potencia máxima de 540W, la configuración eléctrica es de seis ramas de dos módulos y cada rama consta de dos módulos; el conjunto está conectado a la red mediante un inversor de baja potencia Soladin Mastervolt 600. La estructura mecánica que soporta los módulos, está diseñada para poderse variar la distancia entre los módulos y la fachada del edificio con el fin de investigar la geometría óptima que daría un sistema de máxima eficiencia.

Para conseguir el efecto chimenea es necesario tener en cuenta la relación entre el gap y la dimensiones de la fachada (altura principalmente), ya que esta relación maximiza el flujo de aire natural que provoca la refrigeración de los módulos.



Figura 3.25. Izquierda: Máxima separación. Derecha: Condición estancamiento.

En la **Figura 3.25** se presenta la fachada ventilada en las dos posiciones extremas, con la máxima separación al muro y en la posición de estancamiento. Es importante indicar que este montaje se ha diseñado como parte integral del edificio y por tanto de su envolvente, con el propósito de evaluar el efecto de las estrategias de ventilación en el sistema, estudiando el fenómeno ventilación natural de la fachada ventilada, que al mismo tiempo tiene por objetivo proteger el cerramiento interior del edificio de las acciones climáticas, como lluvia, nieve, sol, viento, etc., obteniendo finalmente la distancia óptima de separación entre cerramiento exterior e interior, donde se encuentre el máximo aprovechamiento de la energía solar en su transformación en energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

3.4.4. Mobiliario urbano

El potencial de la integración fotovoltaica en mobiliario urbano es muy alto ya que ofrece muchas variedades como pergolas, marquesinas, aparcamientos, etc.

Los temas clave a resolver son , aparte del sombreado y la correcta orientación, inclinación y ventilación, por un lado el riesgo de vandalismo y la accesibilidad a su reparación. Hay que hacer especial hincapié en la accesibilidad y el vandalismo, ya que son la principales problemas de la exposición de los paneles de cara a la ciudadanía.



Figura 3.26. Integración en mobiliario urbano.

3.4.4.1. Marquesinas y pérgolas

Se trata de aplicaciones en espacios abiertos y de uso público como pueden ser paradas de autobús o aparcamientos, se logra de esta forma la protección del sol a vehículos o ciudadanos y la generación de energía eléctrica. Ésta energía puede abastecer a edificios cercanos o inyectada a la red para obtener beneficios económicos.

La cubierta de la marquesina se diseña de forma personalizada para cada proyecto, buscando la integración con el entorno y un diseño atractivo.

La orientación, la pendiente mínima, las dimensiones o las cargas de viento y nieve son factores importantes tenidos en cuenta a la hora de diseñar la estructura. En la *Figura 3.27* tenemos un ejemplo de una pérgola y la *Figura 3.28* de un parking.



Figura 3.27. Integración de módulos de capas delgadas en pérgola.



Figura 3.28. Integración de módulos en parkings.

Las pérgolas tiene la ventaja de que con el posicionamiento óptimo para el sombreado se consigue una buena orientación para la conversión fotovoltaica, como ocurre con los parasoles en las fachadas de los edificios, además permite la ventilación de los módulos lo que disminuye su temperatura y aumenta su rendimiento eléctrico.

3.4.4.2. Farolas

Las farolas solares (*Figuras 3.29 y 3.30*) para iluminación exterior son unos de los productos más utilizados de la fotovoltaica. Una de las ventajas importantes de su uso es el ahorro de la factura eléctrica así como la ausencia de obras y excavaciones para cableado e instalación eléctrica. Atienden al objetivo de su integración en entornos urbanos y rurales, incluso en aquellos lugares donde no hay conexión a red eléctrica.



Figura 3.29. Integración fotovoltaica en una farola, de Bioenergy.

Pueden a su vez ser de dos formas distintas:

- Farolas fotovoltaicas con batería: Su funcionamiento es el de recibir la luz del sol durante el día para recargar la batería, mayoritariamente de Pb-ácido y que se encontrará alejada del paso de las personas, para utilizar dicha carga en las horas sin luz con el fin de alumbrar los pavimentos.

- Farolas fotovoltaicas sin batería: De la misma forma, reciben la luz del sol durante el día, pero ésta es inyectada a la red y consume de ésta en las horas nocturnas, generando así beneficio económico, debido a unos gastos inferiores a los ingresos generados.

El panel articulado cuenta normalmente con movilidad articulada con el fin de encontrar la orientación óptima para una mayor producción de energía.

La mayoría de estas farolas utilizan la tecnología LED para la iluminación, logrando una vida útil más alta que con cualquier otro tipo de tecnología.

Además suele incorporar, en los casos en los que se utilice batería, la tecnología PWM (modulación de ancho de banda) para el control de la recarga logrando una optimización en la energía.



Figura 3.30. Iluminación de la vía del tren de Huelva (cortesía de Tamesol).

3.5. Parámetros característicos en la integración

3.5.1. Irradiación solar

A la hora de integrar módulos fotovoltaicos en el edificio hay que tener en cuenta que la energía que los módulos producen es proporcional a la energía luminosa que estos reciben, por lo tanto hemos de colocar los módulos en la zona del edificio que tenga una mayor radiación posible a lo largo del año. Cualquier zona que presente pérdidas por radiación superiores al 40 no resulta óptima a la hora de realizar integración fotovoltaica. La situación óptima se consigue con la orientación hacia el ecuador y una inclinación de 10 grados por debajo de la latitud. Un ejemplo lo mostramos en la figura 3.31. en función del ángulo azimutal y orientación.

Conviene resaltar que una buena integración arquitectónica de los módulos en los edificios es clave para el éxito de esta aplicación. Lo ideal es incluir el sistema fotovoltaico ya en la fase de inclinaciones de hasta 15° mantienes sus pérdidas por debajo de 20% para cualquier orientación del módulo.

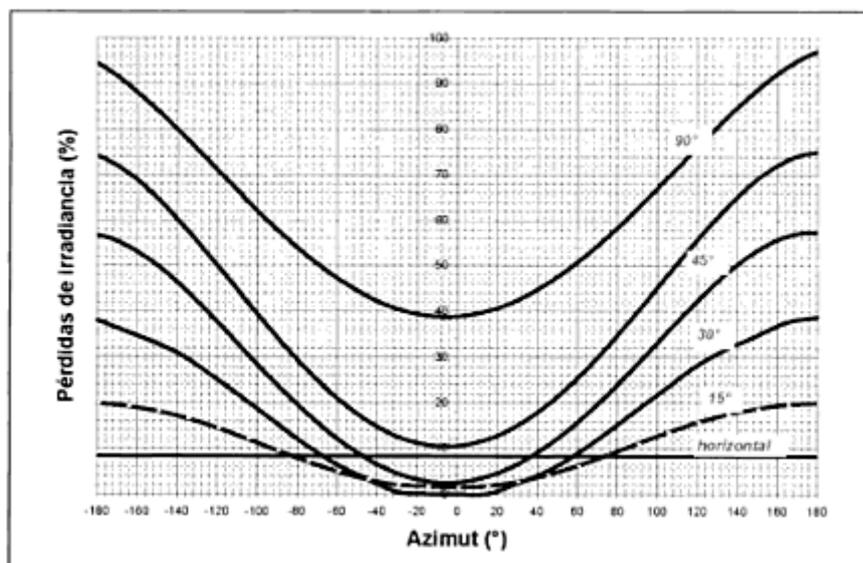


Figura 3.31. Ejemplo de curvas de pérdidas anuales de irradiación en Madrid.

Las cubiertas y elementos de sombra con orientación sur y una inclinación de 6° inferior a la latitud consiguen el máximo rendimiento solar, la máxima efectividad en la captación de la radiación solar local y por tanto generación de energía eléctrica en términos anuales.

En la **Figura 3.32** se representa las pérdidas anuales de irradiancia para cada orientación de interés, en función del ángulo de inclinación del módulo. Esta grafica es útil si se conocen la orientación de la superficie del edificio donde se van a integrar los módulos fotovoltaicos y se quiere saber las pérdidas que producirán con una u otra inclinación.

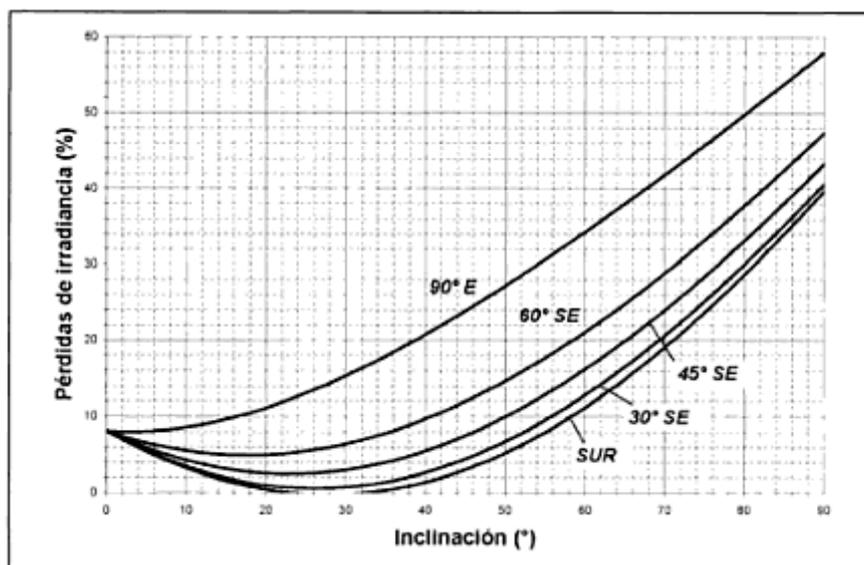


Figura 3.32. Ejemplo de curvas de pérdidas anuales de irradiancia para diferentes orientaciones en Madrid.

3.5.2. Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras

Un aspecto muy importante a tener en cuenta a la hora de realizar integración fotovoltaica es el estudio de sombras. Debe evitarse, en la medida de lo posible, situar los módulos cerca de objetos cercanos que puedan arrojar sombras como pueden ser árboles, chimeneas o edificios colindantes.

El sombreado sobre los módulos fotovoltaicos provoca una disminución de la cantidad de radiación que recibe el módulo y por tanto una disminución de producción eléctrica por parte de este debido a la asociación eléctrica que existe entre las células y los módulos. Una célula sombreada implica que la reducción de su corriente limita la que atraviesa aquellas células con las que esta conectadas en serie.

Para reducir estas pérdidas, los módulos llevan incluidos unos diodos de paso asociados en paralelo con un grupo de células. De esta forma si se sombrea una célula la corriente circula por el diodo y continua por el resto de las células sin sombrear.

Las zonas sombreadas de un módulo pueden llegar a calentarse decenas de grados más que una célula sin sombrear, como ya introdujimos en el apartado 2.1.1.2, ya que en ellas las células pueden polarizarse a la inversa y convertirse en disipadores de la energía que genera el resto del módulo.

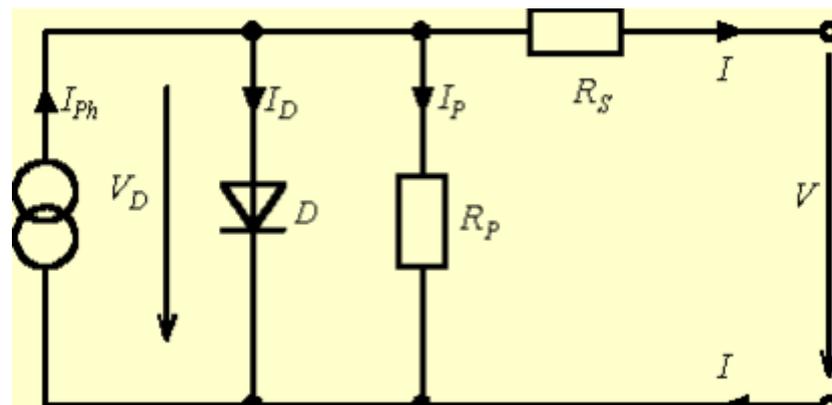


Figura 3.33. Esquema equivalente de una célula fotovoltaica.

Donde I_{ph} es la corriente directamente proporcional a la irradiancia, R_s nos proporciona las pérdidas por conexión y R_p las corrientes de fuga. Además debido a la conexión entre módulos y células aparecen un tipo de pérdidas denominadas pérdidas de mismatch, que se debe al interconexión entre células y módulos.

También se deben controlar en las pérdidas por sombreado que ni el marco del módulo ni el sistema de sujeción proyecten sombras sobre las células. Conviene dejar un margen perimetral entre las células y el marco con la anchura suficiente para evitar este problema.

Para el cálculo de las sombras proyectadas hay que tener en cuenta varios puntos:

1. El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

a) Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición acimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

b) Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 27, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).

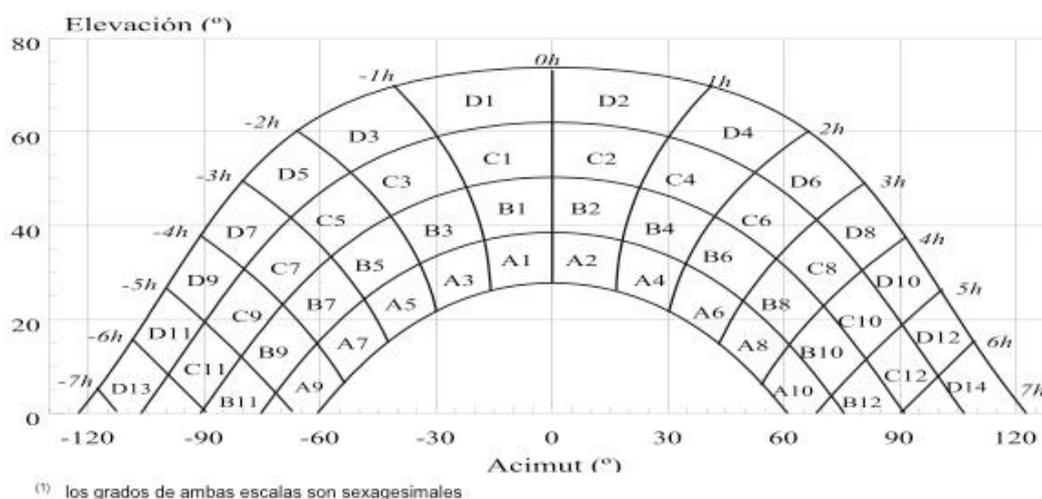


Figura 3.34. Diagramas de trayectorias del sol.

2. Cada una de las porciones de la **Figura 3.34** representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada

por el obstáculo. Debe escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen a continuación, denominadas tablas de referencia.

3. Las tablas incluidas se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Debe escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

4. La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

De esta forma podemos cuantificar el efecto de las sombras sobre la irradiación solar percibida por un módulo fotovoltaico. Existen programas de simulación de sistemas fotovoltaicos en los que las pérdidas por sombreado se estiman a partir de la fracción de irradiación que no es recibida por los módulos, esto es la intersección entre las trayectorias solares dadas por ejemplo en la **Figura 3.34**, y las sombras proyectadas por uno o varios edificios superpuestos en el diagrama solar.

De esta manera también tendremos unas tablas sobre las que nos apoyamos para calcular estas pérdidas, y vienen descritas en la **Tabla 3.1** y en la **Tabla 3.2**.

Tablas 3.1 y 3.2. Para el cálculo de las sombras en los sistemas de integración.

Tabla B.1

	$\beta=35^\circ ; \alpha=0^\circ$				$\beta=0^\circ ; \alpha=0^\circ$				$\beta=90^\circ ; \alpha=0^\circ$				$\beta=35^\circ ; \alpha=30^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,01	0,12	0,44	0,00	0,01	0,18	1,05	0,00	0,01	0,02	0,15	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,13	0,41	0,62	1,49	0,05	0,32	0,70	2,23	0,23	0,50	0,37	0,10	0,02	0,10	0,19	0,56
7	1,00	0,95	1,27	2,76	0,52	0,77	1,32	3,56	1,66	1,06	0,93	0,78	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,84	1,50	1,83	3,87	1,11	1,26	1,85	4,66	2,76	1,62	1,43	1,68	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,70	1,88	2,21	4,67	1,75	1,80	2,20	5,44	3,83	2,00	1,77	2,36	2,24	1,60	1,92	4,14
1	3,17	2,12	2,43	5,04	2,10	1,81	2,40	5,78	4,36	2,23	1,98	2,69	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,17	2,12	2,33	4,99	2,11	1,80	2,30	5,73	4,40	2,23	1,91	2,66	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,70	1,89	2,01	4,46	1,75	1,61	2,00	5,19	3,82	2,01	1,62	2,26	2,93	2,08	2,23	5,02
6	1,79	1,51	1,65	3,63	1,09	1,26	1,65	4,37	2,68	1,62	1,30	1,58	2,14	1,82	2,00	4,46
8	0,98	0,99	1,08	2,55	0,51	0,82	1,11	3,28	1,62	1,09	0,79	0,74	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,11	0,42	0,52	1,33	0,05	0,33	0,57	1,98	0,19	0,49	0,32	0,10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,02	0,10	0,40	0,00	0,02	0,15	0,96	0,00	0,02	0,02	0,13	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla B.2

	$\beta=90^\circ ; \alpha=30^\circ$				$\beta=35^\circ ; \alpha=60^\circ$				$\beta=90^\circ ; \alpha=60^\circ$				$\beta=35^\circ ; \alpha=-30^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,06	0,01	0,15	0,51	0,00	0,00	0,08	0,16	0,00	0,01	0,27	0,78	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,56	0,06	0,14	0,43	0,02	0,04	0,04	0,02	0,09	0,21	0,33	0,76	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,80	0,04	0,07	0,31	0,02	0,13	0,31	1,02	0,21	0,18	0,27	0,70	1,34	1,28	1,73	3,79
5	3,06	0,55	0,22	0,11	0,64	0,68	0,97	2,39	0,10	0,11	0,21	0,52	2,17	1,79	2,21	4,70
3	4,14	1,16	0,87	0,67	1,55	1,24	1,59	3,70	0,45	0,03	0,05	0,25	2,90	2,05	2,43	5,20
1	4,87	1,73	1,49	1,86	2,35	1,74	2,12	4,73	1,73	0,80	0,62	0,55	3,12	2,13	2,47	5,20
2	5,20	2,15	1,88	2,79	2,85	2,05	2,38	5,40	2,91	1,56	1,42	2,26	2,88	1,96	2,19	4,77
4	5,02	2,34	2,02	3,29	2,86	2,14	2,37	5,53	3,59	2,13	1,97	3,60	2,22	1,60	1,73	3,91
6	4,46	2,28	2,05	3,36	2,24	2,00	2,27	5,25	3,35	2,43	2,37	4,45	1,27	1,11	1,25	2,84
8	3,54	1,92	1,71	2,98	1,51	1,61	1,81	4,49	2,67	2,35	2,28	4,65	0,52	0,57	0,65	1,64
10	2,26	1,19	1,19	2,12	0,23	0,94	1,20	3,18	0,47	1,64	1,82	3,95	0,02	0,10	0,15	0,50
12	1,17	0,12	0,53	1,22	0,00	0,09	0,52	1,96	0,00	0,19	0,97	2,93	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,22	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla B.3

	$\beta=90^\circ ; \alpha=-30^\circ$				$\beta=35^\circ ; \alpha=-60^\circ$				$\beta=90^\circ ; \alpha=-60^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,05	0,60	1,28	0,00	0,04	0,60	2,09	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,43	1,17	1,38	2,30	0,27	0,91	1,42	3,49	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,42	1,82	1,98	3,15	1,51	1,51	2,10	4,78	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,43	2,24	2,24	3,51	2,25	1,95	2,48	5,48	3,36	2,37	2,56	4,61
3	4,12	2,29	2,18	3,38	2,80	2,08	2,56	5,68	3,49	2,06	2,10	3,67
1	4,05	2,11	1,93	2,77	2,78	2,01	2,43	5,34	2,81	1,52	1,44	2,22
2	3,45	1,71	1,41	1,81	2,32	1,70	2,00	4,59	1,89	0,78	0,58	0,53
4	2,43	1,14	0,79	0,64	1,52	1,22	1,42	3,46	0,44	0,03	0,05	0,24
6	1,24	0,54	0,20	0,11	0,62	0,67	0,85	2,20	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,40	0,03	0,06	0,31	0,02	0,14	0,26	0,92	0,22	0,18	0,28	0,69
10	0,01	0,06	0,12	0,39	0,02	0,04	0,03	0,02	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,01	0,13	0,45	0,00	0,01	0,07	0,14	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,36

En las cubiertas planas se procede situando los módulos orientados hacia el ecuador, en hileras separadas entre sí una distancia mínima que busca que las pérdidas por sombreado no sobrepasen un límite determinado.

Por un lado la inclinación óptima de un generador fotovoltaico conectado a red es de unos diez grados por debajo del valor de la latitud local. Por otro cuanto menor sea la inclinación de los módulos, menor será la sombra que proyecten, de manera que la distancia entre las filas podrá reducirse. Esto permitirá añadir más filas de módulos en la misma superficie de la cubierta y por tanto instalar más potencia. La reducción de la inclinación de unos cuantos grados reduce el sombreado sin afectar demasiado a la producción fotovoltaica.

La distancia entre filas de módulos depende la longitud de los módulos así como de la inclinación, β , y el ángulo de la altura solar, h , mínimo en el lugar de la instalación.

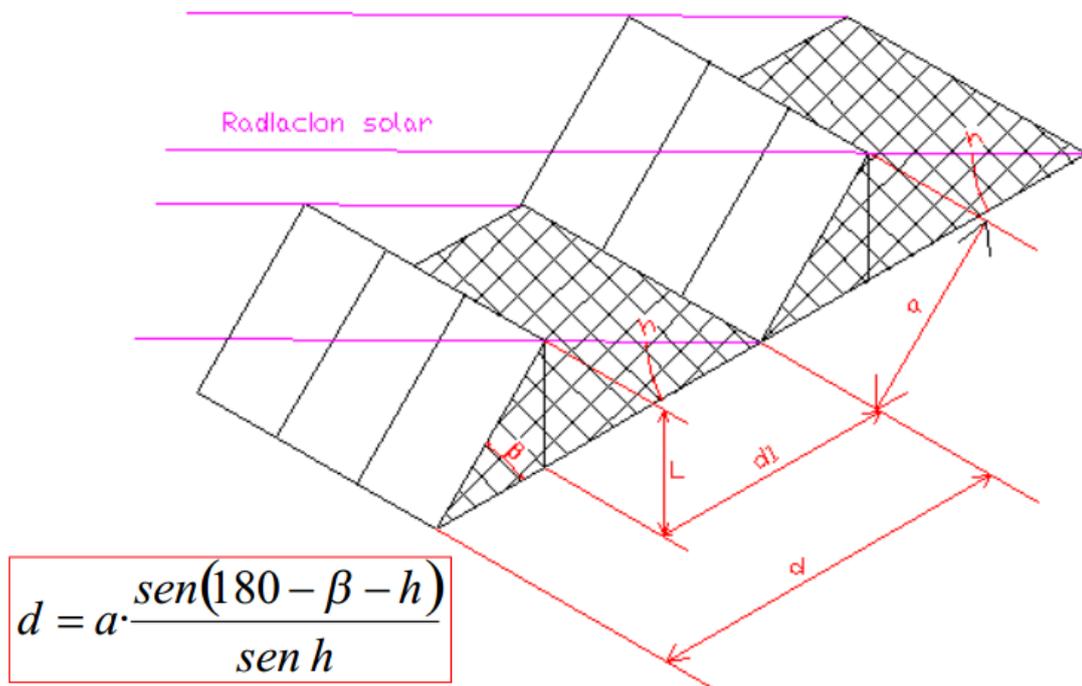


Figura 3.35. Cálculo de sombras de unos paneles sobre otros.

El criterio más sencillo en cuanto al cálculo de sombras en cubiertas es establecer que al mediodía del día del solsticio de invierno las hileras no proyecten sombra sobre las que se encuentren detrás de ellas. La distancia óptima entre las filas será la mínima

distancia que consigue este requerimiento. Sin embargo en función de las dimensiones de las hileras, se proyectaran sombras de mayor o menor tamaño sobre las posteriores a otras horas del día, en periodos cercanos al solsticio de invierno.

El criterio más conservador sería evitar las sombras al cien por cien durante todo el año. Un modo razonable de proceder es evitar las sombras hasta un determinado valor del ángulo de incidencia. Se trata de ignorar los efectos del sombreado cuando el ángulo de incidencia de la radiación sobre el generador sea superior a un determinado valor, considerando que a partir de ese umbral la radiación recibida es lo suficientemente baja.

En los parasoles situados en fachadas verticales, el estudio del sombreado hay que hacerlo para el mediodía del solsticio de verano, que es el momento en el que el Sol tiene una mayor elevación, y por tanto es más probable que los parasoles proyecten sombras sobre los que se encuentran bajo ellos (figura 17). En este caso es recomendable que incluya un diodo asociado a la fila de células que se va a situar en la parte alta del parasol que va a ser sombreada con mayor probabilidad.

3.5.3. Cálculo de pérdidas por temperatura

Como término medio, un módulo fotovoltaico de silicio cristalino pierde un 4 % de potencia por cada 10 grados centígrados que aumente su temperatura. En el caso de los módulos de silicio amorfo, este factor se reduce a la mitad (2 %). En general, esta dependencia está en función de la tecnología. Los módulos que mejor se comportan a altas temperaturas son los de silicio amorfo, lo cual es una ventaja para su integración en edificios, como anteriormente hemos dicho en el apartado 3.

El control de temperatura constituye un factor importante en los sistemas integrados en edificios, por detrás de la irradiancia. La ventilación de la cara posterior de los módulos es un requerimiento fundamental que depende del buen diseño del cerramiento fotovoltaico. Una adecuada ventilación disminuye la temperatura de trabajo de las células y mejora su rendimiento. Además la ventilación evita problemas de condensación. Una cámara de aire ventilada de unos 10 centímetros de espesor es suficiente en la mayoría de los casos.

Tabla 3.3. Efecto de la temperatura en la potencia de los módulos.

Tecnología fotovoltaica	Disminución de la potencia por incremento de temperatura
Silicio cristalino	0,43 % / °C
Silicio amorfo	0,21 % / °C
CIS	0,38 % / °C
CdTe	0,23 % / °C

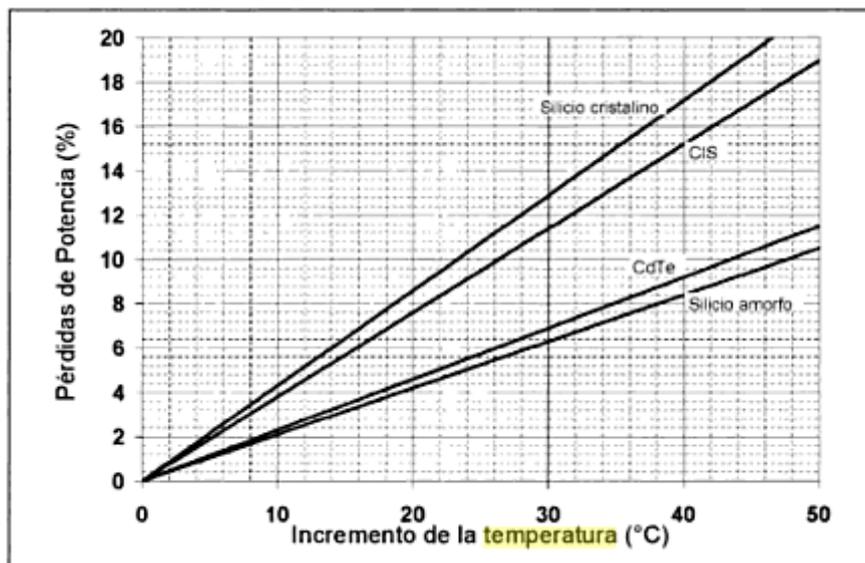


Figura 3.36. Variación lineal de las pérdidas en potencia de módulos de distintas tecnologías en función de la temperatura.

La temperatura de un módulo sin defectos de fabricación y sin sombras parciales es un función lineal de la temperatura ambiente (T_a) y la irradiancia (G), viene dado por la **Ecuación 3.3**:

$$T_c \approx T_a + \left[\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right] \cdot G \quad (3.3)$$

El parámetro T_{ONC} es la denominada temperatura de operación nominal, y su valor suele venir incluido en hojas técnicas de los módulos, El conocimiento de la T_{ONCA} de un módulo permite estimar de forma aproximada la temperatura de sus células, conocidas la temperatura ambiente y la irradiancia. Hay que tener cuenta que esta

fórmula únicamente sería válida para módulos ventilados por ambas caras, si el módulo no tuviera ventilada la cara posterior, se infravaloraría la temperatura de sus células.

3.5.4. Pérdidas angulares, espectrales y suciedad

La suciedad desempeña un papel fundamental en las pérdidas de generación fotovoltaica en los módulos. Anteriormente se mencionó la inconveniencia de posicionar horizontalmente los módulos fotovoltaicos ya que incrementa la acumulación de suciedad superficial.

Una capa de polvo sobre la cubierta frontal del módulo reduce la transmisión de radiación a su interior a incidencia normal, pero incrementa las pérdidas angulares por reflexión. Estas pérdidas se definen en relación a la situación de incidencia normal. Su cálculo puede llevarse a cabo mediante un modelo analítico validado con medidas experimentales cuya expresión viene dada por la *Ecuación 3.4*:

$$(3.4) R(\alpha) = R(0) + [1 - R(0)] \cdot \left[\frac{\exp\left(\frac{-\cos \alpha}{a_r}\right) - \exp\left(\frac{-1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(\frac{-1}{a_r}\right)} \right] \quad (3.4)$$

Donde R es la reflectancia del módulo ponderada en todo el espectro solar, α el ángulo de incidencia de la radiación y a_r es un parámetro empírico a determinar en cada caso, directamente relacionado con las pérdidas angulares que incluye el efecto de la suciedad superficial, y viene determinado por la *Ecuación 3.5*.

$$a_r = a_{r0} \cdot (1 + S_{\alpha} \cdot \Delta T(\%)) \quad (3.5)$$

El valor de a_{r0} , limpio es de 0,17 para la mayoría de los módulos comerciales, S_{α} es el coeficiente de suciedad cuyo valor típico es 0,0744 y $\Delta T\%$ es el porcentaje de reducción de la transmitancia e incidencia normal, con relación a la situación de superficie limpia.

$\Delta T=0$ se corresponde con la superficie limpia, mientras que $\Delta T=2\%$ y $\Delta T=8\%$ pueden considerarse como valores representativos en condiciones de suciedad moderada y alta. Con estas fórmulas y considerando la distribución espacial y

temporal de las componentes de la radiación solar (directa y difusa), pueden calcularse las pérdidas angulares integradas en periodos de interés tales como días, meses o años.

Los climas áridos o ciertos factores ambientales pueden generar grados de suciedad muy significativos en la superficie de los módulos. Estos efectos se ven aumentados en los módulos de vidrio de superficie texturizada, son superficies retenedoras de suciedad. También es importante destacar que la suciedad tiende a acumularse cerca del marco inferior del módulo, lo que puede ocasionar un sombreado parcial de las células próximas al borde.

La **Figura 3.37** nos muestra las pérdidas angulares y espectrales en un módulo fotovoltaico a lo largo de un día y como promedio de máxima pérdida a lo largo del año, que viene indicado en el rectángulo coloreado. Todo esto para condiciones estándar que son: 1000 W/ m^2 , temperatura de la célula de 25° , incidencia normal y espectro AM1,5G.

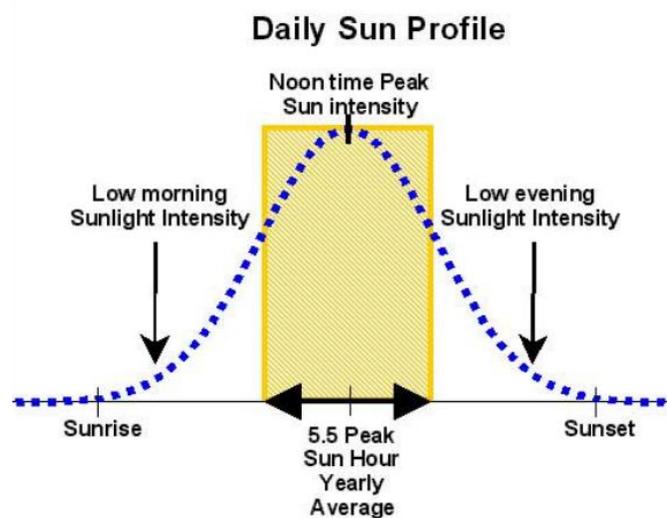


Figura 3.37. Pérdidas angulares y espectrales diarias.

3.5.5. Pérdidas por dispersión o disparidad

Las pérdidas por dispersión o desacoplo son las que se ocasionan por conectar entre sí módulos con diferentes características eléctricas. La tensión resultante de asociar varios módulos en paralelo es la del módulo con menor tensión. Análogamente, al conectar varios módulos en serie, la intensidad de la corriente final es igual a la menor de las que suministra cada módulo por separado.

Estas pérdidas son evitables. Por tanto una medida obvia es considerar solo módulos del mismo tipo para conectar entre sí, pero si es posible, conviene tener medidas antes de su instalación las curvas características de cada uno de ellos. En realidad, los fabricantes pueden suministrar módulos iguales con diferencias en torno al 10% (tolerancias de $\pm 5\%$) en sus características eléctricas. Con estos resultados clasificaremos los módulos según sus valores de corriente en el punto de máxima potencia. Esto puede suponer una reducción de las pérdidas de al menos un tercio en relación con las que tendrían sin la selección previa. Si consideramos 10 módulos, las pérdidas por disparidad pasan del 6 al 2%. Esto se debe a cuanto mayor es el número de módulos conectados.

Además, en los sistemas integrados en edificios las condiciones de orientación, temperatura y sombreado pueden afectar de forma diferente a los distintos módulos una vez instalados. Existen casos en los que no se ha tenido en cuenta esto, y se han conectado en serie, filas de módulos orientadas de distinta forma, lo que ocasiona pérdidas por disparidad; para evitarlo se debe dividir el sistema fotovoltaico en hileras y conectar cada una de estas hileras a un inversor diferente.

Los módulos AC evitan completamente las pérdidas por dispersión o disparidad, aunque resultan menos duraderos debido a las extremas condiciones de trabajo a las que se someten habitualmente y presentan un montón de inconvenientes.

3.5.6. Mantenimiento

En las instalaciones fotovoltaicas de edificios es necesario llevar a cabo un mantenimiento para asegurar su buen funcionamiento. Habrá que supervisar módulos, estructuras, cajas de conexiones y sistemas de conversión y transformación. Debe hacerse especial hincapié en todo aquello que afecta a la seguridad del sistema y a las de las personas. Debe comprobarse habitualmente, por un lado, la resistencia de aislamiento, que debe ser lo mayor posible y encontrarse dentro de las recomendaciones (20 Ω , 10 mA), y por otro lado la resistencia del electrodo de tierra, que será lo más baja posible.

La limpieza de los módulos puede ser necesaria si el edificio está en una zona expuesta a contaminación. Para ello debe preverse la accesibilidad a los paneles. En el caso de fachadas fotovoltaicas pueden utilizarse métodos convencional es para su limpieza y mantenimiento.

Simulación de una instalación similar al edificio Duque de Lerma

Es importante, para poder describir de una manera más detallada todo lo contado en el apartado anterior de la integración fotovoltaica, poder poner un ejemplo para ver todas las características que tiene la integración fotovoltaica, estudiando todos los parámetros que este nos puede hacer tomar ésta como una solución válida. No obstante, nuestro proyecto también trata colateralmente de un estudio de los simuladores más destacados que existen para la energía fotovoltaica o para tecnología solar en general, para después poder determinar cuál de estos simuladores es el más interesante para nuestro proyecto, orientado a la integración fotovoltaica para el edificio Duque de Lerma.

4.1. Estudio de simuladores existentes en el campo de la fotovoltaica

Como ya narramos anteriormente, para poder hacer una simulación correcta del proyecto, tendremos que estudiar los diferentes simuladores y cuál o cuáles de ellos son los adecuados. A continuación les nombraremos y diremos cuáles son sus características, ventajas e inconvenientes.

4.1.1. PV-Sol

4.1.1.1. Breve descripción del programa

PV-Sol se trata de un software de simulación orientado al estudio fotovoltaico y a la integración fotovoltaica en edificios. Pertenece a Valentín Energie Software y realiza estudios tanto energético, como económico o de sombras.

Nada más abrir el programa nos pide que definamos una instalación, lo que haremos en proyecto nuevo y proyecto conectado a red. Una vez hayamos realizado esto nos aparecerá la siguiente ventana:

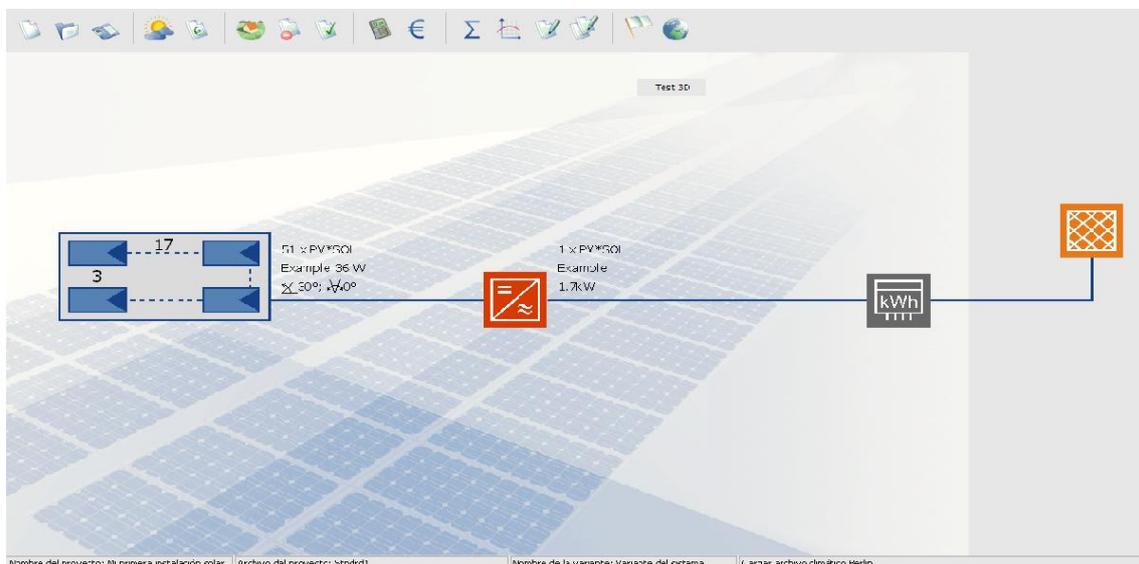


Figura 4.1. Visión global del software PV-Sol.

Aquí aparecen 4 cuadros que representan 4 cosas diferentes que son: generador fotovoltaico (donde se definen los módulos a insertar), el inversor, la batería y el regulador de carga.

En la barra de tareas de arriba nos aparece todas las posibilidades que podemos realizar:



Figura 4.2. Barra de tareas de PV-Sol.

Estas posibilidades van desde crear un proyecto nuevo, hasta cargar los datos climáticos, calcular las pérdidas, realizar la visualización en 3D o realizar el estudio económico o gráfico del sistema.

Lo primero que haremos será definir los datos climáticos del sistema y a continuación realizar la visualización 3D del sistema y el estudio de sombras.

