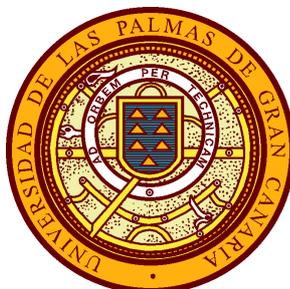


Universidad de Las Palmas de Gran Canaria
Instituto Universitario de
Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería



Tesis Doctoral

**Modelo numérico para la generación de
mapas de radiación solar y su aplicación
al aprovechamiento de energía solar
fotovoltaica y termoeléctrica**

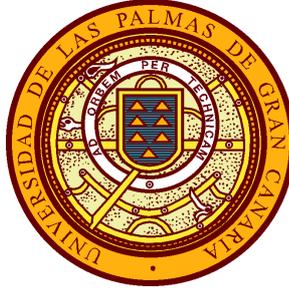
Felipe Díaz Reyes

Las Palmas de Gran Canaria, enero de 2013

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería

Programa de doctorado: Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería



Tesis Doctoral

**Modelo numérico para la generación de
mapas de radiación solar y su aplicación
al aprovechamiento de energía solar
fotovoltaica y termoeléctrica**

Autor

Director

Director

Director

Felipe Díaz Reyes Gustavo Montero García Rafael Montenegro Armas Eduardo Rodríguez Barrera

Las Palmas de Gran Canaria, enero de 2013

*Cuando veas un gigante, examina antes la posición del Sol no vaya a ser la
sombra de un pigmeo.*

Friedrich von Hardenberg, 'Novalis'

A las tres mujeres de mi vida: Naima, Isabel y Carmen

Dedicado a la memoria de mi padre

Agradecimientos

Sirvan las siguientes líneas como reconocimiento a las personas que de una forma u otra han contribuido al desarrollo de este trabajo.

En primer lugar quiero agradecer a mis directores de tesis Gustavo Montero García, Rafael Montenegro Armas y Eduardo Rodríguez Barrera su dedicación y apoyo durante la elaboración de este trabajo. Quiero incidir de manera especial en el agradecimiento al Dr. Montero ya que fue él quien confió en mí para realizar esta tarea y me animó e impulsó a hacerla. Suena a tópico pero sin él nunca habría hecho esta tesis. Su apoyo ha sido constante e incluso en los instantes de mayor ocupación en sus tareas de gobierno, siempre tuvo un momento que dedicarme. Mención especial para la dedicación y actitud positiva del Dr. Montenegro a la hora de ayudarme a solucionar cualquier problema. Gracias al Dr. Rodríguez por estar siempre disponible para echar una mano especialmente en mis problemas informáticos.

Por otra parte, quisiera agradecer su apoyo a los miembros del grupo de investigación formado por mis directores y por el profesor José María Escobar Sánchez, todos ellos de las divisiones GANA y DDA del IUSIANI. Quisiera destacar sobre todo su generosidad al aceptarme en el equipo y facilitar mi trabajo siempre que les fue posible, así como el haberme permitido aprender de primera mano sus avances y compartir conmigo sus desarrollos.

Quiero agradecer también su actitud y capacidad de trabajo a Daniel Santana Díaz quien fue primero alumno, luego becario y ahora amigo. Su ayuda con los códigos y su aportación de ideas han resultado inestimables para la realización de esta tesis.

A las chicas de Cultura por su tesón en impulsarme a realizar la tesis.

A todos los amigos de verdad que han estado ahí tanto en los momentos buenos como en los malos y que me han ayudado a superar los baches. No necesito nombrarlos porque ellos saben que yo sé quiénes son.

Quiero agradecer de una forma muy especial su cariño a mi familia. A mi hija Naima por aguantar algún que otro malhumor y por haberle escatimado algunos ratos de relación paterno-filial tanto en lo lúdico como en lo académico. Muy especialmente quiero agradecerle a mi esposa, Isabel, por su paciencia, por su

respeto sin medida a mi trabajo, por ser el báculo en las caídas y el faro en la oscuridad, por su apoyo incondicional y constante y por su fe en mí.

También quiero expresar mi gratitud a mis padres, por enseñarme la tarea de vivir.

Esta tesis ha sido desarrollada en el marco de los siguientes proyectos subvencionados:

1. Avances en Simulación de Campos de Viento y Radiación Solar

- Subvencionado por el Ministerio de Ciencia e Innovación y FEDER
- Referencia: CGL2008-06003-C03-01

2. Modelos Numéricos Predictores para Gestión Medioambiental

- Subvencionado por el Ministerio de Economía y Competitividad y FEDER
- Referencia: CGL2011-29396-C03-01

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Estado del arte	4
1.2. Justificación	9
1.3. Objetivos	11
1.4. Metodología	12
2. Generación de mallas para orografías irregulares y albedo	17
2.1. Introducción	17
2.2. Generación de mapas de albedo	18
2.3. Refinamiento y desrefinamiento en mallas bidimensionales	23
2.4. Mallado de la isla de Gran Canaria	27
3. Modelo de radiación solar	33
3.1. Introducción	33
3.2. Aspectos básicos sobre radiación solar y astronomía	37
3.2.1. Principios sobre radiación solar	37
3.2.2. Principios sobre astronomía y tiempo	40
3.3. Detección de sombras	43
3.4. Modelado de la radiación solar	53
3.4.1. Cálculo de irradiancias a cielo despejado	54
3.4.1.1. Irradiancia directa	54
3.4.1.2. Irradiancia difusa	57
3.4.1.3. Irradiancia reflejada	60
3.4.1.4. Irradiancia global	61
3.4.2. Cálculo de la irradiación diaria y mensual a cielo despejado	61
3.4.3. Cálculo de la radiación en condiciones de cielo real	62
3.4.3.1. Determinación del índice de claridad	64
3.4.4. Año Meteorológico Típico	65
3.4.4.1. Análisis de series temporales	65
3.4.4.2. Tendencias de máximos, medias y medianas	67
3.4.5. Modelo predictivo de radiación solar	69

3.4.6.	Resumen	71
4.	Simulación numérica del modelo de radiación solar para Gran Canaria	73
4.1.	Año meteorológico típico (TMY) para Gran Canaria	74
4.2.	Factor de turbidez de Linke	78
4.3.	Simulaciones de irradiación a cielo limpio	79
4.3.1.	Enero	83
4.3.2.	Febrero	84
4.3.3.	Marzo	85
4.3.4.	Abril	86
4.3.5.	Mayo	87
4.3.6.	Junio	88
4.3.7.	Julio	89
4.3.8.	Agosto	90
4.3.9.	Septiembre	91
4.3.10.	Octubre	92
4.3.11.	Noviembre	93
4.3.12.	Diciembre	94
4.4.	Evaluación de sombras	95
4.4.1.	Primer cuatrimestre	97
4.4.2.	Segundo cuatrimestre	98
4.4.3.	Tercer cuatrimestre	99
4.5.	Simulaciones de irradiación a cielo real	100
4.6.	Simulaciones de irradiancia	108
4.7.	Validación y análisis de resultados	112
5.	Modelos de producción de energía eléctrica: Integración con el modelo de radiación solar y simulación	123
5.1.	Simulación de los modelos de producción. Impacto en la operación del sistema eléctrico	123
5.2.	Energía solar fotovoltaica	124
5.2.1.	Principios de conversión fotovoltaica. La célula solar	125
5.2.2.	Modelo de célula, módulo y generador fotovoltaico	127
5.2.3.	Características $I-V$ y $P-V$ del módulo fotovoltaico	133
5.2.4.	Modelo del inversor	134
5.2.5.	La temperatura ambiente	136
5.2.6.	Simulación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red	137
5.3.	Energía solar termoelectrica	143
5.3.1.	Clasificación y características	143

5.3.2.	Concentración solar	144
5.3.3.	Generación de energía eléctrica mediante plantas solares de captadores cilindro parabólicos (CCP)	147
5.3.3.1.	Modelo de seguidor solar para captadores cilindro parabólicos	149
5.3.3.2.	Modelo térmico del campo solar de captadores cilindro parabólicos	152
5.3.3.3.	Pérdidas de calor en tuberías y depósito de ex- pansión	156
5.3.3.4.	Modelo de las turbinas de vapor	157
5.3.3.5.	El ciclo de vapor del bloque de potencia	159
5.3.3.5.1.	Resolución del ciclo de vapor	162
5.3.3.6.	Caracterización del generador eléctrico	163
5.3.4.	Simulación de centrales STE con captadores cilindro para- bólicos	164
6.	Conclusiones y líneas futuras	167

Índice de figuras

1.1. Clasificación de fuentes energéticas	2
1.2. Algoritmo básico	15
2.1. Usos del suelo en Gran Canaria	19
2.2. Asignación de albedo	22
2.3. Mapa de albedo de Gran Canaria	23
2.4. Malla uniforme inicial	24
2.5. Algoritmo 4-T de Rivara	24
2.6. Proceso de refinamiento	25
2.7. Refinamiento final	25
2.8. Problemas de conformidad	26
2.9. Altimetría de la isla de Gran Canaria	28
2.10. Malla adaptada a la orografía para Gran Canaria	29
2.11. Mallas para Gran Canaria	30
2.12. Topografía de Gran Canaria interpolada en la malla	31
2.13. Vista 3-D para la malla de Gran Canaria	31
3.1. Proporción de fuentes primarias	34
3.2. Capacidad de generación	34
3.3. Órbita terrestre alrededor del Sol	37
3.4. Filtrado atmosférico de la radiación solar	38
3.5. Irradiancia espectral	39
3.6. Componentes de la radiación	39
3.7. Esfera celeste	40
3.8. Eclíptica	41
3.9. Posición de un punto arbitrario sobre la corteza terrestre respecto al Sol	41
3.10. Sistema de referencia	42
3.11. Trayectoria solar	42
3.12. Sistema de referencias y su transformación	44
3.13. Proyección de mallas según la dirección del Sol	44

3.14. Sombras propias	47
3.15. Sombras propias y proyectadas	48
3.16. Formación de cubos	49
3.17. Envolverte	50
3.18. Dominios cúbicos	50
3.19. Warning points para análisis de sombras	51
3.20. Condiciones de sombreado de warning points	51
3.21. Evolución de las sombras según la hora	52
3.22. Proceso de elaboración de estimadores	67
3.23. Irradiación diaria La Aldea	69
3.24. Serie de medianas y ajuste de Fourier. La Aldea	70
3.25. Asignación de irradiancias	71
3.26. Algoritmo del modelo de radiación solar	72
4.1. Diagrama resumen del modelo de radiación solar	74
4.2. Geolocalización de estaciones de medida y cotas para Gran Canaria	75
4.3. Datos de estaciones de medida	76
4.4. Datos de la estación C4	77
4.5. Series de medianas de irradiación TMY	77
4.6. Rosa de los vientos anual	78
4.7. Mapa mundial de factores de Linke - enero y abril	80
4.8. Mapa mundial de factores de Linke - julio y octubre	81
4.9. Mapas de radiación a cielo limpio para enero	83
4.10. Mapas de radiación a cielo limpio para febrero	84
4.11. Mapas de radiación a cielo limpio para marzo	85
4.12. Mapas de radiación a cielo limpio para abril	86
4.13. Mapas de radiación a cielo limpio para mayo	87
4.14. Mapas de radiación a cielo limpio para junio	88
4.15. Mapas de radiación a cielo limpio para julio	89
4.16. Mapas de radiación a cielo limpio para agosto	90
4.17. Mapas de radiación a cielo limpio para septiembre	91
4.18. Mapas de radiación a cielo limpio para octubre	92
4.19. Mapas de radiación a cielo limpio para noviembre	93
4.20. Mapas de radiación a cielo limpio para diciembre	94
4.21. Mapas de sombras sobre la malla	96
4.22. Mapas de sombras 1º cuatrimestre	97
4.23. Mapas de sombras 2º cuatrimestre	98
4.24. Mapas de sombras 3º cuatrimestre	99
4.25. Mapas de distribución de k_c	101

4.26. Mapa de irradiación a cielo real en enero TMY	102
4.27. Mapa de irradiación a cielo real en febrero TMY	102
4.28. Mapa de irradiación a cielo real en marzo TMY	103
4.29. Mapa de irradiación a cielo real en abril TMY	103
4.30. Mapa de irradiación a cielo real en mayo TMY	104
4.31. Mapa de irradiación a cielo real en junio TMY	104
4.32. Mapa de irradiación a cielo real en julio TMY	105
4.33. Mapa de irradiación a cielo real en agosto TMY	105
4.34. Mapa de irradiación a cielo real en septiembre TMY	106
4.35. Mapa de irradiación a cielo real en octubre TMY	106
4.36. Mapa de irradiación a cielo real en noviembre TMY	107
4.37. Mapa de irradiación a cielo real en diciembre TMY	107
4.38. Irradiancias globales en Maspalomas	108
4.39. Irradiancias globales en Maspalomas con inclinación a 30°	109
4.40. Irradiancias globales en Maspalomas según orientación	109
4.41. Influencia de las sombras en la irradiancia global	110
4.42. Componentes de la irradiancia global horizontal en 7477	111
4.43. Evolución del índice de claridad predicho	111
4.44. Irradiancia global predicha	112
4.45. Irradiación media diaria por mes a cielo limpio	114
4.46. Discrepancia entre valores calculados y medidos	115
4.47. Irradiación media diaria mensual, RS, para Las Palmas	116
4.48. Mapa de irradiación en julio. Efecto de los alisios	116
4.49. Índice de claridad medio mensual	117
4.50. Descenso porcentual de la irradiación CS-RS	118
4.51. Gráfico radial de la irradiación global	119
4.52. Punto de máxima irradiación anual	120
4.53. Punto de máximo sombreado anual	121
4.54. Puntos de máxima y mínima nubosidad anual	121
5.1. Integración de modelos de producción de E.E. con el modelo de radiación solar	124
5.2. Potencia FV instalada acumulada	125
5.3. Célula solar en carga	127
5.4. Modelo de una célula solar	128
5.5. Modelo de un módulo fotovoltaico	130
5.6. Modelo de generador fotovoltaico	131
5.7. Características $I-V$ para el Solarex MSX 60	133
5.8. Características $P-V$ para el Solarex MSX 60	134

5.9. Característica η_{inv} para el Solivia 11 RT	136
5.10. Modelo gaussiano de temperatura ambiente	137
5.11. Esquema simple de una instalación fotovoltaica	138
5.12. Punto de máxima potencia	138
5.13. Producción de una instalación fotovoltaica	139
5.14. Predicción de producción de una instalación fotovoltaica	140
5.15. Producción de una instalación fotovoltaica en diciembre	141
5.16. Configuraciones de concentradores	145
5.17. Concentración de la radiación	146
5.18. Geometría parabólica	147
5.19. Geometría parabólica con haces de rayos	148
5.20. Esquema simple planta CCP	149
5.21. Sistemas de referencia CCP	150
5.22. Sistemas de referencia general y de captador	151
5.23. Vector normal al área de apertura	151
5.24. Esquema SEGS	152
5.25. Estructura del campo de captadores	153
5.26. Pérdidas en extremos de líneas de captadores	154
5.27. Sombras entre líneas de captadores	155
5.28. Ciclo de Rankine ideal	160
5.29. Ciclo de Rankine real	161
5.30. Irradiancia directa con seguidor	165
5.31. Potencia en los elementos de una STE CCP	165
5.32. Potencia eléctrica generada STE CCP	166
6.1. Flujo del código	170

Índice de tablas

2.1. Valores de albedo I	20
2.2. Valores de albedo II	21
2.3. Estrategias de mallado	29
4.1. Geolocalización de estaciones de medida en Gran Canaria	74
4.2. Factores mensuales de turbidez de Linke para Gran Canaria	79
4.3. Irradiación según estrategias de mallado	79
4.4. Valores de irradiación para Maspalomas	113
4.5. Valores de irradiación para Las Palmas de Gran Canaria	113
4.6. Resumen de valores de irradiación para Gran Canaria	118
4.7. Resumen de valores récord para Gran Canaria	119
5.1. Eficiencia según tecnologías	126
5.2. Factor A según tecnologías	129
5.3. Especificaciones para el módulo Solarex MSX 60	134
5.4. Características tecnológicas. Solar termoeléctrica	144
5.5. Coeficientes de funcionamiento térmico HCE	154
5.6. Coeficientes de regresión para el modelo de turbinas	158
5.7. Coeficientes de regresión para el ratio de intercepción	159
5.8. Rendimientos para generadores eléctricos	164

Capítulo 1

Introducción

Hace unos 4600 millones de años el sistema solar se condensó a partir de una nube de gas y polvo interestelar conocida como la nebulosa solar. Ésta, pues, viene a ser aproximadamente la edad del Sol, la estrella del sistema en que vivimos. La radiación electromagnética que éste emite, aporta directa o indirectamente toda la energía que mantiene la vida en la Tierra.

Es decir, el Sol no es sólo importante desde una perspectiva ingenieril o económica como fuente primaria de toda forma energética en nuestro planeta sino que, simplemente, es imprescindible para la vida.

Este hecho no pasó desapercibido a nuestros antepasados, de manera que el Astro Rey se convirtió en deidad de la mayoría de las culturas humanas, y ha sido venerado durante siglos. El Sol dio poder a diversos dioses egipcios de entre los que destaca *Ra*, fue el *Helios* de los griegos y la deidad romana *Sol*. Fue *Xué* para los chibchas, *Inti* para los incas y la diosa *Ameratsu* en el sintoísmo de Japón. En las Islas Canarias los guanches también tenían como deidad al Sol, al cual asignaron nombres como *Magec* o *Ahora* según la isla. Dado que el presente trabajo se realiza en este archipiélago, hemos denominado **Magec** al código generado para el estudio de la radiación solar.