A la hora de realizar el estudio 3D pincharemos en el botón  y apareceremos en la siguiente ventana:

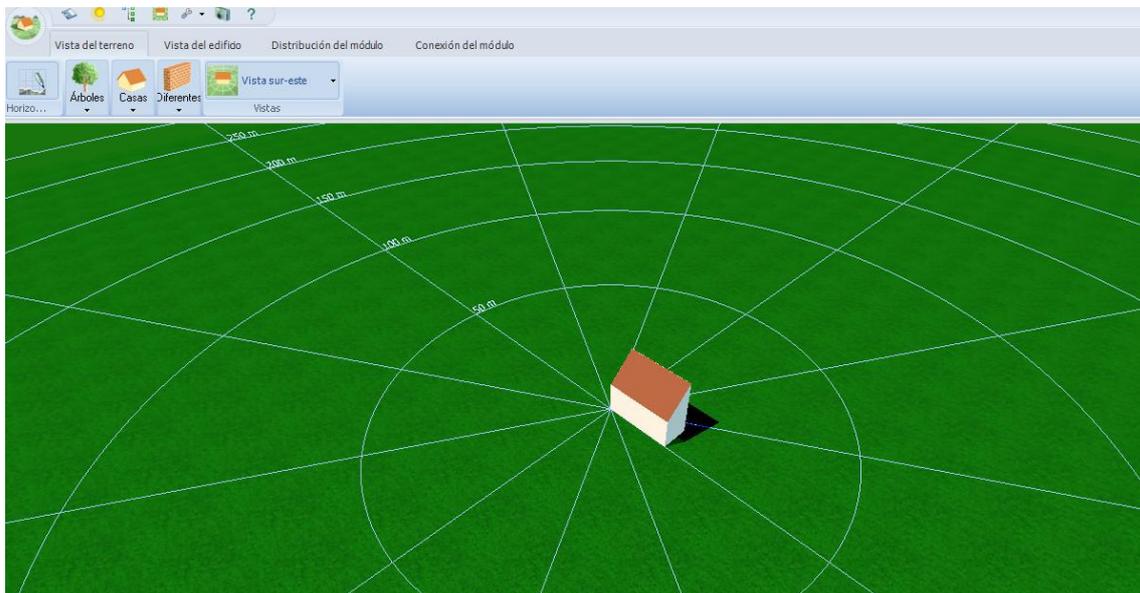


Figura 4.3. Diseño de la edificación mediante PV-Sol.

Desde esta situación podremos establecer la orientación del edificio, el estudio de sombras e integrar los módulos fotovoltaicos.

En líneas generales esto es todo lo que PVSOL aporta lo cual no es poco, dispone de un montón de variantes y en conjunto se trata de un software completo y sencillo a la hora de trabajar.

4.1.1.2. ¿Por qué descartamos PV-Sol como software de simulación?

Debemos decir que no nos llevó mucho tiempo de descartar PV-Sol como software de simulación a pesar de ser un programa bastante completo. Para empezar antes de seleccionar un programa de simulación decidimos investigar todas las opciones y estudiar todas las comparativas de software disponibles, finalmente y tras mucho investigar decidimos empezar con PV-Sol como software, a pesar de no ser considerado como el mejor programa para realizar estudios de integración y simulación fotovoltaica.

Nada más comenzar, a la hora de realizar el edificio Duque de Lerma PV-Sol nos limitaba mucho el diseño de un edificio 3D, de hecho a la hora de elegir la edificación (PV-Sol te exige el tipo de edificio) solo podíamos elegir casas tipo chalets, o edificio complejos, decidimos entonces realizar este último. Fue por tanto una gran desventaja a la hora de realizar nuestro edificio debido a la complejidad de diseñarlo. Pero la mayor desventaja a la hora del diseño se produjo a la hora de realizar el diseño de la marquesina, ya que no nos permitía integrar la marquesina como elemento independiente en el edificio, intentamos subsanar esto introduciendo bloques y reduciéndoles de forma plana, e insertándolos encima del bloque base simulando la situación de una marquesina.

Esto nos llevó a otro problema por el que decidimos abandonar el programa y comenzar con otro. El problema nos surgió cuando intentamos realizar la integración de los módulos en el edificio. El edificio constaba finalmente de 2 bloques independientes, a la hora de realizar la integración de módulos nos establecía varias limitaciones como eran el no poder integrar módulos en la marquesina o no poder integrar más de una cara de módulos en la fachada, es decir que solo podíamos integrar los módulos, por ejemplo, en la cara sur del edificio y no nos permitía más integración en ese proyecto concreto, lo que nos llevó a decidir abandonar el PV-Sol como software.

Además existían también otro tipo de problemas como eran a la hora de realizar el estudio de sombras, queríamos saber o estudiar la sombra que el torre A podía proyectar sobre la B en el edificio Duque de Lerma, o el sombreado que podría proyectarse desde los edificios que se disponen en la avenida Salamanca sobre el edificio, pero el

programa no nos permitió el sombreado de la torre A sobre la B ya que consideraba los edificios como un único bloque y por tanto un único sombreado hacia afuera y no un sombreado sobre el edificio.

Por último y como dato casi irrelevante también decidimos abandonar el software debido a la limitación de los datos climáticos, ya que solo permitía datos de ciudades principales como eran: Berlín, Moscú, Washington o Ciudad de Méjico. Tras gastar entre una y dos semanas intentando encontrar los datos de Valladolid o en su defecto al menos alguna ciudad española, e intentando cargar los datos a través de meteonorm, debido a que los datos climáticos se cargaban con extensión .wbv perteneciente a meteonorm. Nos resultó imposible extrapolar los datos climáticos de Valladolid desde el meteonorm al PV-Sol, ya que el programa no lo admitía.

Por todos estos motivos en las primeras semanas de trabajo en simulación decidimos abandonar PV-Sol como programa de simulación y estudiar nuevas posibilidades de simulación.

4.1.2. PVSyst

El PVSyst es otro programa de simulación de energía fotovoltaica que a nuestro parecer es mucho más completo que el anterior. A continuación destacaremos sus características principales, así como sus ventajas e inconvenientes de uso y las distintas opciones que nos permiten un desarrollo correcto en lo que a la integración fotovoltaica se refiere.

Para comenzar, el programa nos ofrece un menú de inicio (*Figura 4.4*) dónde disponemos de varias opciones para elegir una situación global del proyecto, ya sea conectado a red, de corriente continua o aislado. La opción que la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas tendrán será la de conectado a red, dado que dicha aplicación es la más común, y sobre la que nos centraremos en nuestro proyecto.



Figura 4.4. Menú de inicio de PVSyst.

A continuación tras coger las opciones deseadas, nos aparecerá un menú principal (**Figura 4.5**) dónde tendremos distintas opciones y parámetros para el diseño de nuestro proyecto de simulación, que describiremos a continuación.

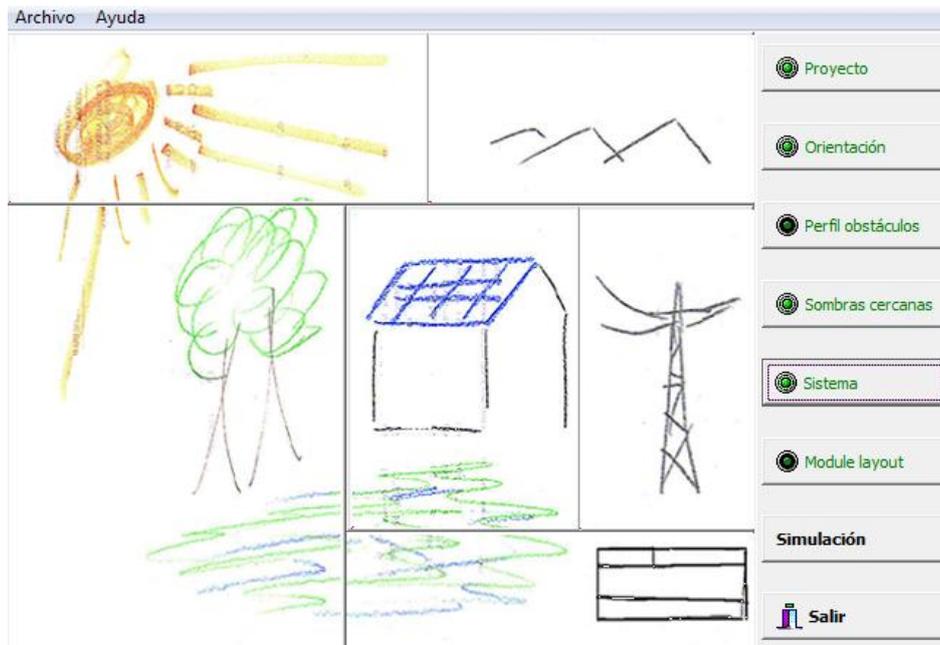


Figura 4.5. Menú principal de PVSyst.

- Proyecto: Esta opción nos brinda la capacidad de crear un nuevo proyecto o uno guardado anteriormente.

- Orientación: Sirve para dar la inclinación y la azimuth de los campos donde instalaremos nuestros módulos fotovoltaicos. Además nos da la posibilidad de dar distintos tipos de campos, como de plano inclinado fijo, distintos tipos de seguimiento, ajuste de inclinación estacional, sistemas heterogéneos, etc.

- Perfil obstáculos: Traza un gráfico, dependiendo de la situación geográfica del sistema y de la inclinación y azimuth de los módulos, de las sombras necesario para los siguientes pasos de la simulación.

- Sombras cercanas: Nos da como resultado una tabla y un gráfico (parecido al de perfil de obstáculos), dependiendo del edificio diseñado. No obstante, lo más destacado de esta opción del menú es poder construir el edificio en el que diseñar nuestro sistema, para así estudiar su comportamiento durante un tiempo determinado, con el fin de obtener un resultado de sombreado más preciso.

Para ello, elegimos la opción Construcción/perspectiva. Tendremos una imagen como la de la **Figura 4.6**.

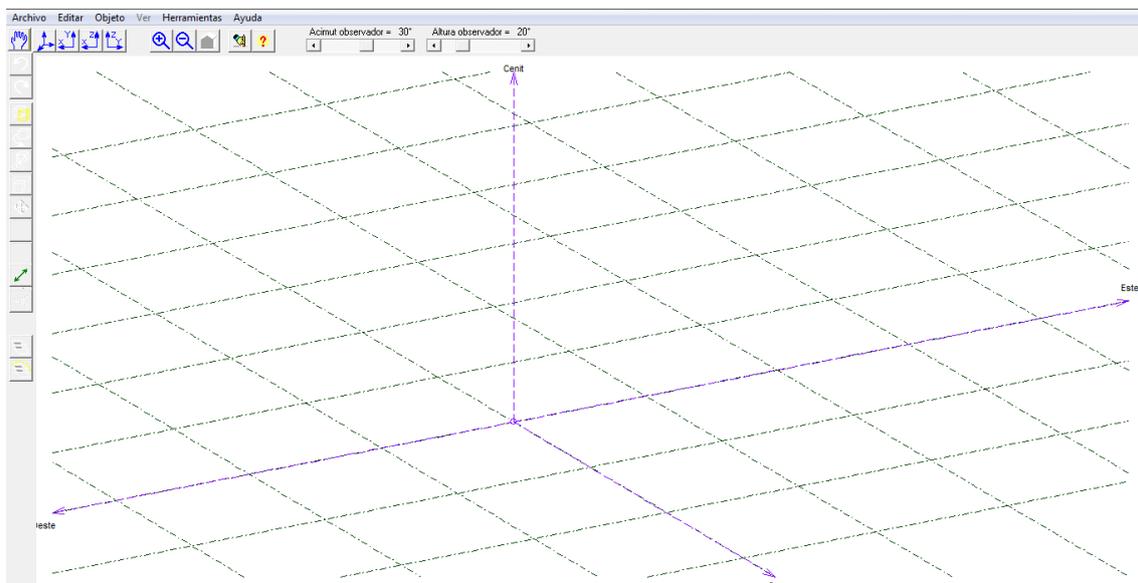


Figura 4.6. Construcción perspectiva de PVSyst.

A parte de las opciones más comunes cómo son acercar, alejar girar, etc. Tenemos la opción de diseñar el edificio. La construcción de éste será por bloques. Podremos definir bloques elementales (**Figura 4.7**) mediante los cuales podemos definir estructuras mediante la combinación de ellas. Las dimensiones de cada bloque también se podrán determinar con facilidad.

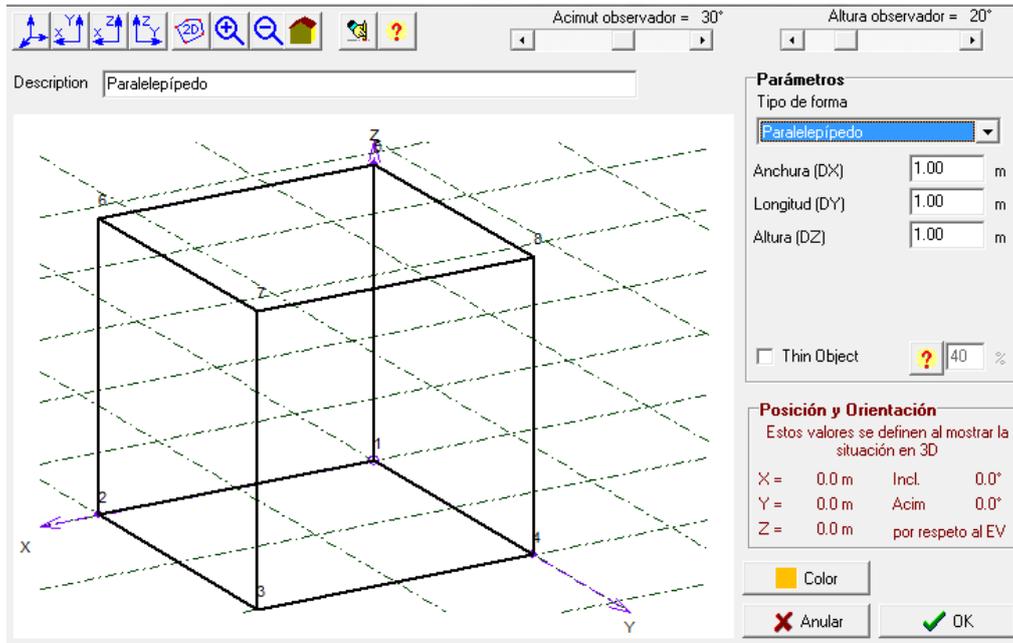


Figura 4.7. Definición de un bloque mediante PVSyst.

Se le darán las coordenadas respecto a un eje de referencia dado, para definir la posición de cada bloque mediante un cuadro de diálogo (**Figura 4.8**).

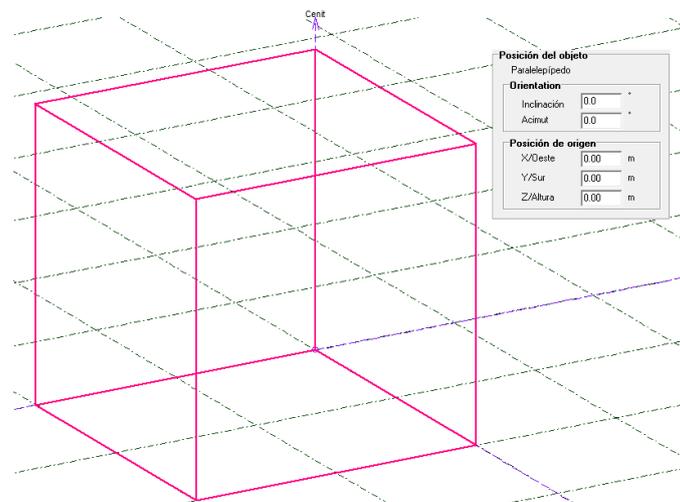


Figura 4.8. Cuadro de diálogo para la situación del bloque con PVSyst.

Otra opción si cabe más importante es la de la posición de las zonas en las que situaremos posteriormente los paneles. El software contará con varias opciones para los distintos tipos de paneles, sean estos fijos, con seguimiento, para parasoles, etc. Para definir la estructura donde situaremos los paneles contamos con un cuadro (Figura 4.9) donde disponemos de distintas opciones como la inclinación del plano o número áreas iguales, entre otras.

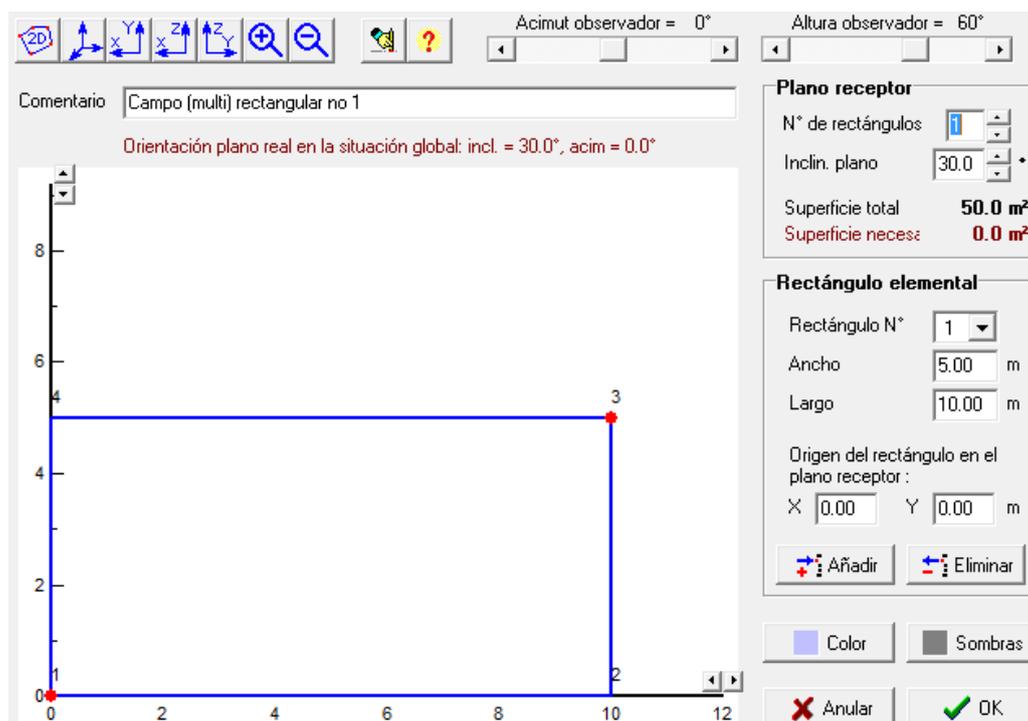


Figura 4.9. Definición de área activa para un campo rectangular.

Otra de las opciones a destacar, y la última que a detalle comentaremos, es un posible estudio de sombras que el programa ofrece. Es un interesante estudio, en el que podremos determinar el día y la hora para determinar la posición del sol en cada momento y poder ver de manera gráfica la cantidad de horas e inclinación de luz solar que reciben nuestros paneles una vez situados en el sistema, con el fin de poder determinar previamente al diseño de toda la instalación qué zonas serán susceptibles de colocar paneles y que zonas serán menos eficientes.

- Sistema: En esta opción elegiremos los módulos que instalaremos en nuestro proyecto, así como los inversores que utilizaremos. De la misma forma, el programa ofrece la posibilidad de dividir el sistema en distintos subcampos con el fin de tratar cada uno de manera independiente, es decir, para instalar distintos componentes en cada

uno de ellos. Cuenta con una extensa base de datos de los distintos tipos de módulos e inversores de distintos fabricantes existentes en el mercado. Tras concretar todos los datos de la instalación, esta opción te da distintas opciones de la conexión entre los módulos y cuales hacen que, dependiendo de dichos componentes, sean viables a la hora de la instalación. Más adelante veremos varios ejemplos de los datos obtenidos en esta opción del menú.

- **Module layout:** Una vez teniendo las superficies dónde deseamos poner los distintos módulos, debemos estudiar, con los módulos que hemos elegido, la capacidad real que estas superficies tienen de recibir el mayor número de módulos posibles, con el fin de dejar la menor cantidad de superficie sin módulos, o lo que es lo mismo, de aprovechar de una manera óptima el espacio disponible para los módulos. Esta herramienta nos facilita la capacidad de las zonas de instalar los módulos dependiendo de las dimensiones de los mismos.

- **Simulación:** Tras haber definido y concretado todos los parámetros anteriores, el programa nos ofrece una serie de resultados de la instalación, como son la eficiencia energética, la producción anual, rendimientos, etc. de una forma precisa. Estos datos serán los que nos hagan decidir la viabilidad del proyecto en cuestión. En la simulación veremos con más detalle todos los datos que éste programa nos proporciona.

Una vez descrito y manejado este programa, vemos que se adapta a las necesidades de nuestro proyecto, con lo que éste será el software de simulación para nuestro proyecto. A continuación, pese a que nos resulta útil el programa y adecuado para el desarrollo del proyecto, veremos una serie de inconvenientes que hemos encontrado que dificulta y entorpece su uso:

- **Dificultad de hallar con facilidad una versión completa:** En internet se encuentran muchas demos pero que para realizar un proyecto de ciertas dimensiones y complejidad no son útiles. Lo más cercano que hemos encontrado ha sido una versión de evaluación, cuyo periodo de caducidad es de un mes.

- **Incompatibilidad con otros archivos:** en lo referente al diseño de estructuras, no se pueden importar datos de programas de diseño tipo autocad, Catia o similares.

- Dificultad de acceso a los datos guardados: al guardar un proyecto, resulta muy difícil acceder a él, y solo se puede abrir desde el mismo programa, lo que resulta imposible de poder exportar a otros ordenadores y hace más difícil su accesibilidad.

- Estudio de sombras: aunque el estudio de sombras nos resultó, en su mayoría, útil, si queremos un estudio más detallado debemos acceder a otras plataformas de software.

4.1.3. FV-Expert

FV-Expert es un software para el estudio y cálculo de sistemas fotovoltaicos autónomos y con conexión a la red eléctrica, el software es una versión reducida con respecto a la versión full, entre las herramientas que posee se encuentran:

Sistema fotovoltaico autónomo: Consumo, dimensionado y cableado.

Sistema conectado a red: Dimensionado y análisis económico.

Bases de datos de irradiación de casi todos los países del mundo.

Estudio de geometría solar.

Estudio del seguimiento solar.

Estudio de sombras.

Estudio del generador fotovoltaico.

El objeto de nuestro estudio mediante el FV EXPERT no es otro que el dimensionado para llegar al análisis económico, que es para lo que realmente hemos escogido este programa sino para otra cosa que no sea un análisis económico de nuestro proyecto.

Hay que decir que FV EXPERT nos ofrece un análisis económico aceptable, aunque no muy exhaustivo, en cuanto a sistemas fotovoltaicos se refiere, lo cual se convierte en una ventaja a la hora de realizar un estudio de viabilidad económica de un sistema fotovoltaico, en nuestro caso de una sistema de integración fotovoltaica conectada a red, ya que no existen muchos programas que realicen sistemas fotovoltaicos e incluyan además un análisis económico del mismo.

Empecemos por analizar el dimensionado del programa para después acabar en el análisis económico. Según abrimos FV EXPERT nos aparecerá una ventana (*Figura 4.10*) tal que:



Figura 4.10. Menú principal del FV-Expert.

A continuación pinchamos en el botón “SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED”, ya que como solo nos interesa el estudio económico de nuestro proyecto. A continuación accederemos a la siguiente ventana (*Figura 4.11*):

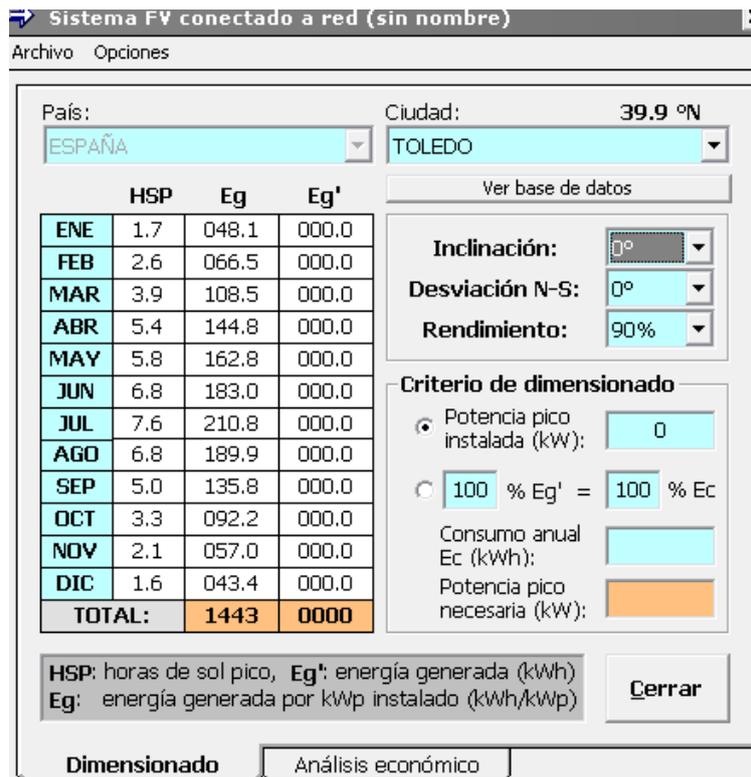


Figura 4.11. Ejemplo de dimensionado del sistema con FV-Expert.

A la hora de dimensionar nuestro sistema hemos de introducir la inclinación de nuestros paneles y si estos presentan una desviación respecto a la horizontal de nuestro edificio. Esto presenta un inconveniente cuando realizamos integración, ya que en un principio está pensado para situar paneles en cubiertas, lo que limita mucho la integración en fachadas y su orientación. Nosotros a la hora de integrar tratamos con 2 orientaciones. Pero hemos seleccionado 0 para la planta y 90 para el resto con un rendimiento máximo del panel siempre, siendo del 90 por ciento.

A continuación puedes seleccionar la potencia de pico instalada o el consumo anual que la instalación tiene, determinando el tanto por ciento de energía generada. Nos hemos decantado por la primera debido a que PVSYST te determina dicha cifra, y habiendo consultado otros proyectos.

Una vez realizado el dimensionado pasamos al análisis económico (**Figura 4.12**):

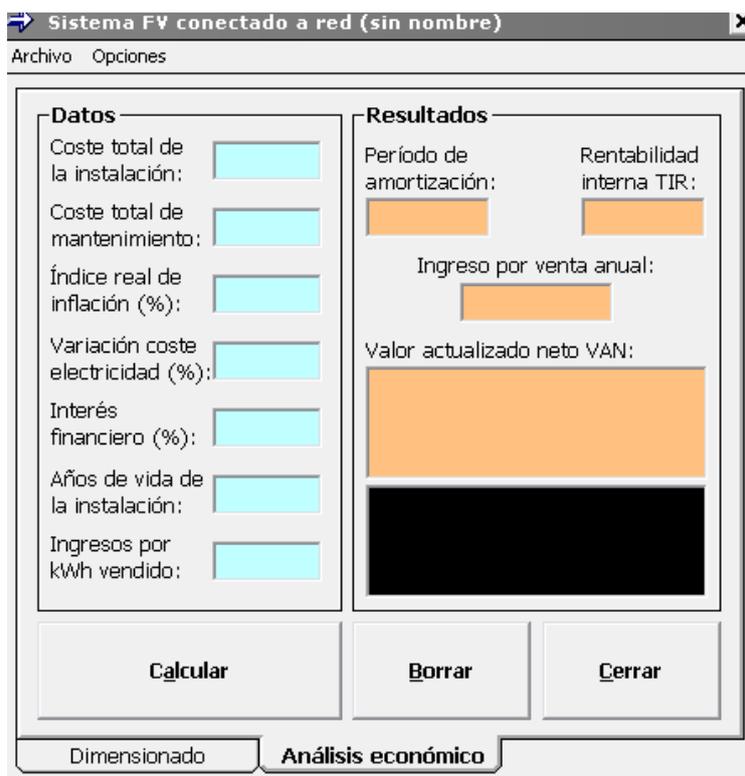


Figura 4.12. Menú del estudio económico con FV-Expert.

Esto nos aporta datos interesantes y varias opiniones. Empecemos por el coste total de la instalación que sale como resultado de los paneles e inversores por el precio del mismo.

En coste total de mantenimiento tenemos: comprobación periódica del estado de los paneles y los inversores, comprobación del correcto funcionamiento de los paneles y los inversores mediante pruebas de corriente, es decir un correcto funcionamiento del paso de la corriente a través de los inversores y a través de las células del panel, además de las sujeciones y el seguro de cada lado de la fachada.

El índice de inflación vendrá dado por el BOE, nosotros le situamos en un 3,5%. A través de la consulta en otros proyectos se ha detectado un fallo y es el siguiente, se ha detectado que para el cálculo de los ingresos por venta de electricidad, para la variación anual se tiene en cuenta la inflación. Esto es un error, porque lo que se debe considerar es la variación anual de la TRM (la tasa representativa de mercado), que siempre está por debajo de la inflación. Si se emplea la inflación, se obtienen unos datos demasiado optimistas.

Otro defecto, pero este de menor importancia, es que no es muy flexible en cuanto a los datos de entrada. De hecho, si queremos introducir, además de la subvención de IDAE, la ayuda a la financiación del ICO, se tiene que hacer con artimañas, considerándola como parte de la subvención a fondo perdido o de otro modo, lo cual desvirtúa el resultado final, porque, como obliga IDEA (Instituto para Diversificación y ahorro de energía), esta ayuda debe emplearse para reducir el plazo de amortización.

En cuanto al interés financiero, Censolar recomienda un 6,5 %, pero este precio puede negociarse algo mejor por lo que hemos establecido un 6 %, además de que es esta cifra la que se incluye en otros proyectos también.

Para finalizar los años de vida de instalación y el precio del Kwh viene estipulado en el BOE.

Aparte de todos estos fallos para el estudio económico en el FV-Expert, decidimos realizar el estudio económico a mano basándonos en otros proyectos. Esto se debió a que al cambiar en el dimensionado la inclinación, la desviación o el rendimiento nos variaba el valor actual el neto, el periodo de amortización, el TIR e incluso el ingreso por venta anual, lo que no debería influir dado que el programa nos pide la potencia de pico instalada y por tanto no debería influir cual fuera la inclinación o la orientación de los paneles o su rendimiento. Veamos experimentalmente lo que estamos diciendo:

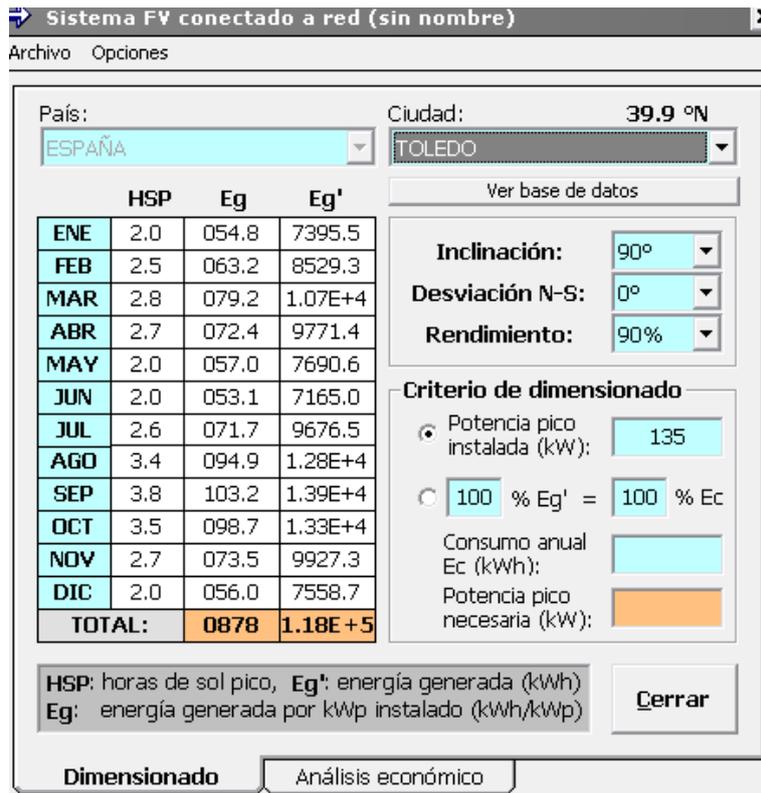


Figura 4.13.

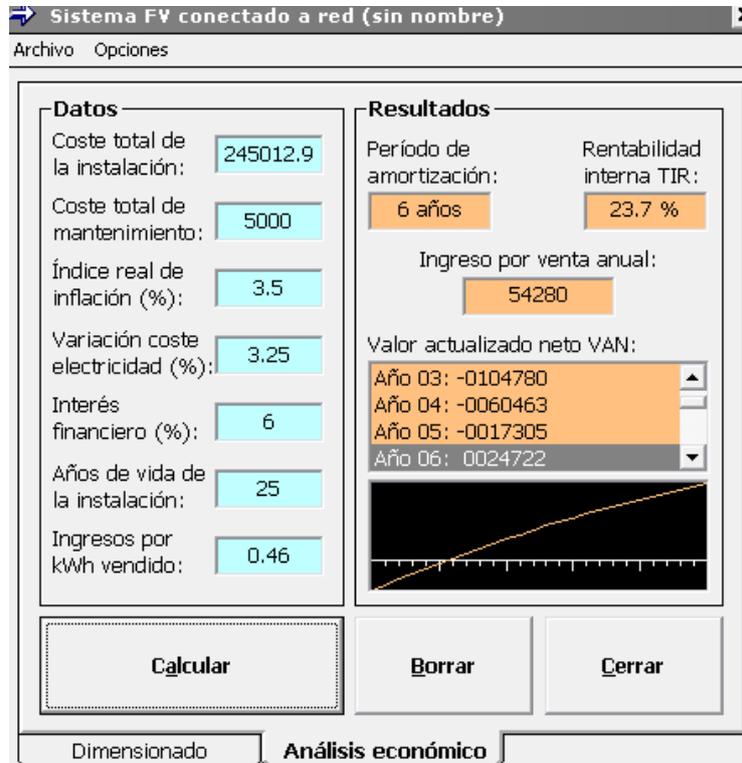


Figura 4.14.

Ahora cambiamos la inclinación a 0 grados y la desviación a 45, por ejemplo y realizamos la simulación para ambos datos manteniendo todos los datos referentes a potencia de pico y análisis económico veremos el cambio. Para la inclinación de 0 tenemos:

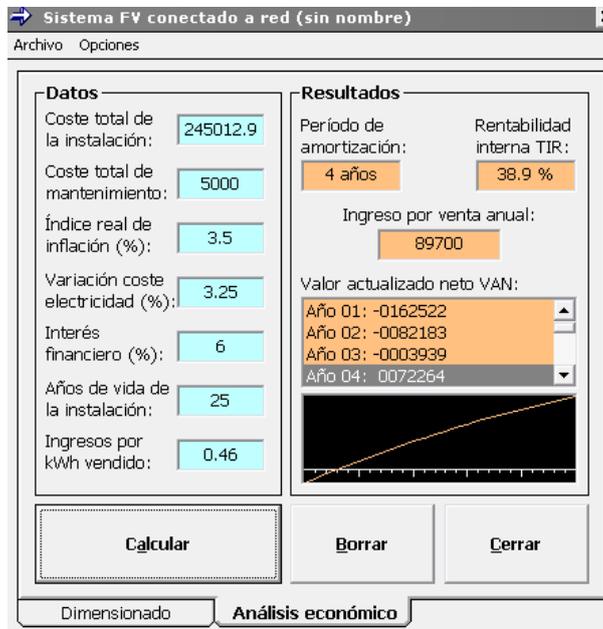


Figura 4.15.

Volviendo a inclinación 90 y poniendo 45 como orientación tenemos lo siguiente:

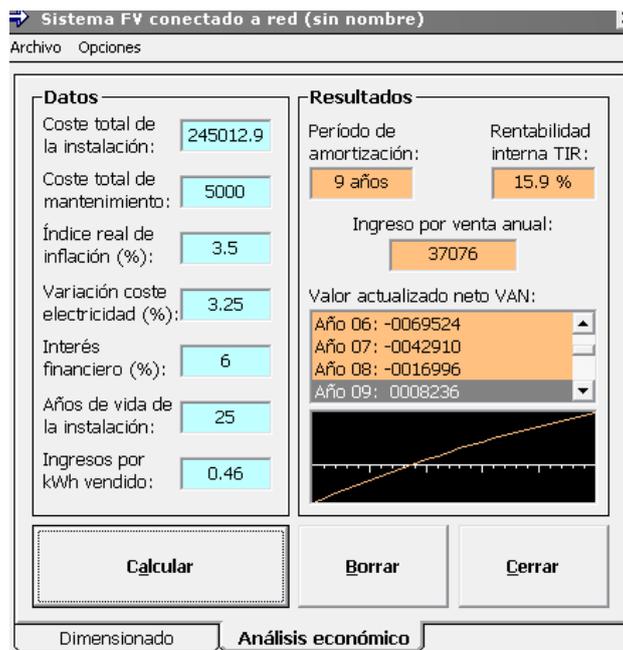


Figura 4.16.

Conclusión: se trata de un buen programa para realizar un estudio económico más o menos aproximado de la instalación fotovoltaica, incluyendo varios parámetros importantes a la hora de realizar un estudio de viabilidad económica. Quizá poco manejable a la hora de dimensionar pero en líneas generales bastante completo para ser un programa que incluye estudio económico. Pero si queremos realizar un estudio económico de forma más o menos fidedigna a lo que tenemos, tendremos que prescindir del programa y realizar un estudio más amplio, prescindiendo de los errores antes mencionados y metiendo datos que no el programa no considera.

4.1.4. Google Sketchup

Este realmente no es un programa dedicado a la fotovoltaica. Es un programa más dedicado a la arquitectura y diseño de edificios. No obstante, para nuestro proyecto, lo hemos utilizado gracias a su utilidad en el estudio de sombras que serán proyectadas en el edificio, tanto originadas por el propio edificio como por edificios cercanos, entre los que destaca uno y que ya veremos posteriormente. Es por tanto, un programa potente e intuitivo y fácil de manejar para poder diseñar estructuras y poder obtener un estudio de las sombras.

Podemos destacar de él que tiene un panel de fácil acceso (*Figura 4.17*) con el que podemos crear estructuras de forma rápida. Se pueden dar las coordenadas de los puntos para trazar rectas u otros cuerpos geométricos como rectángulos, circunferencias, elipses, etc. mediante ratón o teclado, pudiendo ser de éste último de forma absoluta respecto a un eje de referencia o relativas al punto inicial. Para escoger una de las opciones disponemos de un menú de opciones como el de la *Figura 4.18*. Además tiene un sistema de aproximación a puntos relevantes como los puntos medios de una recta, paralelas al eje de referencia u otras rectas de la estructura.

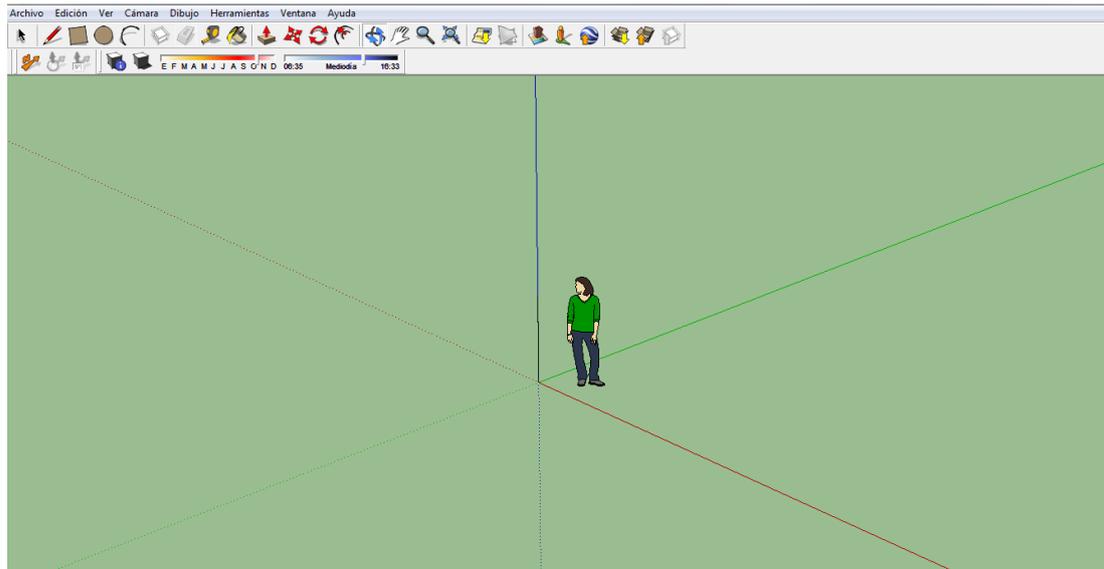


Figura 4.17. Posición global de Google Sketchup.