Como ya se ha comentado, casi toda forma energética aprovechada por el hombre en la tierra proviene en última instancia de la energía proporcionada por el Sol. Desde los combustibles fósiles, producto de la vida terrestre, hasta la energía eólica, todo es fruto de la energía de nuestra estrella. En la figura 1.1 [Carta et al., 2009] se puede observar una clasificación de las fuentes energéticas en la Tierra.

Es evidente, por tanto, que el Sol ha tenido que jugar un papel muy importante en el desarrollo tecnológico humano relacionado con la energía. Si nos limitamos a las tecnologías solares entendidas como aprovechamiento directo de la radiación solar, la historia nos cuenta que ya en el siglo séptimo antes de Cristo se empleaban lupas para concentrar los rayos solares para hacer fuego y quemar hormigas. En el siglo tercero a.C. su uso como método para encender fuego estaba muy extendido

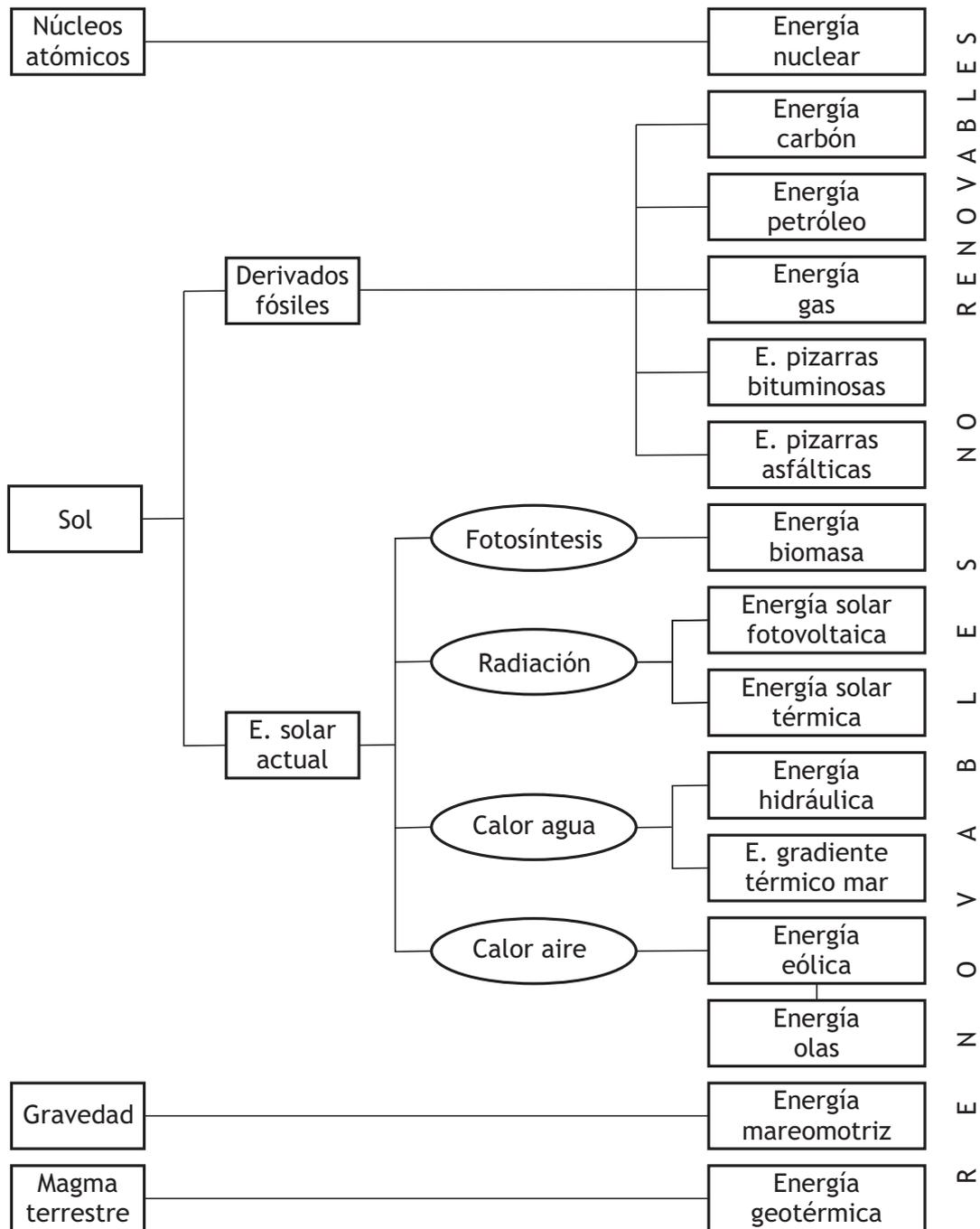


Figura 1.1: Clasificación de fuentes energéticas

en Grecia y Roma, especialmente para antorchas con fines religiosos.

Ya en el año 212 a.C., el científico griego Arquímedes, usó la reflexión mediante escudos de bronce para enfocar la luz solar y prender fuego a los barcos de madera del Imperio Romano que sitiaban Siracusa. Aunque no hay pruebas de tal hazaña, la marina griega recreó con éxito el experimento en 1973, incendiando un barco de madera a una distancia de 50 metros. El uso del calor en el confort humano también es conocido desde hace muchísimo. Como ejemplo valga señalar que desde los

primeros siglos de nuestra era, las casas de baños romanas orientaban sus ventanas al sur para aprovechar el calor de los rayos solares. Esta técnica arquitectónica se extendió tanto que el Código Justiniano en el siglo sexto estableció *derechos solares* que aseguraban el acceso individual a los rayos del Sol.

De 1515 data el diseño del genial Leonardo da Vinci consistente en construir un concentrador solar de 6 km de diámetro a base de espejos cóncavos para la producción de vapor y calor industrial. Sin embargo, este proyecto nunca llegó a realizarse. El que sí se llevó a cabo fue el horno solar diseñado por el científico suizo Horace de Saussure, mediante un colector solar. Este dispositivo fue usado por Sir John Herschel para cocinar alimentos durante su expedición a Sudáfrica en la década de 1830. Robert Stirling, un ministro de la Iglesia de Escocia que en su tiempo libre construía motores térmicos, solicitó el 27 de septiembre de 1816 una patente para un dispositivo que fue utilizado más adelante en el sistema conocido como disco-Stirling para aprovechamientos solares termoeléctricos.

Poco tiempo después, en 1839, el científico francés Edmond Becquerel [Becquerel, 1839] descubre el efecto fotovoltaico cuando experimentaba con una célula electrolítica formada por dos electrodos metálicos colocados en una solución conductora de electricidad. Resultó que la generación de electricidad aumentaba al ser expuesto el dispositivo a la luz. En la década de 1870, Willoughby Smith, William Grylls Adams y Richard Evans Day descubrieron que el Selenio expuesto a la luz produce electricidad. En 1883, Charles Fritts describió las primeras células solares hechas de obleas de Selenio. En 1905 Albert Einstein formuló la teoría de la luz como fotones, que describe cómo la luz puede 'liberar' electrones sobre una superficie metálica. En 1921, 16 años después de haber presentado este trabajo, fue galardonado con el Premio Nobel por los avances científicos que había descubierto. En 1916, Robert Millikan obtuvo pruebas experimentales del efecto fotoeléctrico. Dos años más tarde, el científico polaco Jan Czochralski desarrolló una técnica para conseguir y hacer crecer el Silicio monocristalino. En 1954 nace la tecnología fotovoltaica cuando Daryl Chapin, Calvin Fuller y Gerald Pearson [Chapin et al., 1954] desarrollan células fotovoltaicas de Silicio en Bell Labs. La célula solar de Silicio de Bell Telephone Laboratories dispone de un 4% de eficiencia. En esta misma década, los satélites Explorer, Vanguard y Sputnik fueron provistos de paneles solares fotovoltaicos. El siguiente hito en la historia de los aprovechamientos solares fue la instalación de paneles fotovoltaicos de 242 W en un faro en Japón en el año 1963.

Ya en 1982 se instala la primera central fotovoltaica de más de 1 MW de potencia en Hisperia, California. Así mismo, se pone en funcionamiento una central prototipo con tecnología solar termoeléctrica de torre y una potencia de 10 MW. Tres años más tarde, la Universidad de Gales del Sur rompe la barrera del 20%

en la eficacia de las células solares bajo condiciones de un sol. A estas alturas, entre 1984 y 1990, se instalaron en el Desierto de Mojave (California - EEUU), nueve centrales solares termoeléctricas de captadores cilindro parabólicos llamadas SEGS¹ que hacen un total de 354 MW totalmente funcionales.

En la actualidad la planta fotovoltaica de mayor producción es la de Golmud Solar Park (China) con 200 MW de capacidad, aunque en fase de implantación se encuentra la Gujarat Solar Park (India) que pretende conseguir 605 MW. En cuanto a las centrales solares termoeléctricas, actualmente destacan, aparte de las mencionadas SEGS, las españolas de Solnova Solar Power Station (Sevilla), de 150 MW, la de Andasol (Granada) con la misma potencia, y las Extresol, Palma del Río, Manchasol y San José del Valle, con 100 MW cada una. Así mismo, resulta de gran interés el proyecto de Desertec Foundation para aprovechar la radiación solar en el desierto del Sahara para generar energía eléctrica y enviarla a Europa. En primera instancia se sitúa el proyecto TuNur, que consistiría en una central de captadores cilindro parabólicos de 2 GW a instalar en Túnez.

Este incremento patente en la participación de la energía solar y otras renovables en la estructura energética actual se debe en parte a la escasez esperable de los combustibles fósiles y a los problemas medioambientales que ocasiona el consumo de los mismos. De hecho, en nuestra sociedad se valora cada vez más el uso de las energías renovables. Esta creciente inquietud social tiene una gran importancia desde el punto de vista político (ya no hay formación política que se sustraiga a los problemas ecológicos y no los incluya en su programa electoral) y económico (las empresas emplean más dinero en estudios de impacto ambiental y en publicidad para alardear de sus valores ecológicos, sean reales o no).

Con estos antecedentes, los modelos de radiación solar aparecen como herramientas que permiten el estudio de diversos problemas que pueden incluir áreas tan diversas como la agronomía, la gestión medioambiental, la arquitectura, la eficiencia energética o la generación de energía eléctrica. La ubicación de centrales solares fotovoltaicas o termosolares, los aprovechamientos solares térmicos o la gestión correcta de sistemas eléctricos con penetración solar son cuestiones en las que los modelos tratados en esta tesis son de clara aplicación.

1.1. Estado del arte

En el presente trabajo se hará uso fundamentalmente de modelos de radiación solar y de modelos de generación eléctrica para células fotovoltaicas o captadores cilindro parabólicos, así como modelos de discretización de dominios. El núcleo fundamental a desarrollar es el constituido por la simulación de la radiación solar

¹Solar Energy Generating Systems

sobre una superficie con una inclinación dada para cualquier instante de tiempo y cualquier ubicación geográfica.

En lo referente a la modelización de la radiación solar, podemos encontrar en la literatura principalmente dos grupos de modelos espaciales para radiación solar. Por un lado se tienen aquellos cuyo enfoque está basado en datos obtenidos a partir de observaciones de satélite [Cogliani y Ricchiazzi, 2008; Janjai, 2008], y por otro aquellos basados en consideraciones geométricas, físicas, atmosféricas y astrofísicas [Ångström, 1924; Liu y Jordan, 1963; Page, 1964; Hay y Davies, 1980; Page, 1986; Perez et al., 1987, 1988; Aguiar et al., 2000; Šúri y Hofierka, 2002, 2004].

Es de gran importancia para obtener unos resultados fiables de los valores de radiación, el efecto de sombras que unas superficies pueden ocasionar sobre otras. Esta influencia ha sido estudiada por varios autores aunque, en general, con un coste en tiempo de procesamiento demasiado elevado para terrenos de orografías complejas. Niewienda y Heidt [Niewienda y Heidt, 1996] propusieron calcular un coeficiente geométrico de sombreado (*Geometrical Shading Coefficient* - *GSC*) como la proporción de superficie sombreada respecto de una superficie inclinada arbitrariamente y rodeada de elementos capaces de generar sombras. Este coeficiente es función de hora y fecha así como de la localización, y resulta muy útil para la evaluación de sombras sobre superficies tales como objetos o edificios. Por su parte, Zakšek et al. [Zakšek et al., 2005], optan por un modelo basado en la definición del ángulo de incidencia como aquél calculado entre la normal del plano tangente a la superficie estudiada, y la dirección del Sol. Estos autores emplean un mallado regular para sus cálculos por lo que el coste computacional es más elevado del que se tendría aplicando una discretización adaptativa.

Otros autores como Dozier et al. [Dozier et al., 1981] y Stewart [Stewart, 1998] calculan horizontes aproximados para cada punto a muestrear de la superficie del terreno. Al no considerar superficies sólidas, estos métodos requieren una elevada densidad de puntos de muestreo para alcanzar resultados precisos.

Se han obtenido numerosas bases de datos espaciales en el mundo a partir de estaciones de medida de radiación, empleando distintas técnicas de interpolación entre las que se incluyen funciones spline y medias ponderadas o kriging como en [Hutchinson et al., 1984] y en [Zelenka et al., 1992]. Algunos autores como [D'Agostino y Zelenka, 1992; Beyer et al., 1997] proponen mejorar la calidad de la interpolación usando información adicional obtenida de imágenes vía satélite. Otro método para determinar valores de irradiancia continuos en el espacio es deducirlos a partir de mediciones de satélites meteorológicos, si bien esta vía proporciona valores menos precisos. Actualmente se encuentran disponibles datos espaciales de radiación para Europa en el Atlas Europeo de Radiación Solar [Aguiar et al.,

2000], o en el *Meteonorm*. Sin embargo, estos datos no tienen la precisión suficiente cuando se necesita estudiar detalles, especialmente en terrenos muy variables o con orografía compleja. Resultan de gran interés los trabajos de Šúri y Hofierka [Šúri y Hofierka, 2004, 2002] sobre modelos de radiación solar basados en Sistemas de Información Geográfica (GIS por sus siglas en inglés). El primer modelo basado en GIS fue *SolarFlux* [Dubayah y Rich, 1995] desarrollado para trabajar sobre Arc/Info. Éste, como otros del momento, partía de sencillas expresiones empíricas.

En definitiva, encontramos modelos cuyos resultados son fruto de cálculo, modelos basados en bases de datos de medidas terrestres o derivadas de observación por satélite, así como modelos mixtos que emplean cálculo e históricos provenientes de medidas. En nuestro caso hemos optado por esta última opción [Díaz et al., 2012b]. Dado el amplio uso de los valores de la radiación solar en puntos concretos de la superficie terrestre, muchos de estos tipos de modelos se han implementado en forma de códigos informáticos algunos de los cuales son accesibles vía web, ya sea de forma gratuita o mediante pago. Entre éstos se tiene el de [Bird y Hulstrom, 1981] que se puede encontrar en forma de hoja de cálculo en <http://rredc.nrel.gov/solar/models/clearsky/>. Este modelo, propuesto por el NREL², nos da los valores de irradiación a cielo limpio.

Por otra parte, en <http://www.heliosat3.de/home.html> encontramos la web del proyecto HELIOSTAT-3 [Betcke et al., 2006] para el suministro de datos de radiación solar basados en medidas realizadas a partir de la segunda generación del *Meteosat*. Basados también en medidas de satélite son los datos que ofrece el *Atmospheric Science Data Center* [Atmospheric Science Data Center, 2012] de la NASA. *GeoModel Solar*, accesible en <http://geomodelsolar.eu/home>, ofrece su sistema online *solargis*, en el que destaca la aplicación *iMaps* [GeoModel Solar, 2012] que ofrece mapas interactivos de irradiación global horizontal e irradiación directa además de otros datos como temperatura ambiente. Por último, es de destacar el software gratuito *GRASS GIS*³ [GRASS Development Team, 2012], empleado para gestión y análisis de datos geoespaciales, procesado de imágenes, producción de mapas, modelización espacial, etc. Este software tiene un módulo de cálculo de irradiación directa, difusa y reflejada llamado *r.sun* cuya explicación se puede ver en <http://grasswiki.osgeo.org/wiki/R.sun>, y su manual en http://grass.osgeo.org/grass64/manuals/html64_user/r.sun.html. Se puede descargar de forma gratuita, dentro del *GRASS GIS*, en <http://grass.osgeo.org/download/software/>.

En cuanto a la modelización de la generación fotovoltaica, hay que partir del efecto fotovoltaico descrito por [Becquerel, 1839] y su aplicación [Chapin et al.,

²National Renewable Energy Laboratory, del gobierno de EE.UU.

³Geographic Resources Analysis Support System, Geographic Information System

1954]. En nuestro caso nos hemos centrado en los modelos de células de silicio policristalino. Autores como [Gow y Manning, 1999; Stutenbaeumer y Mesfin, 1999] proponen un modelo circuital de doble diodo para explicar el funcionamiento de la célula. Sin embargo, el modelo más extendido es el de simple exponencial o de un solo diodo [Merten et al., 1998; Albo, 2000; Lorenzo, 2006; Enrique et al., 2007; Villalva et al., 2009; Tsai, 2010]. Autores como [Lorenzo, 2006] proponen simplificaciones para trabajar a partir de los datos más comunes ofrecidos por los fabricantes o a partir de cálculos intermedios como los aportados por [Green, 1982]. Algunos autores como [Veerachary et al., 2002; Kim et al., 2006; Tsai, 2010] analizan el comportamiento de módulos y generadores fotovoltaicos como composición serie-paralelo de células consideradas según los modelos anteriormente citados. También es de destacar la inclusión en los modelos, de la influencia de la temperatura exterior en el comportamiento de la célula, tal y como se lleva a cabo en [Tsai, 2010].