Figura 4.18. Menú de opciones de Google Sketchup.

Entrando de una forma más detallada al estudio de sombras (Figura 4.Z), que es para lo que realmente en el campo de la fotovoltaica tiene utilidad este programa, primeramente permite, además de dar la localización geográfica exacta, dar la orientación de toda la estructura, para que su cara frontal (o la que sea) apunte a una dirección determinada para poder hacer un mejor estudio de sombras. Para realizar esto podremos determinar donde se encuentra el norte geográfico del conjunto, determinando así el resto de posiciones cardinales. Esto se realiza con el icono 

Una vez orientado el sistema, podremos realizar el estudio de sombras. Para ellos contamos con la posibilidad de decir el día y la hora exacta para así ver dónde incide el sol y donde no, para poder determinar dónde es más eficiente, es decir, en que lugares el sol irradiará más y donde menos. Además se podrá poner distintas tonalidades a las sombras, para ver dónde la radiación golpea de forma más directa o más oblicua, lo que a la hora de la instalación tendría bastante importancia.. Sin embargo, lo más interesante es poder hacer videos con escenas que van desde un día a una hora determinada a otro día con otras hora determinada, para poder estudiar así la evolución que tendrían las sombras de distintos días y estaciones del año.

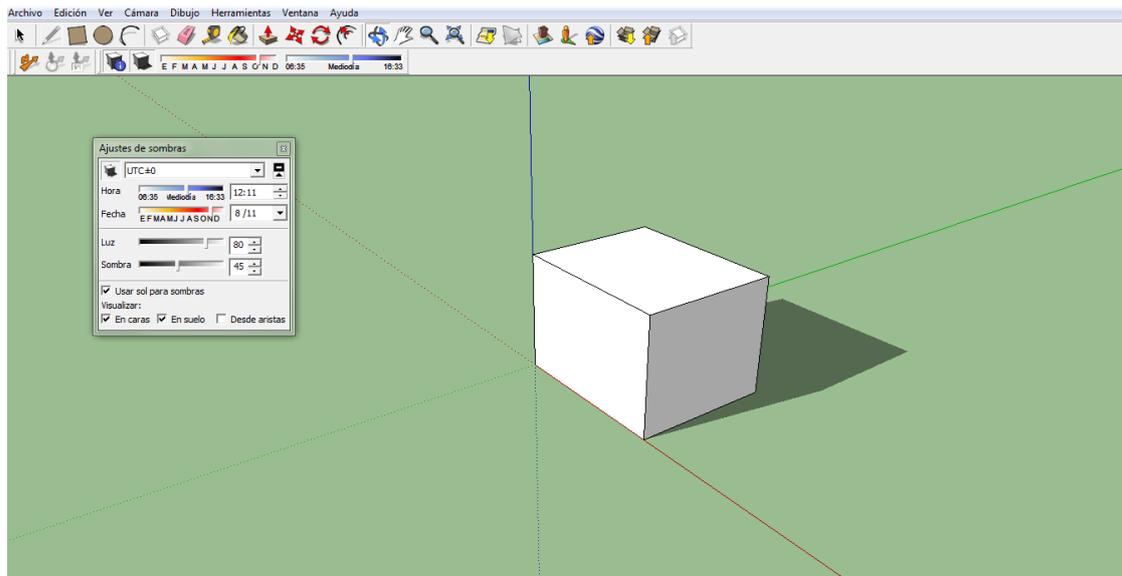


Figura 4.19. Ejemplo sencillo de estudio de sombras con Google Sketchup.

A modo resumen, podemos establecer unas ventajas y otros aspectos que en nuestra opinión no están del todo correctas en cuanto a su uso.

- **Ventajas:** Es fácil de manejar e intuitivo. Se aprende a utilizar en poco más de diez minutos, y diseñar edificios relativamente complejos de una manera rápida. Permite un estudio bastante bueno de las sombras que se ejercen a un edificio o conjuntos de edificios. Es fácil de adquirir a través de internet y libre de pago.

- **Inconvenientes:** No permite sacar todos los datos detallados en un fichero como por ejemplo Excel. A veces no es preciso al señalar puntos concretos. El edificio no es exportable a otros programas orientados a sistemas fotovoltaicos.

4.1.5. Otros simuladores

A parte de los simuladores orientados a los proyecto para energía fotovoltaica descritos anteriormente, existen otros simuladores orientados a hacer un proyecto completo de fotovoltaica, y existen otros programas cuya función principal no sea ésta, pero que sin embargo de ellos podemos extraer datos y ayudas relevantes. A continuación haremos una breve descripción de unos cuantos ejemplos de programas.

- PC-Solar: programa que permite calcular y visualizar distintas variables directamente relacionadas con la energía solar y diseño de edificaciones, de una forma parecida a PV-Sol.

- Geoclock: calcula las posiciones y coordenadas del sol.

- Shadows: Cálculo de sombras y diagramas para relojes solares.

- PV Compare: Cálculo de componentes de instalaciones fotovoltaicas.

- Meteonorm: Base de datos meteorológica para cargar archivos para el cálculo de sistemas de energía solar. Fácil de encontrar en la web la versión demo, pero que no permite el guardado de archivos.

4.2. Localización, orientación y descripción del edificio.

La simulación está orientada a un edificio similar al de la estructura del edificio Duque de Lerma, situado en la Avda. Salamanca en la ciudad de Valladolid, cercano al Puente Mayor.

El edificio (*Figura 4.20*) lo podríamos dividir en tres bloques para una explicación sencilla del mismo. El primero será la base, dónde en la realidad se encuentran unas oficinas, Está base constara de dos plantas, de 10 metros de altura en total del bloque, 25.4 metros de ancho y 42.2 metros de largo. Sobre él se sustentará otro bloque de 67.95 metros de altura que dispondrá de 20 pisos para viviendas más una azotea. También dispondrá de otro bloque más o menos independiente, dedicado para el ascensor y escaleras de emergencia, de 81 metros de alto, 7 de largo y 9.7 de ancho. Describiremos con más detalle en la simulación cada parte del edificio y en qué lugares podremos poner paneles y en qué lugares no debido a la presencia de ventanas u otros elementos que impidan la integración de paneles. Para el estudio de las sombras que inciden en el edificio, hay que destacar la presencia de un edificio situado a 45 metros de distancia, de una altura de 22 metros, incidiendo de mayor manera en la cara del lateral izquierdo y en la cara frontal. En la *Figura 4.20* se puede ver la situación de éste.

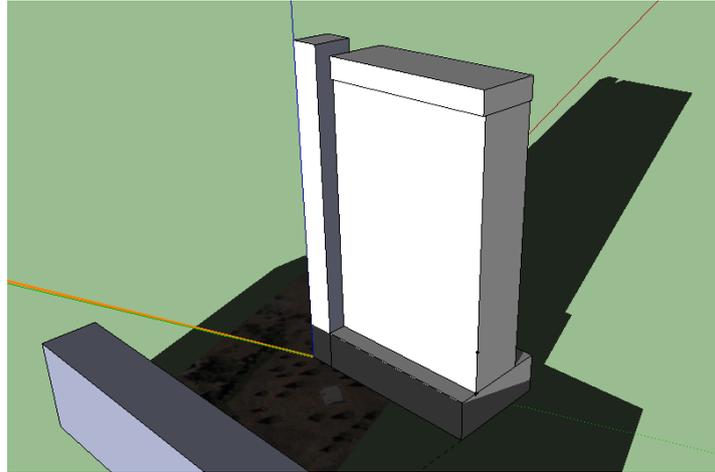


Figura 4.20. Esquema simplificado del edificio Duque de Lerma.

La fachada sur, que será la fachada principal del edificio, estará orientada hacia el sur, pero se desviará 20° hacia el oeste. Dando ésta situación podemos determinar el resto de orientaciones del edificio. Este es un dato importante a tener en cuenta ya que la irradiación a cada lado será diferente y hará que nuestras decisiones y, a posteriori, los resultados obtenidos, sean diferentes.

Un dato importante es que los datos climáticos hemos cogido son los de Toledo. Es decir, la simulación, pese a estar hecha de un edificio situado en Valladolid, hemos utilizado los datos climáticos de Toledo, dado la imposibilidad de conseguir unos datos climáticos fiables y al mismo tiempo compatibles con el software de simulación elegido (PVSystem) aunque con otros programas para simulación el problema era el mismo. Los datos de una ciudad u otra son parecidas, no obstante en Toledo habrá mejores condiciones climáticas para la fotovoltaica, lo que favorecerá los resultados de nuestra simulación.

4.3. Simulación

A continuación procedemos a la simulación de cada una de las partes del edificio de forma independiente, ya que para cada zona hemos determinado unas características y unos componentes distintos y tendrán unos márgenes de irradiancia distintos. De este modo, dividiremos la simulación en cuatro apartados: cara frontal, cara superior, cara del lateral derecho y cara del lateral izquierdo. En todas ellas seguiremos unas pautas determinadas y comunes a todas ellas, para al fin determinar si es viable o no llevar a cabo la instalación en cada una de las zonas.

4.3.1. Cara frontal

A continuación procedemos a hacer el estudio de los paneles situados en la parte frontal del edificio (dónde se encuentra la entrada principal).

4.3.1.1. Localización de los paneles

La situación de los paneles frontales viene dado por la zona coloreada de un tono grisáceo azulado, de la *Figura 4.21*.

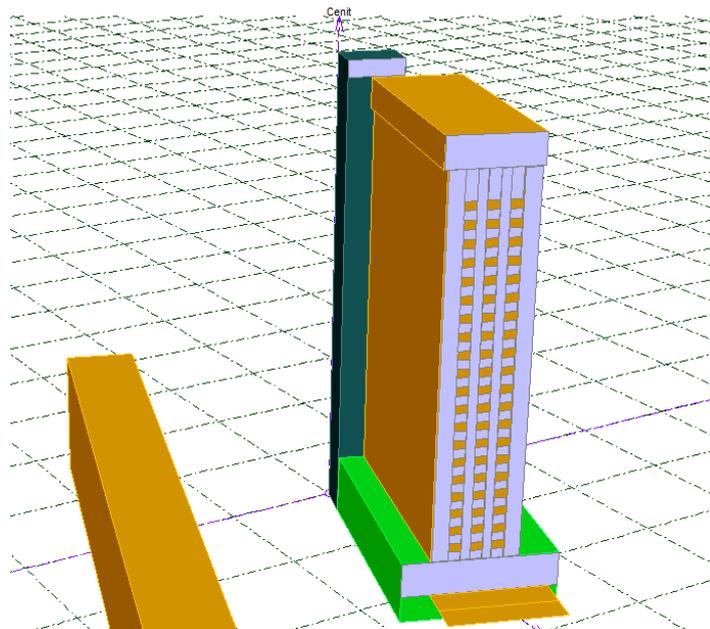


Figura 4.21. Localización de los paneles en la cara frontal.

4.3.1.2. Cálculo de los paneles e inversores

Para empezar hemos definido 2 subcampos, esto lo hemos realizado debido a que queríamos meter paneles en las zonas entre ventanas, es decir donde las dimensiones eran más reducidas. Por ello hemos escogido paneles de distintas dimensiones.

Lo primero que hacemos es calcular la superficie activa que ocuparán los módulos. Al dividir en 2 subcampos, metemos una superficie activa que engloba la parte frontal inferior y superior de la primera torre y el frontal superior de la segunda torre, lo que hace referencia al primer subcampo. Proporcionándonos un total de 248 m².

Hemos escogido paneles de Silicio Amorfo debido a su barato precio y su facilidad para la integración como anteriormente ya hemos explicado. Las características del panel del primer subcampo vienen en la **Tabla 4.1** reflejada de a continuación:

Tabla 4.1. Características del módulo PVL-136 de Unisolar.

Modelo	PVL-136
Fabricante	Unisolar
Tecnología	a-Si; H Tripple
Condición de funcionamiento (G_{Oper})	1000 W/m ²
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	5.1 A
Punto de potencia máximo (I_{mpp})	4.1 A
Coefficiente de temperatura	5.1 mA/°C
Circuito abierto (V_{OC})	46.2 V
V_{mpp}	33 V
Nº de células	22 en serie
Largo	5486 mm
Ancho	394 mm
Espesor	3.5 mm
Peso	7.7 Kg

A la hora de elegir el inversor lo hemos escogido en función del número de módulos que tenemos en la superficie, previamente calculados. El número de módulos lo hemos calculado a partir de cada una de las superficies donde podemos instalar módulos, a partir del ancho y largo de los las superficies y dividiendo entre el ancho o largo de nuestro módulo, hallamos el numero de módulos a integrar. Una vez hemos

realizado esto, calculamos la potencia del inversor multiplicando el número de módulos por su potencia.

Para elegir el rango de tensiones del inversor y por tanto el inversor adecuado previamente calculada su potencia, multiplicamos la tensión nominal de cada módulo por el número de módulos en serie.

Como resultado de los cálculos, obtenemos que el inversor Ingecon Sun 15TL-Sm es el que mejor se adapta a nuestro modelo, sus características son las descritas en la **Tabla 4.2**:

Tabla 4.2. Características del inversor Ingecon Sun 15TL-Sm.

Modelo	Ingecon Sun 15TL-Sm
Fabricante	Ingeteam
Tipo	Trifásico
Intervalo de tensiones	175V-450V
Potencia nominal FV	17.1 KW
Potencia máxima FV	19.5 KW
Potencia nominal CA	16.5 KW
Potencia máxima CA	16.5 KW
Eficiencia	97%

El modelo de cálculo será el mismo que el descrito anteriormente para todos los lados de la simulación.

A continuación, en la **Figura 4.22**, vemos las características globales de la simulación para el subcampo 1 de esta cara.

Configuración global sistema

2 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	1138	Potencia nominal FV	58.3 kWp
Superficie módulos	948 m ²	Potencia máxima FV	49.5 kW/dc
N° de inversores	2	Potencia nominal CA	61.5 kW/ac

Sub-campo #1 | **Sub-campo #2**

Ayuda al Dimensionado

No Sizing Entrar Prom deseada kWp, ... o superficie disponible m²

Selección del módulo FV

Lista módulos por: Potencia Tecnología Fabricante Todos los módulos

136 Wp 28V a-Si:H triple PVL-136 Uni-Solar Manufacturer

Máx. cantidad de mód. **114** Tensiones de dimensionado: (C) **30.0 V**
 Voc (-10°C) **51.8 V**

Selección del inversor

Lista inversores por: Potencia Tensión (máx) Fabricante Todos los inversores

17 kW 175 - 450 V 50/60 Hz Inqecon Sun 15TL-Sm Inqeteam

N° de inversores Tensión Funciona.: **175-450 V** Pglobal inversor **16.5 kWac**

Utilice característica m Tensión máx de entrada: **550 V** **Inversor con 3 MPPT**

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Degrad. inicial % Ver condiciones

Mód. en serie entre 6 y 9

N° de cadenas imposible (Min=15, Max=14)

Perdida sobrecarg. **0.0 %** Pérd. sobrecarg

Relación Prom **0.92**

N° módulos **112** **Superficie 242 m²**

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C) 240 V
 Vmpp (20°C) 292 V
 Voc (-10°C) 414 V

Irradiancia plano **1000 W/m²** Máx. en bases STC

Imp (STC) 57.0 A Pmáx en funcionamiento **14.4 kW**
 en 1000 W/m² y 50°C

Isc (STC) 73.0 A

Isc (en STC) 71.4 A **Potencia nom generador (S) 15.2 kWp**

la potencia del inversor está un poco sobredimensionado.

Figura 4.22. Características del sistema para subcampo 1 de la cara frontal.

Para el segundo subcampo, escogemos la superficie que engloba únicamente la parte frontal de la primera torre donde se sitúan las ventanas, entre la parte frontal superior e inferior de la primera torre; tiene una superficie de 707 m². La potencia del inversor, el número de módulos, la superficie activa y el rango de tensiones del inversor lo calculamos de la forma antes mencionada.

Los paneles, al igual que en el primer subcampo, serán de Silicio Amorfo. Sus características se muestran en la **Tabla 4.3**:

Tabla 4.3. Características del módulo US-42, de Unisolar.

Modelo	US-42
Fabricante	Unisolar
Tecnología	a-Si; H Tripple
Condición de funcionamiento (G_{Oper})	1000 W/m ²
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	3.17 A
Punto de potencia máximo (I_{mpp})	2.5 A
Coefficiente de temperatura	3.2 mA/°C
Circuito abierto (V_{OC})	23.80 V
V_{mpp}	16.5 V
Nº de células	11 × 2
Largo	mm
Ancho	mm
Espesor	mm
Peso	Kg

Las características del inversor elegido, que será el Soleaf DSP-3345k, se detallan en la **Tabla 4.4**.

Tabla 4.4. Características del inversor Soleaf DSP-3345k.

Modelo	Soleaf DSP-3345k
Fabricante	Dasstech
Tipo	Trifásico
Intervalo de tensiones	200V-820V
Potencia nominal FV	45 KW
Potencia máxima FV	N/A KW
Potencia nominal CA	45 KW
Potencia máxima CA	45 KW
Eficiencia	96.3 %

4.3.1.3. Estudio de sombras

Para el estudio de sombras una vez hemos realizado la construcción del edificio, el programa nos ofrece en sombras cercanas 2 soluciones para el resultado del sombreado. Una primera en forma de tabla y otra en forma de gráfico.

La **Tabla 4.5**, nos ofrece el factor de sombreado para el componente directo en función de la altitud y el azimut, además de darnos el factor de sombreado difuso y para albedo:

Tabla 4.5. Tabla del factor de sombreado de la cara frontal.

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	Atrás																			
80°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
70°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
60°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
50°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
40°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
30°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
20°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.982	0.957	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
10°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.938	0.816	0.802	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
2°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.902	0.729	0.727	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás

Factor de sombreado para difuso: 0.987 y para albedo: 0.951

En la **Figura 4.24** tenemos una especie de campana en función de la altitud y del azimut, además de las horas del día y periodos durante el año que van desde junio hasta diciembre. Podemos apreciar también tenemos 5 tipos de líneas discontinuas que representan pérdidas por sombreado desde el 1% hasta el 40 %.

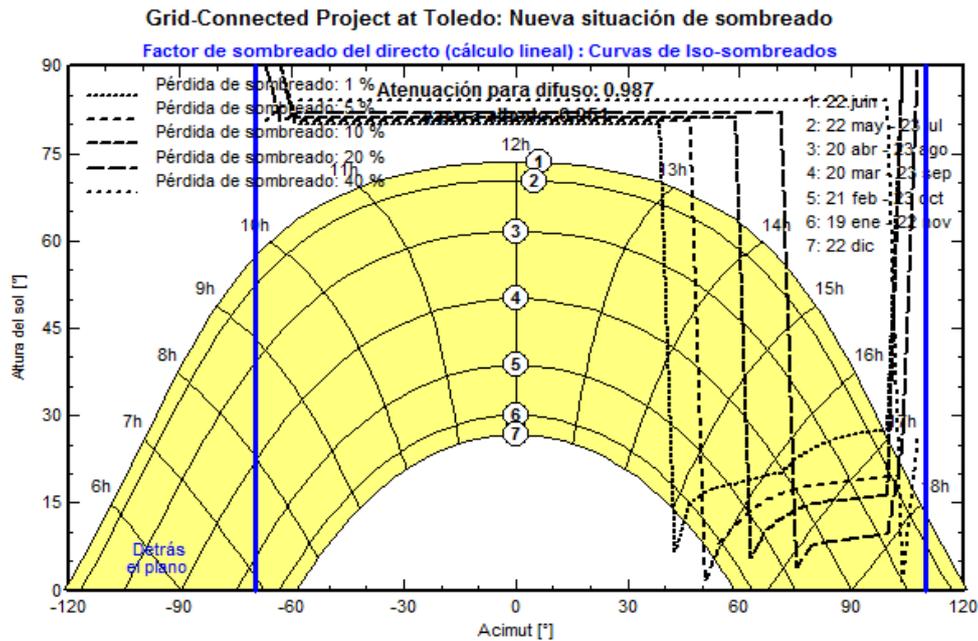


Figura 4.24. Gráfico del factor de sombreado de la cara frontal.

Para poder entender el gráfico de la **Figura 4.24** de una manera correcta tomaremos como ejemplo el punto 3 que va desde el 20 de abril al 23 de Agosto. El punto 3 está situado sobre una línea curva, como el resto de puntos, que sirve para darnos el abanico horario de sombra en función de la altitud y acimut a lo largo del año. Esas líneas curvas son cortadas casi perpendicularmente por otras líneas de esta forma podemos saber la hora del día o cuando podemos tener sombreado desde el comienzo hasta el final. De esta forma para el punto 3 empezará antes de las 6 de la mañana y acabará mucho después de las 7 de la tarde, en cambio para el punto 7 empezará después de las 7 de la mañana y acabará antes de las 5 de la tarde. El punto 3 presenta unas pérdidas de sombreado dependiendo de la época del año ya sea abril o agosto, o lo que viene a ser dependiendo de la altura del sol y el azimut, a saber: del 1% entre la 1:30 de la tarde y las 4:30, del 5% entre casi las 2 de la tarde y las 5 de la tarde, del 10% entre las 2:30 de la tarde y pasadas las 5, del 20% entre las 3:30 y casi las 6 de la tarde.

4.3.1.4. Resultados de la simulación

A continuación iremos introduciendo todos los datos obtenidos tras la simulación.

A) Balance y resultados principales:

Tabla 4.6. Balance y resultados principales para la cara frontal.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	70.0	7.10	105.3	101.3	5122	4884	5.13	4.89
Febrero	82.0	8.80	90.8	86.6	4463	4243	5.18	4.93
Marzo	145.0	11.60	128.7	121.0	6181	5894	5.07	4.83
Abril	161.0	14.00	97.5	89.9	4698	4435	5.08	4.80
Mayo	209.0	17.90	91.9	83.3	4344	4071	4.99	4.67
Junio	228.0	22.90	84.9	75.3	3837	3576	4.77	4.44
Julio	233.0	27.30	92.0	82.1	4073	3805	4.67	4.36
Agosto	203.0	26.10	108.4	99.1	4900	4617	4.77	4.50
Septiembre	155.0	22.40	117.0	109.2	5414	5144	4.88	4.64
Octubre	111.0	16.50	117.6	111.6	5595	5331	5.02	4.78
Noviembre	70.0	10.80	97.2	93.0	4646	4418	5.05	4.80
Diciembre	52.0	7.70	76.0	73.1	3691	3492	5.13	4.85
Año	1719.0	16.14	1207.4	1125.6	56963	53910	4.98	4.71

B) Energía incidente efectiva:

Tabla 4.7. Energía incidente efectiva para la cara frontal.

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobShd kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
Enero	70.0	105.3	102.3	104.2	101.3	27.74
Febrero	82.0	90.8	87.6	89.7	86.6	26.95
Marzo	145.0	128.7	122.9	126.5	121.0	30.71
Abril	161.0	97.5	91.4	95.7	89.9	30.29
Mayo	209.0	91.9	84.6	90.3	83.3	28.30
Junio	228.0	84.9	76.7	83.2	75.3	24.07
Julio	233.0	92.0	83.4	90.3	82.1	22.42
Agosto	203.0	108.4	100.7	106.4	99.1	27.03
Septiembre	155.0	117.0	111.0	115.0	109.2	27.41
Octubre	111.0	117.6	113.0	116.0	111.6	28.58
Noviembre	70.0	97.2	94.1	96.0	93.0	25.80
Diciembre	52.0	76.0	73.8	75.2	73.1	22.91
Año	1719.0	1207.4	1141.6	1188.4	1125.6	322.20

C) Pérdidas detalladas del sistema (**Tabla 4.8**):

Tabla 4.8. Pérdidas detalladas del sistema de la cara frontal.

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	253.2	55.69	41.47	5123	239.0
Febrero	214.9	47.31	34.77	4465	221.7
Marzo	295.1	64.93	53.78	6183	289.1
Abril	220.4	48.62	28.81	4700	265.9
Mayo	206.0	45.47	22.21	4346	275.6
Junio	184.3	40.70	18.70	3840	263.7
Julio	195.2	43.13	22.45	4077	271.8
Agosto	231.9	51.21	35.00	4901	283.3
Septiembre	256.4	56.54	44.95	5417	273.0
Octubre	268.6	59.14	49.37	5596	264.9
Noviembre	229.2	50.45	38.21	4648	230.0
Diciembre	183.6	40.41	26.02	3691	199.3
Año	2739.0	603.60	415.74	56988	3077.4

D) Pérdidas detalladas del inversor:

Tabla 4.9. Pérdidas detalladas del inversor en la cara frontal.

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	4884	95.3	239.0	238.4	0.672	0.000	0.000	0.000
Febrero	4243	95.1	221.7	219.4	2.337	0.000	0.002	0.000
Marzo	5894	95.4	289.1	287.1	1.993	0.000	0.000	0.000
Abril	4435	94.4	265.9	263.7	2.241	0.000	0.000	0.000
Mayo	4071	93.7	275.6	273.2	2.431	0.000	0.005	0.000
Junio	3576	93.2	263.7	260.9	2.843	0.000	0.002	0.000
Julio	3805	93.4	271.8	267.4	4.386	0.000	0.001	0.000
Agosto	4617	94.2	283.3	282.8	0.531	0.000	0.001	0.000
Septiembre	5144	95.0	273.0	269.5	3.593	0.000	0.003	0.000
Octubre	5331	95.3	264.9	263.7	1.151	0.000	0.002	0.000
Noviembre	4418	95.1	230.0	228.4	1.645	0.000	0.002	0.000
Diciembre	3492	94.6	199.3	198.5	0.747	0.000	0.002	0.000
Año	53910	94.6	3077.4	3052.8	24.570	0.000	0.020	0.000

E) Utilización de energía y necesidad del usuario:

Tabla 4.10. Utilización de energía y necesidades del usuario en la cara frontal.

	E_Grid kWh
Enero	4884
Febrero	4243
Marzo	5894
Abril	4435
Mayo	4071
Junio	3576
Julio	3805
Agosto	4617
Septiembre	5144
Octubre	5331
Noviembre	4418
Diciembre	3492
Año	53910

F) Coeficientes de rendimientos normalizados:

Tabla 4.11. Coeficientes de rendimiento normalizados para la cara frontal.

	Yr kWh/m ² .día	Lc	Ya kWh/kWp/d	Ls	Yf kWh/kWp/d	Lcr	Lsr	PR
Enero	3.40	0.564	2.83	0.132	2.70	0.166	0.039	0.795
Febrero	3.24	0.512	2.73	0.134	2.60	0.158	0.041	0.801
Marzo	4.15	0.733	3.42	0.159	3.26	0.177	0.038	0.785
Abril	3.25	0.565	2.69	0.151	2.53	0.174	0.046	0.780
Mayo	2.96	0.562	2.40	0.151	2.25	0.190	0.051	0.759
Junio	2.83	0.637	2.19	0.149	2.04	0.225	0.053	0.722
Julio	2.97	0.717	2.25	0.148	2.10	0.241	0.050	0.709
Agosto	3.50	0.786	2.71	0.156	2.55	0.225	0.045	0.730
Septiembre	3.90	0.807	3.09	0.154	2.94	0.207	0.039	0.754
Octubre	3.79	0.700	3.09	0.146	2.95	0.185	0.038	0.777
Noviembre	3.24	0.583	2.66	0.131	2.52	0.180	0.040	0.780
Diciembre	2.45	0.409	2.04	0.110	1.93	0.167	0.045	0.788
Año	3.31	0.632	2.68	0.143	2.53	0.191	0.043	0.766

G) Gráficos y tablas comparativas (Figuras 4.25, 4.26, 4.27, 4.28, 4.29 y 4.30)

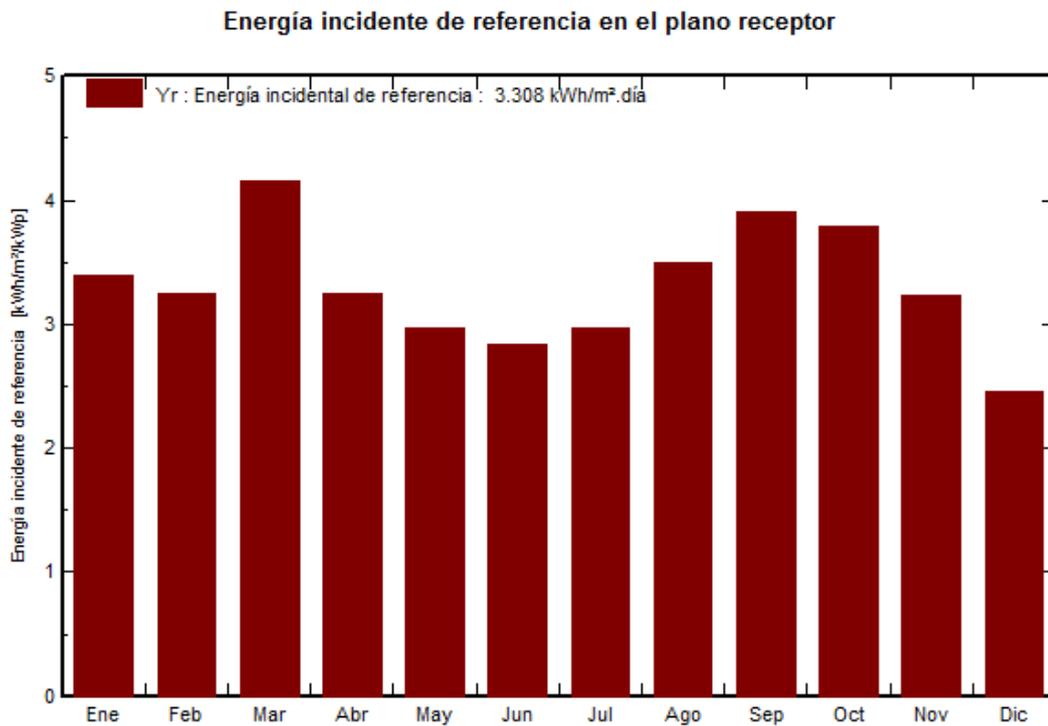


Figura 4.25. Energía incidente de referencia en el plano receptor de la cara frontal.

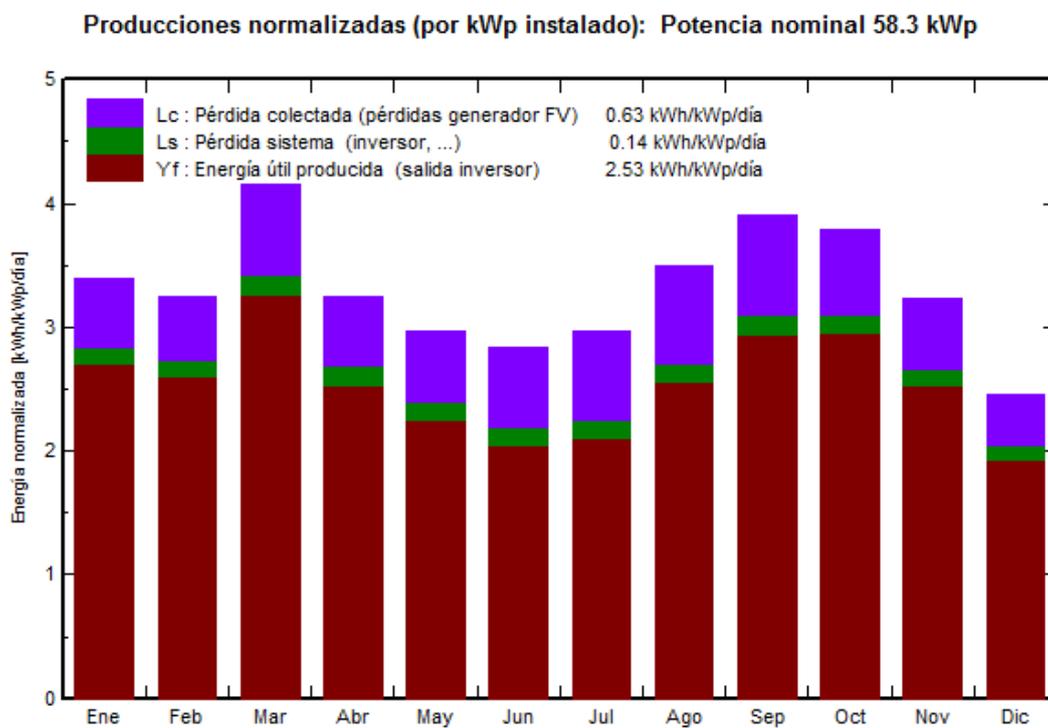


Figura 4.26. Producciones normalizadas en la cara frontal.

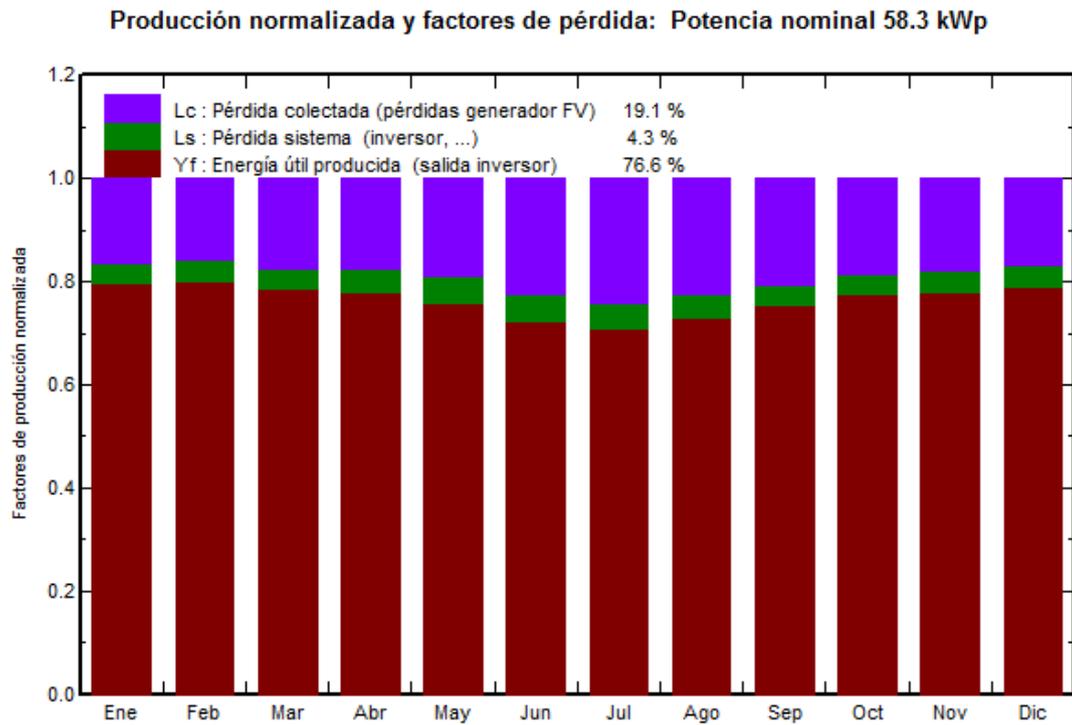


Figura 4.27. Producción normalizada y factores de pérdida en la cara frontal.

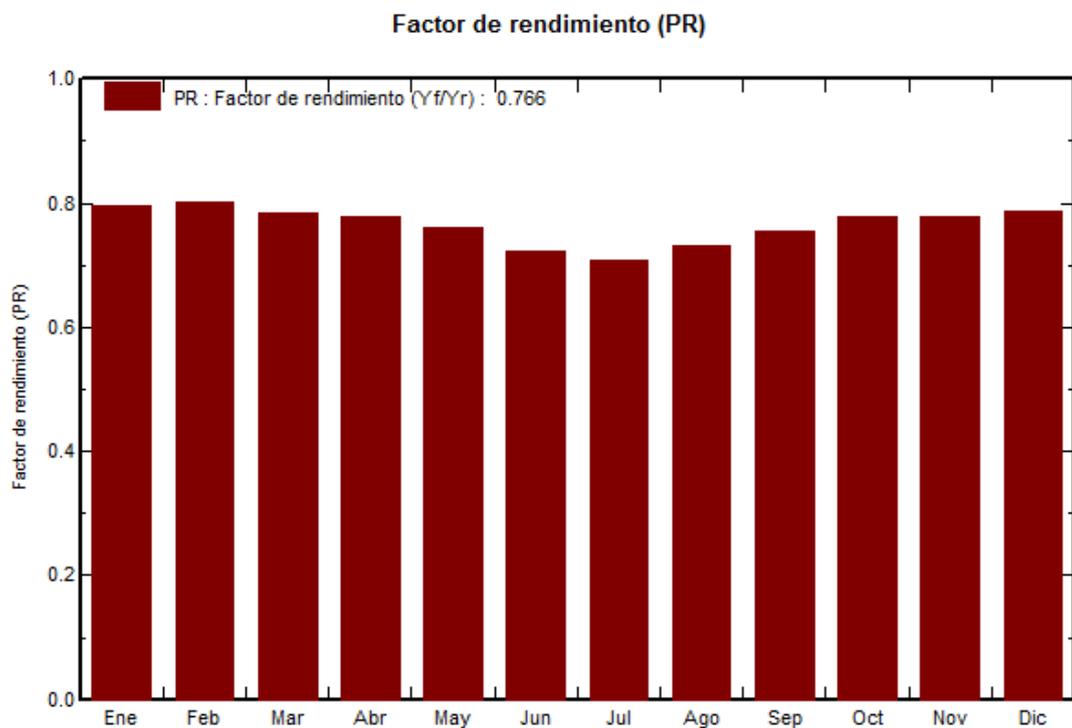


Figura 4.28. Factor de rendimiento en la cara frontal.

Diagrama diario entrada/salida

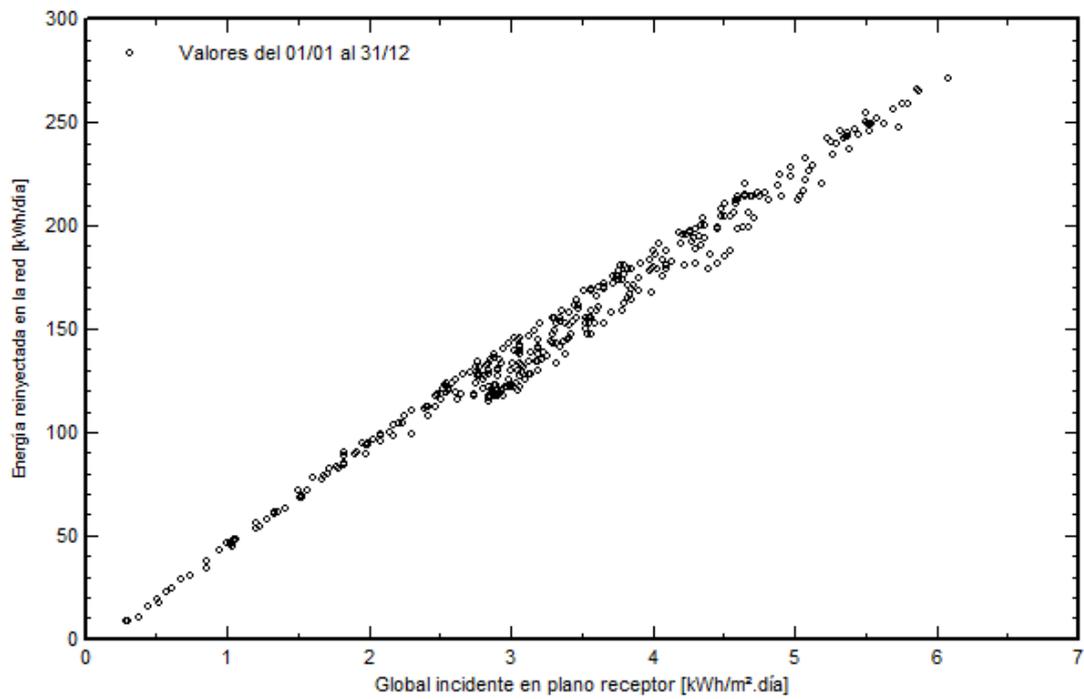


Figura 4.29. Diagrama diario entrada/salida.