Otro elemento importante a tener en cuenta para la correcta simulación de la generación fotovoltaica será el inversor. Este elemento ha sido modelizado tanto desde una perspectiva circuital como desde la evaluación de su rendimiento. El primer punto de vista es inherente a la naturaleza circuital de los inversores desde sus orígenes en el MIT⁴ [Baker, 1975, 1980]. Estos modelos han sido desarrollados por multitud de autores tratando los elementos como simples interruptores controlados [Arab Tehrani et al., 2008]. Otros autores como [Maris et al., 2007] emplean esta misma perspectiva circuital pero apoyándose en software como el PSCAD/EMTDC. En cualquier caso, este enfoque es bastante útil cuando la finalidad del análisis del inversor es el estudio del régimen transitorio y dinámico de las variables eléctricas. Sin embargo, autores como [Kerkman et al., 1991] plantean la modelización desde otra óptica como puede ser el control de determinadas variables operativas según el uso del inversor. Un ejemplo podría ser el control del par de un motor mediante inversores usados para control de velocidad de máquinas eléctricas.

Otra caracterización posible de los inversores, muy útil para el análisis global de los mismos en el marco de una central fotovoltaica, es la que se hace desde una perspectiva energética a través del rendimiento. Este es el enfoque realizado por autores como [Jantsch et al., 1992; Perpiñán, 2008] o [Muñoz et al., 2011] que consiguen simular fielmente la evolución del rendimiento del inversor a partir de los parámetros k_i^e .

Dado que la generación fotovoltaica es la más extendida de las aplicaciones eléctricas de la energía solar, existen también numerosos modelos implementados en forma de software para servir de ayuda al diseño y la gestión de dichas plantas.

⁴Siglas en inglés del *Instituto Tecnológico de Massachusetts*

Se pueden comparar y conocer las características de muchos de estos programas en los informes [Klise y Stein, 2009; Yates y Hibberd, 2010]. El software disponible es gratuito en muchos casos y de pago en otros. Entre los primeros destacan el *RETScreen* (<http://www.retscreen.net/es/home.php>) y el *SAM*⁵, accesible en <https://sam.nrel.gov/>. El *RETScreen* fue desarrollado por el Natural Resources de Canadá para evaluar los costes y beneficios tanto económicos como ambientales para distintas energías renovables, con un modelo para proyectos fotovoltaicos específicos aplicables en muchas ubicaciones en todo el planeta. El modelo de radiación solar empleado es el de [Liu y Jordan, 1963]. En cuanto al *SAM*, éste emplea, como modelos para la estimación de la radiación, los de [Liu y Jordan, 1963; Hay y Davies, 1980] y [Perez et al., 1987, 1988]. El *SAM* se emplea para modelizar el funcionamiento de la instalación fotovoltaica y para realizar análisis económicos, si bien todos los aspectos fiscales considerados son propios de Estados Unidos por lo que deberán ser modificados si queremos usarlo en nuestro país.

Otro programa gratuito es el *HOMER*, un modelo de sistema híbrido⁶ desarrollado en 1993 por el NREL para comparar diferentes configuraciones realizadas con distintas tecnologías como hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica o combustibles fósiles, teniendo en cuenta consideraciones económicas. El modelo de irradiación empleado es el de [Duffie y Beckman, 1992], basado en los de [Page, 1964] y [Ångström, 1924]. El *HOMER* está accesible en <http://www.homerenergy.com/>.

También gratuito es el *PVWatts*, desarrollado por NREL para simular campos conectados a red, y disponible en http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/site_specific.html. El modelo de irradiación empleado es el de [Perez et al., 1987, 1988].

El software de pago es también tremendamente amplio. El *PVsyst* es un programa de análisis de sistemas fotovoltaicos desarrollado por la Universidad de Ginebra (Suiza), para ser usado en todas aquellas localidades de las que el programa dispone de datos. Se puede descargar desde <http://www.pvsyst.com/en/>. Permite usar dos modelos de radiación solar, el de [Hay y Davies, 1980] por defecto, y el de [Perez et al., 1987, 1988]. El *PV F-Chart* es un software desarrollado en la Universidad de Wisconsin para obtener resultados de funcionamiento del sistema, rendimiento, costes del ciclo de vida, inversión inicial, etc. Este programa emplea el modelo de [Liu y Jordan, 1963] y es accesible vía <http://www.fchart.com/fchart/>. Otro grupo de programas bastante extendido es el *PV*SOL*. De entre ellos destaca el *PV*SOL Expert*. Desarrollados por la empresa alemana Valentin Energy Software, se puede adquirir a partir de <http://www.valentin-software.com/products/>

⁵Solar Advisor Model, del NREL

⁶Permite el análisis de generación combinada de diferentes fuentes

photovoltaics/, y usa el modelo de radiación de [Hay y Davies, 1980].

La segunda tipología de generación eléctrica abordada en la tesis es la llevada a cabo mediante captadores cilindro parabólicos (CCP), una de las distintas variantes de la conocida como energía solar termoeléctrica. En este caso es necesario modelizar las diferentes partes de una central de este tipo, lo que hace trabajoso el proceso. En primer lugar, el seguidor solar para los colectores se realiza mediante consideraciones geométricas. El modelo térmico comienza con la modelización del campo de colectores y captadores. Estos modelos surgieron con la implementación de las grandes termosolares del Desierto de Mojave (EE.UU.), de la mano de autores como [Dudley et al., 1994] o [Lippke, 1995], que modifica la ecuación del rendimiento dada por Dudley, introduciendo coeficientes que consideran las condiciones de los tubos receptores, la reflectividad y otros aspectos. Autores como [Jones et al., 2001] se basaron en los trabajos anteriores para desarrollar un código sobre el software de simulación TRNSYS. En la misma línea, [Quaschnig et al., 2001] desarrollaron su modelo sobre el software Greenius. La modelización realizada por [Price, 2003] combina aspectos tecnológicos con económicos. Otros autores, como [Stuetzle, 2002; Odeh et al., 2003; Rolim et al., 2009], han ofrecido variaciones sobre los primeros modelos, considerando los resultados empíricos de funcionamiento de las centrales con el paso del tiempo.

El bloque de potencia consiste fundamentalmente en una turbina de vapor con ciclo de Rankine regenerativo con calentamiento intermedio. En este caso resulta fundamental el conocimiento del rendimiento isoentrópico en la turbina. Mavromatis y Kokossis [Mavromatis y Kokossis, 1998b,a] utilizan las temperaturas y presiones a la entrada y a la salida de la turbina para obtener una función que proporcione la potencia mecánica que se generará en función del flujo másico que atraviesa la turbina, apoyándose en la línea de Willan. Este modelo es mejorado por [Varbanov et al., 2004] al tener en cuenta que el rendimiento isoentrópico varía con el índice de carga de la turbina. El bloque de potencia completo ha sido modelizado también sobre TRNSYS por [Patnode, 2006].

1.2. Justificación

Tal y como se ha descrito en este capítulo, el conocimiento de la radiación solar es importante, y a menudo fundamental, para numerosas actividades tales como la agronomía, el confort humano o la ingeniería energética, tanto térmica como eléctrica. Es por ello que resulta de excepcional interés contar con modelos de radiación solar suficientemente precisos para ser empleados en estos campos. Este motivo nos inclina a optar por modelos basados en consideraciones geométricas, físicas, atmosféricas y astrofísicas para obtener el valor a cielo limpio, y

apoyarnos en el histórico de medidas disponibles para incrementar la precisión de los resultados a cielo real.

Por otra parte, la mayoría de los modelos existentes no detectan sombras y, los que lo hacen, lo hacen en función de un mapa de elevación digital que consiste normalmente en una cuadrícula de lado uniforme, lo que hace interminable el proceso de determinación de las sombras, además de poco fiable. En terrenos con orografía compleja, como los de las Islas Canarias, se hace imprescindible, por tanto, disponer de mallas de alta calidad para discretizar los dominios de estudio. El mallado regular en un dominio con orografía compleja necesitaría de elementos excesivamente pequeños para captar la información digitalizada del terreno, lo que provoca que en zonas donde no se requiera tanto detalle exista también una innecesaria concentración de nodos, dando lugar por tanto a sistemas de ecuaciones de alto orden cuya resolución puede suponer un coste computacional impracticable.

Por todo lo anterior se propone, en este trabajo, el uso de mallas adaptativas que permiten un tamaño pequeño de elemento allí donde es necesario, manteniendo tamaños de elemento mayores en otras zonas del dominio donde no se requiera gran precisión. Se propone el refinamiento local de la malla en función de los requerimientos de la solución numérica. Dado el objetivo de la tesis, el refinamiento se hará respecto de dos parámetros, la variabilidad de cota y la variabilidad del albedo del terreno, lo que nos asegura la precisión requerida respecto a las variables más influyentes sobre el terreno.

Esta solución es también muy interesante para la evaluación de las sombras ya que permite concentrar el esfuerzo en aquellas zonas en donde es más probable la aparición de las mismas. Los métodos de detección de sombras tradicionales emplean mallados regulares que hacen que la evaluación de las mismas tengan un coste computacional inaceptable. Otros realizan el estudio por seguidor de horizontes o por coeficientes de sombreados, siendo éstos menos precisos que el análisis elemento a elemento. Este método puede ser excesivamente lento por lo que en este trabajo se propone una labor previa de determinación de los elementos del dominio susceptibles de ser afectados por sombras, ya sean propias o arrojadas. De esta manera se disminuye el tiempo de cálculo de manera importante.

Por otro lado, además de la obtención de los clásicos mapas de irradiación, se considera de especial interés en el modelo desarrollado la obtención de las curvas de irradiancia diaria para cualquier punto del dominio y para cualquier día del año meteorológico típico. La distribución de la irradiancia nos permite, introduciendo los modelos de generación eléctrica a partir de la energía solar⁷, obtener la producción de energía eléctrica posible a lo largo del día para cualquier punto del dominio. Profundizando en este aspecto, el mayor interés de una aplicación

⁷Ej.- Fotovoltaica o solar termoelectrica

de este tipo es la predicción de la producción energética a lo largo del día, para una fecha próxima concreta. Para resolver este objetivo se emplean modelos de predicción meteorológica como el MM5 que permiten calcular la irradiancia a cielo real a partir de la de cielo limpio teórica para un día futuro.

1.3. Objetivos

El objetivo que se plantea en esta tesis es desarrollar e implementar un modelo para la construcción de mapas de radiación solar que permita, entre otras cosas, el estudio del aprovechamiento de la energía solar mediante distintos tipos de captadores solares tales como los fotovoltaicos y los termosolares. Para cubrir este objetivo se deben contemplar los siguientes aspectos:

- Un generador automático de mallas de triángulos adaptativos que se ajusten a una orografía irregular con una precisión prefijada. Mediante un procedimiento de refinamiento/desrefinamiento local se mejora la solución numérica en aquellas partes del dominio donde exista mayor error, concentrando mayor densidad de nodos en las zonas en las que se tengan cambios grandes de elevación o de albedo.
- Un método de determinación de las sombras proyectadas sobre el dominio para cada punto y para cada paso temporal. Dicho proceso se debe realizar de forma eficiente mediante el descarte de aquellos elementos de dicho dominio que no sean susceptibles de sufrir o provocar sombreado.
- Un modelo de radiación solar que contemple aspectos de la física terrestre y atmosférica para obtener valores a cielo limpio.
- Elaboración de un año meteorológico típico a partir de medidas experimentales de radiación, e incorporación del mismo para la obtención de valores a cielo real mediante un método de interpolación espacial en el dominio de trabajo con el cual se determina el mapa de índices de claridad.
- Un modelo de generación de energía eléctrica a partir de la conversión solar fotovoltaica, y su integración con el modelo de radiación solar.
- Un modelo de generación de energía eléctrica a partir de la conversión solar termoeléctrica mediante el uso de captadores cilindro parabólicos, y su integración con el modelo de radiación solar.
- Desarrollo de un modelo predictivo mediante la inclusión de los resultados de modelos de predicción meteorológica en el modelo implementado y la

posterior obtención de las correspondientes predicciones de generación eléctrica.

Se incluye también como objetivo la aplicación del modelo a problemas con datos reales y el análisis gráfico de los resultados obtenidos, haciendo uso de herramientas de visualización de datos.

1.4. Metodología

Para implementar un modelo para la construcción de mapas de radiación solar, se ha partido de los trabajos desarrollados por [Šúri y Hofierka, 2002, 2004] para Sistemas de Información Geográfica⁸. La aplicación de estos modelos sobre cuadrículas digitales de elevación⁹, proporciona resultados de radiación solar a cielo limpio. Sin embargo, se ha optado por implementar la formulación del modelo solar sobre elementos que se ajusten más a los datos relevantes del dominio en función del objetivo, esto es, características orográficas y albedo. Así, se ha optado por sustituir el DEM por una malla de triángulos adaptativos que se ajusten a la orografía irregular. Para alcanzar el objetivo asociado a la generación de dicha malla se parte de un generador de mallas bidimensional [Ferragut et al., 1994] que permite refinar y desrefinar triángulos utilizando el algoritmo 4T [Rivara, 1987].

El código bidimensional se utiliza para generar una malla adaptada de triángulos que aproxima la orografía del terreno con una precisión preestablecida. Esta precisión vendría determinada por el parámetro de desrefinamiento introducido en [Ferragut et al., 1994], posteriormente adaptado por [Rodríguez, 2004] para incluir dos parámetros, en aquel caso referidos a orografía y rugosidad. En el presente trabajo, el desrefinamiento se ha hecho considerando orografía y albedo dado que éstas son características fundamentales en la obtención de los valores de la irradiación e irradiancia.

Los rayos solares inciden sobre la superficie terrestre de diferente manera según la hora, el día, y el mes que se esté analizando. Este hecho, unido a las formas proporcionadas por la orografía, ocasionan que en cada momento se tengan distintas sombras proyectadas sobre el terreno, provocando una importante disminución de la radiación que alcanza la superficie. Debido a ello, surge la necesidad de implementar un método de determinación de sombras proyectadas sobre el dominio para cada punto y para cada paso temporal. El método para detectar sombras consiste básicamente en un cambio de sistema de coordenadas que considere uno de sus ejes en la dirección del Sol en ese instante para posteriormente comparar

⁸GIS por su acrónimo en inglés

⁹DEM - Digital Elevation Model

la superposición de triángulos. Sin embargo, cuando este sistema se aplica a todo el dominio, el tiempo de computación es excesivamente alto por lo que se decidió realizar un filtrado previo de los triángulos de manera que se descarten en el proceso aquellos elementos que no sean susceptibles de sufrir o provocar sombras.

Para obtener los valores esperables de radiación solar a cielo real necesitamos datos obtenidos mediante medidas realizadas en distintas estaciones dotadas con piranómetros. Una vez disponibles por cálculo los valores de radiación a cielo limpio para todos los elementos de la malla, se calculan los valores del índice de claridad para las estaciones de medida y se realiza una interpolación espacial en todo el dominio, de manera que se logra obtener el mapa de radiación a cielo real para cada triángulo. Es evidente que los valores medidos en una estación para un día cualquiera presentan una representatividad limitada dada la variabilidad de las condiciones atmosféricas. Es por ello que resulta de interés elaborar un Año Meteorológico Típico para cada estación de medidas de forma que podamos obtener los valores climatológicamente más esperables. Los modelos autorregresivos de medias móviles se emplean con frecuencia para identificar los parámetros de correlación en series temporales estacionarias como son las de radiación [Boland, 2008; Tsay, 2005; Mazorra et al., 2010]. Éste será nuestro caso. De las dos componentes, consideraremos la determinística ya que proporciona los valores climáticos.

Desde la perspectiva de la ingeniería eléctrica, el conocimiento de la radiación solar permite estimar la potencia eléctrica generada a partir de convertidores solares, mediante modelización de los mismos. En el presente trabajo se ha integrado en el modelo de radiación solar un modelo de conversión fotovoltaica y otro de conversión solar termoeléctrica mediante captadores cilindro parabólicos. Esto puede servir de gran ayuda a la hora de determinar las mejores localizaciones en el dominio para la ubicación de las centrales solares.

Por otra parte, el carácter aleatorio de la energía solar disminuye la penetrabilidad de esta forma energética en el sistema eléctrico. Sería fundamental, por tanto, disponer de alguna forma de predicción que permitiera conocer cuál será la disponibilidad en el futuro inmediato de dicha energía primaria. Por ello, se ha desarrollado un modelo solar predictivo a partir de la integración de los resultados de modelos de predicción meteorológica. Se toman los valores predichos por un modelo meteorológico tal como el MM5, sobre una cuadrícula regular en el dominio. Con esos valores se define el mapa de índices de claridad a partir del cual se obtienen los valores de radiación a cielo real. La herramienta desarrollada se convierte en un recurso interesante para la mejora de la gestión de la operación del sistema eléctrico en presencia de fuentes renovables con origen solar.

La implementación de todos los modelos anteriormente citados se ha llevado a cabo mediante la elaboración de un prototipo en MATLAB R2007a y un software

en C++ a los que se ha denominado *Magec*. Éste es un conjunto de programas informáticos con el objetivo común de facilitar información sobre irradiación e irradiancia en cualquier punto de una topografía digitalizada y mallada. El prototipo tiene una estructura modular basada en un conjunto de funciones que realizan cada una, una parte del proceso de obtención de irradiancia/irradiación, por lo que es fácilmente actualizable. Con el código desarrollado se puede obtener:

- Mapas de irradiación mensual
- Las mejores y peores localizaciones de la malla triangulada para el aprovechamiento de la energía solar
- Las curvas de irradiancias diarias estimadas para un TMY¹⁰, para una superficie plana con orientación e inclinación determinadas
- Las curvas de irradiancias diarias predichas¹¹, para una superficie plana con orientación e inclinación determinadas
- Las curvas de irradiancias directas normales diarias estimadas (TMY), que captaría el área de apertura de un captador cilindro parabólico con seguimiento solar, para una bancada con orientación y localización determinadas
- Las curvas de irradiancias directas normales diarias predichas, que captaría el área de apertura de un captador cilindro parabólico con seguimiento solar, para una bancada con orientación y localización determinadas
- Las sombras que se generan en un mallado para una posición solar dada por una fecha e instante concreto
- Las sombras que se generan en un mallado a lo largo de un día para una fecha concreta
- Simulación de una planta de generación basada en un campo de captadores cilindro parabólicos
- Simulación de una planta de generación mediante un campo de captación formado por módulos fotovoltaicos

Todo esto se puede ver en el algoritmo básico presentado en la figura 1.2.

¹⁰Año Meteorológico Típico

¹¹a partir de la predicción de un modelo meteorológico como el MM5

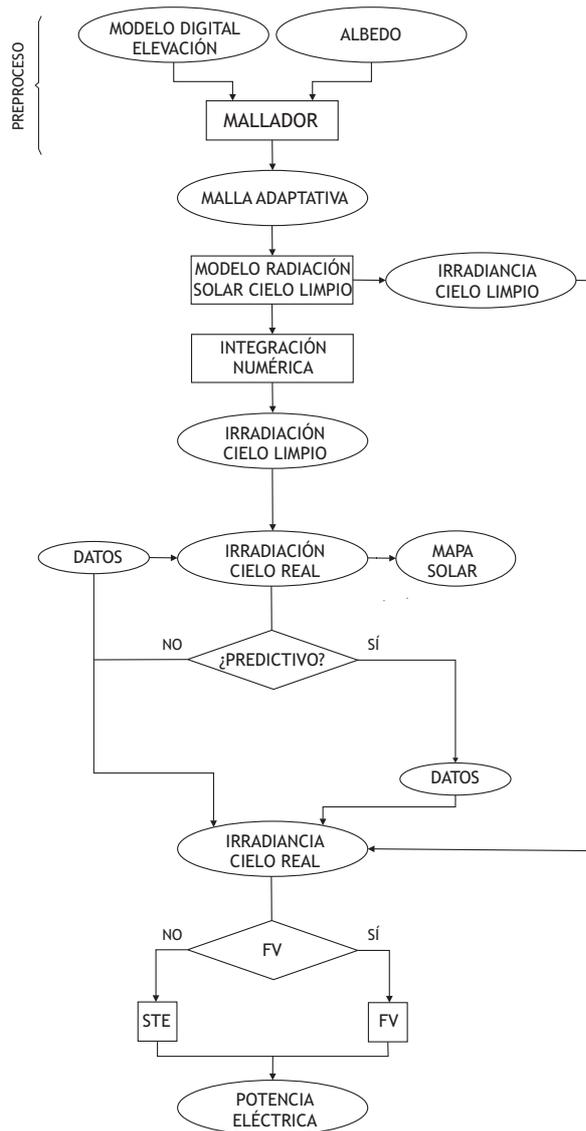


Figura 1.2: Algoritmo básico

En el capítulo 2 se presenta la generación de mallas para orografías irregulares y albedo. Se estudia la metodología seguida para la generación de un mapa de albedo del dominio objeto de estudio, así como el refinamiento y desrefinamiento con dos parámetros. Todo lo anterior se aplica a un problema test sobre la isla de Gran Canaria.

El modelo de radiación solar aplicado se analiza en el capítulo 3. Como se ha comentado, se partirá de los trabajos de [Šúri y Hofierka, 2002, 2004] con distintas modificaciones como las que tienen que ver con la determinación del vector solar [Blanco-Muriel et al., 2001] o con el método de detección de sombras desarrollado, entre otras. También se expone el cálculo del Año Meteorológico Típico para cada estación de medidas así como el modelo predictivo. Los resultados para la isla de Gran Canaria se presentan en el capítulo 4 donde se presentan los resultados que ilustran de forma global todas las técnicas expuestas anteriormente: generación

de la malla, año meteorológico típico, estimación de irradiación a cielo limpio, evaluación de sombras, irradiación a cielo real, obtención de mapas de índice de claridad, simulaciones de irradiancias para TMY así como predictivos y, por último, se realiza el análisis de los resultados así como su validación. Esta aplicación muestra que los códigos desarrollados en esta tesis son aplicables eficientemente a problemas reales de determinación de radiación solar.

La aplicación de los modelos anteriores a la generación de energía eléctrica se expone y estudia el capítulo 5. Por un lado, se construye un modelo de planta fotovoltaica a partir de los modelos de la célula como los aportados por [Merten et al., 1998; Albo, 2000; Lorenzo, 2006; Enrique et al., 2007; Villalva et al., 2009; Tsai, 2010], incluyéndosele también el modelo del inversor [Jantsch et al., 1992; Perpiñán, 2008; Muñoz et al., 2011]. Por otro lado se modeliza una central solar termoeléctrica a base de captadores cilindro parabólicos [Dudley et al., 1994; Lippke, 1995] incluyendo las turbinas de vapor [Mavromatis y Kokossis, 1998b,a; Varbanov et al., 2004], así como el ciclo de vapor [Patnode, 2006; Rolim et al., 2009] y el generador síncrono. Así mismo se incluyen en este capítulo varios ejemplos realizados para plantas fotovoltaicas y solares termoeléctricas.

Finalmente, en el capítulo 6 se establecen las principales conclusiones y líneas futuras de la tesis.

Capítulo 2

Generación de mallas para orografías irregulares y albedo

2.1. Introducción

Una parte fundamental para solucionar el problema que nos ocupa es la definición estructurada y posterior representación de un terreno real con orografía irregular, tal como es el caso de las islas del Archipiélago Canario y, en particular, de la isla de Gran Canaria. Para satisfacer nuestros objetivos necesitaremos una malla bidimensional de triángulos que se ajuste a la topografía de una región rectangular con una precisión determinada. Dado que trabajamos con radiación solar, la malla deberá ajustarse también a los valores de albedo del terreno. El punto de partida para esta labor será la información digitalizada del terreno que incluirá las irregularidades existentes en él, así como las características del albedo.

Un aspecto importante a la hora de establecer el mallado es la adaptatividad del mismo. Debe existir una densidad de nodos mayor donde sea necesario para definir correctamente las características geométricas y de albedo del dominio de trabajo. Claramente, el mallado no debe ser igual para representar el mar que para definir una zona llena de cumbres y barrancos.

El proceso se inicia a partir de una distribución uniforme de nodos sobre la región a estudiar. Dichos nodos serán los vértices de los triángulos de la malla. Esta triangulación inicial puede realizarse a partir de un cierto número de refinamientos globales sobre una malla simple, o puede construirse mediante una triangulación de Delaunay sobre la distribución uniforme de nodos previamente establecida. Sobre esta malla rectangular se aplica un algoritmo de refinamiento y desrefinamiento, [Ferragut et al., 1994; Plaza et al., 1992, 1996] para definir la distribución de los nodos de la superficie del terreno. En primer lugar se construye una función que interpola las cotas obtenidas a partir de una digitalización de

la topografía de la zona rectangular estudiada. En segundo lugar realizamos una serie de refinamientos globales sobre la malla uniforme hasta conseguir una malla regular capaz de captar la variación topográfica del terreno. El máximo grado de discretización viene definido por el nivel de detalle de la digitalización. Posteriormente, se realizará un desrefinamiento sobre estos últimos niveles de malla utilizando como parámetros de desrefinamiento, de un lado el máximo error de cotas permitido entre la superficie real del terreno y la superficie definida mediante la interpolación a trozos obtenida con la malla bidimensional resultante, y de otro, el máximo error asumible en albedo. Los fundamentos de este proceso se resumen en la sección 2.3.

El procedimiento empleado para este mallado bidimensional es la base sobre la que se desarrolla el mallado tridimensional a base de tetraedros que se emplea en el análisis de procesos naturales tridimensionales como los ajustes y modelización de campos de viento [Winter et al., 1995; Montero et al., 1998; Rodríguez, 2004], propagación del fuego [Montenegro et al., 1997] o contaminación atmosférica [Winter et al., 2004].

2.2. Generación de mapas de albedo

Un valor característico necesario para el cómputo de la radiación reflejada incidente, es el valor de albedo del terreno. El albedo no es más que el coeficiente de reflexión que presenta una determinada porción de terreno a la radiación que le incide, lo que indica la proporción de radiación reflejada por dicho terreno. La generación de los mapas de albedo constituyen un preproceso en la generación de las mallas 2D adaptadas.

Partiremos del archivo topográfico, que es una lista en la que se expresan las coordenadas de un conjunto de puntos que describen la orografía de un terreno. Estos puntos o nodos normalmente se distribuyen en forma de cuadrícula equidistante en su proyección horizontal. El mapa de albedo se obtendrá asignando un valor de albedo a cada nodo del archivo topográfico. Así pues el archivo topográfico pasará de tener tres columnas con los valores (x, y, z) de las coordenadas de cada nodo, a tener cuatro columnas con los valores (x, y, z, a) , donde a será el valor del albedo para el nodo.

El proceso será el siguiente:

1. Obtener un mapa de ocupación que indique los usos del terreno por colores
2. Crear un archivo que vincule los colores del mapa de ocupación con los valores de albedo correspondientes
3. Ajustar el mapa de ocupación al de topografía existente

4. Leer los colores de la imagen en las coordenadas de cada nodo del archivo topográfico y, en función de ellos y del archivo de leyenda, asignarle un valor de albedo a cada nodo
5. Actualizar el archivo de la topografía original por otro idéntico pero con una cuarta columna extra que incluya el valor del albedo asignado a cada nodo

La determinación del albedo para cada nodo se hará según el uso del terreno. Esta información se puede obtener a través del Consejo Superior Geográfico, Infraestructura de Datos Espaciales de España. En la figura 2.1 se puede ver el mapa de usos del suelo para Gran Canaria extraído del sitio web proporcionado por el mencionado Consejo.

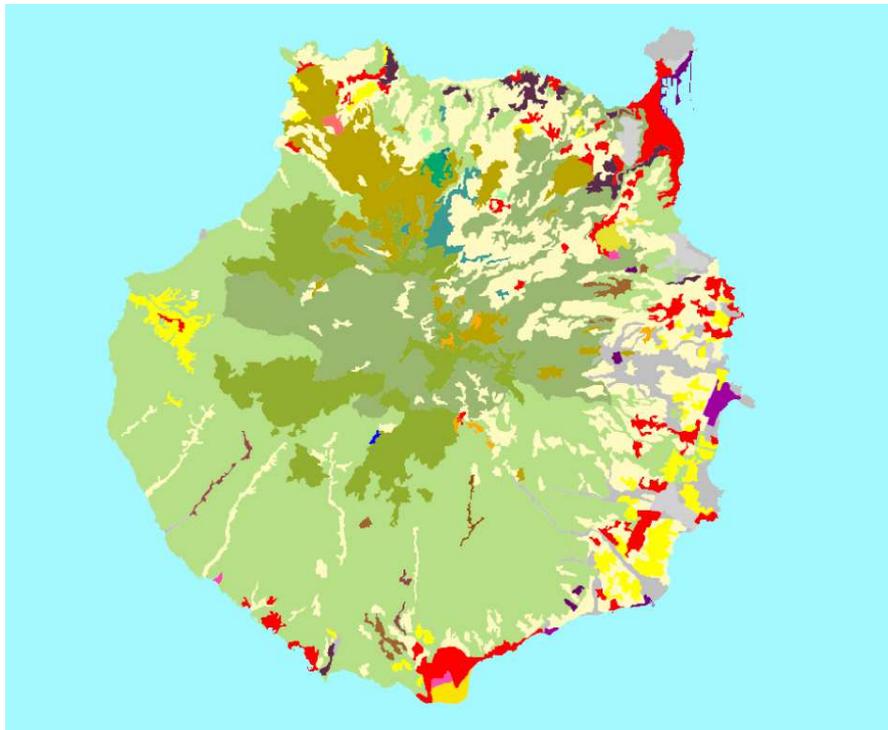


Figura 2.1: *Usos del suelo en Gran Canaria*

En la leyenda sobre los usos del suelo se puede observar que existen un total de 85 usos del suelo registrados. A su vez, cada uso del suelo está asociado a un valor de albedo medio que se muestra en las tablas siguientes:

Uso suelo	Albedo
Tejido urbano continuo	0, 28
Estructura urbana abierta	0, 15
Urbanizaciones exentas y/o ajardinadas	0, 23
Zonas Industriales	0, 23
Grandes superficies de equipamientos o servicios	0, 15
Autopista, autovías y terrenos asociados	0, 20
Complejos ferroviarios	0, 20
Zonas portuarias	0, 20
Aeropuertos	0, 20
Zonas de extracción minera	0, 20
Escombreras y vertederos	0, 23
Zonas en construcción	0, 15
Zonas verdes urbanas	0, 20
Campos de golf	0, 30
Resto de instalaciones deportivas	0, 25
Tierras de labor de secano	0, 20
Cultivos herbáceos en regadío	0, 25
Otras zonas de irrigación	0, 25
Arrozales	0, 22
Viñedos en secano	0, 25
Viñedos en regadío	0, 25
Frutales en secano	0, 10
Cítricos	0, 10
Frutales tropicales	0, 10
Otros frutales en regadío	0, 10
Olivares en secano	0, 10
Olivares en regadío	0, 10
Praderas	0, 25
Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes en secano	0, 20
Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes en regadío	0, 20
Mosaico de cultivos anuales con prados o praderas en secano	0, 25
Mosaico de cultivos anuales con prados o praderas en regadío	0, 25
Mosaico de cultivos permanentes en regadío	0, 25
Mosaico de cultivos anuales con cultivos permanentes en regadío	0, 25
Mosaico de cultivos mixtos en secano y regadío	0, 25
M. de cultivos agr.s en sec. con esp. sig. de veg. nat. y seminat.	0, 22
M. de cultivos agr. en reg. con esp. sig. de veg. nat. y seminat.	0, 22
M. de prados o praderas con esp.s sig. de veg. nat. y seminat.	0, 25
Pastizales, prados o praderas con arbolado adhesionado	0, 25
Cultivos agrícolas con arbolado adhesionado	0, 05
Perennifolias	0, 10
Caducifolias y marcescentes	0, 10

Tabla 2.1: Valores de albedo I

Uso suelo	Albedo
Otras frondosas de plantación	0,05
Mezcla de frondosas	0,05
Bosque de ribera	0,05
Laurisilva macaronésica	0,05
Bosques de coníferas con hojas aciculares	0,10
Bosques de coníferas con hoja de tipo cupresáceo	0,10
Bosque mixto	0,10
Pastizales supraforestales templado-oceánico, pirenaico y orocantábrico	0,20
Pastizales supraforestales mediterráneas	0,10
Otros pastizales templado oceánicos	0,10
Otros pastizales mediterráneos	0,10
Landas y matorrales en climas húmedos. Vegetación mesófila	0,100
Fayal-brezal macaronésico	0,10
Grandes formaciones de matorral denso o medianamente denso	0,10
Matorrales subarborescentes muy poco densos	0,15
Matorrales xerófilos macaronésicos	0,15
Matorral boscoso de frondosas	0,15
Matorral boscoso de coníferas	0,15
Matorral de bosque mixto	0,15
Playa y dunas	0,45
Ramblas con poca o sin vegetación	0,30
Rocas desnudas con fuerte pendiente	0,25
Afloramiento rocoso y canchales	0,20
Coladas lávicas cuaternarias	0,30
Xeroestepa subdesértica	0,30
Cárcavas y/o zonas en proceso de erosión	0,30
Espacios orófilos altitudinales con vegetación escasa	0,30
Zonas quemadas	0,25
Glaciares y nieves permanentes	0,60
Humedales y zonas pantanosas	0,05
Turberas	0,05
Marismas	0,05
Salinas	0,70
Zonas llanas intermareales	0,20
Ríos y cauces naturales	0,20
Canales artificiales	0,20
Lagos y lagunas	0,20
Embalses	0,20
Lagunas costeras	0,10
Estuarios	0,05
Mares y océanos	0,20

Tabla 2.2: *Valores de albedo II*

Se ha realizado una utilidad mediante la cual, en virtud del color RGB de cada nodo, se añade al archivo topográfico existente, una cuarta columna con el valor del albedo de dicho nodo. Los pasos seguidos son:

1. Cargar imagen del mapa de ocupación del suelo, el archivo de correlación de colores y albedo, y el archivo de la topografía
2. Superponer el mapa topográfico con el de usos
3. Asignar un color a cada coordenada de la topografía
4. Asignar a cada coordenada un valor de albedo acorde con el color que tenga teniendo en cuenta el archivo de correlación color-albedo. La asignación se hará en función del color más cercano en el espectro RGB. Si no se encuentra ningún color cercano se le asigna el valor de albedo del pixel más cercano.
5. Se genera el archivo definitivo con las cuatro coordenadas, (x, y, z, a)

Como se ha dicho, en caso de que no se encuentre un color lo suficientemente cercano al del nodo, éste se queda marcado, para posteriormente corregirlo. En la imagen 2.2(a) se puede ver ampliado el resultado de esta operación. Los puntos fronterizos entre zonas de distintos albedos tienen colores difuminados que la leyenda puede no reconocer. Estos puntos se marcan y son corregidos a continuación asignándole el valor de albedo del nodo más cercano no marcado. Para ello se busca en las ocho direcciones posibles alrededor del nodo marcado (cada 45°), buscando la distancia mínima hasta un nodo no marcado. La figura 2.2(b) representa dicha asignación.