Energía Diaria de Salida del Sistema

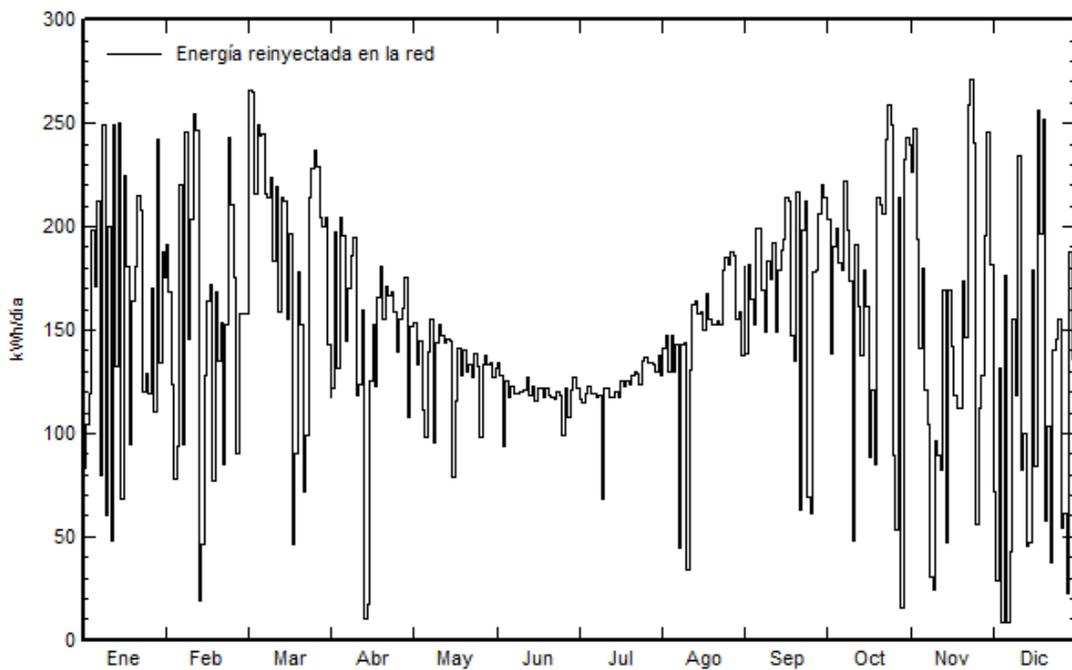


Figura 4.30. Energía diaria de salida del sistema de la cara frontal.

4.3.1.5. Estudio económico de la viabilidad de la instalación

El estudio económico de la viabilidad de la instalación lo hemos realizado de 2 formas diferentes, tanto para la parte frontal, como la planta, el lateral derecho y el lateral izquierdo.

Empezamos basándonos en el FV-Expert como programa de estudio económico, pero por razones ya mencionadas en el apartado de estudio de simuladores, decidimos realizar nosotros un estudio más exhaustivo, teniendo en cuenta mas variables. No obstante el estudio económico mediante FV-Expert nos aportó los resultados mostrados en la **Figura 4.31**:

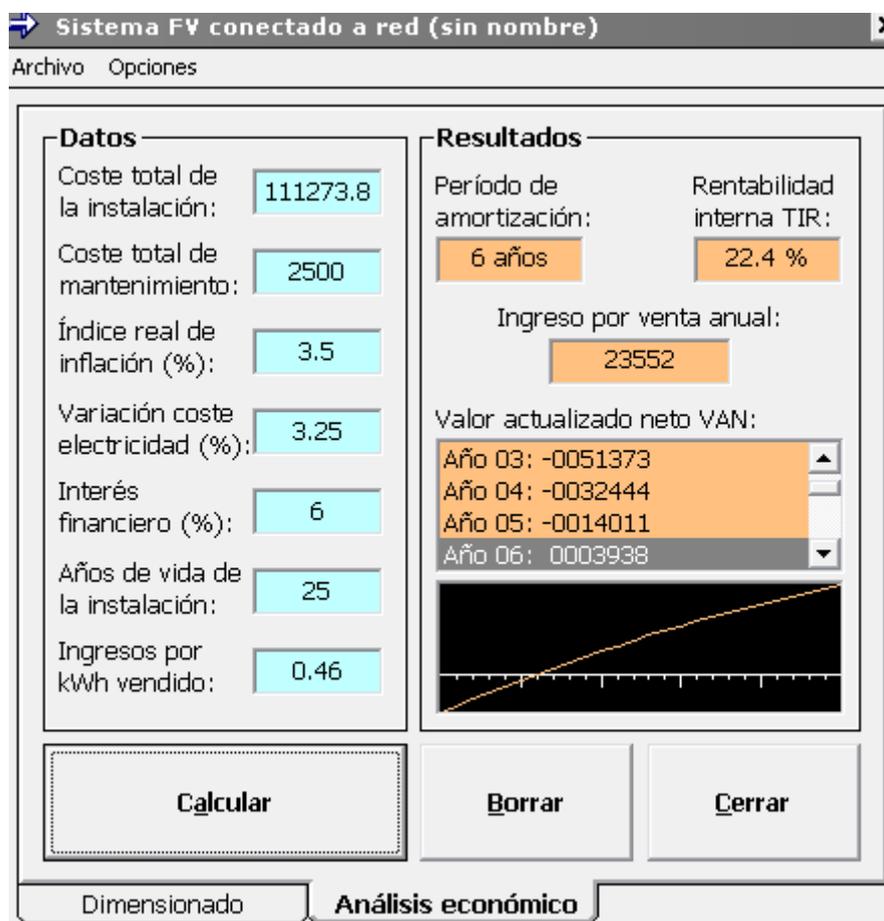


Figura 4.31. Análisis económico con FV-Expert en la cara frontal.

Sin embargo, como ya hemos dicho decidimos realizar nosotros el estudio económico de manera que en la cara frontal obteniendo el siguiente resultado:

Módulos						
Potencia	Nombre del módulo	Fabricante	Número de módulos	Tecnología	Precio del módulo	Cantidad de la partida
136 Wp	PVL-136	Uni-Solar	112	a-Si; Tripple	132	14784
42 Wp	US-42	Uni-Solar	1026	a-Si; Tripple	51	52326
Inversores						
Potencia	Nombre del inversor	Fabricante	Número de inversores	Precio del inversor	Cantidad de la partida	
17 KW	Ingecon Sun 15TL-Sm	Ingeteam	1	4100	4100	
45 KW	Soleaf DSP-3445	Dasstech	1	15200	15200	
				Mano de obra	21000	
				Material necesario	16000	
GASTOS						
	Coste total de la instalación	123410			TIR	
	Coste con impuestos 21%	149326,1			6,821%	
	Coste de mantenimiento anual aprox.	1000				
	Coste anual del seguro de la instalación	1500				
	Amortización (años)	15				
DATOS GENERALES						
	P.V.P. KWh	0,457677				
	Incremento estimado de la energía	3,25%				
	I.P.C.	3,50%				

Año	1	2	3	4	5	6	7	8
Pérdida anual de eficiencia	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Producción energética porcentual	1	0,991	0,982	0,973	0,964	0,955	0,946	0,937
Producción energética anual (Kwh)	53910	53424,81	52939,62	52454,43	51969,24	51484,05	50998,86	50513,67
Incremento del precio de la energía	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Precio del Kwh fotovoltaico	0,4725515	0,487909426	0,503766483	0,520138893	0,537043407	0,55449732	0,57251848	0,59112533
Ingresos	1	2	3	4	5	6	7	8
Venta de energía	25475,2515	26066,4684	26669,20616	27283,58917	27909,73773	28547,7677	29197,7899	29859,9099
Gastos	1	2	3	4	5	6	7	8
Coste de la instalación	149326,1							
Mantenimiento con la subida del IPC	1000	1032,5	1066,05625	1100,703078	1136,475928	1173,4114	1211,54727	1250,92255
Seguro con la subida del IPC	1500	1552,5	1606,8375	1663,076813	1721,284501	1781,52946	1843,88299	1908,41889
Total de gastos	151826,1	2585	2672,89375	2763,779891	2857,760429	2954,94085	3055,43026	3159,34145
Resultados	1	2	3	4	5	6	7	8
Resultado bruto	22975,2515	23481,4684	23996,31241	24519,80928	25051,9773	25592,8268	26142,3596	26700,5685
Amortizaciones	9955,07333	9955,073333	9955,073333	9955,073333	9955,073333	9955,07333	9955,07333	9955,07333
Flujo de caja libre	13020,1782	13526,39507	14041,23908	14564,73595	15096,90397	15637,7535	16187,2863	16745,4952
Beneficio neto (tras 21% IVA)	10285,9408	10685,8521	11092,57887	11506,1414	11926,55413	12353,8252	12787,9562	13228,9412
Acumulados	1	2	3	4	5	6	7	8
Beneficios acumulados netos (tras inv. ini)	-131175,65	-112625,2913	-93668,20447	-74297,55514	-54506,49307	-34288,16	-13635,696	7457,75329

Universidad de Valladolid
 Proyecto fin de carrera: La integración fotovoltaica en edificios

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0,009	0,009	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
0,928	0,919	0,911	0,903	0,895	0,887	0,879	0,871	0,863	0,855	0,847	0,839	0,831	0,823	0,815	0,807	0,799
50028,48	49543,29	49112,01	48680,73	48249,45	47818,17	47386,89	46955,61	46524,33	46093,05	45661,77	45230,49	44799,21	44367,93	43936,65	43505,37	43074,09
3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
0,6103369	0,63017285	0,65065347	0,67179971	0,6936332	0,71617628	0,73945201	0,7634842	0,78829744	0,8139171	0,84036941	0,86768141	0,89588106	0,92499719	0,9550596	0,98609904	1,01814726
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
30534,2276	31220,8365	31954,8998	32703,7003	33467,4204	34246,2391	35040,331	35849,8663	36675,01	37515,9217	38372,7546	39245,6555	40134,7637	41040,2108	41962,1195	42900,6036	43855,7667
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1291,57754	1333,55381	1376,8943	1421,64337	1467,84678	1515,5518	1564,80723	1615,66347	1668,17253	1722,38814	1778,36575	1836,16264	1895,83792	1957,45266	2021,06987	2086,75464	2154,57416
1975,21356	2044,34603	2115,89814	2189,95458	2266,60299	2345,93409	2428,04178	2513,02325	2600,97906	2692,01333	2786,23379	2883,75198	2984,6833	3089,14721	3197,26736	3309,17172	3424,99273
3266,79109	3377,89984	3492,79244	3611,59794	3734,44976	3861,48589	3992,84902	4128,68671	4269,15159	4414,40146	4564,59954	4719,91461	4880,52122	5046,59987	5218,33723	5395,92636	5579,5669
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
27267,4365	27842,9366	28462,1074	29092,1023	29732,9707	30384,7532	31047,482	31721,1796	32405,8584	33101,5202	33808,1551	34525,7409	35254,2425	35993,6109	36743,7823	37504,6772	38276,1998
9955,07333	9955,07333	9955,07333	9955,07333	9955,07333	9955,07333	9955,07333	9955,07333	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17312,3632	17887,8633	18507,034	19137,029	19777,8973	20429,6799	21092,4086	31721,1796	32405,8584	33101,5202	33808,1551	34525,7409	35254,2425	35993,6109	36743,7823	37504,6772	38276,1998
13676,7669	14131,412	14620,5569	15118,2529	15624,5389	16139,4471	16663,0028	25059,7319	25600,6282	26150,201	26708,4425	27275,3353	27850,8516	28434,9526	29027,588	29628,695	30238,1978
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
28999,0282	50994,9481	73480,0129	96462,7738	119951,821	143955,776	168483,286	193543,018	219143,646	245293,847	272002,29	299277,625	327128,477	355563,429	384591,017	414219,712	444457,91

A continuación describiremos todos los datos de la hoja de cálculo. En la primera parte, se hace referencia a las características de los módulos e inversores, así como su nombre de modelo, fabricante, número de unidades y precio unitario de cada módulo e inversor. También hacemos referencia, de una manera aproximada, a los costes asociados a otros materiales utilizados en la instalación tales como cableado, regletas de conexión, tubos... etc. y otros gastos asociados, de manera aproximada, a la mano de obra.

Una vez obteniendo todos estos gastos los sumamos. A la suma de todos ellos le aplicamos el 21% de IVA que rige actualmente en nuestro país en lo que denominamos coste con impuestos. Justo debajo hacemos alusión a un gasto aproximado de mantenimiento y a otro gasto del seguro de la instalación, declarado en cada cara de forma independiente para poder analizar de una manera independiente cada cara de la instalación. Por último, hacemos alusión al periodo de amortización, es decir, al periodo de tiempo en el que esperamos cómo mínimo poder amortizar la inversión inicial. Si en ese tiempo no lo logramos amortizar el proyecto es inviable. En el caso de esta cara frontal el periodo esperado de funcionamiento es, cómo mínimo, es de 15 años.

En la parte de datos generales hacemos alusión a datos que serán necesarios para poder realizar el estudio económico, pero que no dependen directa ni indirectamente de nuestra instalación, sino que son externos al proyecto.

A continuación será el estudio económico propiamente dicho. Pese a que el periodo de amortización es menor en todos los casos, esperamos que el tiempo de vida de nuestra instalación ronde los 25 años. Además, se estima que para ese año la pérdida de eficiencia sea importante y los precios del Kw y otras muchas características sean muy diferentes como para poder determinar el funcionamiento desde el aspecto de vista económico de la instalación. Para cada año, estimaremos unos valores que definimos a continuación.

La pérdida anual de eficiencia hace referencia a defectos que año tras año van atacando a la instalación sin que puedan ser subsanados, debido a que la instalación envejece y estos errores no pueden subsanarse. No obstante, estas pérdidas en un año no son demasiado importantes. A continuación hacemos referencia a la producción energética anual. Esto no es otra cosa que el restar 1 menos la pérdida anual de eficiencia. Este número será el que multipliquemos a la producción energética anual obtenida en la simulación con PVSyst (en el primer año).

El incremento del precio del Kwh fotovoltaico no se puede determinar con exactitud dado que no sabemos que podrá pasar los siguientes años. No obstante, estudiando lo ocurrido en los últimos años, y para determinarlo de una manera sencilla, hemos determinado que el valor será de un incremento del 3,25%, aunque este valor será aproximado. Debido a esto, el precio del Kwh fotovoltaico de cada año vendrá de realizar el incremento de dicho precio respecto al año anterior. En el primer año, es decir, actualmente, el precio del Kwh fotovoltaico es de 0,47255 euros.

En la parte de ingresos, para determinar el dinero ganado en la venta de energía multiplicaremos la cantidad de Kwh generados por el precio estimado del Kwh fotovoltaico del año en cuestión.

En la parte de gastos, consideramos que el primer año se abona el importe total de la instalación, para no determinar gastos adicionales por créditos u otras fuentes de financiación, ya que nuestro proyecto es un proyecto técnico, centrado en el estudio de la integración fotovoltaica, y no en realizar de una manera extremadamente precisa un estudio económico. Es por esto por lo que consideramos el gasto total el primer año. También consideramos variaciones en el gasto de mantenimiento y los precios del seguro, ya que cada año se estima una subida del IPC, por lo que los precios de cada

año irán variando. al igual que sucedía con el precio del Kwh fotovoltaico, esta subida del IPC no es exacta, porque no es un valor fijo a lo largo de los años. Sumando todo esto tenemos un total de gastos anuales, indicados en el estudio económico.

Acercándonos a la cuenta de resultados, el resultado bruto hace referencia a las ganancias que se obtienen de la diferencia entre los ingresos obtenidos por la venta de la energía y la suma de los costes generados por los seguros y mantenimiento. En este resultado bruto excluimos el coste inicial de la inversión. Para poder obtener un estudio de los flujos de caja del proyecto, para así poder ver la rentabilidad del proyecto y también poder hacer un correcto balance de los beneficios obtenidos, dividiremos el gasto inicial entre el periodo de amortización, en este caso de 15 años, para dividir el gasto de la amortización para que cuente como un gasto constante en cada año. De esta manera, el flujo de caja libre sale de la diferencia entre el resultado y las amortizaciones, ya que no tenemos ninguna deuda a corto plazo (préstamo) que declarar. A este resultado le aplicamos el 21% de IVA y obtenemos el Beneficio Neto.

Por otra parte, el apartado de beneficios acumulados tiene la utilidad de hacernos saber en qué año se recupera el desembolso de la inversión inicial, viendo en qué año el acumulado se hace positivo. En el año en el que se haga positivo, la cara de la instalación estudiada estará amortizada.

Por último también analizamos la rentabilidad, TIR o Tasa Interna de Retorno, para saber la ganancia, en referencia a la inversión inicial, que nuestro proyecto tendrá. El periodo analizado para el TIR será el mismo que el del periodo de amortización. Las ganancias que vengan a mayores no las incluimos porque no sabemos con total certeza si el sistema seguirá funcionando en aquellos años.

Explicada la hoja de cálculo utilizada aquí y que tendrá el mismo formato para el resto de caras, vemos que para la cara frontal recuperamos la inversión inicial al año 8. Por otra parte, la rentabilidad del proyecto para el periodo de amortización de 15 años es de 6,821%, por lo que esta parte de la instalación es viable económicamente.

4.3.2. Cara superior

A continuación procedemos a hacer el estudio de los paneles situados en la parte superior del edificio, es decir, en la parte con una inclinación de 0°.

4.3.2.1. Localización de los paneles

En la *Figura 4.32* podemos ver las zonas donde se pondrán los paneles. Esta zona está sombreada de un color grisáceo.

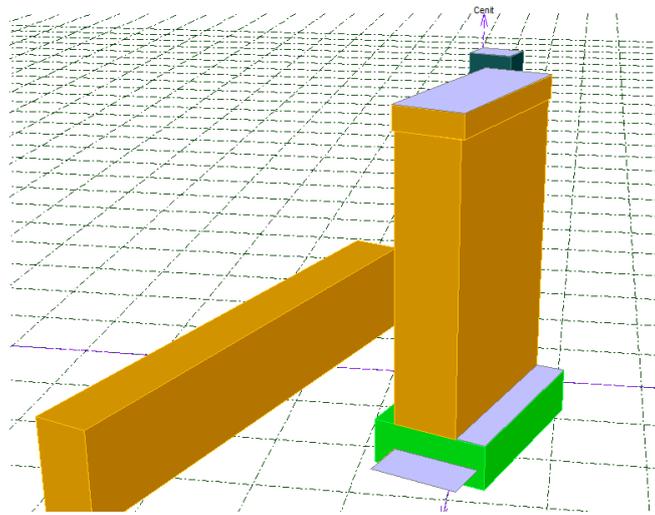


Figura 4.32. Localización de los paneles en la cara superior.

4.3.2.2. Cálculo de los paneles e inversores

Al igual que en el frontal definimos 2 subcampos, de esta forma introducimos 2 inversores, uno por subcampo, ya que si introdujéramos un único inversor para toda la superficie activa entonces la potencia del inversor estaría subdimensionada.

Lo primero que hacemos, al igual que en todas las caras del edificio, es calcular la superficie activa que ocuparan los módulos. Como ya hemos dicho dividiremos en 2 subcampos, metemos una superficie activa que engloba la marquesina, la planta de la zona lateral derecha de la primera torre, la orientada al río, y la planta de la segunda torre, todo ello hace referencia al primer subcampo. Proporcionándonos un total de 432 m².

Hemos escogido paneles de Teluro de Cadmio debido a su barato precio, como hemos visto este material es el más barato del mercado, pero sobre todo por cambiar del Silicio Amorfo y experimentar como responde el Teluro de Cadmio a la integración fotovoltaica. Las características del panel del primer subcampo vienen en la **Tabla 4.12** reflejada de a continuación:

Tabla 4.12. Características del módulo BP Apollo-980.

Modelo	BP Apollo-980
Fabricante	BP Solar
Tecnología	CdTe
Condición de funcionamiento (G_{Oper})	1000 W/m ²
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	3 A
Punto de potencia máximo (I_{mpp})	2.480 A
Coefficiente de temperatura	0.0 mA/°C
Circuito abierto (V_{oc})	45.2 V
V_{mpp}	32.3 V
Nº de células	58 en serie
Largo	mm
Ancho	mm
Espesor	mm
Peso	Kg

Realizando los cálculos pertinentes, al igual que en la cara frontal, de potencia y rango de tensiones, obtenemos que el inversor SUNWAY TG 33-600 V es el que mejor se adapta a nuestro modelo, sus características son las reflejadas en la **Tabla 4.13**:

Tabla 4.13. Características del inversor SUNWAY TG 33-600 V.

Modelo	SUNWAY TG 33-600 V
Fabricante	Santerno
Tipo	Trifásico
Intervalo de tensiones	315V-630V
Potencia nominal FV	26.8 KW
Potencia máxima FV	31.6 KW
Potencia nominal CA	25.4 KW
Potencia máxima CA	27.9 KW
Eficiencia	95.9 %

Tabla 4.14. Características del módulo FS-392 de First Solar.

Modelo	FS-392
Fabricante	First Solar
Tecnología	CdTe
Condición de funcionamiento (G_{Oper})	1000 W/m ²
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	2.11A
Punto de potencia máximo (I_{mpp})	1.940 A
Coefficiente de temperatura	0.8 mA/°C
Circuito abierto (V_{OC})	60.5 V
V_{mpp}	47.7 V
Nº de células	77 × 2
Largo	5486 mm
Ancho	394 mm
Espesor	3.5 mm
Peso	7.7 Kg

Las características del inversor utilizado para el subcampo 2 se detallan en la **Tabla 4.15**:

Tabla 4.15. Características del inversor SUNWAY TG 110-600 V.

Modelo	SUNWAY TG 110-600 V
Fabricante	Santerno
Tipo	Trifásico
Intervalo de tensiones	315V-630V
Potencia nominal FV	89 KW
Potencia máxima FV	105 KW
Potencia nominal CA	84 KW
Potencia máxima CA	93 KW
Eficiencia	96 %

En la **Figura 4.34** podremos observar las características globales de la simulación para el subcampo 2 de esta cara.

Configuración global sistema

2 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	1306	Potencia nominal FV	116 kWp
Superficie módulos	1114 m ²	Potencia máxima FV	110 kW/dc
N° de inversores	2	Potencia nominal CA	110 kW/ac

Sub-campo #1 | **Sub-campo #2**

Ayuda al Dimensionado

No Sizing Entrar Pnom deseada 88.4 kWp, ... o superficie disponible 688 m²

Selección del módulo FV

Lista módulos por: Potencia Tecnología Fabricante Todos los módulos

93 W/p 40V	CdTe	FS-392	First Solar	Manufacturer Q4	Abrir
------------	------	--------	-------------	-----------------	-------

Máx. cantidad de mód. **955** Tensiones de dimensionado: C) **44.0 V**
 Voc (-10°C) **64.2 V**

Selección del inversor

Lista inversores por: Potencia Tensión (máx) Fabricante Todos los inversores

84 kW	315 - 630 V	50/60 Hz	SUNWAY TG 110 - 600V	Santerno	Abrir
-------	-------------	----------	----------------------	----------	-------

N° de inversores Tensión Funciona.: **315-630 V** Pglobal inversor **84.3 kW/ac**
 Tensión máx de entrada: **740 V**

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Degrad. inicial % Ver condiciones

Mód. en serie entre 8 y 10

N° de cadenas entre 101 y 106

Perdida sobrecarg. % Pérd. sobrecarg

Relación Pnom

N° módulos 954 Superficie 687 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	396 V
Vmpp (20°C)	435 V
Voc (-10°C)	578 V

Irradiancia plano **1000 W/m²** Máx. en bases STC

Impp (STC) 205 A Pmáx en funcionamiento **83.0 kW**
 en 1000 W/m² y 50°C

Isc (STC) 226 A

Isc (en STC) 224 A **Potencia nom generador (S) 88.2 kWp**

Figura 4.34. Características del sistema para subcampo 2 de la cara superior.

4.3.2.3. Estudio de sombras

Para el estudio de sombras, una vez hemos realizado la construcción del edificio, el programa nos ofrece en sombras cercanas 2 soluciones para el resultado del sombreado. Una primera en forma de tabla y otra en forma de gráfico.

La **Tabla 4.16** representa, nos ofrece el factor de sombreado para el componente directo en función de la altitud y el azimut, además de darnos el factor de sombreado difuso y para albedo:

Tabla 4.16. Tabla del factor de sombreado en la cara superior.

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-90°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982
80°	0.710	0.857	0.891	0.911	0.950	0.985	1.000	1.000	1.000	1.000	0.986	0.859	0.789	0.778	0.770	0.745	0.701	0.659	0.710	0.710
70°	0.665	0.855	0.883	0.906	0.945	0.984	1.000	1.000	1.000	1.000	0.992	0.818	0.789	0.778	0.770	0.739	0.677	0.657	0.665	0.665
60°	0.661	0.853	0.875	0.898	0.940	0.982	1.000	1.000	1.000	1.000	0.997	0.818	0.789	0.778	0.770	0.738	0.674	0.652	0.661	0.661
50°	0.655	0.849	0.864	0.890	0.935	0.980	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.818	0.789	0.778	0.770	0.736	0.669	0.646	0.655	0.655
40°	0.645	0.835	0.849	0.878	0.927	0.978	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.818	0.789	0.778	0.770	0.733	0.660	0.634	0.645	0.645
30°	0.627	0.814	0.827	0.862	0.917	0.974	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.818	0.789	0.778	0.770	0.727	0.645	0.613	0.627	0.627
20°	0.600	0.799	0.816	0.846	0.901	0.969	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.818	0.789	0.740	0.683	0.644	0.590	0.576	0.600	0.600
10°	0.514	0.757	0.807	0.846	0.892	0.967	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.818	0.777	0.606	0.606	0.580	0.526	0.488	0.514	0.514
2°	0.315	0.636	0.807	0.846	0.892	0.967	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.818	0.777	0.606	0.606	0.580	0.521	0.453	0.315	0.315

Factor de sombreado para difuso: 0.847 y para albedo: 0.000

En la **Figura 4.35** tenemos una especie de campana en función de la altitud y del acimut, además de las horas del día y periodos durante el año que van desde junio hasta diciembre. Podemos apreciar también tenemos 5 tipos de líneas discontinuas que representan pérdidas por sombreado desde el 1% hasta el 40 %.

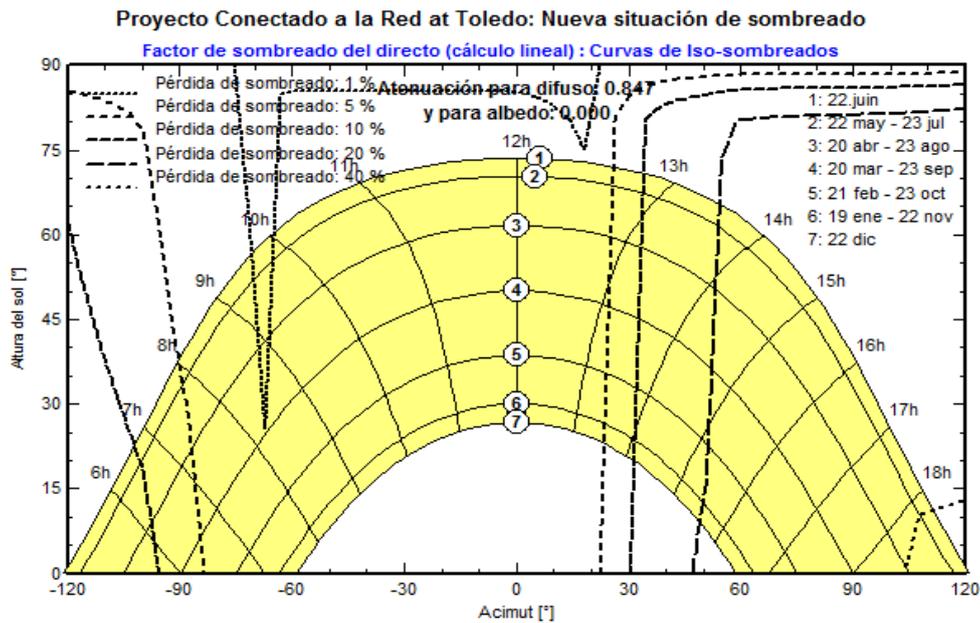


Figura 4.35. Gráfico del factor de sombreado en la cara superior.

El funcionamiento del gráfico de la **Figura 4.35**, es igual que el explicado en el apartado de la simulación de la cara frontal asique no incidiremos sobre ello.

4.3.2.4. Resultados de la simulación

A continuación iremos introduciendo todos los datos obtenidos tras la simulación para obtener una gran variedad de datos para conocer el funcionamiento.

A) Balance y resultados principales:

Tabla 4.17. Balance y resultados principales de la cara superior.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	70.0	7.10	70.0	59.2	6376	5974	8.18	7.66
Febrero	82.0	8.80	82.0	70.0	7458	7024	8.17	7.69
Marzo	145.0	11.60	145.0	125.4	13277	12619	8.22	7.81
Abril	161.0	14.00	161.0	138.1	14454	13721	8.06	7.65
Mayo	209.0	17.90	209.0	179.5	18539	17630	7.96	7.57
Junio	228.0	22.90	228.0	195.5	19828	18868	7.81	7.43
Julio	233.0	27.30	233.0	200.1	20022	19062	7.72	7.35
Agosto	203.0	26.10	203.0	175.6	17678	16816	7.82	7.44
Septiembre	155.0	22.40	155.0	134.3	13763	13081	7.97	7.58
Octubre	111.0	16.50	111.0	95.9	10028	9491	8.11	7.68
Noviembre	70.0	10.80	70.0	59.1	6253	5845	8.02	7.50
Diciembre	52.0	7.70	52.0	43.4	4616	4264	7.97	7.36
Año	1719.0	16.14	1719.0	1475.9	152290	144395	7.95	7.54

B) Energía incidente efectiva:

Tabla 4.18. Energía incidente efectiva en la cara superior.

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobShd kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
Enero	70.0	70.0	65.2	63.4	59.2	28.09
Febrero	82.0	82.0	77.5	73.9	70.0	33.32
Marzo	145.0	145.0	138.3	131.2	125.4	41.29
Abril	161.0	161.0	154.8	143.2	138.1	50.65
Mayo	209.0	209.0	202.1	185.2	179.5	55.39
Junio	228.0	228.0	221.0	201.3	195.5	52.13
Julio	233.0	233.0	225.7	206.1	200.1	48.17
Agosto	203.0	203.0	196.2	181.3	175.6	48.58
Septiembre	155.0	155.0	148.5	139.9	134.3	40.37
Octubre	111.0	111.0	105.3	100.8	95.9	34.94
Noviembre	70.0	70.0	65.3	63.3	59.1	27.97
Diciembre	52.0	52.0	48.3	46.7	43.4	24.74
Año	1719.0	1719.0	1648.3	1536.4	1475.9	485.64

C) Pérdidas detalladas del sistema:

Tabla 4.19. Pérdidas detalladas del sistema de la cara superior.

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	184.7	68.6	27.0	6377	402.5
Febrero	215.7	80.1	39.4	7462	438.7
Marzo	381.6	141.7	100.5	13281	661.6
Abril	415.7	154.3	117.6	14459	737.8
Mayo	532.5	197.7	172.3	18543	913.2
Junio	570.1	211.7	199.1	19837	968.5
Julio	577.1	214.3	200.8	20037	975.2
Agosto	509.5	189.2	171.0	17684	867.7
Septiembre	397.3	147.5	111.8	13768	687.5
Octubre	289.9	107.7	63.0	10031	539.9
Noviembre	181.8	67.6	28.1	6260	414.5
Diciembre	134.9	50.1	16.0	4623	359.4
Año	4390.7	1630.6	1246.6	152362	7966.5

D) Pérdidas detalladas del inversor (**Tabla 4.20**):

Tabla 4.20. Pérdidas detalladas del inversor en la cara superior.

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	5974	93.7	402.5	401.7	0.563	0.000	0.229	0.000
Febrero	7024	94.2	438.7	434.0	4.124	0.000	0.549	0.000
Marzo	12619	95.0	661.6	657.6	3.691	0.000	0.334	0.000
Abril	13721	94.9	737.8	733.2	3.752	0.000	0.790	0.000
Mayo	17630	95.1	913.2	908.9	3.399	0.000	0.906	0.000
Junio	18868	95.2	968.5	959.5	7.371	0.000	1.618	0.000
Julio	19062	95.2	975.2	959.5	9.653	0.000	6.122	0.000
Agosto	16816	95.1	867.7	861.8	1.788	0.000	4.102	0.000
Septiembre	13081	95.0	687.5	682.7	3.699	0.000	1.092	0.000
Octubre	9491	94.6	539.9	537.0	2.190	0.000	0.735	0.000
Noviembre	5845	93.5	414.5	407.2	6.528	0.000	0.800	0.000
Diciembre	4264	92.4	359.4	352.0	7.021	0.000	0.377	0.000
Año	144395	94.8	7966.5	7895.1	53.778	0.000	17.653	0.000

E) Utilización de energía y necesidades del usuario:

Tabla 4.21. Utilización de energía y necesidades del usuario en la cara superior.

	E_Grid kWh
Enero	5974
Febrero	7024
Marzo	12619
Abril	13721
Mayo	17630
Junio	18868
Julio	19062
Agosto	16816
Septiembre	13081
Octubre	9491
Noviembre	5845
Diciembre	4264
Año	144395

F) Coeficientes de rendimientos normalizados:

Tabla 4.22. Coeficientes de rendimiento normalizados en la cara superior.

	Yr kWh/m ² .día	Lc	Ya kWh/kWp/d	Ls	Yf kWh/kWp/d	Lcr	Lsr	PR
Enero	2.26	0.491	1.77	0.111	1.66	0.218	0.049	0.733
Febrero	2.93	0.641	2.29	0.133	2.15	0.219	0.045	0.736
Marzo	4.68	0.998	3.68	0.182	3.50	0.213	0.039	0.748
Abril	5.37	1.228	4.14	0.210	3.93	0.229	0.039	0.732
Mayo	6.74	1.604	5.14	0.252	4.89	0.238	0.037	0.725
Junio	7.60	1.922	5.68	0.275	5.40	0.253	0.036	0.711
Julio	7.52	1.967	5.55	0.266	5.28	0.262	0.035	0.703
Agosto	6.55	1.650	4.90	0.239	4.66	0.252	0.036	0.712
Septiembre	5.17	1.225	3.94	0.196	3.75	0.237	0.038	0.725
Octubre	3.58	0.802	2.78	0.149	2.63	0.224	0.042	0.735
Noviembre	2.33	0.543	1.79	0.117	1.67	0.233	0.050	0.717
Diciembre	1.68	0.398	1.28	0.098	1.18	0.237	0.058	0.705
Año	4.71	1.125	3.58	0.186	3.40	0.239	0.039	0.722

G) Gráficos y tablas comparativas (Figuras 4.36, 4.37, 4.38, 4.39, 4.40 y 4.41)

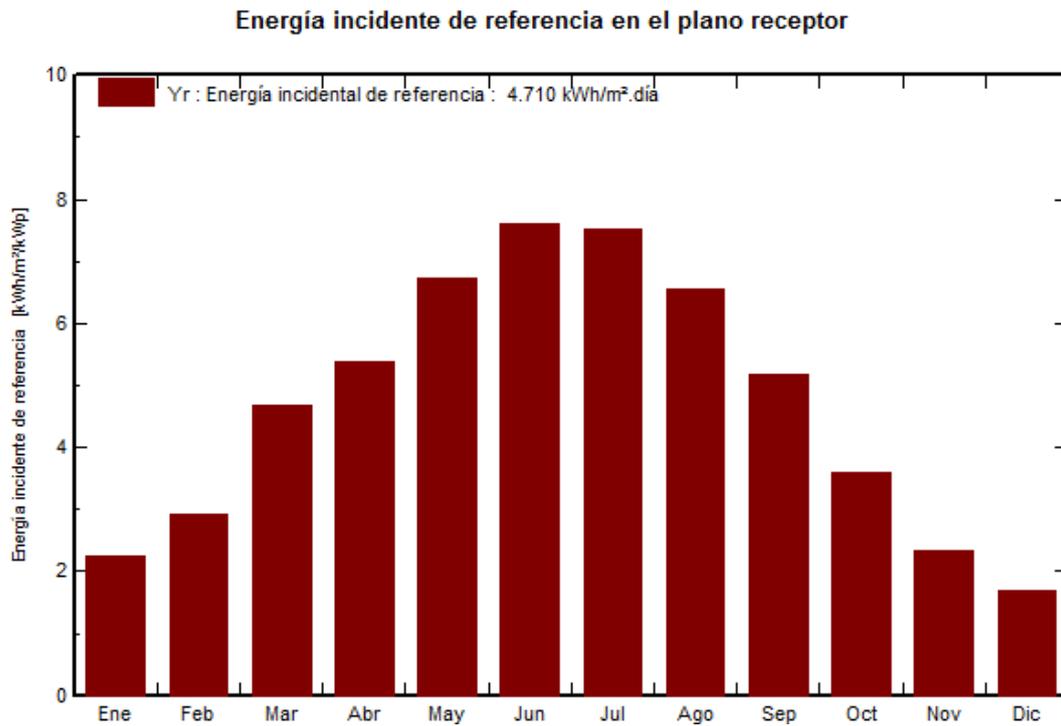


Figura 4.36. Energía incidente de referencia en el plano receptor de la cara superior.

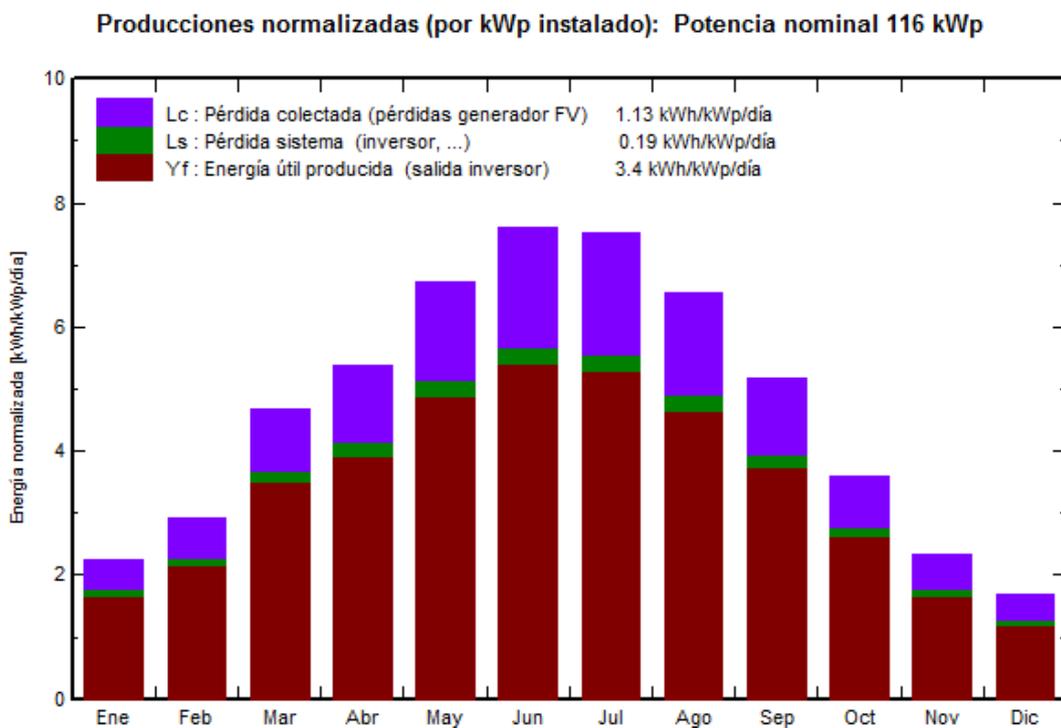


Figura 4.37. Producciones normalizadas en la cara superior.