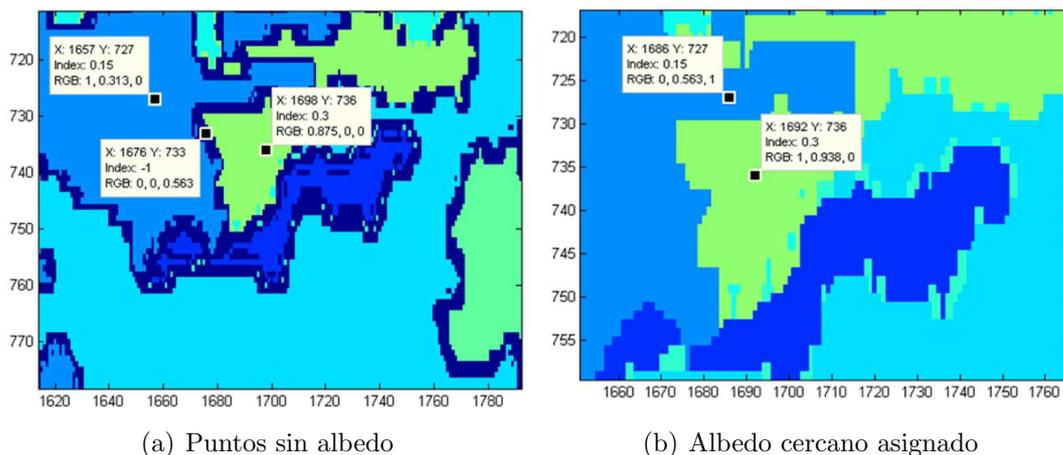


Figura 2.2: *Asignación de albedo*

Por último se suaviza la transición entre zonas de distintos valores de albedo mediante un filtro que asigna a cada nodo la media del valor de albedo de los 9 de su alrededor. El resultado final es el mapa de albedo que se observa en la figura

2.3. En este caso se tiene un mínimo de 0,05 para zonas de laurisilva macaronésica, y un máximo de 0,45 para zonas de playa y dunas.

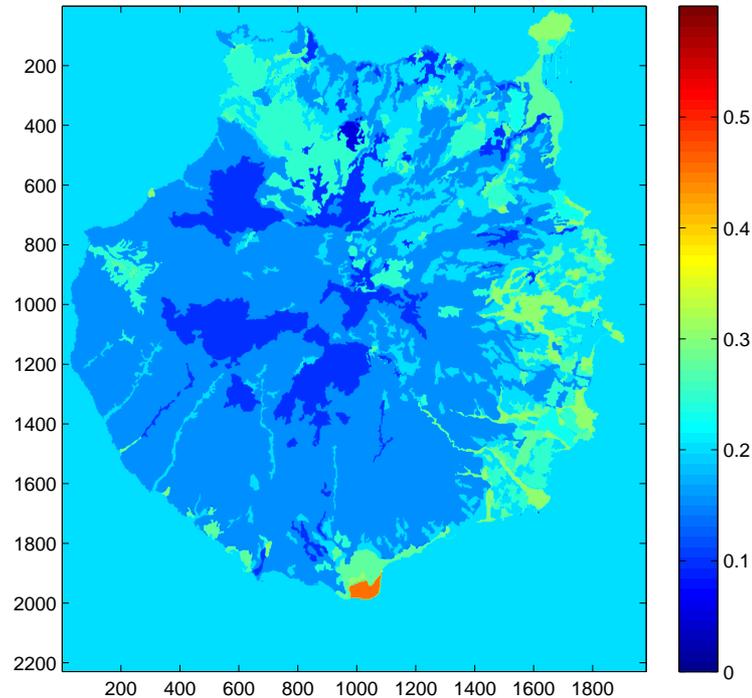


Figura 2.3: Mapa de albedo de Gran Canaria

2.3. Refinamiento y desrefinamiento en mallas bidimensionales

El proceso de generación de la malla comienza con la determinación de los nodos situados sobre la superficie del terreno. Su distribución debe estar adaptada a las características orográficas y de albedo con la finalidad de minimizar el número total de nodos necesario. El procedimiento construye inicialmente una secuencia de mallas encajadas $\Gamma = \{\tau_1 < \tau_2 < \dots < \tau_m\}$ a partir de una triangulación regular τ_1 de la zona rectangular de estudio (ver figura 2.4), tal que el nivel τ_j se obtiene mediante un refinamiento global del nivel anterior τ_{j-1} aplicando el algoritmo 4-T de Rivara [Rivara, 1987]. Todos los triángulos del nivel τ_{j-1} se dividen en cuatro subtriángulos mediante la introducción de un nuevo nodo en los centros de sus lados y uniendo el nodo introducido en el lado mayor con el vértice opuesto y los otros dos nuevos nodos, tal y como se observa en la figura 2.5. Por tanto, en el nivel

de malla τ_j aparecen nuevos nodos, lados y elementos que reciben el nombre de propios del nivel j . El número de niveles m de la secuencia está determinado por el grado de discretización de la digitalización del terreno, es decir, el diámetro de la triangulación τ_m debe ser del orden del paso espacial de la digitalización. De esta forma aseguramos que esta malla regular es capaz de captar toda la información orográfica mediante una interpolación de las cotas reales en los nodos de la malla.

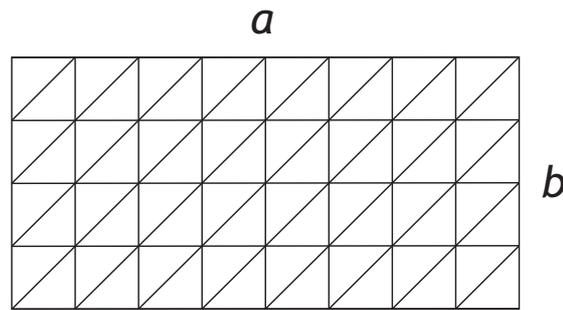


Figura 2.4: Malla uniforme inicial

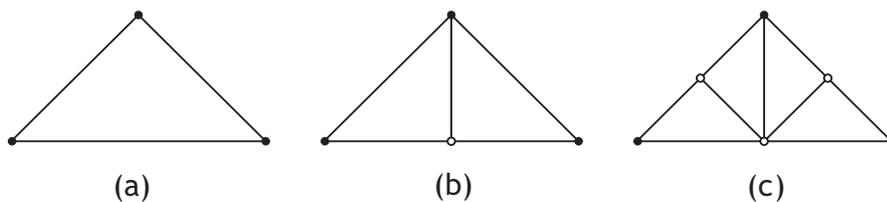


Figura 2.5: Algoritmo 4-T de Rivara

El proceso de refinamiento sobre un triángulo particular del dominio mediante el algoritmo de Rivara, puede seguirse gráficamente en las figuras 2.6 y 2.7. Supongamos que queremos refinar los triángulos 4 y 6 de la figura 2.6 a). Al aplicar el algoritmo 4-T de Rivara a dichos triángulos se obtiene la figura 2.6 b). Sin embargo, en esta gráfica se observan problemas de conformidad ya que aparecen triángulos con nodos en puntos que no son vértices del mismo. Esto se soluciona uniéndolos convenientemente aquellos nuevos nodos con otros de forma que, tal y como se puede observar en la figura 2.7, al final quedan afectados por el proceso de refinamiento no sólo los triángulos objetivo, 4 y 6, sino también los 3, 5, 7 y 8.

Los problemas de conformidad que se pueden tener y su solución se presentan en la figura 2.8. Como vemos, se presentan tres filas en dicha gráfica, la primera con los casos posibles cuando hay un sólo nodo nuevo, la segunda con dos, y la tercera con tres nodos nuevos. Comenzando con la primera fila, si el nodo nuevo está en el lado mayor como en el caso (1), se unirá con el vértice opuesto. Si el nodo nuevo, como en el caso (2), se encuentra en otro cualquiera de los lados, se

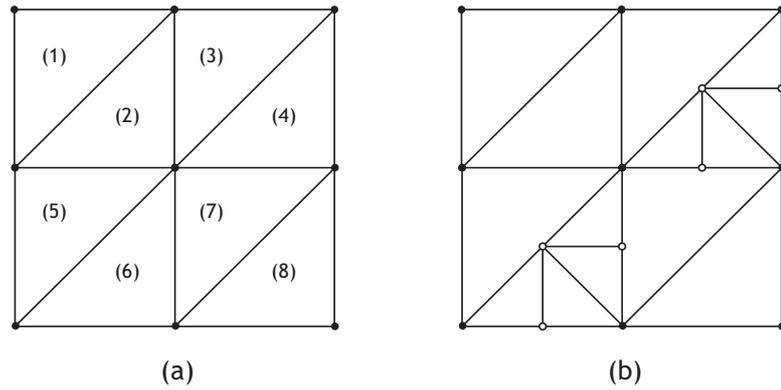


Figura 2.6: *Proceso de refinamiento*

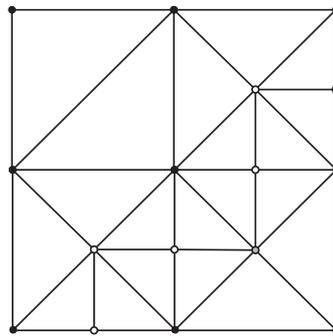


Figura 2.7: *Refinamiento final*

unirá con un nuevo nodo (en gris) colocado en el centro del lado mayor, y éste a su vez se unirá con el vértice opuesto.

En la segunda fila se presentan los casos de dos nodos nuevos (representados con fondo blanco). En el caso (3) se tiene un nodo nuevo en el lado mayor y el otro en uno de los restantes. Como se ve, el nodo del lado mayor se une con el vértice opuesto y con el otro nodo nuevo. El caso (4) presenta los nodos nuevos en los lados menores, lo que obliga a la creación de un nuevo nodo (en gris), en el lado mayor, el cual se une a los dos nodos anteriores y al vértice opuesto. Por último, el caso (5) es similar al (4) ya que, con tres nodos nuevos, la solución es unir los de los lados menores con el del lado mayor, y éste con el vértice opuesto.

Partiendo del punto en el que tenemos nuestro dominio refinado, definimos ahora una nueva secuencia $\Gamma' = \{\tau_1 < \tau'_2 < \dots < \tau'_{m'}\}$, $m' \leq m$, aplicando el algoritmo de desrefinamiento, [Ferragut et al., 1994] y [Plaza et al., 1992, 1996]. En este paso se introducen dos parámetros de desrefinamiento, ε_h y ε_a , que determinan la precisión con que se desea aproximar la topografía y el albedo del terreno respectivamente. La diferencia en valor absoluto de las cotas resultantes en cualquier punto de la malla $\tau'_{m'}$ y su correspondiente cota real será menor que ε_h . De igual manera, se establece una condición similar para el albedo mediante

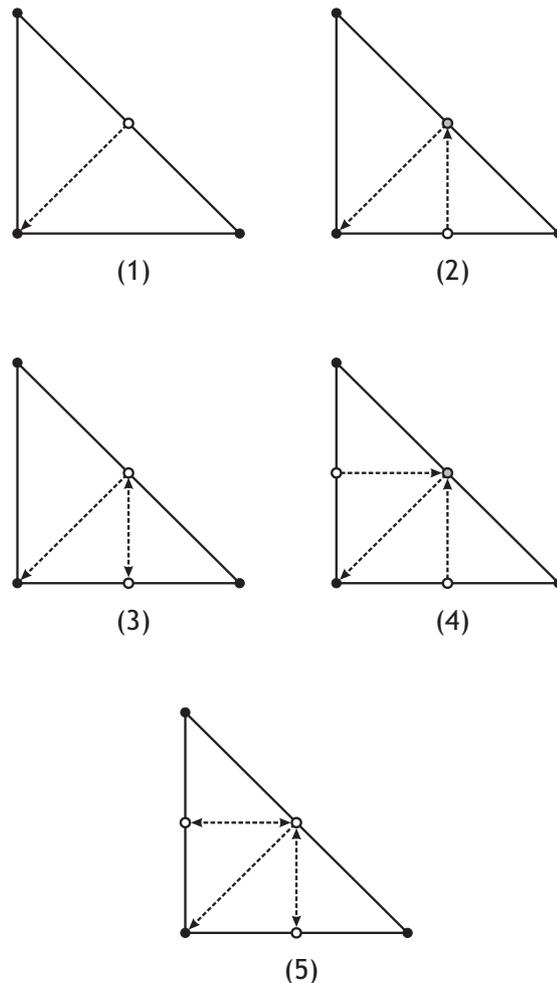


Figura 2.8: *Problemas de conformidad*

ε_a . Asimismo, el algoritmo de desrefinamiento (véase el algoritmo 2.1) utiliza toda la información de la genealogía de elementos y lados definida en la secuencia.

La condición de desrefinamiento considera los requerimientos tanto de altura como de albedo. Por una parte se analiza la diferencia absoluta entre la cota del nodo estudiado (generalmente obtenida mediante interpolación a partir del mapa digital), y el valor interpolado de las cotas correspondientes a los dos nodos extremos de su lado entorno, es decir, el lado en que ese nodo fue introducido en su punto medio durante el proceso de refinamiento. Por otra parte se realizará el mismo proceso para el albedo. Si la primera diferencia, relacionada con la cota, es más pequeña que ε_h y la segunda diferencia, relacionada con el albedo, es simultáneamente menor que ε_a , entonces el nodo podría ser eliminado, aunque en algunos casos deberá permanecer por razones de conformidad. Todo el proceso de refinamiento global y desrefinamiento en la obtención de las mallas está implementado en software desarrollado en el Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería (SIANI) de la Universidad de Las Palmas

Algoritmo 2.1 Algoritmo de desrefinamiento.

ENTRADA: Secuencia $\Gamma = \{\tau_1 < \tau_2 < \dots < \tau_m\}$.

Para $j = m$ hasta 2 **Hacer** {Bucle en niveles de Γ }

Para cada nodo propio de τ_j se evalúa la condición de desrefinamiento y se marcan nodos y lados que podrían ser eliminados mediante los vectores de desrefinamiento.

Se asegura la conformidad del nuevo nivel de malla j minimizando la zona desrefinada.

Si algún nodo propio de τ_j permanece **Entonces**

Se definen nuevas conexiones nodales para el nuevo nivel j : τ_j^j .

Se modifican los vectores de genealogía de τ_j^j y de τ_{j-1} .

Si No

El nivel actual j es eliminado de los vectores de estructura.

Se modifican los vectores de genealogía de τ_{j-1} .

Fin Si

Los cambios en la malla se heredan a las mallas siguientes.

Se comprimen los vectores de estructura.

Se obtiene una nueva secuencia de mallas encajadas Γ^j . Esta secuencia es la entrada en la siguiente iteración del bucle. $\Gamma^j = \{\tau_1 < \tau_2 < \dots < \tau_{j-1} < \tau_j^j < \dots < \tau_{m_j}^j\}$.

Fin Para

SALIDA: Secuencia desrefinada $\Gamma' = \Gamma^2 = \{\tau_1 < \tau_2' < \dots < \tau_{m'}'\}$.

de Gran Canaria, tal como el código NEPTUNO.

Este procedimiento puede aplicarse a cualquier región del planeta del que se disponga de una topografía digitalizada.

2.4. Mallado de la isla de Gran Canaria

La isla de Gran Canaria presenta, como casi todas las del Archipiélago Canario, un terreno complejo orográficamente caracterizado por una variabilidad en altitud tal que, con apenas 47 km de diámetro y un área de 1560 km², alcanza una altitud de 1949 m en el *Pozo de Las Nieves*, aproximadamente en el centro de la isla. Esta geografía provoca una configuración radial de abruptos barrancos que debe ser adecuadamente caracterizada por el mallado para conocer la inclinación y orientación en cada punto de la isla lo que nos permitirá calcular adecuadamente la radiación y la influencia de las posibles sombras en cada instante. En la figura 2.9 se representa el relieve y las elevaciones de la isla de Gran Canaria, a partir de un modelo digital de elevaciones constituido por una malla uniforme con nodos formando cuadrados de 25 m de lado.

El relieve observado en la figura 2.9, se puede representar fielmente mediante un mallado adaptado a la altura tal y como se presenta en la figura 2.10. Recordemos

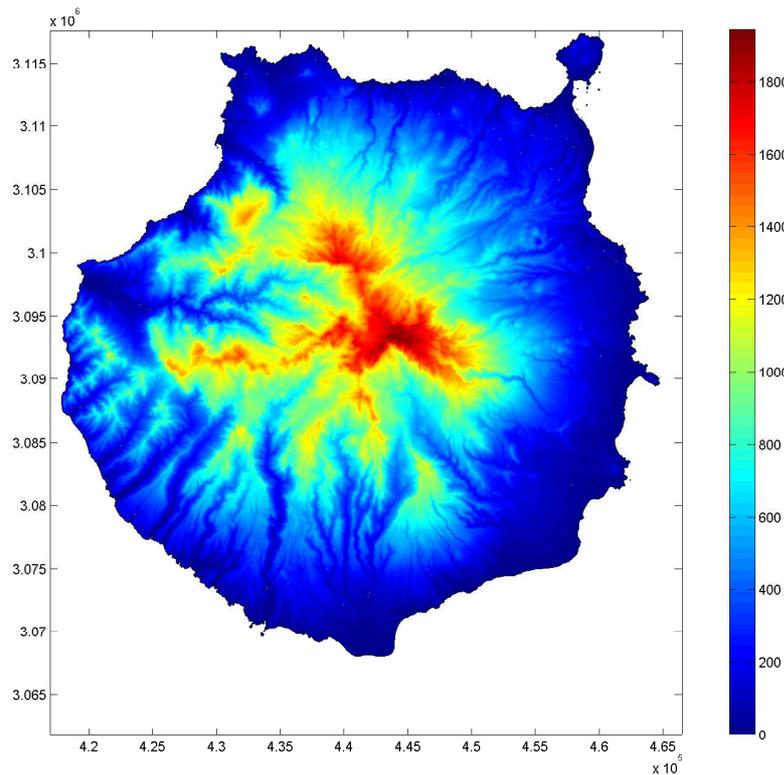


Figura 2.9: *Altimetría de la isla de Gran Canaria*

que si bien el mallado es 2D dado que está formado por triángulos y no por tetraedros, en él se representa la altimetría del terreno ya que cada nodo posee tres componentes (x, y, z) como en el caso de esta figura, o bien de cuatro, (x, y, z, a) , si se incluye el valor de la reflectividad del terreno, es decir, el albedo.