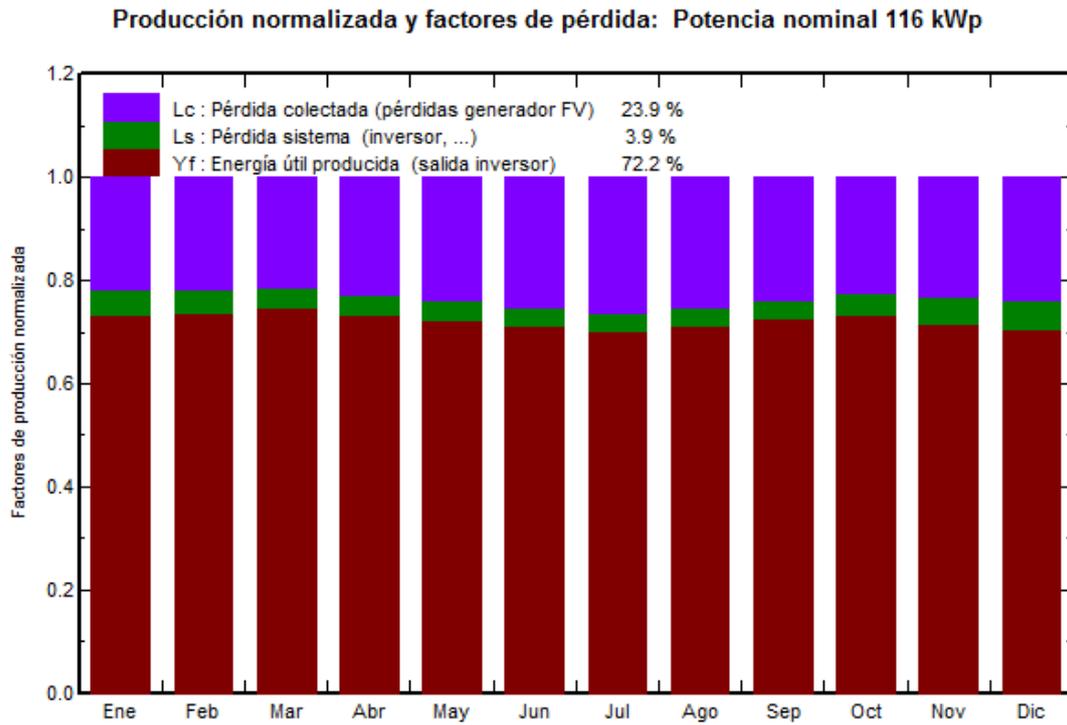


Figura 4.38. Producción normalizada y factores de pérdida en la cara superior.

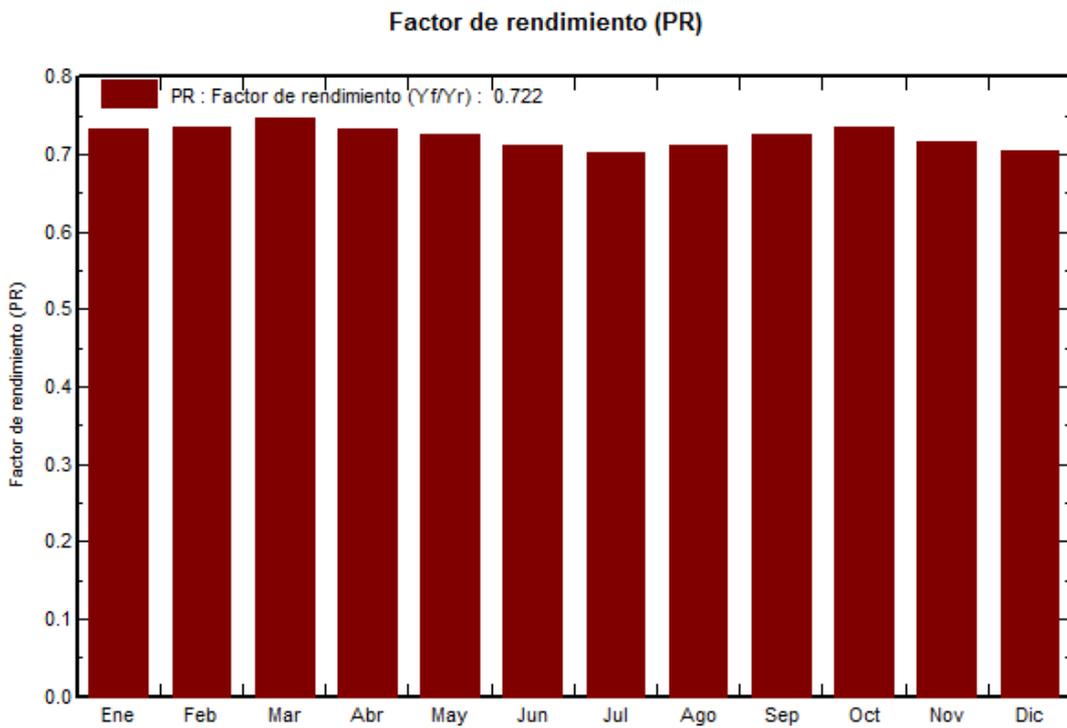


Figura 4.39. Factor de rendimiento en la cara superior.

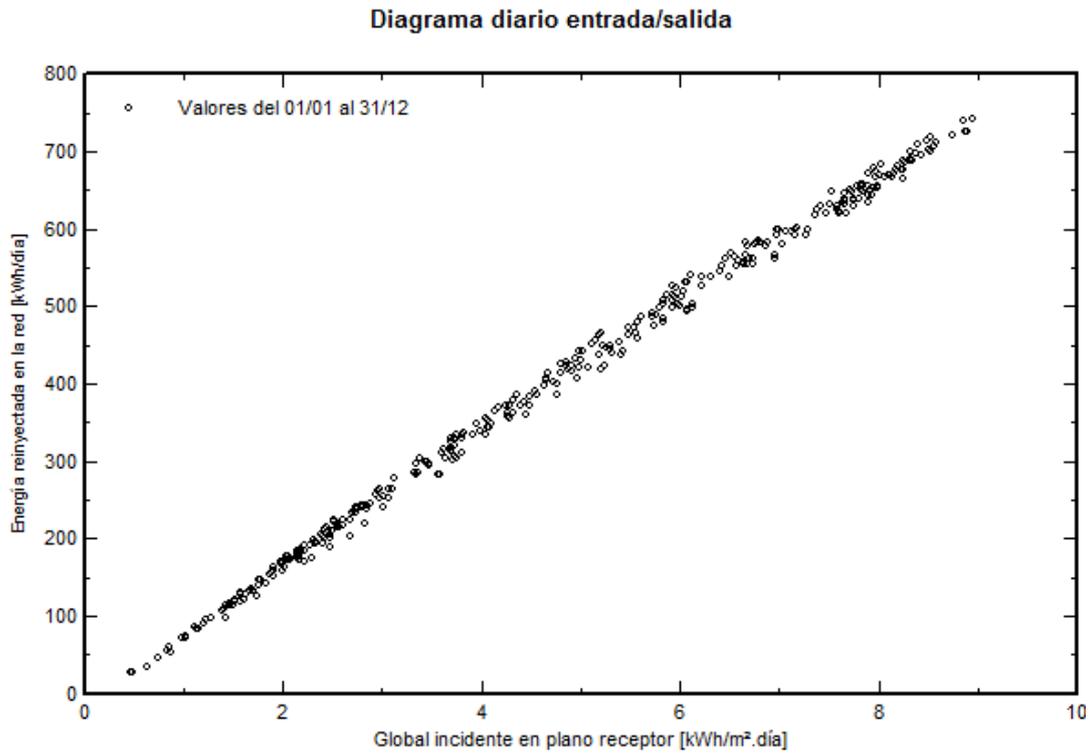


Figura 4.40. Diagrama diario entrada/salida en la cara superior.

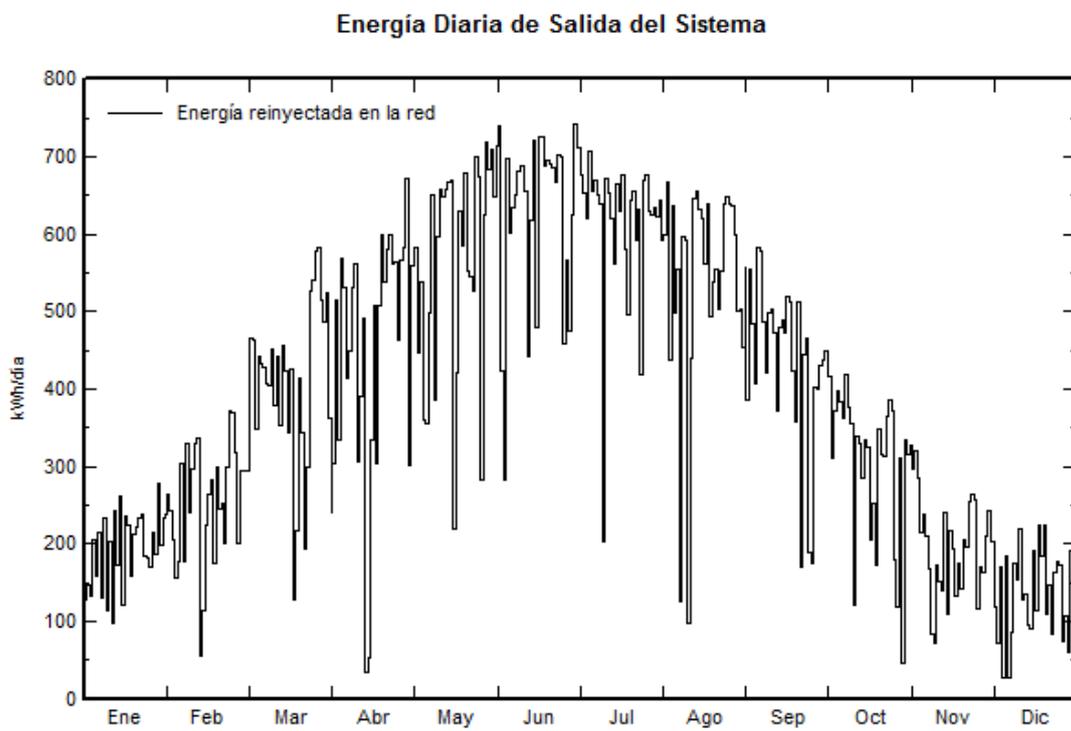


Figura 4.41. Energía diaria de salida del sistema en la cara superior.

4.3.2.5. Estudio económico de la viabilidad de la instalación

El estudio económico de la viabilidad de la instalación lo hemos realizado de 2 formas diferentes, como ya hemos mencionado anteriormente, tanto para la parte frontal, como la planta, el lateral derecho y el lateral izquierdo.

Empezamos basándonos en el FV-Expert como programa de estudio económico, pero por razones ya mencionadas en el apartado de estudio de simuladores, decidimos realizar nosotros un estudio más exhaustivo, teniendo en cuenta más variables. No obstante el estudio económico mediante FV-Expert nos aportó los resultados reflejados en la **Figura 4.42**:

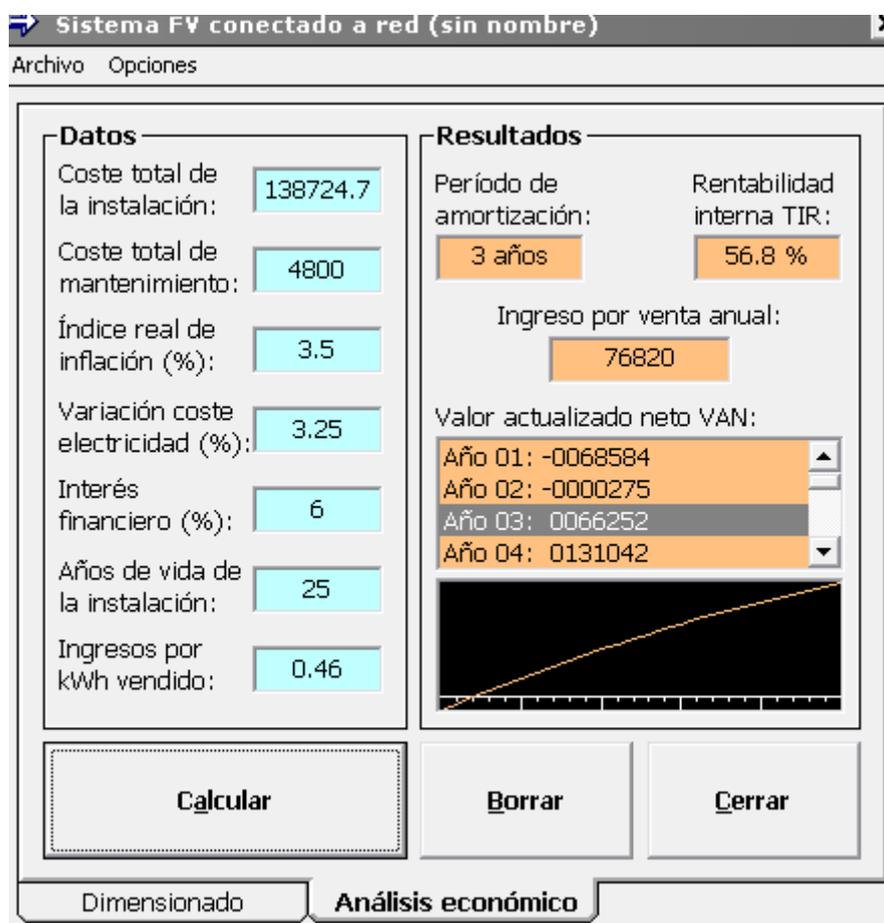


Figura 4.42. Análisis económico con FV-Expert en la cara superior.

Por otra parte, realizando el estudio económico manualmente por medio de Excel, obtuvimos los siguientes resultados:

Universidad de Valladolid
 Proyecto fin de carrera: La integración fotovoltaica en edificios

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0,009	0,009	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
0,928	0,919	0,911	0,903	0,895	0,887	0,879	0,871	0,863	0,855	0,847	0,839	0,831	0,823	0,815	0,807	0,799
133998,56	132699,01	131543,85	130388,69	129233,53	128078,37	126923,21	125768,05	124612,89	123457,73	122302,57	121147,41	119992,25	118837,09	117681,93	116526,77	115371,61
3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
0,6103369	0,6301729	0,6506535	0,6717997	0,6936332	0,7161763	0,739452	0,7634842	0,7882974	0,8139171	0,8403694	0,8676814	0,8958811	0,9249972	0,9550596	0,986099	1,0181473
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
81784,266	83623,311	85589,459	87595,081	89640,664	91726,687	93853,619	96021,915	98232,018	100484,35	102779,33	105117,35	107498,78	109923,97	112393,25	114906,93	117465,28
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2324,8396	2400,3968	2478,4097	2558,9581	2642,1242	2727,9932	2816,653	2908,1942	3002,7106	3100,2986	3201,0584	3305,0927	3412,5083	3523,4148	3637,9258	3756,1583	3878,2335
3950,4271	4088,6921	4231,7963	4379,9092	4533,206	4691,8682	4856,0836	5026,0465	5201,9581	5384,0267	5572,4676	5767,504	5969,3666	6178,2944	6394,5347	6618,3434	6849,9855
6275,2667	6489,0889	6710,206	6938,8672	7175,3302	7419,8614	7672,7366	7934,2407	8204,6687	8484,3253	8773,5259	9072,5967	9381,8749	9701,7092	10032,46	10374,502	10728,219
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
75509	77134,222	78879,253	80656,214	82465,333	84306,826	86180,882	88087,674	90027,349	92000,028	94005,808	96044,755	98116,905	100222,26	102360,79	104532,43	106737,06
19016,771	19016,771	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56492,228	58117,45	78879,253	80656,214	82465,333	84306,826	86180,882	88087,674	90027,349	92000,028	94005,808	96044,755	98116,905	100222,26	102360,79	104532,43	106737,06
44628,86	45912,786	62314,61	63718,409	65147,613	66602,392	68082,897	69589,263	71121,606	72680,022	74264,588	75875,356	77512,355	79175,586	80865,026	82580,619	84322,281
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
302924,64	363860,67	426175,28	489893,69	555041,31	621643,7	689726,59	759315,86	830437,46	903117,49	977382,07	1053257,4	1130769,8	1209945,4	1290810,4	1373391	1457713,3

Como el formato de las tablas y los datos obtenidos en ella son de una forma similar a lo obtenido en el resto de estudios económicos, no explicaremos el significado de cada uno de los datos, dado que ya fueron explicados en la cara frontal.

Como observamos en la hoja de cálculo, la inversión del proyecto es rentable considerando un periodo de amortización de 10 años. No obstante el tiempo de vida esperado de esta parte de la instalación es bastante mayor, pero considerando un tiempo de 10 años como caso extremo, la inversión ofrece una rentabilidad de 22,186%. Esta será la cara que mayor rentabilidad ofrecerá debido básicamente a que será la zona que más radiación, y sobre todo de manera más continua a lo largo del día y del año, recibirá. Otra causa de la rentabilidad tiene algo que ver con los materiales utilizados, ya que el coste de los paneles de Teluro de Cadmio es menor que los de silicio amorfo, por lo que la inversión inicial desciende. no obstante, este efecto es compensado en parte por la menor productividad de los paneles de Teluro de Cadmio respecto a los de Silicio amorfo. Por otra parte, el tiempo estimado para la recuperación de la inversión inicial, considerando como en el resto de los casos que todo el capital es propio, es decir, sin considerar deudas ni a corto ni a largo plazo, tales como créditos u otras fuentes de financiación, es de 4 años. También será el tiempo de la recuperación más corto. Parece normal dada la alta rentabilidad (TIR). Es decir, en ese año octavo esperamos ya obtener ganancias sustanciales del proyecto. Con esto queda claro que el proyecto es viable económicamente, y que esta cara será la más rentable.

4.3.3. Cara del lateral derecho

A continuación procedemos a hacer el estudio de los paneles situados en el lateral derecho del edificio (según se le mira la parte frontal).

4.3.3.1. Localización de los paneles

En la *Figura 4.43*. Podemos ver las zonas donde se pondrán los paneles. Esta zona está sombrada de un color grisáceo.

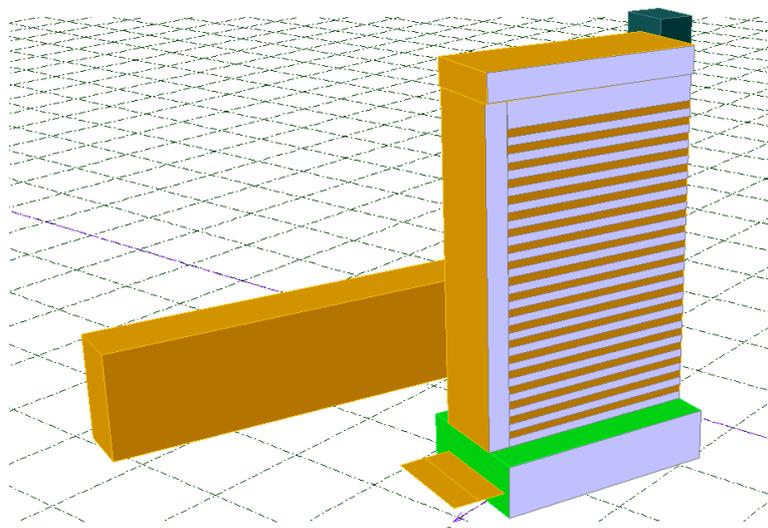


Figura 4.43. Situación de los paneles en la cara del lateral derecho.

4.3.3.2. Cálculo de los paneles e inversores

En esta parte de la simulación también hemos definido dos subcampos, con el fin de poner en cada uno de ellos un tipo distinto de panel, atendiendo mayoritariamente a sus dimensiones y energía generada. De la misma manera, la principal causa de usar uno y otro panel es la presencia de las ventanas, por lo que para aprovechar los huecos entre estas debemos utilizar unos paneles que se adecúen a las dimensiones de estos huecos.

Lo primero que hacemos es calcular la superficie activa que ocuparán los módulos. Al dividir en 2 subcampos metemos una superficie activa que engloba los huecos generados entre los pisos dónde se hallan las viviendas. En la *Figura 4.43*. es la zona del bloque grande, visualmente similar a estrechos rectángulos horizontalmente,

tanto el de arriba cómo los 20 siguientes más estrechos. Este área total es de 1235 m² referente al primer subcampo de esta cara del edificio.

Cómo para otras caras del edificio, hemos escogido paneles de silicio amorfo debido a su bajo coste y su facilidad para la integración, como anteriormente explicamos. Sus características son las de la **Tabla 4.23**.

Tabla 4.23. Características del módulo NH-100AT_5A.

Modelo	NH-100AT_5A
Fabricante	NexPower
Tecnología	a-Si; H single
Condición de funcionamiento (G_{Oper})	1000 W/m ²
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	3.360 A
Punto de potencia máximo (I_{mpp})	2.720 A
Coefficiente de temperatura	3 mA/°C
Circuito abierto (V_{OC})	51 V
V_{mpp}	38.6 V
Nº de células	59 x 2
Largo	1414 mm
Ancho	1114 mm
Espesor	35 mm
Peso	20.5 Kg

A la hora de elegir el inversor lo hemos escogido en función del número de módulos que tenemos en la superficie previamente calculados, como para el resto de caras de la simulación. El numero de módulos lo hemos calculado a partir de cada una de las superficies donde podemos instalar módulos, a partir del ancho y largo de los módulos y dividiendo entre el ancho o largo de nuestro módulo , hallamos el numero de módulos a integrar. Una vez hemos realizado esto, calculamos la potencia del inversor multiplicando el numero de módulos por su potencia.

Para elegir el rango de tensiones del inversor y por tanto el inversor adecuado previamente calculada su potencia, multiplicamos la tensión nominal de cada módulo por el numero de módulos en serie.

El inversor elegido es el modelo Solargate PV8L100NN, cuyas características podemos ver en la **Tabla 4.24**.

El segundo subcampo engloba el resto de las áreas de tono gris no mencionadas en el subcampo 1. Es decir, será la franja horizontal de la parte inferior, la franja horizontal de la parte de la azotea, y del bloque central grande corresponde a la gran franja vertical. Todo ello hace un total de 842 m². El inversor, el número de módulos, la superficie activa y el rango de tensiones lo calculamos de la forma antes mencionada. A continuación en las **Tablas 4.25 y 4.26** las características de los módulos e inversor.

Tabla 4.25. Características del módulo Kaneka K 120V.

Modelo	Kaneka K 120V
Fabricante	IBC Solar
Tecnología	a-Si; H single
Condición de funcionamiento (G _{Oper})	1000 W/m ²
Corriente de cortocircuito (I _{SC})	2.4 A
Punto de potencia máximo (I _{mpp})	1.8 A
Coefficiente de temperatura	1.9 mA/°C
Circuito abierto (V _{OC})	92 V
V _{mpp}	67 V
Nº de células	120 en serie
Largo	1919 mm
Ancho	990 mm
Espesor	46 mm
Peso	27 Kg

Tabla 4.26. Características del inversor Soleaf DSP-3350K.

Modelo	Soleaf DSP-3350K
Fabricante	Dasstech
Tipo	Trifásico
Intervalo de tensiones	200V-820V
Potencia nominal FV	50 KW
Potencia máxima FV	50 KW
Potencia nominal CA	50 KW
Potencia máxima CA	50 KW
Eficiencia	96.6%

A continuación, en la **Figura 4.45**, vemos las características globales de la simulación del subcampo 2 para esta cara.

Configuración global sistema

2 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	1224	Potencia nominal FV	135 kWp
Superficie módulos	2071 m²	Potencia máxima FV	114 kWdc
N° de inversores	2	Potencia nominal CA	132 kWac

Sub-campo #1 **Sub-campo #2**

Ayuda al Dimensionado

No Sizing Entrar Pnom deseada kWp, ... o superficie disponible m²

Selección del módulo FV

Lista módulos por: Potencia Tecnología Fabricante

Máx. cantidad de mód. **443** Tensiones de dimensionado :C) **60.5 V**
 Voc (-10°C) **97.6 V**

Selección del inversor

Lista inversores por: Potencia Tensión (máx) Fabricante

N° de inversores Tensión Funciona.: **200-820 V** Pglobal inversor **50.0 kWac**
 Tensión máx de entrada: **820 V**

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Degrad. inicial % Ver condiciones

Mód. en serie única posibilidad 4

N° de cadenas entre 104 y 110

Pérdida sobrecarg. **0.0 %** Pérd. sobrecarg.

Relación Pnom **1.06**

N° módulos 440 Superficie 836 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C) 242 V
 Vmpp (20°C) 268 V
 Voc (-10°C) 390 V

Irradiancia plano **1000 W/m²** Máx. en bases STC

Imp (STC) 201 A Pmáx en funcionamiento **49.8 kW**
 en 1000 W/m² y 50°C

Isc (STC) 269 A
 Isc (en STC) 264 A **Potencia nom generador (S) 52.8 kWp**

Figura 4.45. Características del sistema para subcampo 2 de la cara del lateral derecho.

4.3.3.3. Estudio de sombras

Para el estudio de sombras una vez hemos realizado la construcción del edificio, el programa nos ofrece en sombras cercanas 2 soluciones para el resultado del sombreado, al igual que ocurre con el resto de apartados de la simulación. Una primera en forma de tabla y otra en forma de grafico.

La **Tabla 4.27**, nos ofrece el factor de sombreado para el componente directo en función de la altitud y el azimut, además de darnos el factor de sombreado difuso y para albedo:

Tabla 4.27. Tabla del factor de sombreado de la cara del lateral derecho.

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	Atrás																			
80°	Atrás	Atrás	0.864	0.909	0.927	0.936	0.936	0.927	0.910	0.865	Atrás									
70°	Atrás	Atrás	0.912	0.954	0.966	0.970	0.970	0.966	0.954	0.912	Atrás									
60°	Atrás	Atrás	0.945	0.972	0.979	0.982	0.982	0.979	0.972	0.945	Atrás									
50°	Atrás	Atrás	0.963	0.981	0.987	0.988	0.988	0.987	0.981	0.963	Atrás									
40°	Atrás	Atrás	0.975	0.987	0.991	0.992	0.992	0.991	0.987	0.975	Atrás									
30°	Atrás	Atrás	0.983	0.992	0.994	0.995	0.995	0.994	0.992	0.983	Atrás									
20°	Atrás	Atrás	0.990	0.995	0.997	0.997	0.997	0.997	0.995	0.990	Atrás									
10°	Atrás	Atrás	0.996	0.998	0.999	0.999	0.999	0.999	0.998	0.996	Atrás									
2°	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás									

Factor de sombreado para difuso: 0.974 y para albedo: 0.973

En el gráfico de la **Figura 4.46** tenemos una especie de campana en función de la altitud y del acimut, además de las horas del día y periodos durante el año que van desde junio hasta diciembre. Podemos apreciar también tenemos 5 tipos de líneas discontinuas que representan pérdidas por sombreado desde el 1% hasta el 40%.

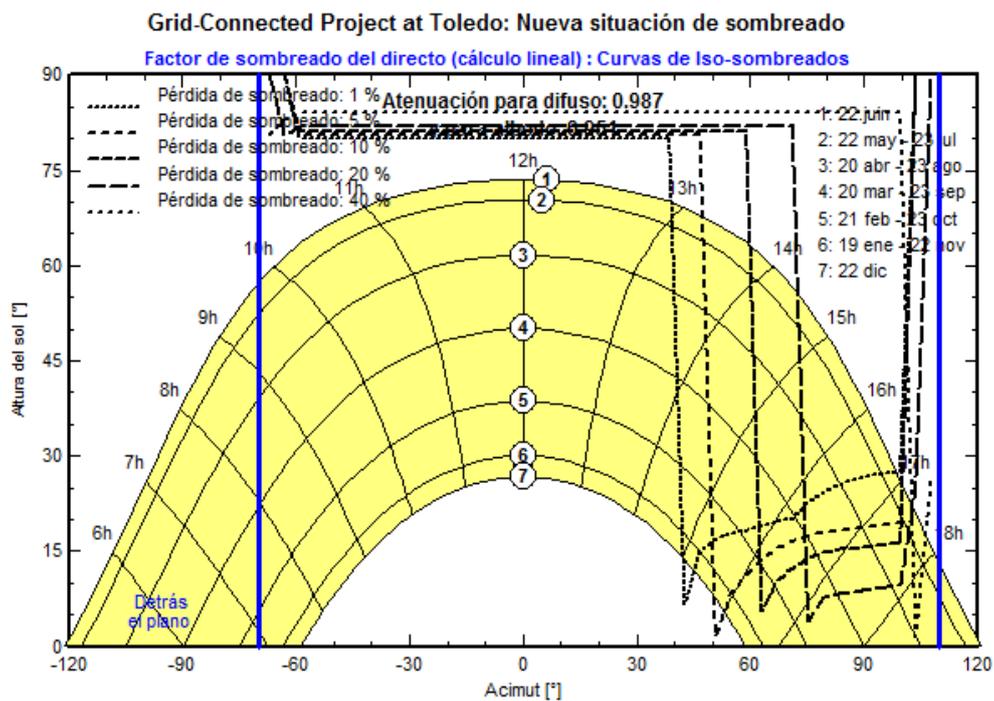


Figura 4.46. Gráfico del factor de sombreado en la cara del lateral derecho.

El funcionamiento del gráfico de la **Figura 4.46** es igual que el explicado en el apartado de la simulación de la cara frontal asique no incidiremos sobre ello.

4.3.3.4. Resultados de la simulación

A continuación vamos a ir introduciendo los resultados obtenidos en la simulación en todos los ámbitos posibles dados por el programa:

A) Balance y resultados principales:

Tabla 4.28. Balance y resultados principales de la cara del lateral derecho.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	70.0	7.10	61.1	57.3	6620	6234	5.23	4.93
Febrero	82.0	8.80	65.0	61.5	7149	6744	5.31	5.01
Marzo	145.0	11.60	109.2	103.9	12168	11568	5.38	5.11
Abril	161.0	14.00	103.2	97.2	11434	10845	5.35	5.08
Mayo	209.0	17.90	124.1	116.8	13621	12925	5.30	5.03
Junio	228.0	22.90	130.2	122.5	14026	13318	5.20	4.94
Julio	233.0	27.30	136.3	128.1	14433	13707	5.11	4.86
Agosto	203.0	26.10	125.2	118.1	13456	12792	5.19	4.93
Septiembre	155.0	22.40	113.1	107.0	12120	11518	5.17	4.92
Octubre	111.0	16.50	90.1	85.0	9774	9266	5.24	4.97
Noviembre	70.0	10.80	62.8	59.0	6681	6299	5.14	4.85
Diciembre	52.0	7.70	47.3	44.4	5057	4730	5.17	4.83
Año	1719.0	16.14	1167.5	1100.6	126538	119946	5.23	4.96

B) Energía incidente efectiva:

Tabla 4.29. Energía incidente efectiva en la cara del lateral derecho.

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobShd kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
Enero	70.0	61.1	58.2	59.5	57.3	19.92
Febrero	82.0	65.0	62.3	63.6	61.5	22.07
Marzo	145.0	109.2	105.4	107.2	103.9	27.67
Abril	161.0	103.2	99.0	100.8	97.2	30.72
Mayo	209.0	124.1	118.5	121.3	116.8	32.44
Junio	228.0	130.2	124.2	127.4	122.5	29.99
Julio	233.0	136.3	130.0	133.4	128.1	28.14
Agosto	203.0	125.2	120.1	122.5	118.1	29.12
Septiembre	155.0	113.1	109.0	110.5	107.0	26.45
Octubre	111.0	90.1	86.7	87.8	85.0	24.00
Noviembre	70.0	62.8	60.3	61.1	59.0	19.60
Diciembre	52.0	47.3	45.3	46.0	44.4	17.33
Año	1719.0	1167.5	1119.1	1141.1	1100.6	307.45

C) Pérdidas detalladas del sistema (*Tabla 4.30*):

Tabla 4.30. Pérdidas detalladas del sistema de la cara del lateral derecho.

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	196.1	76.5	36.7	6646	411.8
Febrero	208.7	81.3	44.1	7169	424.9
Marzo	350.8	136.7	99.6	12194	626.1
Abril	326.1	127.1	81.9	11464	618.7
Mayo	388.8	151.5	99.7	13665	740.5
Junio	403.1	157.0	107.5	14066	748.3
Julio	417.7	162.7	114.2	14494	786.6
Agosto	387.3	150.8	114.6	13522	730.1
Septiembre	353.9	137.8	101.0	12165	646.9
Octubre	283.3	110.4	75.0	9810	544.7
Noviembre	199.2	77.6	41.9	6715	415.5
Diciembre	151.3	59.0	26.4	5083	353.3
Año	3666.2	1428.3	942.6	126994	7047.5

D) Pérdidas detalladas del inversor:

Tabla 4.31. Pérdidas detalladas del inversor de la cara del lateral derecho.

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	6234	94.2	411.8	385.9	16.13	0.000	9.76	0.000
Febrero	6744	94.3	424.9	405.1	11.78	0.000	8.02	0.000
Marzo	11568	95.1	626.1	599.6	12.09	0.000	14.49	0.000
Abril	10845	94.9	618.7	588.7	16.03	0.000	14.01	0.000
Mayo	12925	94.9	740.5	696.1	16.64	0.000	27.68	0.000
Junio	13318	95.0	748.3	707.3	3.33	0.000	37.62	0.000
Julio	13707	95.0	786.6	725.6	2.55	0.000	58.44	0.000
Agosto	12792	95.1	730.1	663.6	20.31	0.000	46.26	0.000
Septiembre	11518	95.0	646.9	602.0	12.06	0.000	32.82	0.000
Octubre	9266	94.8	544.7	508.4	16.56	0.000	19.75	0.000
Noviembre	6299	94.3	415.5	381.9	22.39	0.000	11.19	0.000
Diciembre	4730	93.5	353.3	327.4	18.59	0.000	7.28	0.000
Año	119946	94.8	7047.5	6591.7	168.47	0.000	287.30	0.000

E) Utilización de energía y necesidad del usuario:

Tabla 4.32. Utilización de energía y necesidad del usuario de la cara del lateral derecho.

	E_Grid kWh
Enero	6234
Febrero	6744
Marzo	11568
Abril	10845
Mayo	12925
Junio	13318
Julio	13707
Agosto	12792
Septiembre	11518
Octubre	9266
Noviembre	6299
Diciembre	4730
Año	119946

F) Coeficientes de rendimientos normalizados:

Tabla 4.33. Coeficientes de rendimiento normalizados de la cara del lateral derecho.

	Yr kWh/m ² .día	Lc	Ya kWh/kWp/d	Ls	Yf kWh/kWp/d	Lcr	Lsr	PR
Enero	1.97	0.391	1.58	0.092	1.49	0.198	0.047	0.755
Febrero	2.32	0.431	1.89	0.107	1.78	0.186	0.046	0.768
Marzo	3.52	0.619	2.90	0.143	2.76	0.176	0.041	0.784
Abril	3.44	0.618	2.82	0.145	2.68	0.180	0.042	0.778
Mayo	4.00	0.751	3.25	0.166	3.09	0.188	0.042	0.771
Junio	4.34	0.880	3.46	0.174	3.29	0.203	0.040	0.757
Julio	4.40	0.950	3.45	0.173	3.27	0.216	0.039	0.744
Agosto	4.04	0.826	3.21	0.158	3.05	0.205	0.039	0.756
Septiembre	3.77	0.781	2.99	0.149	2.84	0.207	0.039	0.754
Octubre	2.91	0.572	2.33	0.121	2.21	0.197	0.042	0.761
Noviembre	2.09	0.444	1.65	0.094	1.55	0.212	0.045	0.743
Diciembre	1.52	0.318	1.21	0.078	1.13	0.208	0.051	0.741
Año	3.20	0.633	2.57	0.134	2.43	0.198	0.042	0.760

G) Gráficos y tablas comparativas (*Figuras 4.47, 4.48, 4.49, 4.50, 4.51 y 4.52*):

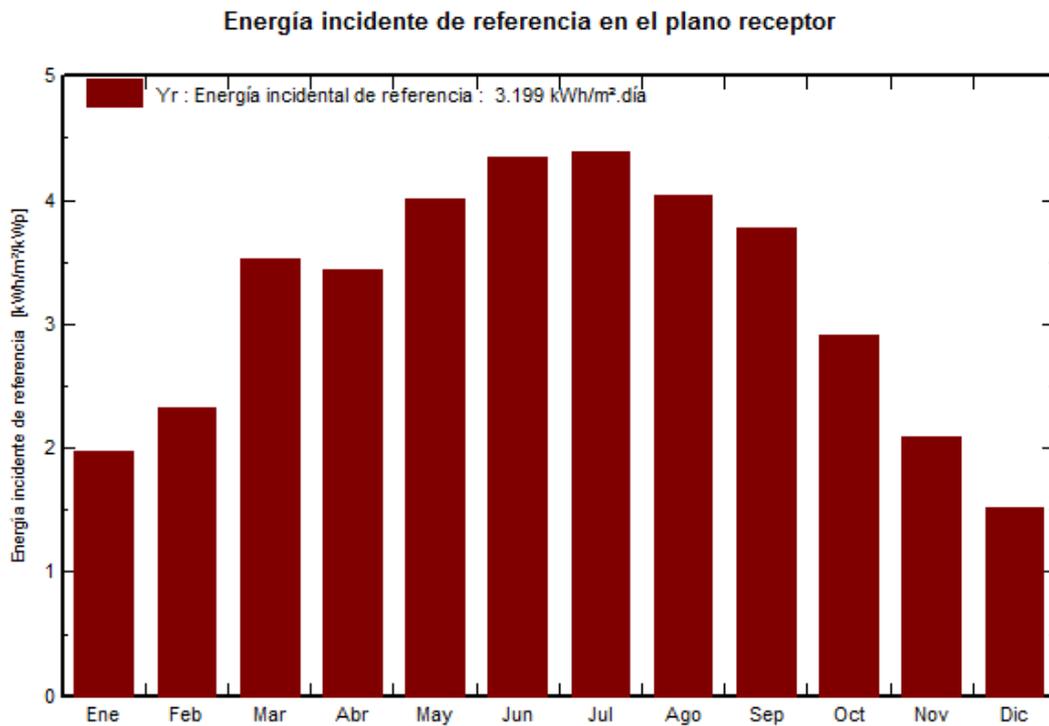


Figura 4.47. Energía incidente en el plano receptor de la cara del lateral derecho.