Modificando los parámetros ε_h y ε_a , obtendremos diferentes mallas adaptadas a la topografía y al albedo con precisiones distintas según dichos parámetros. Cuanto más pequeños sean éstos, más tupida será la malla y, por tanto, más fidedigna frente a topografía y albedo, si bien también conllevará una mayor carga computacional a la hora de calcular la radiación y, especialmente, las sombras. Podemos sacrificar precisión en aras de lograr una menor carga computacional, aunque se deberá siempre tener en cuenta el objetivo final del mallado de manera que, en definitiva, busquemos un compromiso entre la densidad y precisión de la malla y la búsqueda de una carga computacional asumible.

En la figura 2.11(a) se puede observar un mallado grosero de la isla de Gran Canaria adaptado al albedo y a la topografía, obtenido con un $\varepsilon_h = 240$ y un $\varepsilon_a = 0,10$. De esta manera se han necesitado 2164 nodos y 4247 triángulos para representar la isla. La figura 2.11(b) representa una malla fina con 9276 nodos y 18462 triángulos fruto de aplicar los parámetros $\varepsilon_h = 100$ y $\varepsilon_a = 0,07$ al proceso de mallado. En la figura 2.11(c) se dispone un mallado regular de la isla construido sin aplicar ningún parámetro de refinamiento/desrefinamiento, esto es,

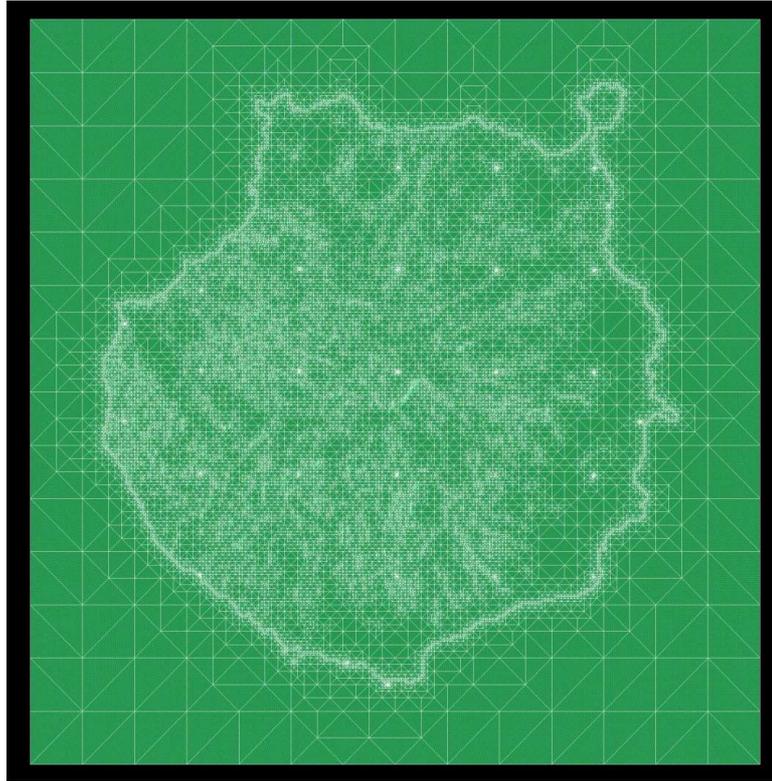


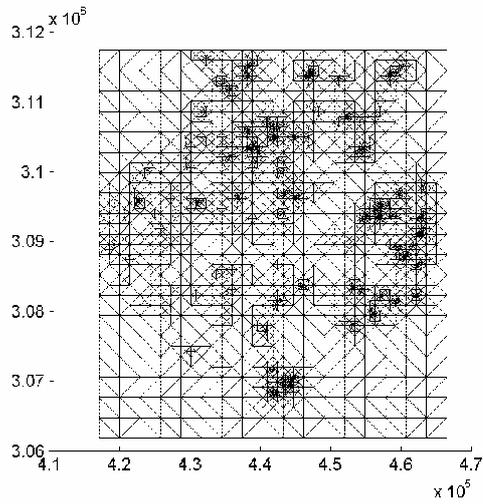
Figura 2.10: *Malla adaptada a la orografía para Gran Canaria*

simplemente siguiendo el refinado global inicial. El resultado es una malla de 5913 nodos y 11520 triángulos. Por último, en 2.11(d) se puede observar el mallado medio obtenido con $\varepsilon_h = 130$ y $\varepsilon_a = 0,08$ que se traduce en una malla de 5866 nodos y 11683 triángulos.

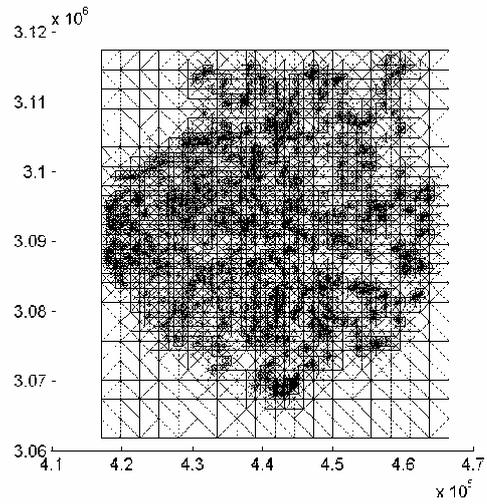
Estrategia	Ref/Des		Mallado	
	ε_h	ε_a	Nodos	Triángulos
Malla regular	-	-	5913	11520
Malla grosera	240	0,10	2164	4247
Malla media	130	0,08	5866	11683
Malla fina	100	0,07	9276	18462

Tabla 2.3: *Estrategias de mallado*

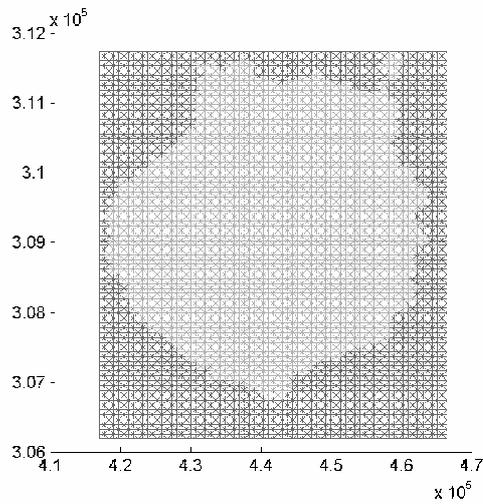
El resultado para la isla, considerando el mallado adaptado tanto a la elevación como al albedo, según los parámetros $\varepsilon_h = 130$ y $\varepsilon_a = 0,08$, se representa en las figuras 2.12 y 2.13. En este último caso, la relación de escala entre los ejes del plano horizontal y las elevaciones, z será $[1 \ 1 \ 0,2]$.



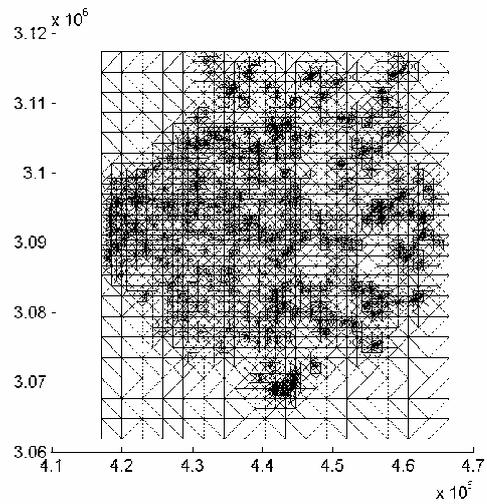
(a) Malla grosera



(b) Malla fina



(c) Malla uniforme



(d) Malla media

Figura 2.11: Malla grosera(a), fina(b), uniforme(c) y media(d) para Gran Canaria

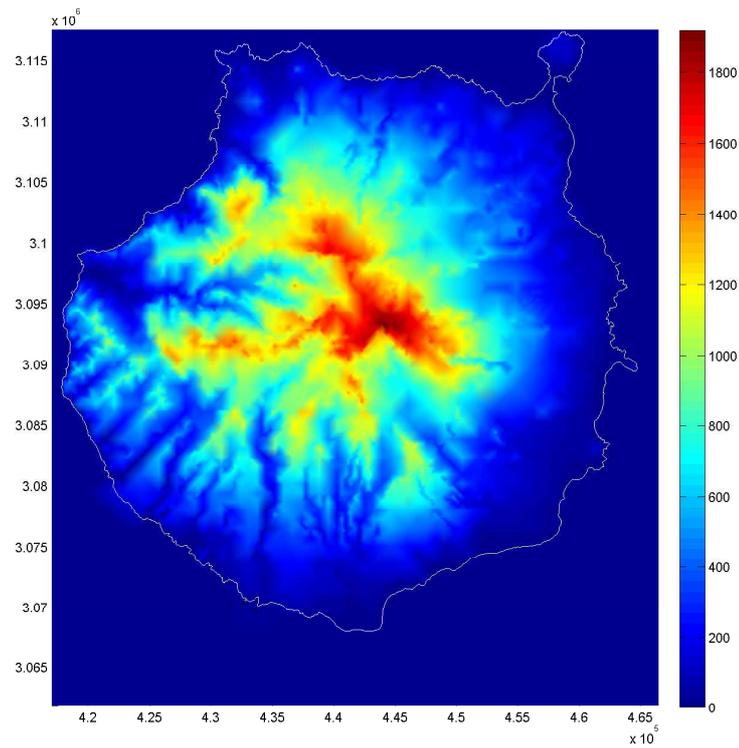


Figura 2.12: Topografía de Gran Canaria interpolada en la malla

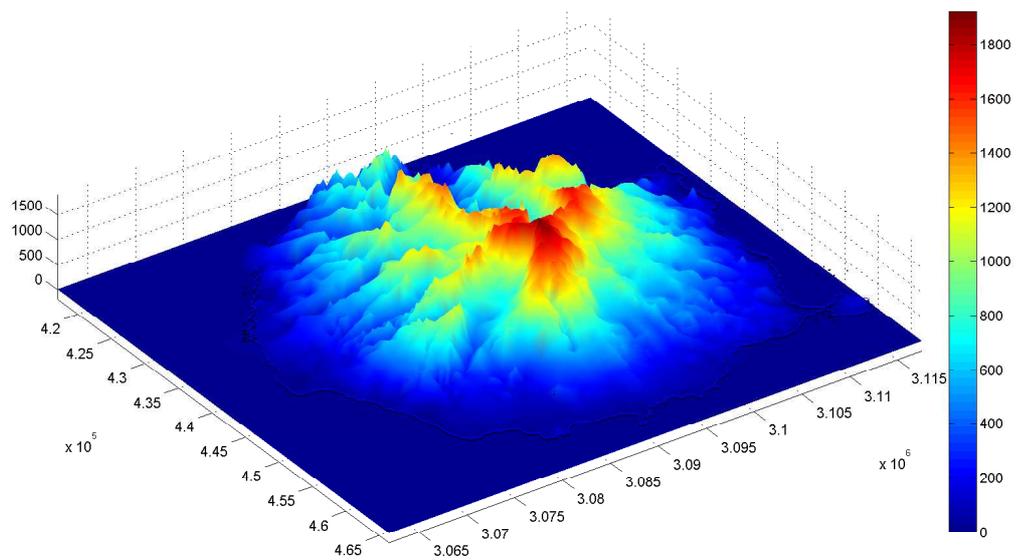


Figura 2.13: Vista 3-D para la malla de Gran Canaria

Capítulo 3

Modelo de radiación solar

3.1. Introducción

La tendencia actual hacia una situación mundial energéticamente insostenible ha sido denunciada en diversos estudios como el realizado sobre *Perspectivas de la energía en el mundo* [International Energy Agency, 2011] por la Agencia Internacional de la Energía¹. En su prospectiva de 2011, la AIE estima que la proporción de los combustibles fósiles en el mercado global de la energía primaria disminuirá del 81 % registrado en 2010 a un 75 % en 2035. Según se puede observar en la figura 3.1, el gas natural será la única fuente primaria de origen fósil que aumente su presencia en la combinación energética mundial en el periodo que va hasta 2035. Por otro lado, en el sector eléctrico las tecnologías basadas en energías renovables, encabezadas por la energía hidroeléctrica y la eólica, representarán la mitad de la nueva capacidad que se instale para responder a la creciente demanda (ver figura 3.2).

Como se observa, el peso de las renovables será cada vez más importante dentro del conjunto de las diferentes energías primarias a emplear. De ellas, la energía solar en sus diferentes variantes es, en la actualidad, una de las opciones más sólidas para complementar y posiblemente sustituir a las fuentes primarias convencionales de energía. En cualquier caso, su aportación en el futuro parece que será cada vez mayor.

Hay multitud de aspectos que condicionan el desarrollo presente y futuro de las diferentes opciones energéticas. De un lado tendremos criterios económicos que deben incluir, necesariamente, algunos aspectos medioambientales y de protección de la vida en cuanto éstos provocan costes a tener en cuenta como puede ser la gestión de residuos en centrales nucleares. La competitividad en costes de las renovables usadas para generación eléctrica es variable. Biomasa, geotérmica y eólica

¹IEA por sus siglas en Inglés

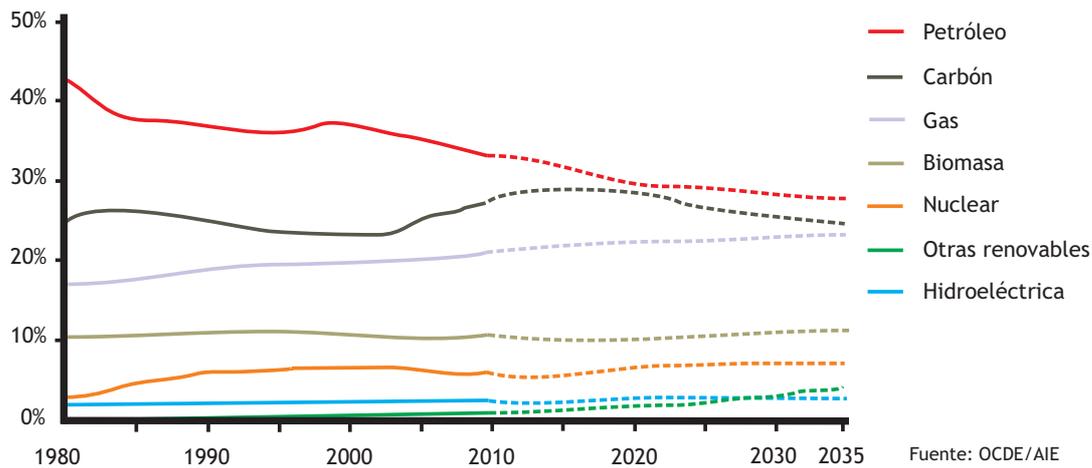


Figura 3.1: Proporción de fuentes primarias en la demanda energética mundial

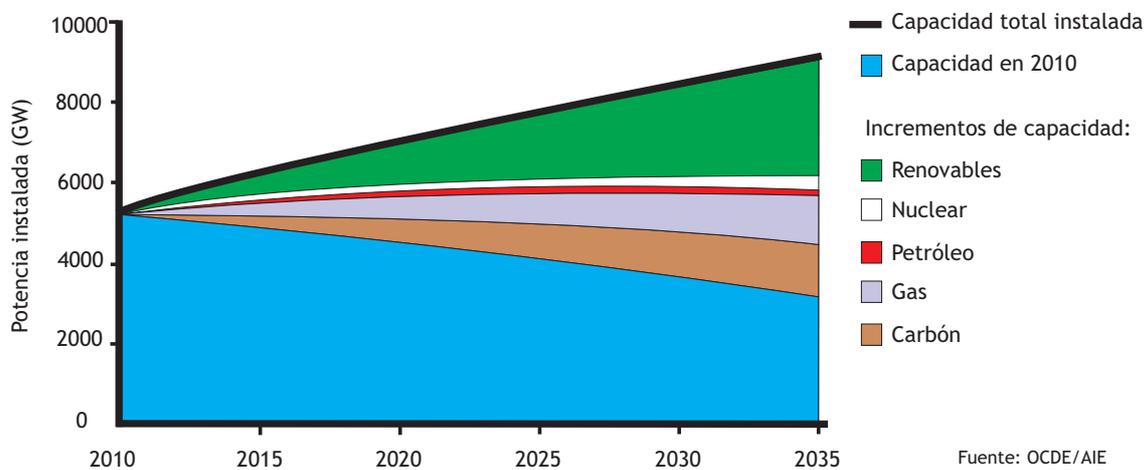


Figura 3.2: Potencia instalada para generación

están próximas a ser competitivas con las fuentes convencionales. En cuanto a la solar, aún necesita el apoyo en su comercialización, si bien la disminución de costes debida a la investigación y desarrollo, así como a la competencia entre productores, está impulsando fuertemente esta fuente energética. Así, el coste del panel solar fotovoltaico instalado se redujo un 42 % desde 2009 debido a la competencia entre fabricantes y a la incorporación de China al mercado. La industria solar fotovoltaica espera ser competitiva, al menos en su lucha con el gas como fuente para cubrir picos de demanda, a partir de 2015 [Haug, 2011].

En lo que a aspectos ambientales se refiere, la AIE [International Energy Agency, 2010] estima despreciables las emisiones de NO_x y SO_2 asociadas a la fotovoltaica, y mínimas para la solar termoeléctrica frente a las tecnologías convencionales. En cuanto a las emisiones de CO_2 , las tecnologías solares son las que tienen asociada una tasa más baja, exceptuando a la nuclear, eólica e hidroeléctrica

[International Energy Agency, 2010; Commission of the European Communities, 2008].