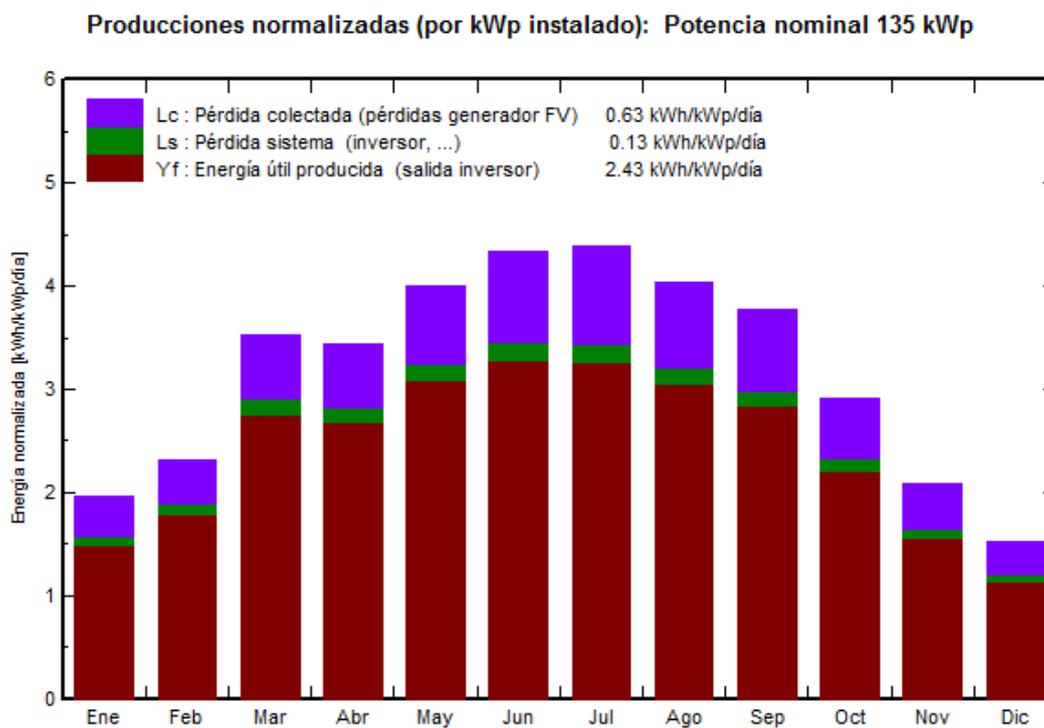


Figura 4.48. Producciones normalizadas en la cara del lateral derecho.

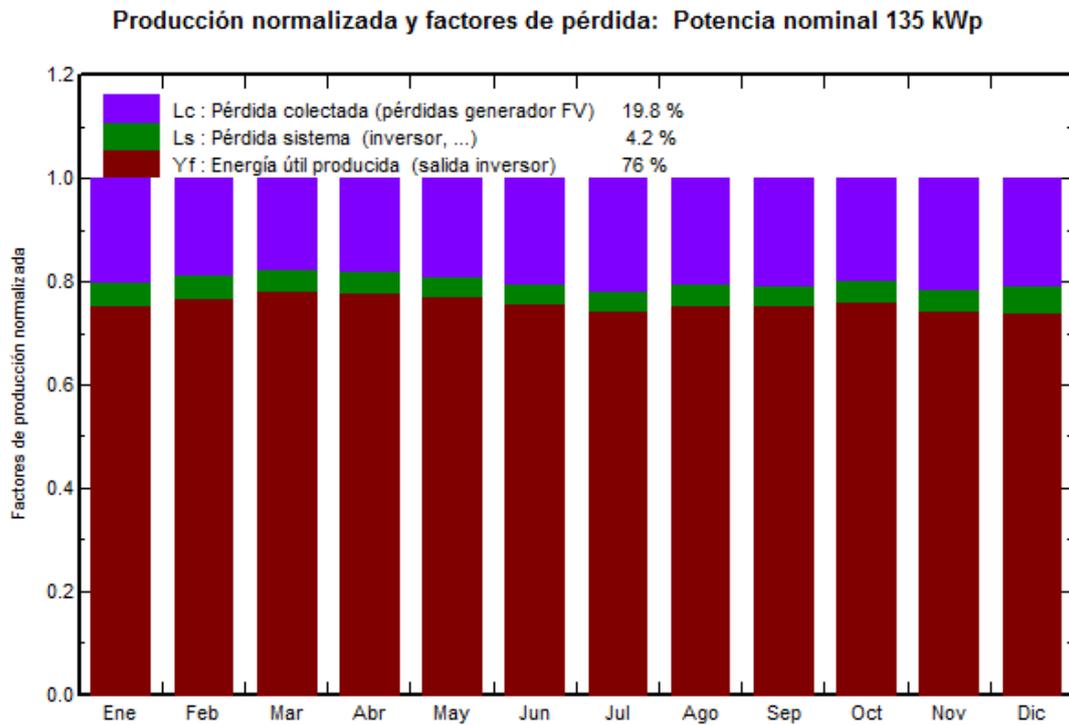


Figura 4.49. Producción normalizada y factores de pérdida en el lateral derecho.

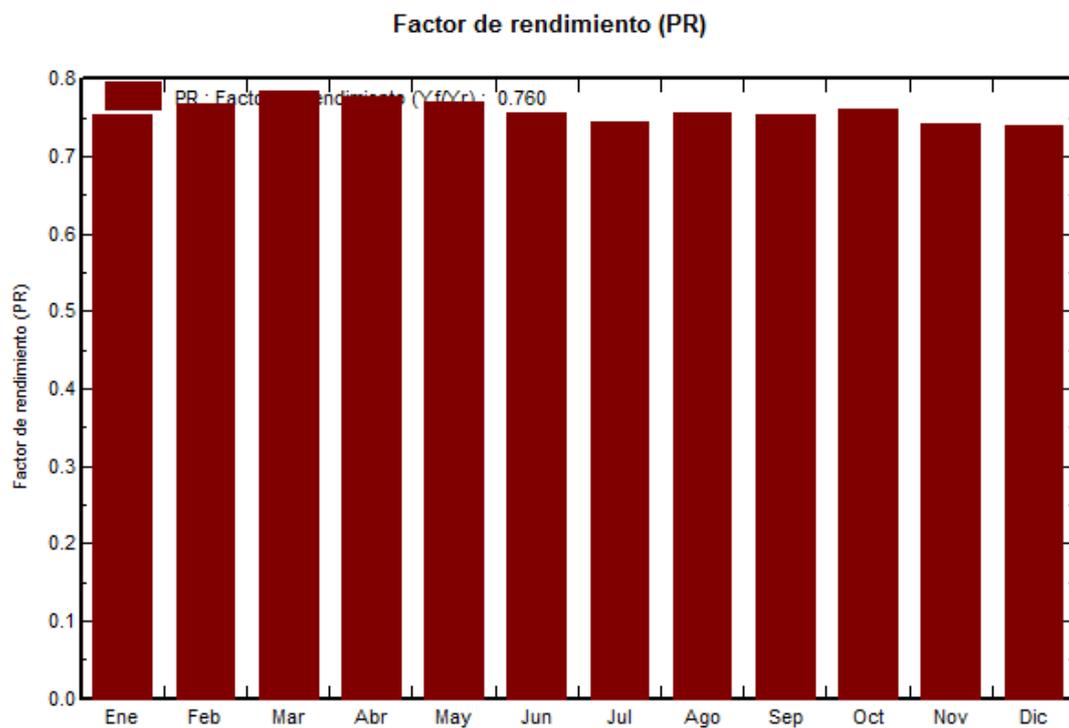


Figura 4.50. Factor de rendimiento en la cara del lateral derecho.

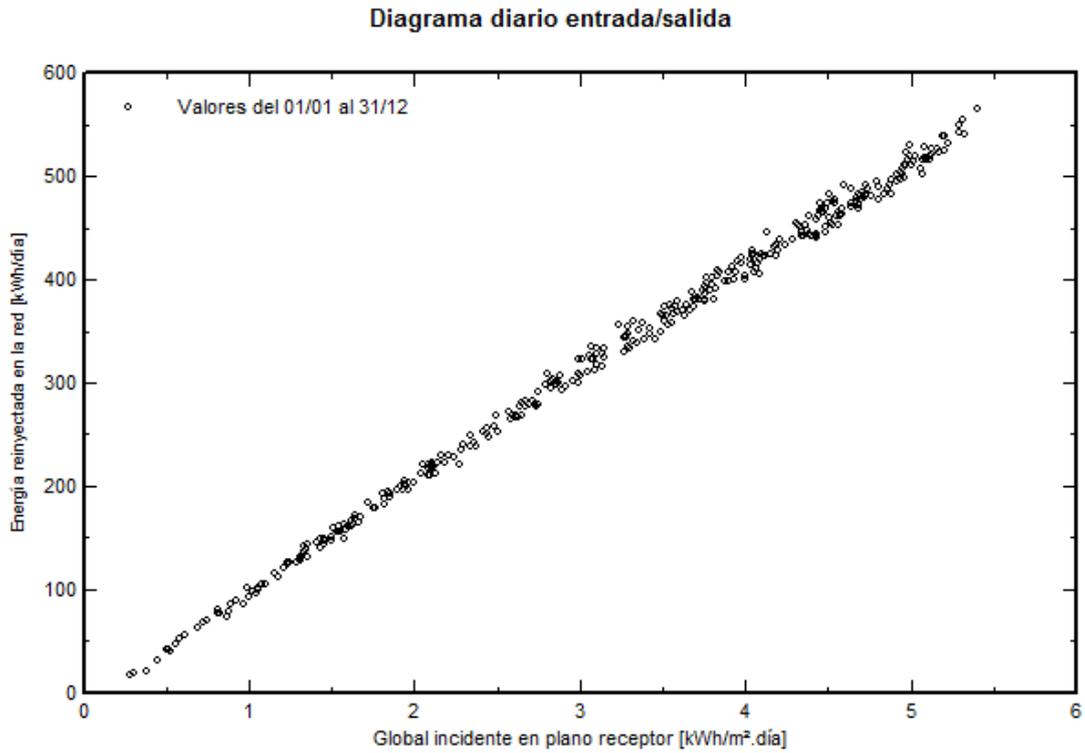


Figura 4.51. Diagrama diario entrada/salida en la cara del lateral derecho.

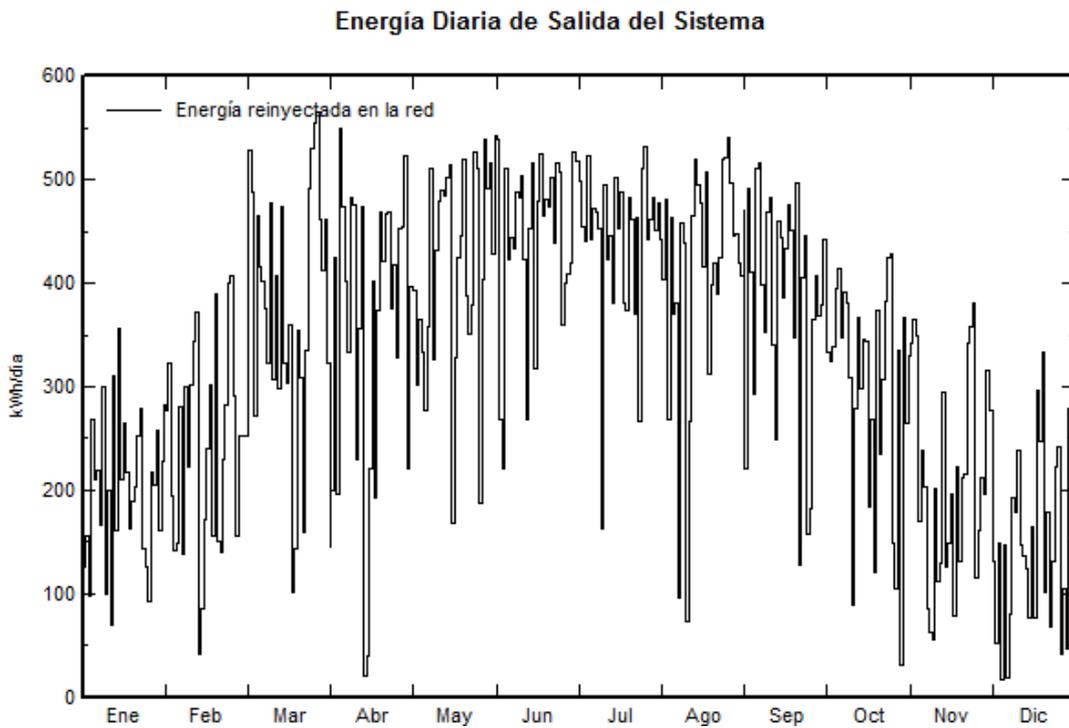


Figura 4.52. Energía diaria de salida del sistema en la cara del lateral derecho.

4.3.3.5. Estudio económico de la viabilidad de la instalación

El estudio económico, al igual que para el resto de caras del edificio, lo hemos realizado de dos formas distintas.

Empezamos basándonos en el FV-Expert como programa de estudio económico, pero por razones ya mencionadas en el apartado de estudio de simuladores, decidimos realizar nosotros un estudio más exhaustivo, teniendo en cuenta más variables. No obstante el estudio económico mediante FV-Expert nos aportó los resultados de la **Figura 4.53**:

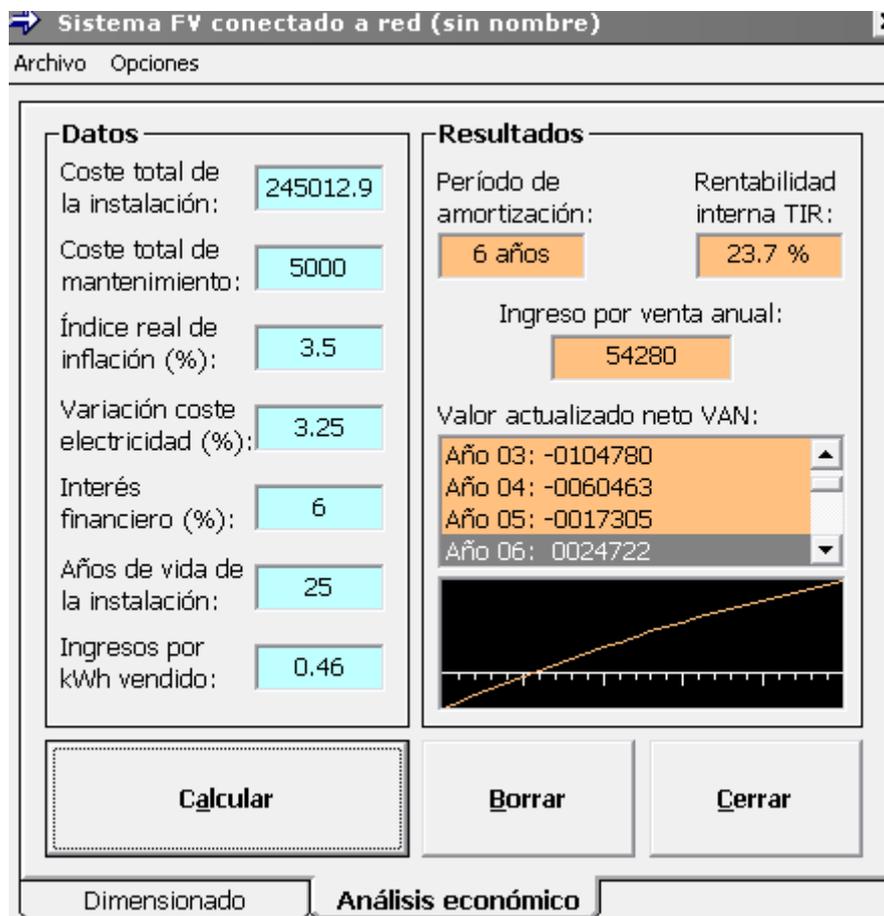


Figura 4.53. Análisis económico con FV-Experto de la cara del lateral derecho.

No obstante, para un estudio detallado de la viabilidad económica utilizaremos el programa Excel, para poder sacar los datos y conclusiones que deseemos con el fin de un estudio mucho más detallado.

Universidad de Valladolid
 Proyecto fin de carrera: La integración fotovoltaica en edificios

Módulos						
Potencia	Nombre del módulo	Fabricante	Número de módulos	Tecnología	Precio del módulo	Cantidad de la partida
105 Wp	NH-100AT	NexPower	784	Silicio amorfo hidrogenado simple	115	90160
120 Wp	Kaneka K	IBC Solar	440	Silicio amorfo hidrogenado simple	164	72160
Inversores						
Potencia	Nombre del inversor	Fabricante	Número de inversores	Precio del inversor	Cantidad de la partida	
82 Kw	Solargate PV8L100NN	AD Asnaldo Sistem Industrias	1	23420	23420	
50 Kw	Soleaf DSP-3350K	Dasstech	1	16750	16750	
				Mano de obra	42000	
				Material necesario	32000	
GASTOS						
	Coste total de la instalación		276490			
	Coste con impuestos 21%		334552,9			
	Coste de mantenimiento anual aprox.		2000	TIR		
	Coste anual del seguro de la instalación		3000	6,900%		
	Amortización (años)		15			
DATOS GENERALES						
	P.V.P. KWh		0,457677			
	Incremento estimado de la energía		3,25%			
	I.P.C.		3,50%			

Año	1	2	3	4	5	6	7
Pérdida anual de eficiencia	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Producción energética porcentual	1	0,991	0,982	0,973	0,964	0,955	0,946
Producción energética anual (Kwh)	119946	118866,486	117786,972	116707,458	115627,944	114548,43	113468,916
Incremento del precio de la energía	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Precio del Kwh fotovoltaico	0,472551503	0,487909426	0,503766483	0,520138893	0,537043407	0,55449732	0,57251848
Ingresos	1	2	3	4	5	6	7
Venta de energía	56680,66252	57996,07899	59337,12859	60704,08805	62097,22504	63516,7972	64963,0514
Gastos	1	2	3	4	5	6	7
Coste de la instalación	334552,9						
Mantenimiento con la subida del IPC	2000	2065	2132,1125	2201,406156	2272,951856	2346,82279	2423,09453
Seguro con la subida del IPC	3000	3105	3213,675	3326,153625	3442,569002	3563,05892	3687,76598
Total de gastos	339552,9	5170	5345,7875	5527,559781	5715,520858	5909,88171	6110,86051
Resultados	1	2	3	4	5	6	7
Resultado bruto	51680,66252	52826,07899	53991,34109	55176,52827	56381,70418	57606,9155	58852,1909
Amortizaciones	22303,52667	22303,52667	22303,52667	22303,52667	22303,52667	22303,5267	22303,5267
Flujo de caja libre	29377,13585	30522,55233	31687,81442	32873,0016	34078,17751	35303,3889	36548,6642
Beneficio neto (tras 21% IVA)	23207,93732	24112,81634	25033,3734	25969,67127	26921,76023	27889,6772	28873,4448
Acumulados	1	2	3	4	5	6	7
Beneficios acumulados netos (tras inv. Ini)	-293725,1766	-251992,5742	-209339,4147	-165749,9574	-121208,4111	-75698,948	-29205,717

Universidad de Valladolid
 Proyecto fin de carrera: La integración fotovoltaica en edificios

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0,009	0,009	0,009	0,009	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
0,946	0,937	0,928	0,919	0,911	0,903	0,895	0,887	0,879	0,871	0,863	0,855	0,847	0,839	0,831	0,823	0,815	0,807	0,799
113468,916	112389,402	111309,888	110230,374	109270,806	108311,238	107351,67	106392,102	105432,534	104472,966	103513,398	102553,83	101594,262	100634,694	99675,126	98715,558	97755,99	96796,422	95836,854
3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
0,57251848	0,59112533	0,6103369	0,63017285	0,65065347	0,67179971	0,6936332	0,71617628	0,73945201	0,7634842	0,78829744	0,8139171	0,84036941	0,86768141	0,89588106	0,92499719	0,9550596	0,98609904	1,01814726
7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
64963,0514	66436,2225	67936,5325	69464,1894	71097,4293	72763,4583	74462,6824	76195,4998	77962,299	79763,4587	81599,3462	83470,3161	85376,7098	87318,8535	89297,0575	91311,6141	93362,797	95450,8588	97576,0302
7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2423,09453	2501,8451	2583,15507	2667,10761	2753,78861	2843,28674	2935,69356	3031,1036	3129,61446	3231,32693	3336,34506	3444,77627	3556,7315	3672,32528	3791,67585	3914,90531	4042,13974	4173,50928	4309,14833
3687,76598	3816,83779	3950,42711	4088,69206	4231,79628	4379,90915	4533,20597	4691,86818	4856,08357	5026,04649	5201,95812	5384,02665	5572,46759	5767,50395	5969,36659	6178,29442	6394,53473	6618,34344	6849,98546
6110,86051	6318,68289	6533,58218	6755,79967	6985,58489	7223,19589	7468,89953	7722,97178	7985,69803	8257,37343	8538,30318	8828,80293	9129,19909	9439,82923	9761,04244	10093,1997	10436,6745	10791,8527	11159,1338
7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
58852,1909	60117,5396	61402,9503	62708,3897	64111,8444	65540,2624	66993,7829	68472,528	69976,601	71506,0853	73061,043	74641,5132	76247,5107	77879,0243	79536,015	81218,4144	82926,1225	84659,0061	86416,8964
22303,5267	22303,5267	22303,5267	22303,5267	22303,5267	22303,5267	22303,5267	22303,5267	22303,5267	22303,5267	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36548,6642	37814,013	39099,4237	40404,8631	41808,3178	43236,7357	44690,2562	46169,0013	47673,0743	49257,1596	50876,2559	52540,3632	54249,4815	56003,6107	57811,7509	59674,903	61593,0683	63574,2456	65614,5367
28873,4448	29873,0702	30888,5447	31919,8418	33028,571	34157,0212	35305,3024	36473,5111	37661,7287	38889,8074	57718,224	58966,7954	60235,5335	61524,4292	62833,4519	64162,5474	65511,6368	66880,6148	68269,3481
7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-29205,717	18287,1393	66795,4701	116335,098	166983,455	218760,262	271685,351	325778,648	381060,163	437549,97	495268,194	554234,99	614470,523	675994,952	738828,404	802990,951	868502,588	935383,203	1003652,55

Como el formato de las tablas y los datos obtenidos en ella son de una forma similar a lo obtenido en el resto de estudios económicos, no explicaremos el significado de cada uno de los datos, dado que ya fueron explicados en la simulación de la cara frontal.

Como podemos ver, la simulación de la cara del lateral es rentable para un periodo de amortización de 15 años. No obstante el tiempo de vida esperado de esta parte de la instalación es netamente mayor, pero considerando un tiempo de 15 años, la inversión ofrece una rentabilidad de 6,9%. Por otra parte, el tiempo estimado para la recuperación de la inversión inicial, contemplando como en el resto de los casos que todo el capital es propio sin considerar deudas ni a corto ni a largo plazo, es de 8 años. Es decir, en ese año octavo esperamos ya obtener ganancias sustanciales del proyecto. Con esto queda claro que el proyecto es viable económicamente.

4.3.4. Cara del lateral izquierdo

A continuación procedemos a hacer el estudio de los paneles situados en el lateral izquierdo del edificio (según se le mira la parte frontal).

4.3.4.1. Localización de los paneles

En la *Figura 4.54*. Podemos ver las zonas donde se pondrán los paneles. Esta zona está sombrada de un color grisáceo.

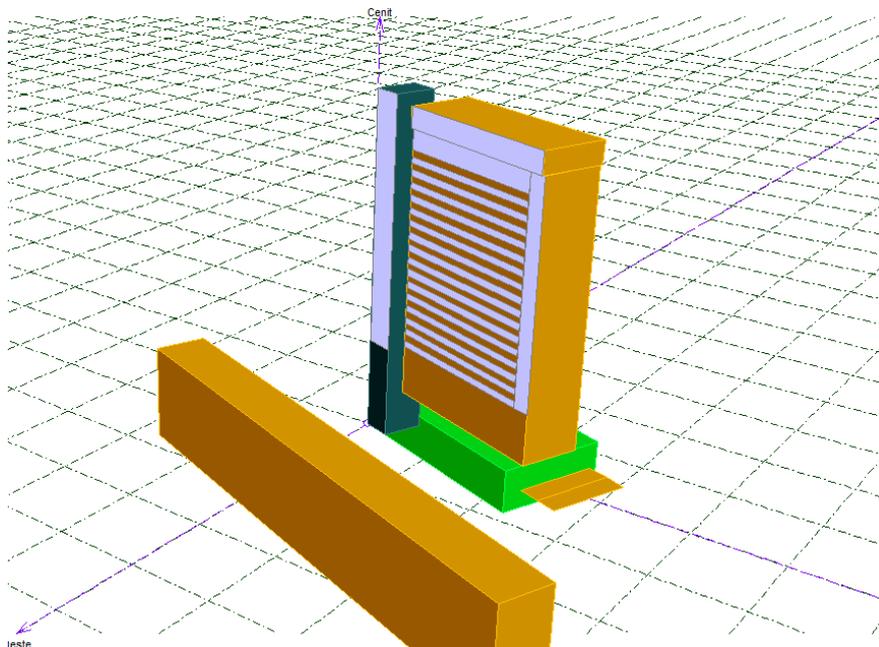


Figura 4.54. Situación de los paneles en la cara del lateral izquierdo.

4.3.4.2. Cálculo de los paneles e inversores

Para esta parte de la simulación, en contraposición al resto de las caras del edificio, hemos definido un sistema homogéneo, dado que en esta cara ya suponíamos con casi total certeza que la viabilidad de la instalación de paneles en esta cara del edificio iba a ser nula. No obstante definiremos las características de los paneles y el inversor utilizado, para posteriormente poder obtener unos datos reales de energía producida.

Comprobando toda la superficie que pueden ocupar, dependiendo de las dimensiones de los módulos y la zona donde los podremos instalar, tenemos un total de 1750 m² de superficie activa.

Para esta cara del edificio hemos elegido, como en el resto salvo en la cara superior, paneles de silicio amorfo por las mismas razones explicadas anteriormente. Sus características son las de la **Tabla 4.34**.

Tabla 4.34. Características del módulo NH-100AT_5A.

Modelo	NH-100AT_5A
Fabricante	NexPower
Tecnología	a-Si; H single
Condición de funcionamiento (G_{Oper})	1000 W/m ²
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	3.360 A
Punto de potencia máximo (I_{mpp})	2.720 A
Coefficiente de temperatura	3 mA/°C
Circuito abierto (V_{OC})	51 V
V_{mpp}	38.6 V
Nº de células	59 x 2
Largo	1414 mm
Ancho	1114 mm
Espesor	35 mm
Peso	20.5 Kg

A la hora de elegir el inversor lo hemos escogido en función del número de módulos que tenemos en la superficie previamente calculados, como para el resto de caras de la simulación. El numero de módulos lo hemos calculado a partir de cada una de las superficies donde podemos instalar módulos, a partir del ancho y largo de los módulos y dividiendo entre el ancho o largo de nuestro módulo , hallamos el numero de módulos a integrar. Una vez hemos realizado esto, calculamos la potencia del inversor multiplicando el numero de módulos por su potencia. Sus características son las de la **Tabla 4.35**.

Para elegir el rango de tensiones del inversor y por tanto el inversor adecuado previamente calculada su potencia, multiplicamos la tensión nominal de cada módulo por el numero de módulos en serie.

Tabla 4.35. Características del inversor Se100i.

Modelo	Se100i
Fabricante	Siliken
Tipo	Trifásico
Intervalo de tensiones	425V-750V
Potencia nominal FV	105 KW
Potencia máxima FV	120 KW
Potencia nominal CA	115 KW
Potencia máxima CA	145 KW
Eficiencia	96.5%

A continuación, en la **Figura 4.55**, vemos las características globales de la simulación para esta cara.

Configuración global sistema

1 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	1110	Potencia nominal FV	117 kWp
Superficie módulos	1748 m²	Potencia máxima FV	99.7 kWdc
N° de inversores	1	Potencia nominal CA	115 kWac

Sistema Homogéneo

Ayuda al Dimensionado

No Sizing Entrar Prom deseada kWp, ... o superficie disponible m²

Selección del módulo FV

Lista módulos por: Potencia Tecnología Fabricante

105 Wp 33V a-Si:H single NH-100AT 5A NexPower Manufacturer 200

Máx. cantidad de mód. **1110** Tensiones de dimensionado: (C) **34.6 V**
 Voc (-10°C) **53.9 V**

Selección del inversor

Lista inversores por: Potencia Tensión (máx) Fabricante

115 kW 425 - 750 V 50 Hz Se100i Siliken

N° de inversores Tensión Funciona.: **425-750 V** Pglobal inversor **115 kWac**
 Tensión máx de entrada: **900 V**

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Degrad. inicial % Ver condiciones

Mód. en serie entre 13 y 15

N° de cadenas entre 73 y 74

Perdida sobrecarg: **0.0 %** Pérd. sobrecarg

Relación Prom **1.01**

N° módulos 1110 Superficie 1748 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C) 519 V
 Vmpp (20°C) 568 V
 Voc (-10°C) 808 V

Irradiancia plano **1000 W/m²** Máx. en bases STC

Imp (STC) 211 A Pmáx en funcionamiento **112 kW**
 en 1000 W/m² y 50°C

Isc (STC) 254 A **Potencia nom generador (ST) 117 kWp**

Isc (en STC) 249 A

Figura 4.55. Características del sistema para subcampo de la cara del lateral izquierdo.

4.3.4.3. Estudio de sombras

Igual que para el resto de simulaciones de las caras, PVSyst nos ofrece la **Tabla 4.36** y la **Figura 4.56** para el esperado estudio de sombras.

La Tabla representada en la **Tabla 4.36**, nos ofrece el factor de sombreado para el componente directo en función de la altitud y el azimut, además de darnos el factor de sombreado difuso y para albedo:

Tabla 4.36. Tabla del factor de sombreado para la cara del lateral izquierdo.

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo																			
Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
Altura																			
90°	Atrás																		
80°	Atrás	Atrás	0.248	0.232	0.227	0.225	0.205	0.171	0.167	0.253	Atrás								
70°	Atrás	Atrás	0.230	0.222	0.220	0.219	0.169	0.093	0.086	0.147	Atrás								
60°	Atrás	Atrás	0.223	0.218	0.217	0.216	0.158	0.082	0.059	0.098	Atrás								
50°	Atrás	Atrás	0.220	0.216	0.215	0.215	0.148	0.066	0.065	0.071	Atrás								
40°	Atrás	Atrás	0.218	0.215	0.214	0.214	0.141	0.055	0.054	0.078	Atrás								
30°	Atrás	Atrás	0.216	0.214	0.214	0.214	0.136	0.047	0.047	0.064	Atrás								
20°	Atrás	Atrás	0.214	0.214	0.213	0.213	0.131	0.040	0.040	0.052	Atrás								
10°	Atrás	Atrás	0.213	0.213	0.213	0.213	0.128	0.034	0.035	0.041	Atrás								
2°	Atrás	Atrás	0.213	0.213	0.213	0.213	0.125	0.030	0.031	0.034	Atrás								

Factor de sombreado para difuso: 0.144 y para albedo: 0.135

En el grafico de la **Figura 4.56** tenemos una especie de campana en función de la altitud y del azimut, además de las horas del día y periodos durante el año que van desde junio hasta diciembre. Por otra parte, también podemos apreciar que tenemos 5 tipos de líneas discontinuas cuya función es la de representar perdidas por sombreado desde el 1% hasta el 40 %.

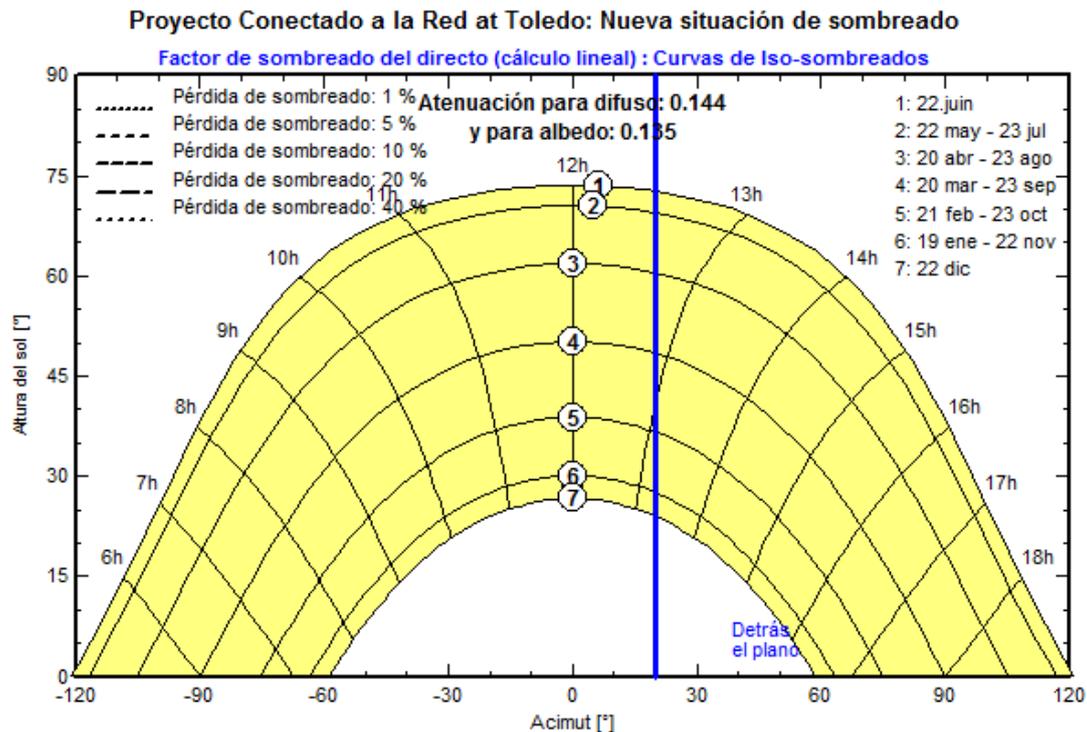


Figura 4.56. Gráfico del factor de sombreado en el lateral izquierdo.

El funcionamiento del gráfico de la **Figura 4.56.** es igual que el explicado en el apartado de la simulación de la cara frontal asique no incidiremos sobre ello.

No obstante, debido a la presencia de un edificio cuya sombra incide de manera especial en esta cara, nos hemos apoyado en otro simulador, no especializado en el campo de la fotovoltaica pero con un estudio de sombras más potente. Este programa, explicado en el apartado de simuladores, será el Google Sketchup. Con el uso de este programa podemos ver sobre qué zonas tendrá más impacto la sombra ejercida por el otro edificio, para así determinar sobre qué zonas podría ser rentable la instalación de los módulos. Comprobamos que para los meses dónde la incidencia del sol y las horas de sol son mayores, como son los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto, a partir de ciertas franjas del día (principalmente cercanas al crepúsculo) se produce un sombreado importante para determinadas alturas del edificio. A continuación, en la **Figura 4.57** podemos ver el sombreado ejercido en un día de Mayo a las 18:50 y en la **Figura 4.58** el sombreado ejercido en un día de Agosto a las 19:40.

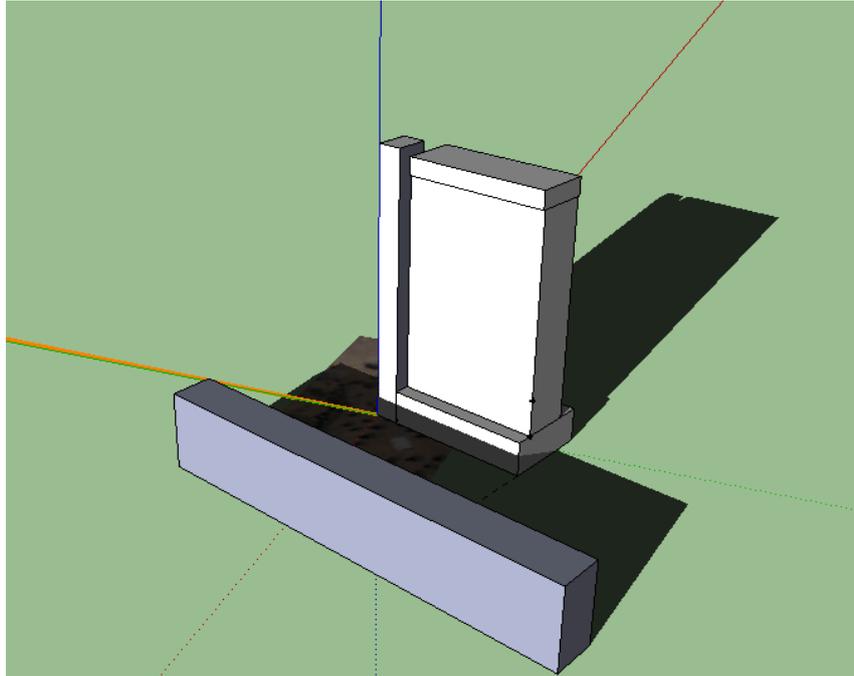


Figura 4.57. Sombrado en Mayo a las 18:50.

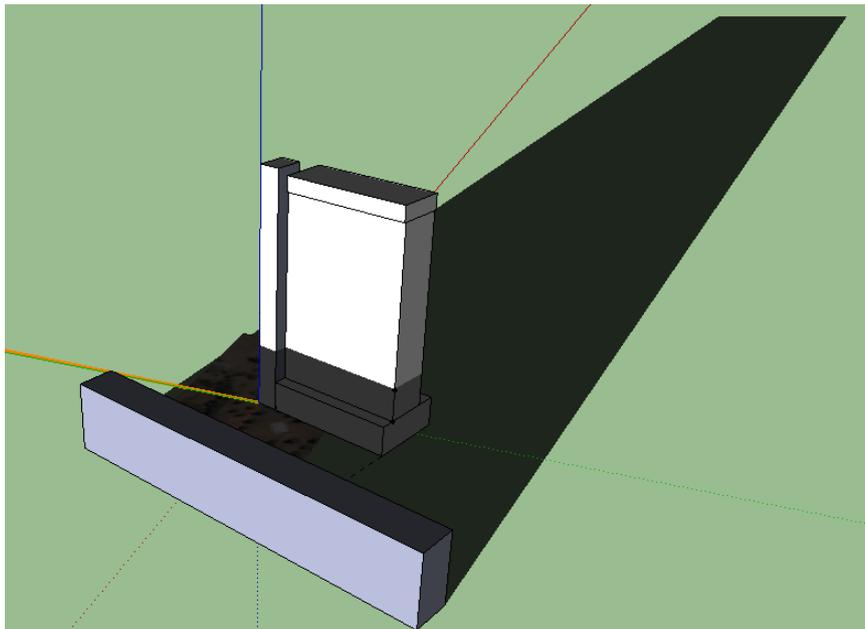


Figura 4.58. Sombrado en Agosto a las 19:40.

Con estos ejemplos y muchos otros días estudiados con el simulador, cuyas imágenes no han sido plasmadas en la redacción de este proyecto, pudimos determinar qué zonas de esta cara a estudiar podrían ser útiles para poder integrar los módulos. De esta manera, estas zonas a integrar módulos son las descritas en la *Figura 4.54*.

4.3.4.4. Resultados de la simulación

A continuación vamos a ir introduciendo los resultados obtenidos en la simulación en todos los ámbitos posibles dados por el programa:

A) Balance y resultados principales:

Tabla 4.37. Balance y resultados principales de la cara del lateral izquierdo.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	70.0	7.10	61.1	5.80	389	249	0.36	0.23
Febrero	82.0	8.80	65.0	7.24	544	392	0.48	0.35
Marzo	145.0	11.60	109.2	13.96	1224	1024	0.64	0.54
Abril	161.0	14.00	103.2	15.14	1362	1137	0.75	0.63
Mayo	209.0	17.90	124.1	19.87	1833	1556	0.84	0.72
Junio	228.0	22.90	130.2	21.68	1993	1718	0.88	0.75
Julio	233.0	27.30	136.3	22.57	2030	1765	0.85	0.74
Agosto	203.0	26.10	125.2	19.14	1725	1490	0.79	0.68
Septiembre	155.0	22.40	113.1	15.64	1353	1145	0.68	0.58
Octubre	111.0	16.50	90.1	10.05	809	639	0.51	0.41
Noviembre	70.0	10.80	62.8	6.06	407	267	0.37	0.24
Diciembre	52.0	7.70	47.3	4.40	248	147	0.30	0.18
Año	1719.0	16.14	1167.5	161.55	13916	11530	0.68	0.56

B) Energía incidente efectiva:

Tabla 4.38. Energía incidente efectiva en la cara del lateral izquierdo.