Todos los factores anteriormente citados se traducen en un claro interés sobre la energía solar y, por ende, sobre la radiación solar. El conocimiento sobre este último parámetro es relevante no sólo en Ingeniería Eléctrica y Energética, sino también en Meteorología, Ingeniería Forestal, Agronomía, Geografía, Medicina, etc., ya que afecta a multitud de procesos físicos, químicos y biológicos sobre nuestro planeta. Es por ello que la investigación en radiación solar es de gran importancia. Parte de esta investigación consiste en el desarrollo de modelos numéricos de radiación solar. En estos modelos se tiene muy en cuenta la interacción entre la radiación y la superficie y atmósfera terrestre, es decir, se considera [Šúri y Hofierka, 2004, 2002]:

1. La geometría terrestre (declinación, latitud, hora solar)
2. Las características del terreno (elevación, albedo, inclinación y orientación de las superficies colectoras, sombras)
3. La atenuación atmosférica (dispersión, absorción) ocasionada por:
 - a) Gases (moléculas de aire, ozono, CO_2 y O_2)
 - b) Partículas sólidas y líquidas (aerosoles, agua no condensada)
 - c) Nubes (agua condensada)

El modelo numérico deberá dar como salida los valores de radiación a *cielo real* (*real sky*) siempre que se consideren todos los tipos de atenuación atmosférica pero, si se omite la influencia de la atenuación ocasionada por las nubes, entonces los valores obtenidos serán a *cielo limpio* (*clear sky*).

Como hemos comentado, se dispone principalmente de dos grupos de modelos espaciales para radiación solar, los basados en datos obtenidos a partir de observaciones de satélite [Cogliani y Ricchiazzi, 2008; Janjai, 2008], y los basados en consideraciones geométricas, físicas, atmosféricas y astrofísicas [Šúri y Hofierka, 2004, 2002; Aguiar et al., 2000].

Por otra parte, resulta obvia la necesidad de tener en cuenta el efecto de sombras que unas superficies pueden ocasionar sobre otras. Esta influencia generalmente requiere un coste computacional muy elevado para terrenos de orografías complejas. Niewianda y Heidt [Niewianda y Heidt, 1996] propusieron usar un coeficiente geométrico de sombreado función de la hora y la fecha así como de la localización, que resulta muy útil para la evaluación de sombras sobre edificios. Zakšek et al. [Zakšek et al., 2005], optan por un modelo basado en la definición del ángulo de incidencia empleando un mallado regular para sus cálculos. Frente a esta posibilidad, en este trabajo se ha optado por aplicar una discretización adaptativa con lo que se disminuye el coste computacional. Además, como se verá más adelante, se ha ideado una metodología de determinación de sombras con varios

filtrados previos para encontrar los elementos del dominio susceptibles de provocar o recibir sombras, lo que incrementa la reducción en coste computacional.

Partiendo de los trabajos de Šúri y Hofierka [Šúri y Hofierka, 2004, 2002] sobre modelos de radiación solar basados en Sistemas de Información Geográfica (GIS por sus siglas en inglés), se plantea en esta tesis la elaboración de un modelo para calcular el valor de la irradiación solar en cualquier punto del terreno que forme parte del dominio objeto de análisis [Montero et al., 2009; Díaz et al., 2010a,b], así como las irradiancias para cualquier posición territorial y para cualquier instante de tiempo de un año genérico [Díaz et al., 2012a,b]. En contraste con los métodos propuestos por algunos de los autores anteriormente citados, en este trabajo se empleará una malla que represente una superficie sólida que es capaz de proyectar sombras con lo que la densidad de puntos de mallado no es tan exigente. La triangulación adaptativa del terreno permite obtener la distribución de sombras en una región con una precisión razonable y con un bajo coste computacional. Las técnicas de refinamiento/desrefinamiento de mallas que se utilizan han sido ampliamente empleadas en otros problemas científicos como se atestigua en numerosos trabajos [Winter et al., 1995; Ferragut et al., 1994; Montero et al., 2005, 2004]. Las estrategias de refinamiento explicadas en el capítulo anterior permiten aumentar la resolución de la malla mediante la subdivisión de un triángulo (*padre*) en varios subtriángulos (*hijos*). Combinando éstas con el proceso inverso de eliminación de triángulos, denominado *desrefinamiento*, podremos conseguir una buena adaptación a las complejidades orográficas del terreno al refinar sobre la zonas complicadas y desrefinar en las simples. Los procedimientos implementados en esta tesis son, como se dijo en el Capítulo 2, el algoritmo de refinamiento 4-T de Rivara [Rivara, 1987], y el de desrefinamiento [Plaza et al., 1996] desarrollado por Ferragut et al. [Ferragut et al., 1994].

3.2. Aspectos básicos sobre radiación solar y astronomía

3.2.1. Principios sobre radiación solar

El Sol, la estrella más cercana a nuestro planeta, es el centro del sistema solar. La temperatura en su núcleo se calcula que debe estar alrededor de los 15 millones de grados K. Este astro libera cantidades enormes de energía producida gracias al proceso de fusión nuclear entre átomos de Hidrógeno y Helio en su interior. Dicha energía se transmite por radiación y convección hasta la superficie solar y luego es liberada al espacio en dos formas emisivas: materia (protones y electrones) a una velocidad de 500 km/s, y radiación electromagnética. La primera forma (partículas) afecta muy poco a la superficie terrestre debido al efecto de pantalla que lleva a cabo el campo magnético terrestre. La segunda forma cubre todo el espectro en frecuencia desde la onda corta hasta la onda larga y es aproximadamente equivalente a la radiación de un cuerpo negro. El flujo radiante (R_s)

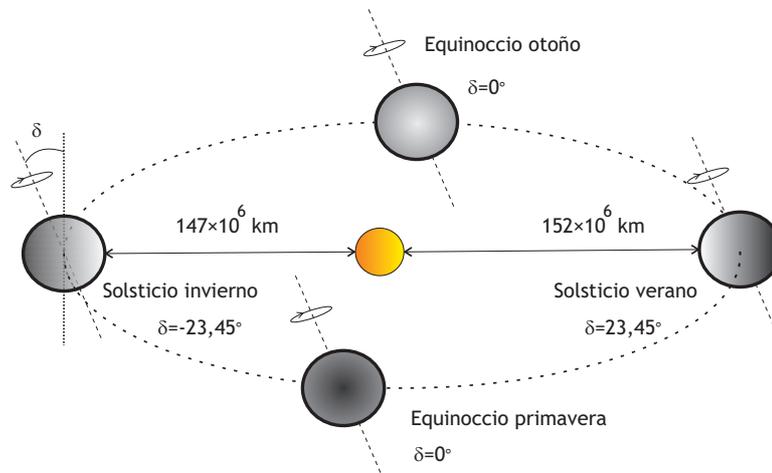


Figura 3.3: Órbita terrestre alrededor del Sol

es aproximadamente de $63,5 \cdot 10^6 \text{ W/m}^2$ [Kaltschmitt y Wiese, 2007] por lo que, de acuerdo con la ecuación (3.1), la densidad de flujo radiante en el exterior de la atmósfera terrestre es de alrededor de 1367 W/m^2 , valor considerado también por otros autores [Page, 1986; Lorenzo, 2006] y que se obtiene tomando para el diámetro solar hasta la fotosfera, un valor de $d_s = 1,39 \cdot 10^9 \text{ m}$, y una distancia media entre el Sol y la Tierra de $L_{ST} = 1,5 \cdot 10^{11} \text{ m}$.

$$I_0 = \frac{R_s \pi d_s^2}{\pi (2L_{ST})^2} \quad (3.1)$$

Este valor recibe el nombre de *constante solar*. Como la distancia entre el Sol y la Tierra varía a lo largo del año (ver figura 3.3), la densidad de flujo radiante también lo hará, dándose un máximo durante el perihelio (fecha cercana al solsticio de invierno²) y un mínimo en el afelio (fecha cercana al solsticio de verano).

La radiación solar se define en la norma UNE-EN ISO9488 como la radiación emitida por el Sol [UNE-EN, 2001]. Una parte de dicha energía llega a nuestro planeta en forma radiante, donde se encuentra con la atmósfera terrestre, la cual resulta bastante impermeable a dicha radiación. El paso a la superficie terrestre se realiza mediante dos ventanas a lo largo del espectro total (ver figura 3.4). La ventana II, relativa a radiaciones de baja frecuencia, resulta irrelevante para el uso tecnológico de la energía solar debido a razones energéticas. La parte más importante de la ventana I cubre el rango de la luz visible entre 0,38 y 0,78 μm . Al

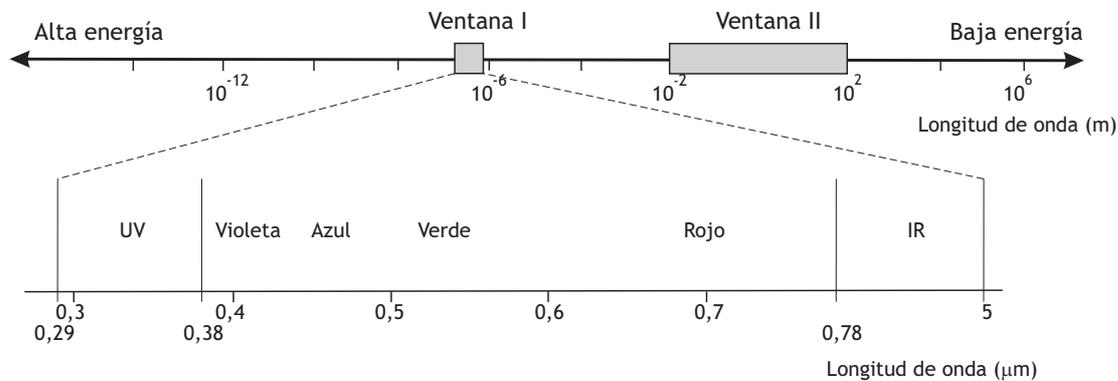


Figura 3.4: *Filtrado atmosférico de la radiación solar*

atravesar la atmósfera, el espectro de la radiación solar³ se ve modificado debido a los fenómenos de absorción y dispersión (atenuación atmosférica) previamente nombrados. En la figura 3.5 se puede observar este fenómeno⁴.

La radiación solar que alcanza una superficie puede ser de alguno de los tres tipos siguientes (ver figura 3.6):

- Radiación directa: Radiación solar incidente sobre un plano dado proveniente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar.
- Radiación difusa: Radiación solar dispersada en la atmósfera⁵.
- Radiación reflejada: Radiación solar reflejada por el suelo y otras superficies. También conocida como *de albedo*.

²Tomando como referencia un punto situado en el hemisferio norte

³Espectro AM0

⁴El espectro obtenido se denomina AM1.5

⁵En tecnología solar, se conoce ésta como la diferencia entre la hemisférica y la directa, es decir, que incluye la radiación reflejada dada su pequeña influencia numérica sobre el total

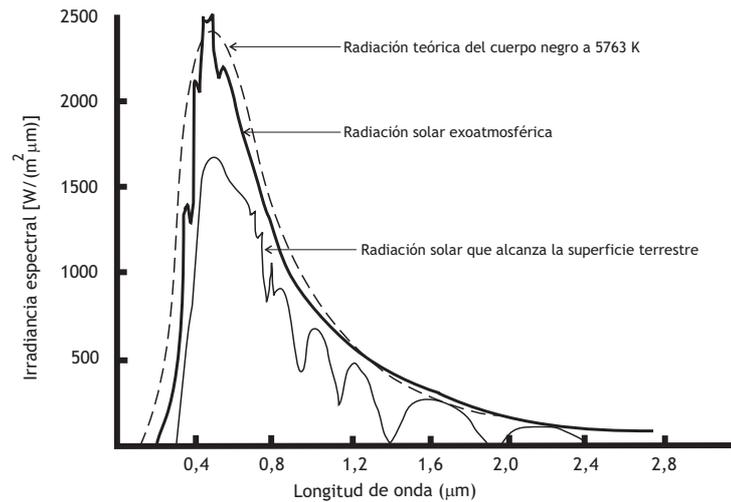


Figura 3.5: *Irradiancia espectral*

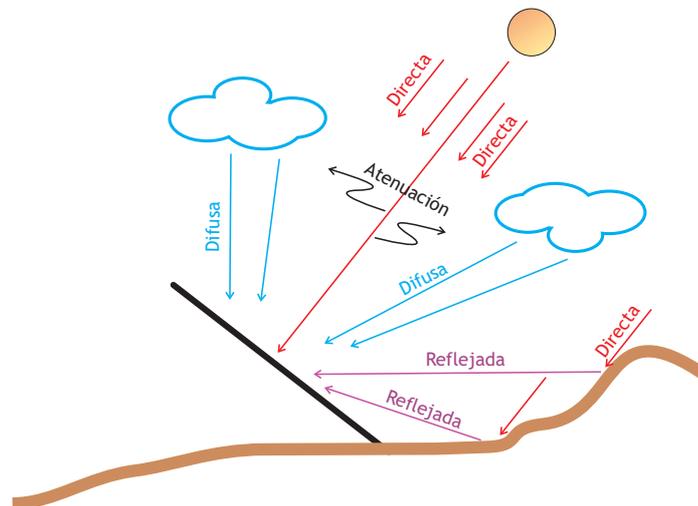


Figura 3.6: *Componentes de la radiación*

La suma de todas éstas da la radiación global, que es la radiación solar hemisférica recibida sobre una superficie horizontal. Al referirnos a la radiación solar, lo haremos de esta manera (radiación) cuando nos refiramos de forma genérica a la energía recibida del Sol, pero lo podemos hacer de forma más específica empleando los términos *irradiancia* e *irradiación*. La irradiancia será la potencia radiante incidente por unidad de superficie (W/m^2) sobre un plano dado. Por su parte, la irradiación será la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por la integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Sus unidades serán J/m^2 y, más comúnmente, $\text{W} \cdot \text{h}/\text{m}^2$.

3.2.2. Principios sobre astronomía y tiempo

De todos es sabido que la Tierra tiene diversos movimientos de entre los que destacan por su importancia el de rotación sobre su eje, y el giro alrededor del Sol o movimiento de traslación⁶. Como se puede ver en la figura 3.3, el movimiento de traslación se lleva a cabo mediante una órbita elíptica situada en el *Plano de la Eclíptica*, respecto del cual, el eje de rotación terrestre (eje polar), está inclinado un ángulo de 23,45°.

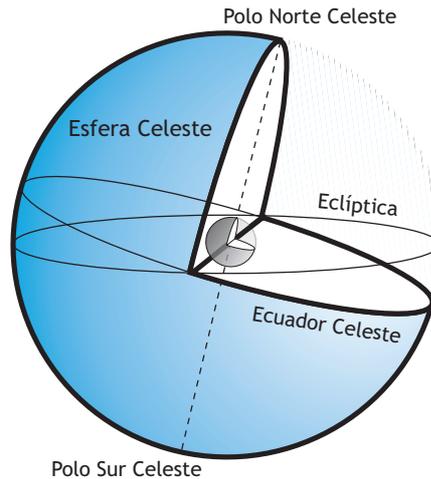


Figura 3.7: *Esfera celeste*

Sin embargo resulta enormemente útil debido a su carácter intuitivo y a su relativa simplicidad, adoptar una visión astronómica basada en la representación del cielo visto desde nuestro planeta como una esfera con la Tierra fija en su centro (ver figura 3.7). Es la *esfera celeste*. En este modelo, el Sol es el que realiza un movimiento aparente alrededor de la Tierra (*Eclíptica*) a lo largo un año. Por su parte, la esfera celeste gira alrededor de la Tierra en un día, por lo que, a estos efectos, el Sol describe diariamente un círculo alrededor del eje polar cuyo diámetro será máximo en los equinoccios y mínimo en los solsticios. Como vemos, la declinación (δ)⁷ tiene valores distintos según el momento del año, siendo nula en los equinoccios y máxima en los solsticios (ver figura 3.8). El siguiente problema a tener en cuenta es el hecho de que la Tierra no es un punto sino una esfera sobre cuya superficie queremos calcular los valores de radiación. Es por lo tanto de gran importancia localizar el punto de trabajo. Como es sabido, esto se lleva

⁶Los movimientos de que aparentemente está dotado el Sol no se deben en realidad a él, sino al movimiento de la Tierra y de nuestra propia esfera, con la cual giramos en torno al Sol exactamente igual que los demás planetas. La Tierra tiene, pues, más de un movimiento. Sexto postulado. Nicolás Copérnico (S. XVI)

⁷Ángulo formado por el plano del ecuador celeste con la recta que une Sol y Tierra

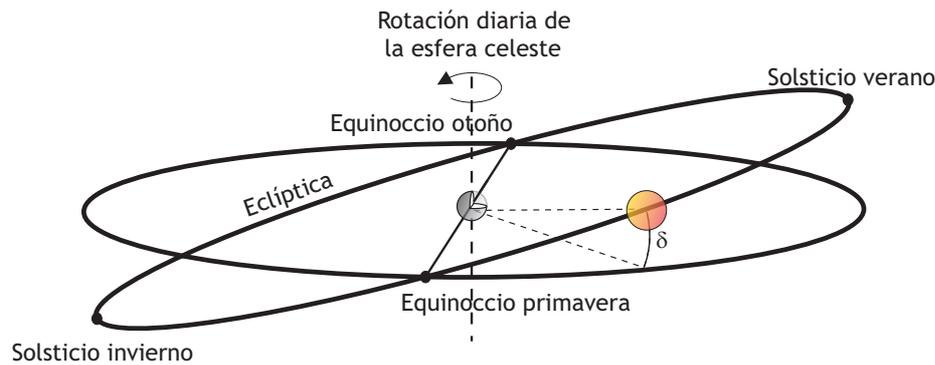


Figura 3.8: *Eclíptica*

a cabo gracias a la latitud⁸ y a la longitud⁹. En la figura 3.9 se puede ver cómo afecta en relación a los rayos solares, la posición de un punto arbitrario sobre la superficie de la esfera terrestre. Una vez situados en el punto de análisis es necesario