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobShd kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
Enero	70.0	61.1	58.2	6.03	5.80	2.144
Febrero	82.0	65.0	62.3	7.49	7.24	2.375
Marzo	145.0	109.2	105.4	14.34	13.96	2.977
Abril	161.0	103.2	99.0	15.60	15.14	3.305
Mayo	209.0	124.1	118.5	20.54	19.87	3.490
Junio	228.0	130.2	124.2	22.48	21.68	3.227
Julio	233.0	136.3	130.0	23.40	22.57	3.028
Agosto	203.0	125.2	120.1	19.72	19.14	3.133
Septiembre	155.0	113.1	109.0	16.04	15.64	2.846
Octubre	111.0	90.1	86.7	10.35	10.05	2.582
Noviembre	70.0	62.8	60.3	6.27	6.06	2.108
Diciembre	52.0	47.3	45.3	4.57	4.40	1.864
Año	1719.0	1167.5	1119.1	166.83	161.55	33.079

C) Pérdidas detalladas del sistema:

Tabla 4.39. Pérdidas detalladas del sistema en la cara del lateral izquierdo.

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	15.58	6.06	0.202	422	172.7
Febrero	20.12	7.83	0.419	577	184.7
Marzo	41.01	15.98	1.582	1270	245.4
Abril	44.08	17.17	1.846	1398	261.6
Mayo	58.32	22.72	2.771	1879	322.6
Junio	63.32	24.67	3.253	2047	329.4
Julio	65.08	25.36	3.411	2100	334.4
Agosto	54.87	21.38	2.925	1784	293.6
Septiembre	45.02	17.54	1.999	1403	258.2
Octubre	28.08	10.93	0.825	848	209.0
Noviembre	15.89	6.18	0.245	437	169.7
Diciembre	11.05	4.30	0.111	291	144.1
Año	462.41	180.13	19.588	14456	2925.5

D) Pérdidas detalladas del inversor:

Tabla 4.40. Pérdidas detalladas del inversor en la cara del lateral izquierdo.

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	249	64.1	172.7	139.4	33.27	0.000	0.000	0.000
Febrero	392	72.0	184.7	152.3	32.44	0.000	0.001	0.000
Marzo	1024	83.7	245.4	199.8	45.65	0.000	0.001	0.000
Abril	1137	83.5	261.6	224.7	36.86	0.000	0.049	0.000
Mayo	1556	84.9	322.6	276.7	45.74	0.000	0.140	0.000
Junio	1718	86.2	329.4	274.6	54.24	0.000	0.547	0.000
Julio	1765	86.9	334.4	265.1	68.22	0.000	1.087	0.000
Agosto	1490	86.4	293.6	234.8	58.43	0.000	0.412	0.000
Septiembre	1145	84.6	258.2	208.1	50.01	0.000	0.123	0.000
Octubre	639	79.0	209.0	170.2	38.73	0.000	0.030	0.000
Noviembre	267	65.6	169.7	139.8	29.88	0.000	0.002	0.000
Diciembre	147	59.3	144.1	100.8	43.34	0.000	0.000	0.000
Año	11530	82.9	2925.5	2386.3	536.82	0.000	2.393	0.000

E) Utilización de energía y necesidad del usuario:

Tabla 4.41. Utilización de energía y necesidad del usuario en la cara del lateral izquierdo.

	E_Grid kWh
Enero	249
Febrero	392
Marzo	1024
Abril	1137
Mayo	1556
Junio	1718
Julio	1765
Agosto	1490
Septiembre	1145
Octubre	639
Noviembre	267
Diciembre	147
Año	11530

F) Coeficientes de rendimientos normalizados:

Tabla 4.42. Coeficientes de rendimientos normalizados en la cara del lateral izquierdo.

	Yr kWh/m ² .día	Lc	Ya kWh/kWp/d	Ls	Yf kWh/kWp/d	Lcr	Lsr	PR
Enero	1.97	1.864	0.11	0.039	0.07	0.945	0.020	0.035
Febrero	2.32	2.154	0.17	0.047	0.12	0.928	0.020	0.052
Marzo	3.52	3.185	0.34	0.055	0.28	0.904	0.016	0.080
Abril	3.44	3.049	0.39	0.064	0.33	0.887	0.019	0.095
Mayo	4.00	3.496	0.51	0.077	0.43	0.873	0.019	0.108
Junio	4.34	3.770	0.57	0.079	0.49	0.869	0.018	0.113
Julio	4.40	3.834	0.56	0.073	0.49	0.872	0.017	0.111
Agosto	4.04	3.561	0.48	0.065	0.41	0.882	0.016	0.102
Septiembre	3.77	3.384	0.39	0.060	0.33	0.897	0.016	0.087
Octubre	2.91	2.681	0.22	0.047	0.18	0.923	0.016	0.061
Noviembre	2.09	1.976	0.12	0.040	0.08	0.944	0.019	0.037
Diciembre	1.52	1.456	0.07	0.028	0.04	0.955	0.018	0.027
Año	3.20	2.871	0.33	0.056	0.27	0.898	0.018	0.085

G) Gráficos y tablas comparativas (*Figuras 4.59, 4.60, 4.61, 4.62, 4.63 y 4.64*)

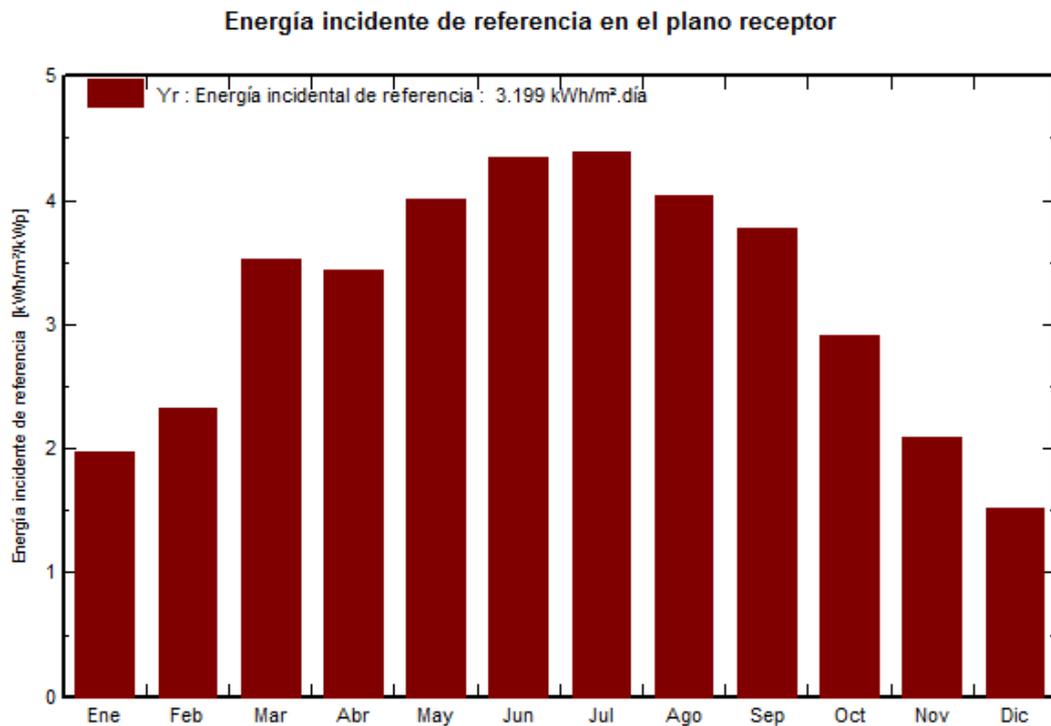


Figura 4.59. Energía incidente en el plano receptor de la cara del lateral izquierdo.

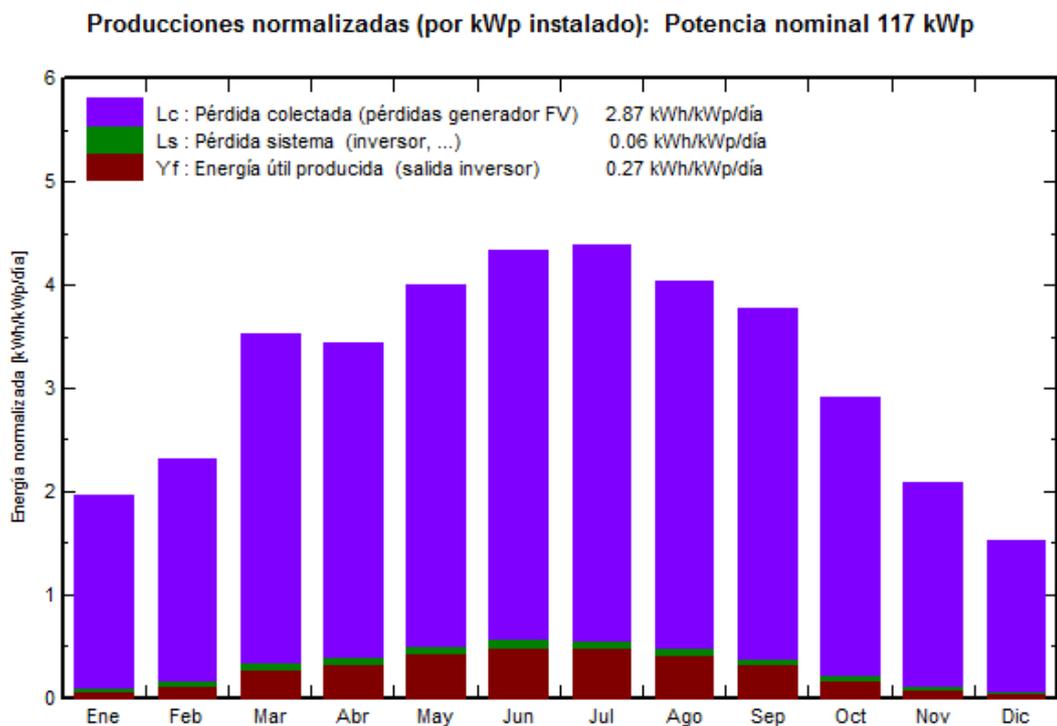


Figura 4.60. Producciones normalizadas en la cara del lateral izquierdo.

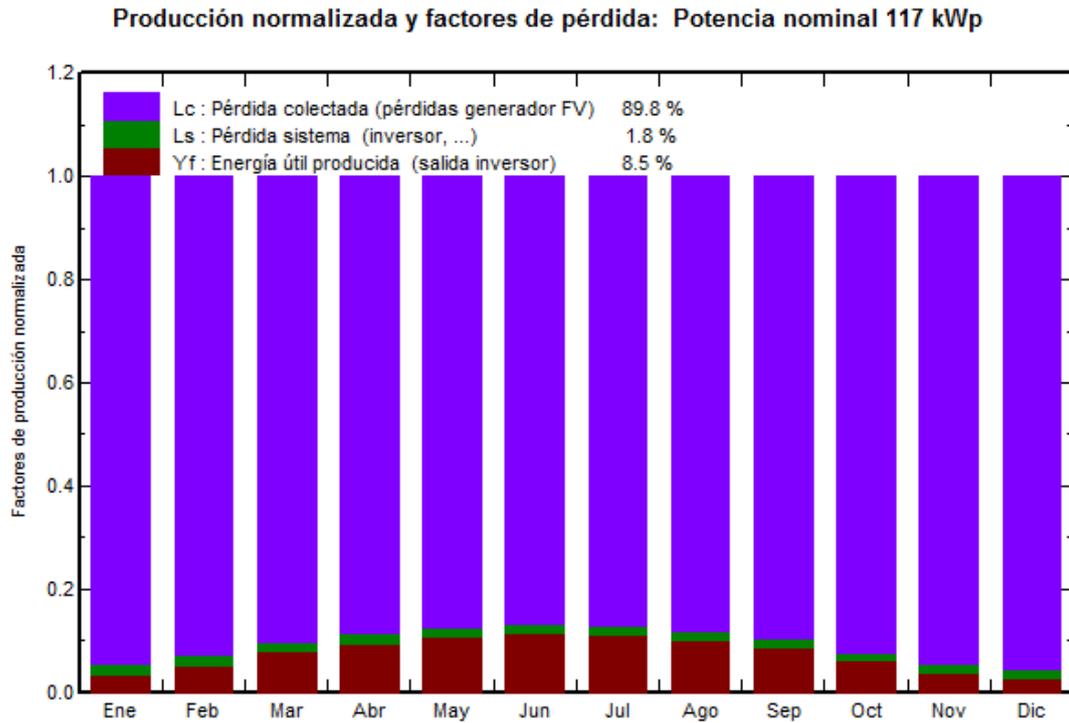


Figura 4.61. Producción normalizada y factores de pérdida en la cara del lateral izquierdo.

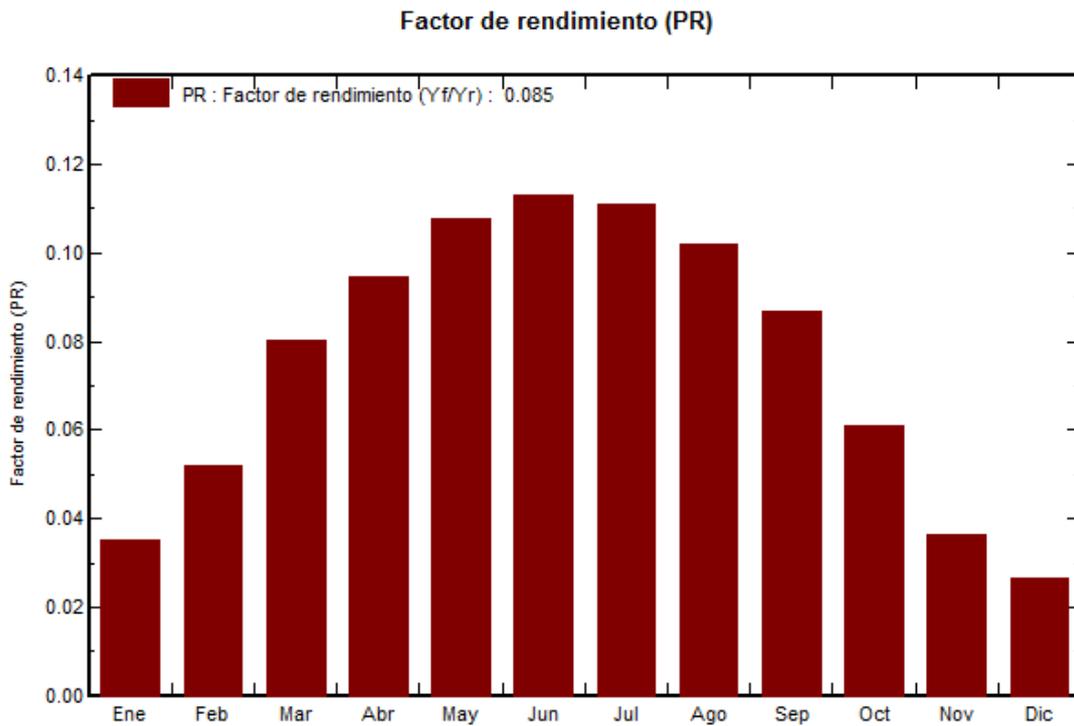


Figura 4.62. Factor de rendimiento de la cara del lateral izquierdo.

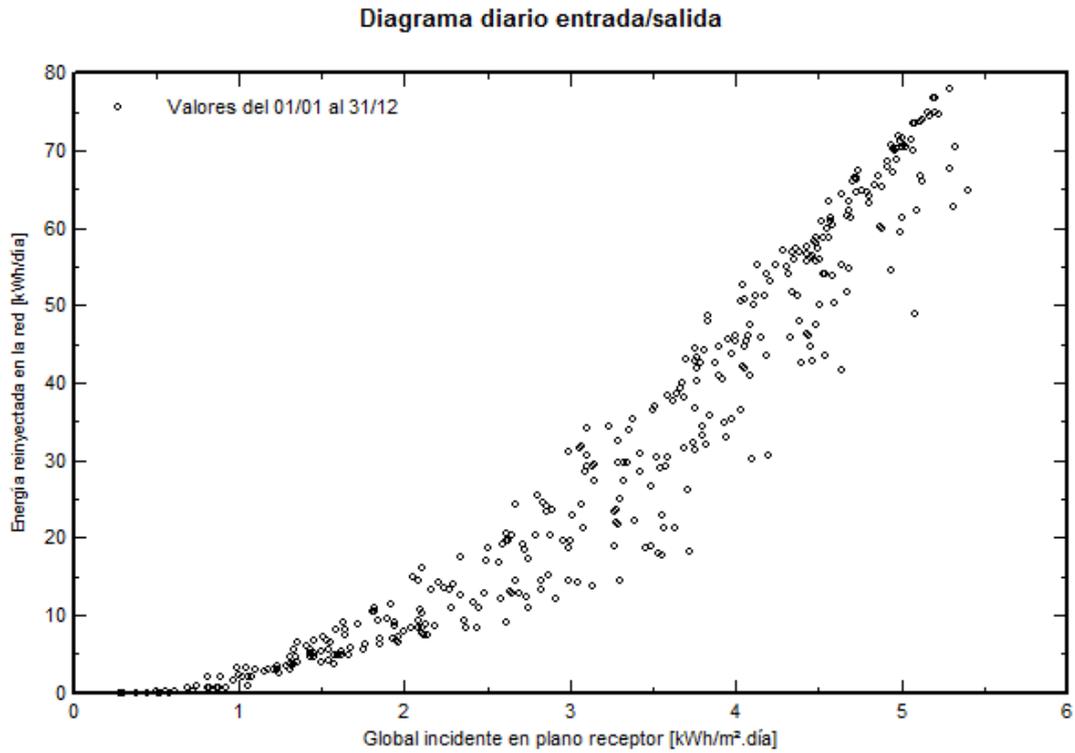


Figura 4.63. Diagrama diario entrada/salida de la cara del lateral izquierdo.

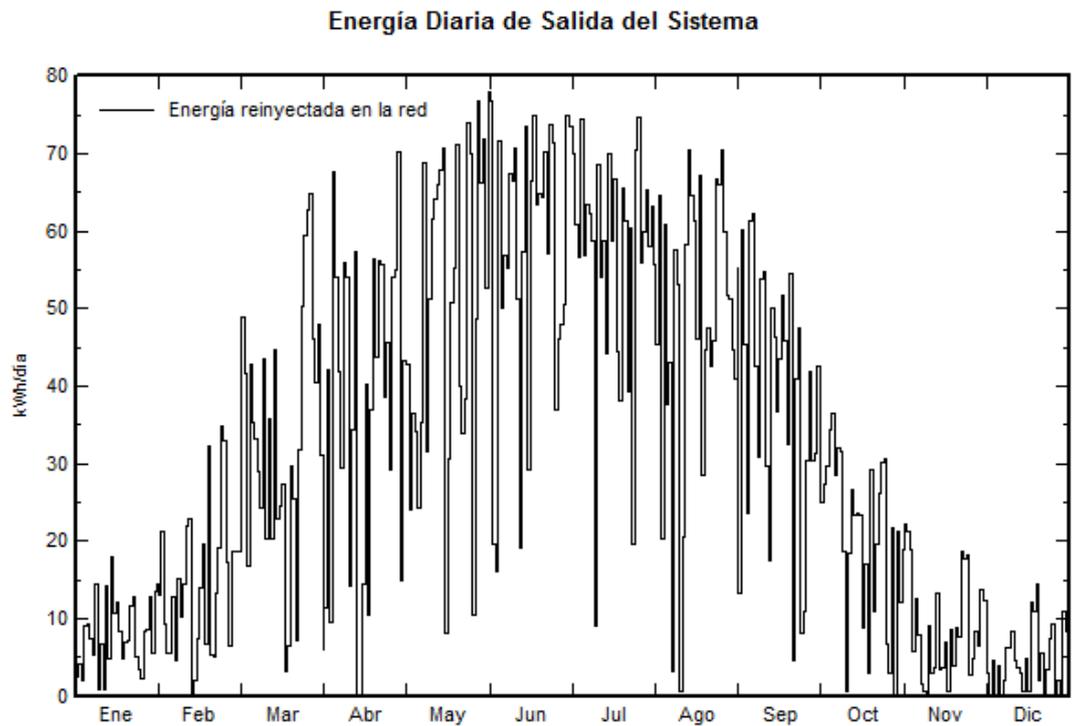


Figura 4.64. Energía diaria de salida del sistema de la cara del lateral izquierdo.

A falta de realizar el estudio económico de esta parte, podemos ver como los datos de energía obtenidos en esta cara son mucho menores que el resto de caras, con lo que podemos predecir un mal funcionamiento en esta cara. Otro gráfico importante que demuestra el mal funcionamiento del sistema en esta cara es el de producción normalizada y factores de pérdida, dónde podemos ver que para todos los meses la mayor parte, aproximadamente un 90% de las pérdidas, se deben al plano receptor, lo que podemos prever que las horas de sol incidentes en esta cara son extremadamente pobres y no tiene sentido instalar módulos en esta parte. También de otras gráficas podemos sacar conclusiones rápidas parecidas a las anteriores, como con la gráfica del factor del rendimiento, dónde obtenemos unos rendimientos del sistema extremadamente malos.

No obstante, para tener unos datos más claros, realizaremos el pertinente estudio económico con el fin de ver que posibles ganancias (o pérdidas) económicas podríamos obtener en el caso del desarrollo del proyecto.

4.3.4.5. Estudio económico de la viabilidad de la instalación

El estudio económico, al igual que para el resto de caras del edificio, lo hemos realizado de dos formas distintas.

Empezamos basándonos en el FV-Expert como programa de estudio económico, pero por razones ya mencionadas en el apartado de estudio de simuladores, decidimos realizar nosotros un estudio más exhaustivo, teniendo en cuenta más variables. El estudio económico mediante FV-Expert aporta los resultados de la **Figura 4.65**:

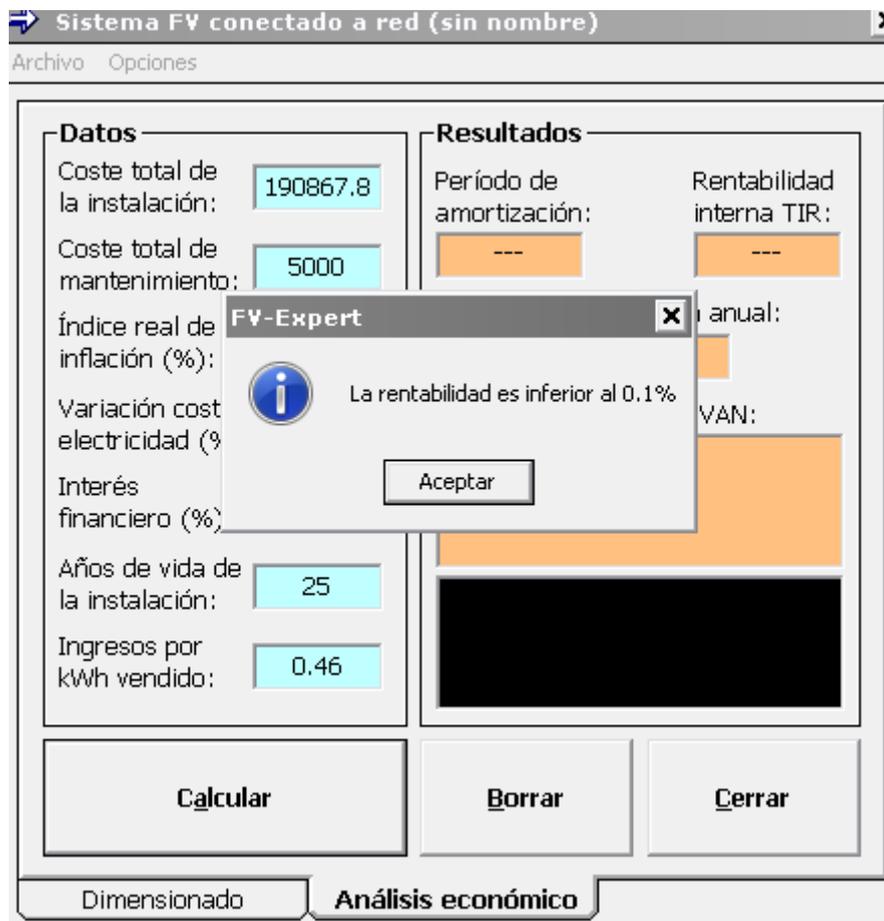


Figura 4.65. Estudio económico con FV-Expert de la cara del lateral izquierdo.

Cómo ya predijimos, el sistema en esta cara a priori no es rentable. No obstante, para ver un estudio más detallado, y siguiendo los criterios de las otras simulaciones, haremos también una tabla de Excel para poder ver de manera más detallada todos los datos del sistema.

Universidad de Valladolid
Proyecto fin de carrera: La integración fotovoltaica en edificios

Módulos							
Potencia	Nombre del módulo	Fabricante	Número de módulos	Tecnología	Precio del módulo	Cantidad de la partida	
105 Wp	NH-100AT	NexPower	1110	Silicio amorfo hidrogenado simple	115	127650	
Inversores							
Potencia	Nombre del inversor	Fabricante	Número de inversores	Precio del inversor	Cantidad de la partida		
115 Kw	Se100i	Siliken	1	30092	30092		
					Mano de obra	36000	
					Material necesario	28000	
GASTOS							
Coste total de la instalación		221742					
Coste con impuestos 21%		268307,82					
Coste de mantenimiento anual aprox.		2000					
Coste anual del seguro de la instalacion		3000					
Amortización (años)		10					
DATOS GENERALES							
P.V.P. KWh		0,457677					
Incremento estimado de la energía		3,25%					
I.P.C.		3,50%					

Año	1	2	3	4	5	6	7
Pérdida anual de eficiencia	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Producción energética porcentual	1	0,991	0,982	0,973	0,964	0,955	0,946
Producción energética anual (Kwh)	11530	11426,23	11322,46	11218,69	11114,92	11011,15	10907,38
Incremento del precio de la energía	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Precio del Kwh fotovoltaico	0,472551503	0,487909426	0,503766483	0,520138893	0,537043407	0,554497318	0,57251848
Ingresos	1	2	3	4	5	6	7
Venta de energía	5448,518824	5574,965324	5703,87585	5835,277002	5969,19451	6105,653145	6244,67663
Gastos	1	2	3	4	5	6	7
Coste de la instalación	268307,82						
Mantenimiento con la subida del IPC	2000	2065	2132,1125	2201,406156	2272,951856	2346,822792	2423,09453
Seguro con la subida del IPC	3000	3105	3213,675	3326,153625	3442,569002	3563,058917	3687,76598
Total de gastos	273307,82	5170	5345,7875	5527,559781	5715,520858	5909,881709	6110,86051
Resultados	1	2	3	4	5	6	7
Resultado bruto	448,5188238	404,9653244	358,0883496	307,7172205	253,6736517	195,7714361	133,816118
Amortizaciones	26830,782	26830,782	26830,782	26830,782	26830,782	26830,782	26830,782
Flujo de caja libre	-26382,26318	-26425,81668	-26472,69365	-26523,06478	-26577,10835	-26635,01056	-26696,966
Beneficio neto (tras 21% IVA)	-20841,98791	-20876,39517	-20913,42798	-20953,22118	-20995,9156	-21041,65835	-21090,603
Acumulados	1	2	3	4	5	6	7
Beneficios acumulados netos (tras inv. Ini)	-267953,4901	-267633,5675	-267350,6777	-267107,5811	-266907,1789	-266752,5195	-266646,8

Universidad de Valladolid
 Proyecto fin de carrera: La integración fotovoltaica en edificios

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0,009	0,009	0,009	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
0,937	0,928	0,919	0,911	0,903	0,895	0,887	0,879	0,871	0,863	0,855	0,847	0,839	0,831	0,823	0,815	0,807	0,799
10803,61	10699,84	10596,07	10503,83	10411,59	10319,35	10227,11	10134,87	10042,63	9950,39	9858,15	9765,91	9673,67	9581,43	9489,19	9396,95	9304,71	9212,47
3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
0,59112533	0,6103369	0,63017285	0,65065347	0,67179971	0,6936332	0,71617628	0,73945201	0,7634842	0,78829744	0,8139171	0,84036941	0,86768141	0,89588106	0,92499719	0,9550596	0,98609904	1,01814726
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
6386,28754	6530,50723	6677,35568	6834,35346	6994,50314	7157,84377	7324,41359	7494,24998	7667,38932	7843,86692	8023,71688	8206,972	8393,66366	8583,82166	8777,47412	8974,64733	9175,3656	9379,65108
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2501,8451	2583,15507	2667,10761	2753,78861	2843,28674	2935,69356	3031,1036	3129,61446	3231,32693	3336,34506	3444,77627	3556,7315	3672,32528	3791,67585	3914,90531	4042,13974	4173,50928	4309,14833
3816,83779	3950,42711	4088,69206	4231,79628	4379,90915	4533,20597	4691,86818	4856,08357	5026,04649	5201,95812	5384,02665	5572,46759	5767,50395	5969,36659	6178,29442	6394,53473	6618,34344	6849,98546
6318,68289	6533,58218	6755,79967	6985,58489	7223,19589	7468,89953	7722,97178	7985,69803	8257,37343	8538,30318	8828,80293	9129,19909	9439,82923	9761,04244	10093,1997	10436,6745	10791,8527	11159,1338
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
67,604651	-3,074953	-78,443994	-151,23143	-228,69275	-311,05576	-398,55819	-491,44805	-589,98411	-694,43626	-805,08605	-922,22709	-1046,1656	-1177,2208	-1315,7256	-1462,0271	-1616,4871	-1779,4827
26830,782	26830,782	26830,782	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-26763,177	-26833,857	-26909,226	-151,23143	-228,69275	-311,05576	-398,55819	-491,44805	-589,98411	-694,43626	-805,08605	-922,22709	-1046,1656	-1177,2208	-1315,7256	-1462,0271	-1616,4871	-1779,4827
-21142,91	-21198,747	-21258,289	-119,47283	-180,66727	-245,73405	-314,86097	-388,24396	-466,08744	-548,60465	-636,01798	-728,5594	-826,4708	-930,00442	-1039,4232	-1155,0014	-1277,0248	-1405,7913
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-266593,4	-266595,83	-266657,8	-266777,27	-266957,94	-267203,67	-267518,53	-267906,78	-268372,86	-268921,47	-269557,49	-270286,05	-271112,52	-272042,52	-273081,94	-274236,93	-275513,97	-276919,76

Como el formato de las tablas y los datos obtenidos en ella son de una forma similar a lo obtenido en el resto de estudios económicos, no explicaremos el significado de cada uno de los datos, dado que ya fueron explicados en la simulación de la cara frontal.

Viendo estos resultados podemos determinar con total certeza que la realización de esta parte del proyecto es totalmente inviable. Simplemente con ver los flujos de caja, vemos que ningún año el resultado es positivo. Esto hace que, obviamente, los beneficios acumulados tras la inversión inicial sean siempre negativos, con lo que en ningún momento podremos recuperar la inversión inicial. En definitiva, esta cara de la simulación no la realizaremos, con lo que estos resultados para un balance de los resultados globales obtenidos la desecharemos.

Como conclusión a esta parte de la simulación podemos ver que, apoyándonos en software específico podemos ver el funcionamiento de una manera más cercana de las instalaciones para así determinar si es posible hacerlo o no.

4.3.5. Resultados globales obtenidos

A primera vista, podemos ver que una de las caras, la del lateral izquierdo, es inviable, lo que conlleva a que la simulación de esta cara no deberá realizarse. Por otra parte, también vemos que del resto de cara, la más rentable es la superior, por las razones que detallamos anteriormente. No obstante, habrá que hacer un estudio de la rentabilidad global, dado que realmente la instalación, pese a haber sido tomadas sus caras de forma independiente, realmente no lo serán. De esta manera, obtendremos la rentabilidad y el tiempo en el que recuperamos la inversión inicial, para dejar demostrado de una manera global que la instalación es viable económicamente.

GASTOS		
Coste total de la instalación	674046,714	
Coste con impuestos 21%	815596,5239	
Coste de mantenimiento anual aprox.	4800	TIR
Coste anual del seguro de la instalación	7500	6,970%
Amortización (años)	15	
DATOS GENERALES		
P.V.P. KWh	0,457677	
Incremento estimado de la energía	3,25%	
I.P.C.	3,50%	

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Pérdida anual de eficiencia	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Producción energética porcentual	1	0,991	0,982	0,973	0,964	0,955	0,946	0,937	0,928	0,919
Producción energética anual (Kwh)	318251	312548,2603	306897,0773	301297,451	295749,3813	290252,87	284807,91	279414,51	274072,67	268782,38
Incremento del precio de la energía	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Precio del Kwh fotovoltaico	0,472551503	0,487909426	0,503766483	0,520138893	0,537043407	0,5544973	0,5725185	0,5911253	0,6103369	0,6301729
Ingresos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta de energía	150389,9882	152495,2424	154604,4612	156716,5227	158830,2555	160944,44	163057,79	165169	167276,66	169379,36
Gastos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Coste de la instalación	815596,5239									
Mantenimiento con la subida del IPC	4800	4956	5117,07	5283,374775	5455,084455	5632,3747	5815,4269	6004,4283	6199,5722	6401,0583
Seguro con la subida del IPC	7500	7762,5	8034,1875	8315,384063	8606,422505	8907,6473	9219,4149	9542,0945	9876,0678	10221,73
Total de gastos	827896,5239	12718,5	13151,2575	13598,75884	14061,50696	14540,022	15034,842	15546,523	16075,64	16622,788
Resultados	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Resultado bruto	138089,9882	139776,7424	141453,2037	143117,7639	144768,7485	146404,42	148022,95	149622,47	151201,02	152756,57
Amortizaciones	54373,1016	54373,1016	54373,1016	54373,1016	54373,1016	54373,102	54373,102	54373,102	54373,102	54373,102
Flujo de caja libre	83716,88663	85403,6408	87080,10209	88744,6623	90395,64691	92031,313	93649,85	95249,372	96827,923	98383,471
Beneficio neto (tras 21% IVA)	66136,34043	67468,87623	68793,28065	70108,28321	71412,56106	72704,738	73983,381	75247,004	76494,059	77722,942
Acumulados	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Beneficios acumulados netos (tras in	-706505.4332	-596081.8067	-484333.7758	-371270.7424	-256903.431	-141243.9	-24305.812	93895.942	213344.75	334022.44

Universidad de Valladolid
 Proyecto fin de carrera: La integración fotovoltaica en edificios

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
0,911	0,903	0,895	0,887	0,879	0,871	0,863	0,855	0,847	0,839	0,831	0,823	0,815	0,807	0,799
264123,19	259504,73	254927,01	250390,02	245893,77	241438,26	237023,48	232649,44	228316,13	224023,56	219771,73	215560,63	211390,27	207260,65	203171,76
3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
0,6506535	0,6717997	0,6936332	0,7161763	0,739452	0,7634842	0,7882974	0,8139171	0,8403694	0,8676814	0,8958811	0,9249972	0,9550596	0,986099	1,0181473
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
171852,67	174335,2	176825,84	179323,39	181826,64	184334,29	186845	189357,36	191869,89	194381,08	196889,33	199392,98	201890,31	204379,52	206858,77
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
6609,0927	6823,8882	7045,6645	7274,6486	7511,0747	7755,1846	8007,2281	8267,4631	8536,1556	8813,5807	9100,022	9395,7728	9701,1354	10016,422	10341,956
10579,491	10949,773	11333,015	11729,67	12140,209	12565,116	13004,895	13460,067	13931,169	14418,76	14923,416	15445,736	15986,337	16545,859	17124,964
17188,583	17773,661	18378,679	19004,319	19651,284	20320,301	21012,123	21727,53	22467,325	23232,341	24023,439	24841,509	25687,472	26562,281	27466,92
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
154664,09	156561,54	158447,16	160319,07	162175,36	164013,99	165832,88	167629,83	169402,57	171148,74	172865,89	174551,47	176202,84	177817,24	179391,85
54373,102	54373,102	54373,102	54373,102	54373,102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100290,98	102188,44	104074,05	105945,97	107802,26	164013,99	165832,88	167629,83	169402,57	171148,74	172865,89	174551,47	176202,84	177817,24	179391,85
79229,878	80728,867	82218,503	83697,319	85163,783	129571,05	131007,97	132427,56	133828,03	135207,51	136564,05	137895,66	139200,24	140475,62	141719,56
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
456207,07	579890,69	705063,94	831716,01	959834,55	1089405,6	1220413,6	1352841,1	1486669,2	1621876,7	1758440,7	1896336,4	2035536,6	2176012,2	2317731,8

El funcionamiento de la tabla es el de considerar los gastos de la inversión inicial, mantenimiento y seguros de manera conjunta entre las tres caras que dieron una rentabilidad positiva. Consideramos el periodo de amortización de 15 años, que el periodo mayor que consideramos cuando hicimos el estudio de manera independiente. Para este tiempo vemos que la inversión inicial la recuperamos en el octavo año está recuperada. La rentabilidad global de proyecto es del 6,97% habiendo considerado todo el capital como fondos propios, siendo este caso con mayor coste de capital, lo que implica que si con este tipo de financiación el proyecto es rentable, lo es con cualquier otro tipo de financiación.

4.4. Conclusiones tras la simulación

Tras dividir las cuatro partes, vemos cuales de las caras resultan rentables económicamente. Para cada una hemos utilizado unos módulos distintos y de diferentes tecnologías. Para la cara superior hemos utilizado paneles de telurio de cadmio debido a su inferior peso y su bajo coste, y sobre todo con fines de investigación, para poder establecer una comparativa entre las distintas tecnologías y poder ver los resultados con un ejemplo claro. Viendo los resultados vemos que los módulos de silicio amorfo son más eficientes, aprovechan mejor la radiación solar, pero su coste es más alto. Para la cara superior, dado que se situarán en la parte superior del edificio, elegimos los módulos de telurio de cadmio debido a que su peso es menor, lo que compromete en menor medida las superficies situadas en los tejados. Así mismo, vemos que la cara más eficiente es la cara superior, dado que aprovecha la luz del sol siempre y cuando sea de día, dado que no tiene influencia de ninguna sombra que perjudique su rendimiento. En cambio, en las caras situadas en la fachada y los laterales, en mayor o menor medida y dependiendo de la orientación, vemos que el aprovechamiento es menor, dado que el sol no incide siempre. De hecho, como hemos visto en los resultados de la simulación, hemos tenido que descartar el uso de paneles en la cara del lateral izquierdo debido a que jamás se amortiza la inversión inicial, porque las horas de sol son poquísimas y el ángulo de incidencia no es bueno.

Como conclusiones finales globales vemos que la tecnología de la integración fotovoltaica es rentable a un plazo medio. Los beneficios económicos no son instantáneos y hay que hacer un estudio bastante detallado de las posibilidades que tenemos y qué lugares son los más idóneos para la realización de los proyectos, y la rentabilidad es menor que la energía fotovoltaica tradicional (como por ejemplo las huertas solares). Además, hoy en día las empresas no invierten lo suficiente en integración fotovoltaica, porque una de las razones es que el desarrollo de la tecnología no es lo suficientemente alta como para obtener grandes beneficios en un corto espacio de tiempo. No obstante, a largo plazo y dado que el periodo de funcionamiento de estas instalaciones es bastante alto, se obtienen beneficios económicos.

Obviamente, la rentabilidad de la energía fotovoltaica depende claramente de la situación geográfica, dado que no es lo mismo la rentabilidad que se puede obtener en

un lugar con pocas horas de sol y durante un año con días de bastantes lluvias, que en un lugar más cercano al ecuador y con pocas lluvias. En este caso, España es un país dónde, si se invirtiera lo suficiente en la investigación y el desarrollo de esta tecnología, podría suponer una grandísima ayuda y avance en cuanto a la solución energética en el país.

Bibliografía

A continuación haremos referencia a las referencias más destacadas que hemos consultado para la investigación de nuestro proyecto, con el fin de poder obtener la mayor documentación posible, tales como libros, revistas, sitios web, etc.

5.1. Libros y manuales

- ROLDÁN VILORIA, José. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Paraninfo, 2010.

- MÉNDEZ MUÑIZ, Javier María. CUERVO GARCÍA, Rafael. *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: Fund. Confemetal, 2009.

- MARTÍN CHIVELET, Nuria. *Integración de la energía fotovoltaica en edificios*. Sevilla: ProgenSA, 2011.

- FERNÁNDEZ SALGADO, José M^a. *Compendio de energía solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica*. Madrid: AMV Ediciones, 2010.

- IZARD, J. Sánchez, L. *Integración fotovoltaica con dispositivos de capa fina: Ventajas, inconvenientes y ejemplos de aplicaciones*. Integración arquitectónica de sistemas solares. Béjar: Grupo Unisolar, 2009.

5.2. Referencias

- *Era Solar*. Edición 137. Marzo/Abril 2007. Madrid. Fecha primer volumen: 1983. Fecha último volumen: 2013.

- *Era Solar*. Edición 138. Mayo/Junio 2007. Madrid. Fecha primer volumen: 1983. Fecha último volumen: 2013.

- www.isofoton.com

- www.unisolar.es

- www.onyxsolar.com

- www.directindustry.es

Anexo

Catálogo 2.1. Módulo ISF-240-245-250 de ISOFOTON

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25°C, AM 1,5

	ISF-240	ISF-245	ISF-250
Potencia nominal (P _{max})	240 W	245 W	250 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	37,0 V	37,3 V	37,6 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	8,60 A	8,70 A	8,81 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{max})	29,9 V	30,2 V	30,4 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{max})	8,03 A	8,12 A	8,22 A
Eficiencia	14,5 %	14,8 %	15,1 %
Tolerancia de potencia (% P _{max})	+/- 3%	+/- 3%	+/- 3%

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20°C, AM 1,5; velocidad del viento 1m/s

	ISF-240	ISF-245	ISF-250
Potencia máxima (P _{max})	172 W	176 W	180 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	34,0 V	34,2 V	34,5 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6,94 A	7,02 A	7,11 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{max})	26,6 V	26,8 V	27,1 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{max})	6,48 A	6,56 A	6,64 A
Reducción de eficiencia desde 1.000 W/m ² a 200 W/m ²	5% (+/-3%)		

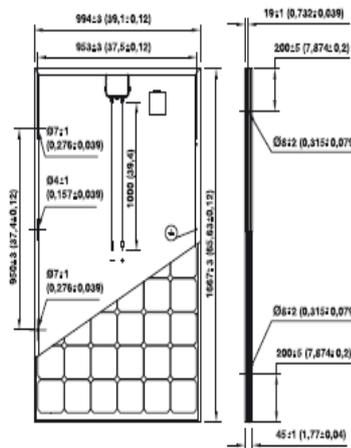
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	45 +/- 2° C
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0,464%/K
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,323%/K
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,042%/K

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

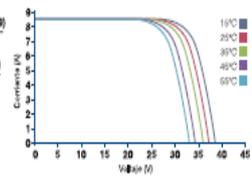
Célula solar	Silicio Monocristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 células en configuración 6 x 10
Dimensiones	1667 x 994 x 45 mm
Peso	19 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, microestructurado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado y toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o compatible

DIMENSIONES

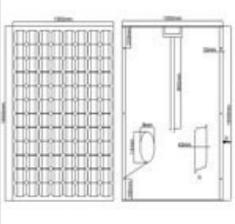
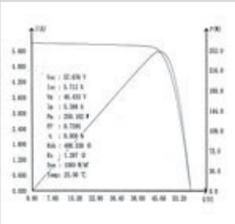


EMBALAJE

Módulos por palet
 20
 Tamaño de embalaje (palet + esquinas)
 1725 x 1055 x 1245 mm
 Materiales reciclables



Catálogo 2.2. Módulo FG250CE-48M de Full Green Solar Tech.

	Potencia máxima (W)	250
	Voltaje de potencia óptimo (Vmp)	50.78
	Corriente de operación óptima (Imp)	4.92
	Voltaje de circuito abierto (Voc)	59.9
	Corriente de cortocircuito (Isc)	5.26
	Celda solar:	125*125 Mono
	Número de celdas (piezas)	8*12
	Celdas solares marca	Jetion Cell
	Tamaño de módulo (mm)	1600*1050*40
	Espesor de vidrio frontal (mm)	3.2
	Coefficientes de temperatura Isc(%)*°C	+0.04
	Coefficientes de temperatura Voc(%)*°C	-0.38
	Coefficientes de temperatura Pm(%)*°C	-0.47
	Coefficientes de temperatura Im(%)*°C	+0.04
	Coefficientes de temperatura Vm(%)*°C	-0.38
	Rango de temperatura	-40°C to +85°C
	Tolerancia en Watts (e.g. +/-5%)	±5%
	Capacidad máxima de carga de superficie	2400Pa
	Capacidad admisible de granizo	23m/s ,7.53g
	Peso por pieza (KG)	19.5
	Tipo de ensamblaje de caja	Pasa certificación TUV
	Clasificación de diodo de derivación(A)	12
	Tipo de conector y Caple	Pasa certificación TUV
	Eficiencia de celda (%)	17.66%
	Eficiencia de módulo (%)	14.88%
	Marco (Material de esquinas, etc.)	40#
	Soporte (Tipo de marca)	TPT
	Garantía	90% para 10 años,80% para 25 años.
Condiciones de prueba estándar	AM1.5 1000W/m ² 25 +/-2°C	
FF (%)	70-76%	

Catálogo 2.3. Módulo ISF-145/150 de ISOFOTON

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25°C, AM 1,5

	ISF-145	ISF-150
Potencia nominal (P _{max})	145 W	150 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	22,4 V	22,6 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	8,55 A	8,70 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{mp})	18,1 V	18,5 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{mp})	8,00 A	8,12 A
Eficiencia	14,5%	15,0%
Tolerancia de potencia (% P _{max})	+/- 3%	+/- 3%

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20°C, AM 1,5; velocidad del viento 1m/s

	ISF-145	ISF-150
Potencia máxima (P _{max})	103 W	107 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	20,1 V	20,3 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6,88 A	7,01 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{mp})	16,1 V	16,4 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{mp})	6,44 A	6,54 A

Reducción de eficiencia desde 1.000 W/m ² a 200 W/m ²	5% (+/-3%)
---	------------

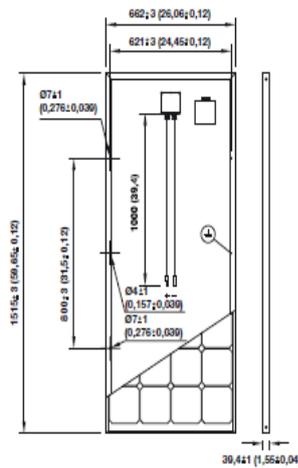
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	45 +/- 2° C
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0,464%/K
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,323%/K
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,042%/K

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

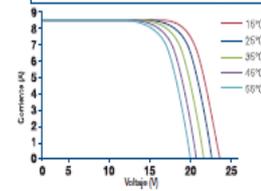
Célula solar	Silicio Monocristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	36 células en configuración 4 x 9
Dimensiones	1515 x 662 x 39,5 mm
Peso	13,5 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, microestructurado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado y toma de tierra
Máxima carga admisible	2400 Pa
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o compatible

DIMENSIONES

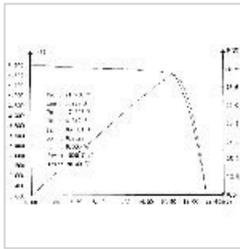
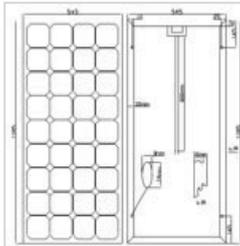


EMBALAJE

Módulos por palet
 36
 Tamaño de embalaje (palet + esquinas)
 1625 x 780 x 215 mm
 Materiales reciclables



Catálogo 2.4. Módulo FG85CE-18M



Potencia máxima (W)	85
Voltaje de potencia óptimo (Vmp)	18.28
Corriente de operación óptima (Imp)	4.64
Voltaje de circuito abierto (Voc)	22.06
Corriente de cortocircuito (Isc)	4.97
Celda solar:	125*125 Mono
Número de celdas (piezas)	4*9
Celdas solares marca	Jetion Cell
Tamaño de módulo (mm)	1185*545*35
Espesor de vidrio frontal (mm)	3.2
Coefficientes de temperatura Isc(%)*°C	+0.04
Coefficientes de temperatura Voc(%)*°C	-0.38
Coefficientes de temperatura Pm(%)*°C	-0.47
Coefficientes de temperatura Im(%)*°C	+0.04
Coefficientes de temperatura Vm(%)*°C	-0.38
Rango de temperatura	-40°C a +85°C
Tolerancia en Watts (e.g. +/-5%)	±5%
Capacidad máxima de carga de superficie	2400 Pa
Capacidad admisible de granizo	23 m/s ,7.53g
Peso por pieza (KG)	10
Tipo de ensamblaje de caja	Pasa certificación TUV
Clasificación de diodo de derivación(A)	10
Tipo de conector y Caple	Pasa certificación TUV
Eficiencia de celda (%)	16.00%
Eficiencia de módulo (%)	13.16%
Marco (Material de esquinas, etc.)	35#
Soporte (Tipo de marca)	TPT
Garantía	90% para 10 años, 80% para 25 años.
Condiciones de prueba estándar	AM1.5 1000W/m ² 25 +/-2°C
FF (%)	70-76%

Catálogo 2.5. Módulo PV-TJ225GA6 de Mitsubishi

PV-TJ225GA6	
Tipo de célula	Células FV policristalinas, 156 x 156 mm
Número de células	60 células en serie
Potencia Maxima	225W
Potencia mínima garantizada	218,3 W
Tolerancia de la potencia máxima	± 3%
Tensión en vacío	36,4 V
Corriente de cortocircuito [Isc]	8,30 A
Tensión MPP [Vmp]	30,0 V
Corriente MPP [Imp]	7,50 A
Temperatura nominal de servicio (NOCT)	47,0 °C
Tensión máxima del sistema	DC 1000 V
Fusible	15 A
Dimensiones	1.658 x 994 x 46 mm
Peso	20 kg
Conexión	(+) 800 mm, (-) 1.250 mm, con conector MC (PV-KBT4/6II-UR, P-KST4/6II-UR)
Eficiencia	13,7%

Catálogo 2.6. Módulo SCHOTT Solar Poly Performy 240/245.

Data at standard test conditions (STC)

Module type		SCHOTT PROTECT™ POLY		
Nominal power [Wp]	P_{mpp}	≥ 175	≥ 180	≥ 185
Voltage at nominal power [V]	U_{mpp}	23.31	23.35	23.38
Current at nominal power [A]	I_{mpp}	7.51	7.71	7.92
Open-circuit voltage [V]	U_{oc}	29.13	29.17	29.23
Short-circuit current [A]	I_{sc}	8.11	8.25	8.45
Module efficiency (%)	η	13.05	13.42	13.80

STC (1,000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C)

Power tolerance (as measured by flasher): -0 W / +4.99 W

Data at normal operating cell temperature (NOCT)

Nominal power [Wp]	P_{mpp}	123	130	133
Voltage at nominal power [V]	U_{mpp}	20.7	20.9	21.0
Open-circuit voltage [V]	U_{oc}	26.3	26.4	26.4
Short-circuit current [A]	I_{sc}	6.45	6.68	6.84
Temperature [°C]	T_{NOCT}	48.0	48.0	48.0

NOCT (800 W/m², AM 1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C)

Data at low Irradiation

At a low irradiation intensity of 200 W/m² (AM 1.5 and cell temperature 25 °C) 98 % of the STC module efficiency (1,000 W/m²) will be achieved.

Temperature coefficient

Nominal power [%/K]	P_{mpp}	-0.45
Open-circuit voltage [%/K]	U_{oc}	-0.33
Short-circuit current [%/K]	I_{sc}	+0.05

Characteristic data

Solar cells per module	48
Cell type	polycrystalline, 156 mm x 156 mm
Junction box	IP65 with 3 bypass diodes
Connector	Tyco connector IP67
Dimensions junction box [mm]	110 x 115 x 25
Front panel	thermally treated glass 3.2 mm
Backside panel	glass 3 mm
Frame material	aluminium eloxide, black

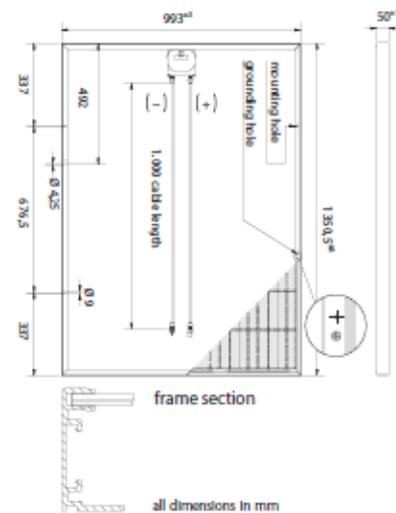
Dimensions and weight

Dimensions [mm]	1,350.5 x 993
Thickness [mm]	50
Weight [kg]	24

Limits

Maximum system voltage [V _{DC}]	1,000
Maximum reverse current I_R [A]*	20
Operating module temperature [°C]	-40 ... +85
Maximum load (to IEC 61215 ed. 2)	Pressure: 5,400 N/m ² or 550 kg/m ² Suction: 5,400 N/m ² or 550 kg/m ²
Application classification (to IEC 61730)	A
Fire classification (to IEC 61730)	A

* No external voltage in excess of U_{oc} shall be applied to the module.

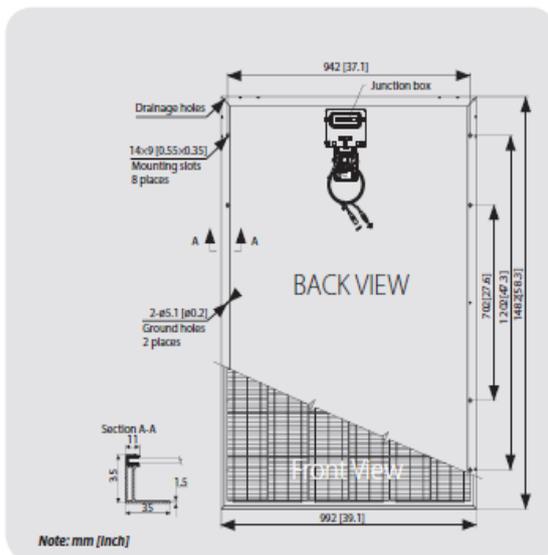


Catálogo 2.7. Módulos STP 210-200-190 de Suntech.

Electrical Characteristics

Characteristics	STP210-18/Ub-1	STP200-18/Ub-1	STP190-18/Ub-1
Open - Circuit Voltage (Voc)	33.6V	33.4V	33V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	26.4V	26.2V	26V
Short - Circuit Current (Isc)	8.33A	8.12A	7.89A
Optimum Operating Current (Imp)	7.95A	7.63A	7.31A
Maximum Power at STC (Pmax)	210Wp	200Wp	190Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	600V DC	600V DC	600V DC
Maximum Series Fuse Rating	20AMPS	20AMPS	20AMPS
Power Tolerance	±3 %	±3 %	±3 %

STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5



Mechanical Characteristics

Solar Cell	Poly-crystalline 156x156mm (6inch)
No. of Cells	54 (6x9)
Dimensions	1482x992x35mm (58.3x39.1x1.4inch)
Weight	16.8kg (37.0lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13inch) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP65 rated
Output Cables	LAPP (4.0mm ²), asymmetrical lengths (-) 1200mm (47.2inch) and (+) 800mm (31.5inch), MC Plug Type IV connectors

Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-(0.47 ± 0.05) %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-(0.34 ± 0.01) %/°C
Temperature Coefficient of Isc	(0.055 ± 0.01) %/°C

Catálogo 2.8. Módulo First Solar FS Series 2 PV Module de First Solar.

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

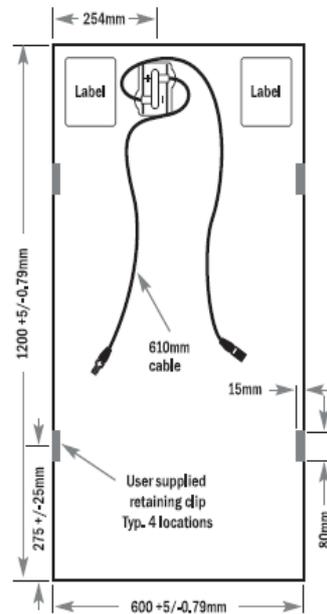
MODEL NUMBERS AND RATINGS AT STC ¹ *						
Nominal Values		FS-270	FS-272	FS-275	FS-277	FS-280
Nominal Power(+/-5%)	$P_{MPP}(W)$	70	72.5	75	77.5	80
Voltage at P_{MAX}	$V_{MPP}(V)$	65.5	66.6	68.2	69.9	71.2
Current at P_{MAX}	$I_{MPP}(A)$	1.07	1.09	1.10	1.11	1.12
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	88.0	88.7	89.6	90.5	91.5
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	1.23	1.23	1.23	1.22	1.22
Maximum System Voltage	$V_{SYS}(V)$	1000 (600 UL ²)				
Temperature Coefficient of P_{MPP}	$T_K(P_{MPP})$	-0.25%/°C				
Temperature Coefficient of V_{OC} , high temp (>25°C)	$T_K(V_{OC}, \text{high temp})$	-0.25%/°C				
Temperature Coefficient of V_{OC} , low temp (-40°C to +25°C)	$T_K(V_{OC}, \text{low temp})$	-0.20%/°C				
Temperature Coefficient of I_{SC}	$T_K(I_{SC})$	+0.04%/°C				
Limiting Reverse Current	$I_R(A)$	2				
Maximum Series Fuse	$I_{CF}(A)$	2				

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m ² , NOCT ³ 45°C, AM 1.5*						
Nominal Values		FS-270	FS-272	FS-275	FS-277	FS-280
Nominal Power(+/-5%)	$P_{MPP}(W)$	52.5	54.4	56.3	58.1	60.0
Voltage at P_{MAX}	$V_{MPP}(V)$	61.4	62.4	63.9	65.5	66.8
Current at P_{MAX}	$I_{MPP}(A)$	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	81.8	82.5	83.3	84.2	85.1
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00

MECHANICAL DESCRIPTION

Length	1200mm	Thickness	6.8mm
Width	600mm	Area	0.72m ²
Weight	12kg	Leadwire	4.0mm ² , 610mm
Connectors	Solarline 1 type connector		
Bypass Diode	None		

MECHANICAL DRAWING



* All ratings +/-10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.

¹ Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C

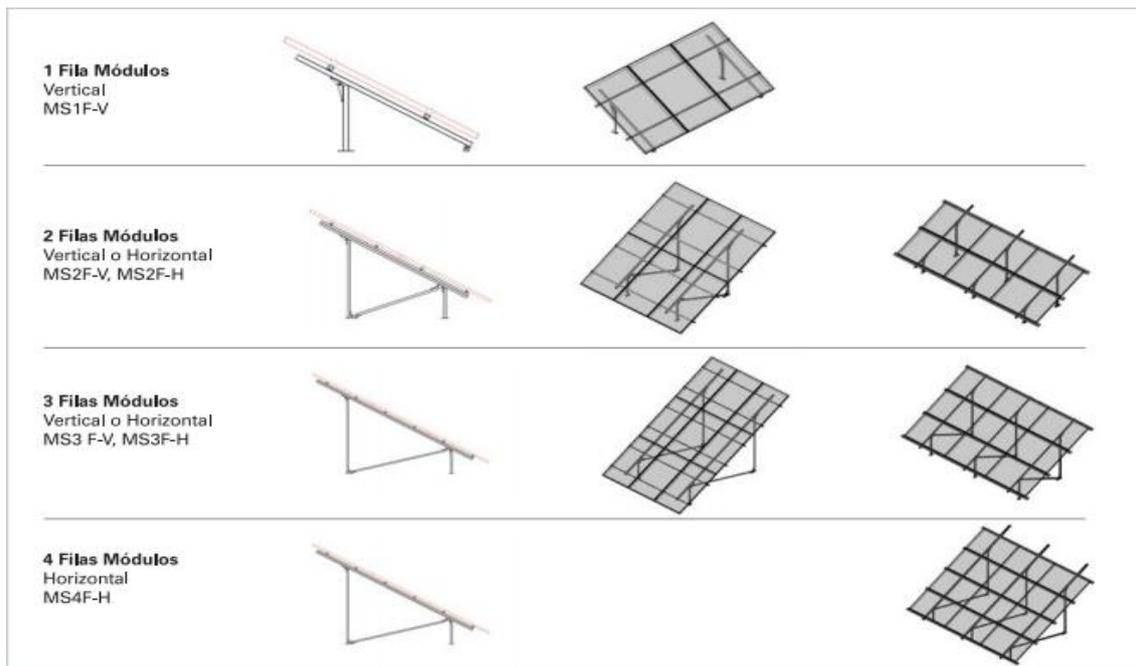
² Required to maintain UL compliance

³ Nominal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 800W/ m² irradiance, 20°C air temperature, 1m/s wind speed.

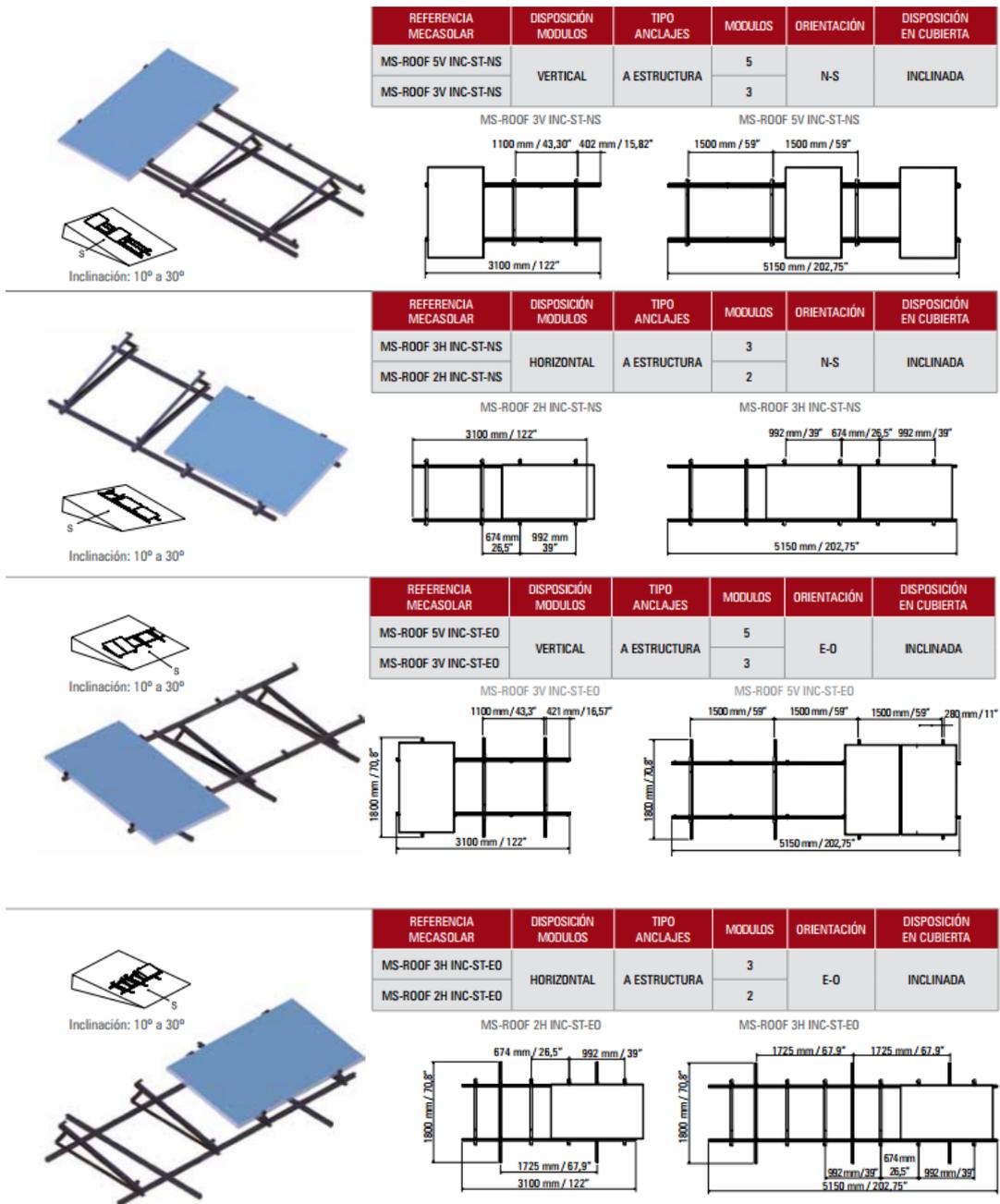
Catálogo 2.9. Características técnicas

Ángulo orientación	Definible por cliente	Ensamblaje Módulos	Por medio de piezas especiales de aluminio o mediante arandela de presión
Capacidad de Módulos y Diseño Estructura	1 Fila de Módulos MS1F-V 2 Filas de Módulos MS2F-V, MS2F-H 3 Filas de Módulos MS3 F-V, MS3F-H 4 Filas de Módulos MS4F-H	Módulos a instalar	Cualquier tipo de módulo FV
Inclinación Estructura	Regulable de 20°-35°. Otras inclinaciones disponibles.	Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)
Distancia mínima del módulo al suelo	Distancia regulable, según las necesidades del cliente	Anclaje a terreno	Zapata, losa o pilote de hormigón Tornillo metálico directo al terreno
Desnivel Asumible	10% sin movimientos de tierra	Cumplimiento normativa	EUROCODE 0 EUROCODE 1 EUROCODE 3
Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente	Capacidad de carga	Modelos capaces de soportar hasta 5000 N/m ²

Catálogo 2.10. Esquema de la estructura.



Catálogo 2.11. Estructura fijas para tejado.



REFERENCIA MECASOLAR	DISPOSICIÓN MODULOS	TIPO ANCLAJES	MODULOS	ORIENTACIÓN	DISPOSICIÓN EN CUBIERTA
MS-ROOF 5V COPVER-ST-EO	VERTICAL	A ESTRUCTURA	5	E-O	COPLANAR
MS-ROOF 3V COPVER-ST-EO			3		

MS-ROOF 3V COPVER-ST-EO

MS-ROOF 5V COPVER-ST-EO

Inclinación: 0°

REFERENCIA MECASOLAR	DISPOSICIÓN MODULOS	TIPO ANCLAJES	MODULOS	ORIENTACIÓN	DISPOSICIÓN EN CUBIERTA
MS-ROOF 5V COPHOR-ST-EO	HORIZONTAL	A ESTRUCTURA	5	E-O	COPLANAR
MS-ROOF 3V COPHOR-ST-EO			3		

MS-ROOF 3V COPHOR-ST-EO

MS-ROOF 5V COPHOR-ST-EO

Inclinación: 0°

REFERENCIA MECASOLAR	DISPOSICIÓN MODULOS	TIPO ANCLAJES	MODULOS	ORIENTACIÓN	DISPOSICIÓN EN CUBIERTA
MS-ROOF 5V COPVER-SP-EO	VERTICAL	SUPERFICIAL	5	E-O	COPLANAR
MS-ROOF 3V COPVER-SP-EO			3		

MS-ROOF 3V COPVER-SP-EO

MS-ROOF 5V COPVER-SP-EO

Inclinación: 0°

REFERENCIA MECASOLAR	DISPOSICIÓN MODULOS	TIPO ANCLAJES	MODULOS	ORIENTACIÓN	DISPOSICIÓN EN CUBIERTA
MS-ROOF 5V COPHOR-SP-EO	HORIZONTAL	SUPERFICIAL	5	E-O	COPLANAR
MS-ROOF 3V COPHOR-SP-EO			3		

MS-ROOF 3V COPHOR-SP-EO

MS-ROOF 5V COPHOR-SP-EO

Inclinación: 0°

Catálogo 2.12. Características técnicas de un seguidor polar de un eje.

Tipo de seguimiento	Monoaxial polar con o sin backtracking
Potencia pico máxima	Hasta 114,4 kWp por seguidor y 2,6 kWp por eje con módulos de 290 Wp
kWp por eje	2,6 (en función de la potencia del módulo fotovoltaico a instalar)
Ángulo de inclinación	20-25-30 grados (en función de los requisitos del proyecto y del cliente)
Tipo de control	Programación astronómica de PLC con opción de backtracking y seguridad contra viento activa
Captación del movimiento	Inclinómetro
Rango de giro	De +45° a -45°
Accionamiento de giro	Electromecánico
Accionamiento de la transmisión	Lineal con posibilidad de accionar hasta 44 ejes
Superficie de módulos máxima	730 m ² (7.855 sq ft) (en función de la superficie del módulo fotovoltaico a instalar)
Material estructura	Acero galvanizado en caliente bajo la norma ISO 1461
Dimensiones: largo (L) x ancho(B) x alto (H)	9 x 2,5 x 4,5 m (29,5 x 8,2 x 14,7 ft) (altura máxima en función de la inclinación del eje con respecto a la horizontal)
Peso máximo de módulos	10.500 Kg (23,148 lb)
Velocidad máxima de viento	Hasta 140 km/h (87 mph) en rachas de 3 segundos
Peso (del seguidor)	11.000 Kg (24,251 lb)
Altura sobre el suelo (D) (parte inferior de módulos)	0,3 m (1 ft) (variable en función de la profundidad de atornillado y la orografía del terreno)
Fijación	Con Tornillo de cimentación MECASCREW o compatible o mediante zapatas de cimentación

Catálogo 2.13. Características técnicas de un seguidor horizontal de un eje.

Tipo de seguimiento	Monoaxial HORIZONTAL con o sin backtracking
Potencia pico	Desde 105,6 kwp hasta 139,2 kwp (sistema modular)
Nº de ejes máximos	Hasta 12 ejes
kWp por eje	Desde 9,6 hasta 11,6 (en función de la potencia y del número de módulos a instalar)
Nºmódulos por eje	Desde 36 hasta 48
Tipo de control	Programación astronómica de PLC con opción de backtracking y seguridad contra viento activa
Captación del movimiento	Inclinómetro
Inclinación fija eje cenital módulos	Estándar: 0°
Rango de giro	De +45° a -45°
Accionamiento de giro	Electromecánico
Accionamiento de la transmisión	Lineal con capacidad de accionar hasta 12 ejes
Potencia del motor	2,2 kW (Energía consumida estimada 165 kWh/año)
Tensión de entrada al cuadro de control	230V (monofásica)
Trabajos en Campo y Ensam- bado Piezas	No necesita soldadura en campo, las piezas son ensambladas mediante tornillería.
Transporte y Logística	Transporte y Logística optimizado dentro de contenedores estándar tipo OPENTOP 40 ft. (Ejemplo: 5 containers 1 MW // 9 containers 2 MW)
Superficie de módulos	Desde 726 m ² (7.815 ft ²) hasta 960 m ² (10.334 ft ²)
Material de estructura	Acero galvanizado en caliente bajo la norma ISO 1461 o A123/A123M. Tornillería: acero calidad 8,8 y tratamiento Dacromet 500 Grado B

Dimensiones: largo x ancho x alto	Desde 60 m x 35 m x 2 m (197 ft x 115 ft x 6 ft) Hasta 66 m x 42 m x 2 m (217 ft x 138 ft x 6 ft) altura a 45°
Separación máxima entre ejes	6 m (19,7 ft)
Carga portante	Desde 12.320 kg (27.161 lb) Hasta 16.128 kg (35.560 lb), con módulos de 28 kg (61,73 lb)
Velocidad máxima del viento	Hasta 140 km/h (115 MPH**) en rachas de 3 segundos (en posición de defensa)
Peso sin módulos	Desde 8895 kg(19600lb) hasta 11120kg (24520 lb), según número de ejes sin carga.
Altura sobre el suelo (parte inferior de módulos a 45°)	0,5 m (1,64 ft). Variable en función de la profundidad de atornillado y la orografía del terreno.
Fijación terreno	Diversas opciones: Con tornillo de cimentación MECASCREW o compatibles. Micropilotes. Zapatas de hormigón en situ o prefabricadas
Garantía	2 años (Extensión de garantía disponible)
Cumplimiento de normativa	Eléctrica: Directiva de Construcción de Máquinas 2006/42/CE; Directiva de Baja Tensión 2006/95/CE; Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2004/108/CE; UL
	Estructural: Eurocódigo; ASCE 7-10; Manual LRFD 13ª edición, CFE-2008 (viento y sismo); AS NZS; IS; SANS

Catálogo 2.14. Hoja de características de seguidor azimutal de un eje.



MS-1E TRACKER 15

- Estructura metálica y parrilla para paneles de 15,36 kWp (sesenta y cuatro módulos de 240 Wp).
- Autómata de seguimiento PLC en cuadro eléctrico independiente, totalmente cableado, incluyendo guardamotores, fuente de alimentación de PLC, varistores, etc.
- Motorreductores trifásicos para eje azimutal.
- Cuadro de acometida/conexión para alojamiento de protecciones.

MS-1E TRACKER 15+

- Estructura metálica y parrilla para paneles de 15,36 kWp (sesenta y cuatro módulos de 240 Wp).
- Autómata de seguimiento PLC en cuadro eléctrico independiente, totalmente cableado, incluyendo guardamotores, fuente de alimentación de PLC, varistores, etc.
- Motorreductores trifásicos para eje azimutal.
- Cuadro de acometida/conexión con protecciones (magnetotérmicos, diferencial y protecciones contra sobretensiones) instaladas y cableadas.
- **Dos inversores SMA Sunny Boy SB 6000 de 6,0 kWn monofásicos para uso exterior, IP 65**

MS-1E TRACKER 15+HE

- Estructura metálica y parrilla para paneles de hasta 15,36 kWp (sesenta y cuatro módulos de 240 Wp).
- Autómata de seguimiento PLC en cuadro eléctrico independiente, totalmente cableado, incluyendo guardamotores, fuente de alimentación de PLC, varistores, etc.
- Motorreductores trifásicos para eje azimutal.
- Cuadro de acometida/conexión con protecciones (magnetotérmicos, diferencial y protecciones contra sobretensiones) instaladas y cableadas.
- **1 SMA SC 500 HE de alto rendimiento y bajo índice coste/Wp para 50 seguidores. IP 65. Para exterior.**

Catálogo 2.15. Hoja de características técnicas de seguidor azimutal de un eje.

Eje de seguimiento	1 EJE: Azimutal (vertical)
Superficie máxima de módulos	106 m ²
Dimensiones de Parrilla	13300 mm x 8000 mm
Potencia fotovoltaica máxima	15,36 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)
Accionamiento azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada
Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°
Accionamiento inclinación	Husillo manual micrométrico
Inclinación eje polar	Regulable de 20° a 35°
Consumo de motor	40 kWh/año
Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico
Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente
Diseño estructura	Estructura base sobre corona dentada
Peso sin módulos y sin cimentación	2,100 kg
Armarios eléctricos de automatización y protección	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66. Incluye automatización, cableado hasta motor y protección del mismo
Armario de acometida	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66. Incluye protecciones sobretensión AC, pias y diferencial (solo para MS-1E TRACKER 15+)

Tecnología de seguimiento	Programación astronómica de PLC independiente
Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)
Inversores	2 inversores SMA SB 6000, 6,0 kW de potencia nominal, IP 65 1 SC 500 HE para 50 seguidores
Módulos a instalar	Cualquier tipo de modulo FV No es necesario perfilera portamódulos
Peso máximo de módulos	1.500 Kg
Sistema protección contra viento	Posicionamiento en veleta a velocidades mayores de 60km/h
Cimentación	Cimentación superficial circular, 10 m ³ hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional, anclaje por tornillo directo.
Cumple normativa	Eurocode 0 Eurocode 1 Eurocode 3 CE
Vientos máximos	140 Km/h
Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía
Altura del seguidor a 20°	3,8 m. (desde suelo a extremo correas)
Altura del seguidor a 25°	4,1 m. (desde suelo a extremo correas)
Altura del seguidor a 30°	4,4 m. (desde suelo a extremo correas)
Altura del seguidor a 35°	4,7 m. (desde suelo a extremo correas)

Catálogo 2.16. Características de seguidor de dos ejes.

MS-2 TRACKER 10

- Estructura metálica en "V" y parrilla para paneles de hasta 13,16 kWp (cincuenta y seis módulos de 235 Wp)
- Automata de Seguimiento PLC en cuadro eléctrico independiente, totalmente equipado
- Motores trifásicos para ambos ejes
- Cuadro de acometida/conexión para alojamiento de protecciones

MS-2 TRACKER 10 +

- Estructura metálica en "V" y parrilla para paneles de hasta 13,16 kWp (cincuenta y seis módulos de 235 Wp)
- Automata de Seguimiento PLC en cuadro eléctrico independiente, totalmente equipado
- Motores trifásicos para ambos ejes
- Cuadro de acometida/conexión para alojamiento de protecciones (magnetotérmico (PIA), diferencial, protección sobretensiones) totalmente cableado
- Dos inversores SMA Sunny Boy SB 6000 de 6,0 kWn monofásicos para uso exterior, IP 65

Catálogo 2.17. Características del MS-TRACKER 10 y MS-TRACKER 10+.

Eje de seguimiento	2 EJE: Horizontal y Vertical	Armario de acometida	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66 incluye protecciones sobretensión AC, pias y diferencial (sólo para MS TRACKER +)
Superficie máxima de módulos	90 m ²	Tecnología de seguimiento	Programación astronómica de PLC independiente
Potencia fotovoltaica máxima	13,16 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)	Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)
Accionamiento azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada	Inversores	2 inversores SB SMA de 6,0 kW nominales, IP65 1 SC 500 HE para 50 seguidores
Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°	Módulos a instalar	Cualquier tipo de modulo FV Opcional, perfiles portamódulos
Accionamiento inclinación	Gato Mecánico de accionamiento eléctrico	Peso máximo de módulos	1250 Kg
Inclinación motorizada	Regulable de 0° a 60°	Sistema protección contra viento	Programable, Posicionamiento en horizontal y en veleta a velocidades mayores de 70 km/h (por medio de resbalamiento en motoreductor)
Altura del seguidor a 60°	6.700 mm (desde suelo a módulos superiores)	Cimentación	Cimentación superficial circular, 7,5 m ² hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional , anclaje por tornillo directo
Consumo de motor	100 kWh/año	Cumple normativa	EUROCODE 0 EUROCODE 1 EUROCODE 3 CE
Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico	Vientos máximos	140 Km/h
Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente	Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía
Diseño estructura	Estructura "V" sobre corona dentada		
Peso sin módulos y sin cimentación	3.000 kg		
Armarios eléctricos de autómata y protección	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66 Incluye autómata, cableado hasta motor y protección del mismo		

Catálogo 2.18. Esquema de la estructura.