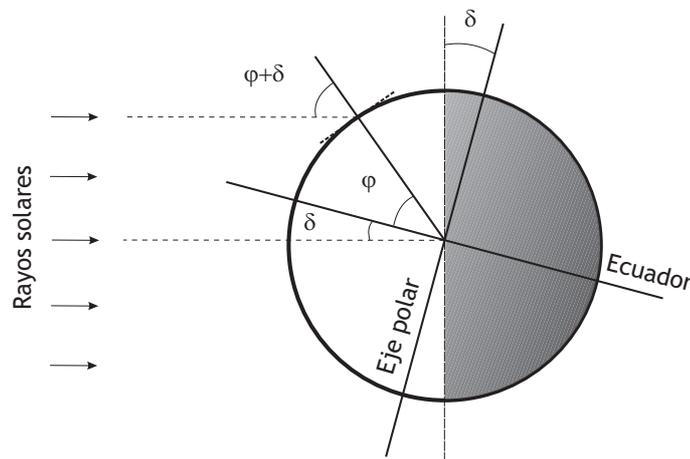


Figura 3.9: *Posición de un punto arbitrario sobre la corteza terrestre respecto al Sol*

definir la posición del Sol. Esto se hará gracias a dos ángulos, uno para definir la posición de la proyección sobre el plano horizontal, como hace el llamado *acimut solar*¹⁰ (γ_s), y otro para definir el ángulo desplazado del punto sobre el plano horizontal. A éste último se le llama *elevación* o *altitud solar* (h_0). Ambos pueden observarse en la figura 3.10. Según todo lo analizado anteriormente, el problema del cálculo de la radiación solar sobre un punto arbitrario de la superficie terrestre depende de la situación geográfica de dicho punto respecto al ecuador (*latitud*),

⁸Distancia angular al Ecuador (φ)

⁹Distancia angular a un meridiano de referencia conocido como Meridiano de Greenwich

¹⁰En la figura 3.10 se toma γ_s a partir del sur y en sentido horario, según propuesta de la UNE-EN ISO 9488 para el hemisferio norte. Es de destacar la desventaja científica de referenciar de forma distinta según se esté en hemisferio norte o sur

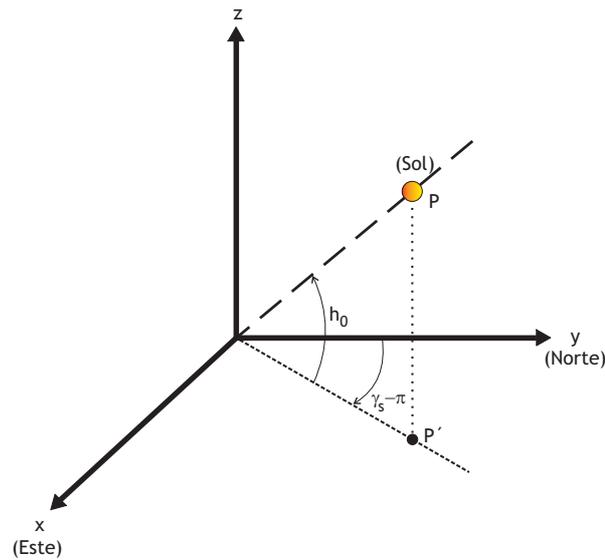


Figura 3.10: Sistema de referencia sobre la superficie terrestre

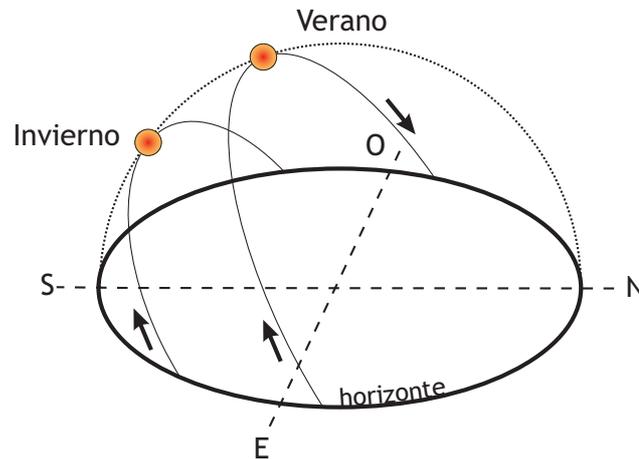


Figura 3.11: Trayectoria solar en la esfera celeste en verano e invierno

y del instante temporal para el que se hace el estudio. Por ejemplo, el número de horas de sol y la elevación solar, son diferentes en invierno o en verano (ver figura 3.11). Este último aspecto implica ciertas consideraciones sobre los conceptos de día, mes y año. El calendario empleado en nuestra civilización es el *Calendario Gregoriano*, una modificación del *Calendario Juliano* romano, el cual a su vez es fruto de un conjunto de modificaciones realizadas sobre el calendario lunar sumerio [Bustamante, 2004]. No es necesario recordar que el año del calendario gregoriano no coincide exactamente con el *año sidéreo* o *sideral*¹¹, de ahí la necesidad de la existencia de los años bisiestos. La unidad fundamental, coincidente en todos los calendarios actuales o pasados, es *el día*. En general, consideramos un día al

¹¹Tiempo que transcurre entre dos pasos consecutivos de la Tierra por un mismo punto de su órbita

período de tiempo que se da entre un paso del Sol por el punto más alto sobre el horizonte, y el siguiente paso por dicho punto. Esta es la forma más simple de medir el *tiempo*. Este sería un *día solar*. Sin embargo, si la referencia es más amplia y tiene en cuenta la posición de las estrellas, tendremos un *día sidéreo*¹². El día solar depende no solo de la rotación, sino también de la traslación, con lo que sería una unidad variable, por lo que resulta interesante emplear el *día solar medio*¹³. Si el origen del día lo consideramos en la medianoche, tenemos lo que se llama el *día civil*. A partir de estos conceptos de día, podemos construir una ecuación de tiempo. El *tiempo verdadero* (o solar verdadero) diferiría según el día del año y según el punto geográfico ya que se realizaría en función del movimiento aparente del Sol. Si considerásemos el movimiento medio del Sol, tendríamos el *tiempo civil*, que también dependería del meridiano por lo que, con el objetivo de conseguir una referencia útil, se ha optado por definir el *tiempo UTC*¹⁴, que es el tiempo de la zona horaria de referencia (según el Meridiano de Greenwich) respecto a la cual se calculan todas las otras zonas del mundo. Esta será la referencia temporal según la que se ha desarrollado esta tesis.

3.3. Detección de sombras

En el caso de tener geografías complejas, la obtención de una estimación precisa de los valores de radiación solar sobre el terreno, necesita considerar las sombras. Este problema es, sin duda, un problema geométrico. Se deberá considerar, por un lado, las sombras propias de cada triángulo (triángulo de espaldas al Sol), y las sombras proyectadas. Un triángulo del terreno estará bajo sombra proyectada cuando, mirando a la malla desde el Sol, se puede encontrar otro triángulo que cubre total o parcialmente al primero. Para llevar a cabo este último análisis, construiremos un sistema de referencia x', y', z' , con este último eje en la dirección del Sol (radiación directa) y el segmento $\overline{PP'}$ contenido en el plano $y' - z'$ (ver figura 3.12). Hecho esto, la malla será proyectada sobre el plano $x' - y'$ de manera que se hagan aparentes las intersecciones entre triángulos, asociadas a la dirección de los rayos solares. En la figura 3.13 podemos ver cómo se observa la malla según la dirección de los rayos del Sol, y luego cómo quedaría proyectada dicha malla sobre el plano $x' - y'$, perpendicular a los rayos solares. Más tarde retomaremos

¹²Intervalo de tiempo que necesita la Esfera Celeste para dar una revolución aparente completa. Lo determina el período de rotación de la Tierra, y su duración es de 23 horas y 56 minutos

¹³Valor medio de la duración del día solar verdadero a lo largo del año. Resulta de imaginar una Tierra esférica perfecta girando con velocidad uniforme alrededor del Sol. El día solar medio comienza cuando el Sol pasa por el meridiano superior del observador, es decir, al mediodía. Su duración es de 24 horas

¹⁴Tiempo Universal Coordinado. Es una variante del Tiempo Universal

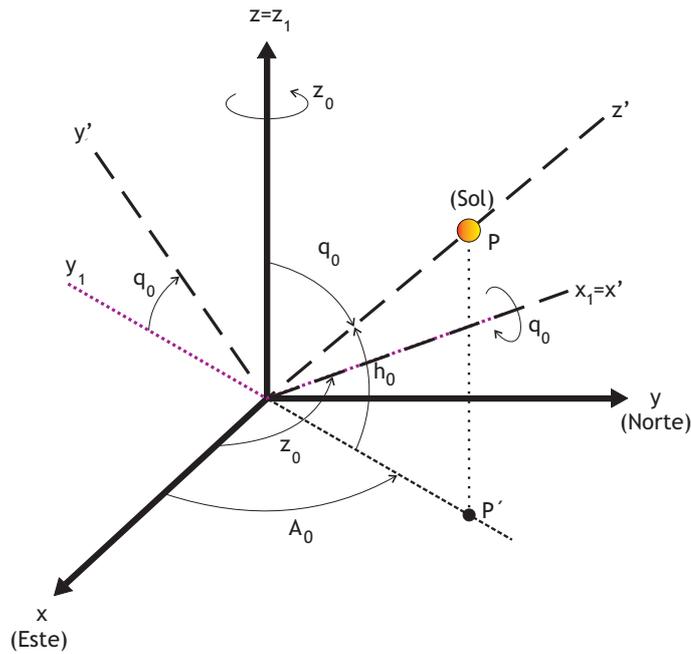
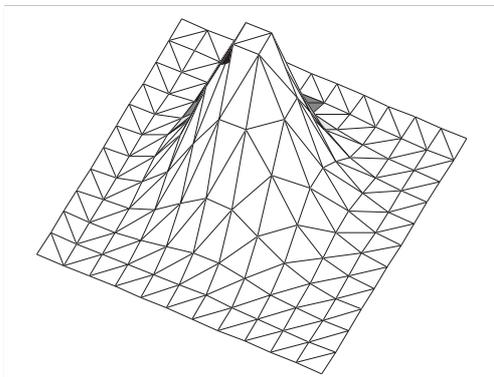
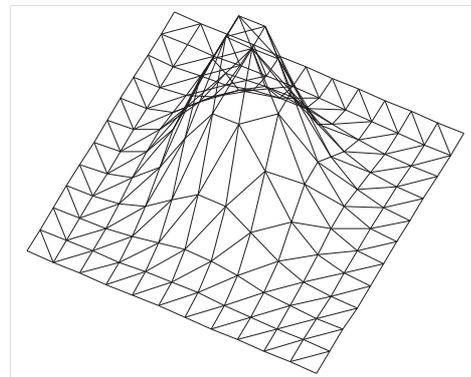


Figura 3.12: Sistema de referencias y su transformación

este tema explicando detalladamente el proceso.



(a) Malla vista desde el Sol



(b) Malla proyectada

Figura 3.13: Proyección de mallas según la dirección del Sol

Se han supuesto despreciables las diferencias de radiación directa en la zona objeto de estudio. Si esto no fuera correcto por ser la zona de análisis demasiado grande, la transformación habría de modificarse para cada triángulo por separado. Para realizar la transformación del sistema de referencia es imprescindible la determinación precisa de la dirección que une la Tierra con el Sol ya que esa será la dirección que debe tener el nuevo eje z' . Por otra parte, resulta obvia la necesidad de conocer dónde está el Sol cuando tratamos de hallar sombras. En este trabajo emplearemos el sistema de referencia de la figura 3.12, donde se introduce el ángulo acimutal A_0 , medido en sentido antihorario y referenciado al este.

El vector que define la dirección del Sol ha sido estudiado por numerosos autores, como Niewianda y Heidt ([Niewianda y Heidt, 1996]) que lo establecieron con el mismo objetivo del análisis de sombras. En este trabajo se tomará como base el algoritmo propuesto para la Plataforma Solar de Almería [Blanco-Muriel et al., 2001], conocido como *algoritmo PSA*. Para determinar el vector solar necesitamos el instante de tiempo definido por el año (y), el mes (m), el día (d) y el Tiempo Universal ($-h$ - en horas, minutos y segundos). También se necesita la posición geográfica, que vendrá dada por la longitud y la latitud en grados (positivos para Este y Norte respectivamente). El día juliano (j_d) se obtiene según la ecuación (3.2).

$$j_d = \frac{1461 \left(y + 4800 + \frac{m-14}{12} \right)}{4} + \frac{367 \left(m - 2 - 12 \frac{m-14}{12} \right)}{12} - \frac{3 \left(\frac{y+4900+\frac{m-14}{12}}{100} \right)}{4} + d - 32075 - 0,5 + \frac{h}{24} \quad (3.2)$$

Las coordenadas eclípticas del Sol se calculan a partir de las ecuaciones siguientes¹⁵:

$$\begin{aligned} n &= j_d - 2451545 \\ L &= 4,895063 + 0,017202791698 n \\ g &= 6,24006 + 0,0172019699 n \\ l &= L + 0,03341607 \operatorname{sen}(g) + 0,00034894 \operatorname{sen}(2g) \\ &\quad - 0,0001134 - 0,0000203 \operatorname{sen}(2,1429 - 0,0010394594 n) \\ ep &= 0,4090928 - 6,2140 \cdot 10^{-9} n + 0,0000396 \operatorname{cos}(2,1429 - 0,0010394594 n) \end{aligned}$$

En ellas, n es la diferencia entre el día juliano actual y el día juliano número 2451545, mediodía del 1 de enero de 2000. Los parámetros *longitud* y *anomalía* medias del Sol son, respectivamente, L y g . Por su parte, l y ep reciben el nombre de *longitud eclíptica* del Sol y *oblicuidad de la eclíptica*.

En coordenadas celestes tendremos la *ascensión recta* (ar) y la *declinación* (δ), que son:

$$ar = \arctan \left(\frac{\operatorname{cos}(ep) \operatorname{sen}(l)}{\operatorname{cos}(l)} \right) \quad (3.3)$$

$$\delta = \operatorname{arc sen} [\operatorname{sen}(ep) \cdot \operatorname{sen}(l)] \quad (3.4)$$

¹⁵Todos los ángulos en radianes

La ascensión recta (ecuación (3.3)) debe tener un valor entre 0 y 2π . Por último, nos queda convertir las coordenadas celestes a horizontales:

$$\begin{aligned} hsmg &= 6,6974243242 + 0,06570982833 n + h \\ hsmg &= (15 hsmg + L) \cdot \frac{\pi}{180} \\ \omega &= hsmg - ar \\ q_0 &= \arccos(\cos \varphi \cdot \cos \omega \cdot \cos \delta + \sin \delta \cdot \sin \varphi) \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$\gamma = \arctan\left(\frac{-\sin \omega}{\tan \delta \cdot \cos \varphi - \sin \varphi \cdot \cos \omega}\right) \quad (3.6)$$

$$Par = \frac{RMT}{UA} \cdot \sin \theta_z$$

$$q_0 = q_0 + Par$$

En el anterior grupo de ecuaciones, $hsmg$ es la hora sidérea media para el meridiano de Greenwich, $hsmg$ la hora sidérea media local, ω es el ángulo horario, q_0 es el ángulo cenital (ángulo entre el vector solar y el cénit -eje z -), γ es el acimut solar medido en sentido horario desde el norte, y Par es el paralaje con el que se corrige el ángulo cenital. En cuanto a las constantes empleadas, RMT es el radio medio terrestre, con un valor de 6371,01 km, y UA es la Unidad Astronómica (distancia media Sol-Tierra), con un valor de 149597890 km. A partir de las ecuaciones (3.5) y (3.6), obtendremos los ángulos a utilizar en este trabajo (ver figura 3.12) para definir el vector solar, que es el vector que define la dirección de los rayos solares en cada instante (v_{sol}).

$$h_0 = \left(\frac{\pi}{2}\right) - q_0 \quad (3.7)$$

$$A_0 = \left(\frac{\pi}{2}\right) - \gamma \quad (3.8)$$

El vector solar será (ver ecuación (3.9)):

$$v_{sol} = \begin{pmatrix} \cos h_0 \cos A_0 \\ \cos h_0 \sin A_0 \\ \sin h_0 \end{pmatrix} \quad (3.9)$$

Para llevar a cabo la transformación descrita en la figura 3.12, giraremos primero el sistema alrededor del eje z , un ángulo $z_0 = (\pi/2) + A_0$, con lo que el eje x' queda perpendicular a la proyección horizontal del vector solar. Tras esto, giramos el sistema alrededor de dicho eje, un ángulo igual a q_0 con lo que se obliga a z' a coincidir con la dirección del Sol. Los ejes x_1 , y_1 y z_1 son fruto de la primera rotación, por lo que son meramente auxiliares. La matriz de transformación queda,

por tanto,

$$K = \begin{pmatrix} \cos z_0 & \text{sen } z_0 & 0 \\ -\cos q_0 \text{ sen } z_0 & \cos q_0 \cos z_0 & \text{sen } q_0 \\ \text{sen } q_0 \text{ sen } z_0 & -\cos z_0 \text{ sen } q_0 & \cos q_0 \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

Estudiemos ahora el proceso de generación de sombras. Como se comentó anteriormente, un triángulo de la malla puede estar en sombra debido, bien a las sombras propias, bien a las sombras proyectadas por otro triángulo. Primero analizaremos las propias. Para éstas, calcularemos el *ángulo de incidencia*¹⁶ (δ_{exp}) de cada triángulo para cada instante. Si este ángulo tiene un valor superior a $(\pi/2)$, los rayos solares no llegan a la superficie analizada, es decir, la cara del triángulo no recibe radiación directa y, por tanto, estará en sombra (ver figura 3.14). Para tener en cuenta el efecto de este tipo de sombra sobre los cálculos de radiación solar se ha dispuesto un factor de sombreado, L_{fss} que podrá obtener dos valores. Será 0 para los triángulos que tienen sombra propia ($|\delta_{exp}| > (\pi/2)$) y 1 para los triángulos sin sombra propia ($(\pi/2) \geq |\delta_{exp}| \geq 0$). El estudio de las sombras proyectadas

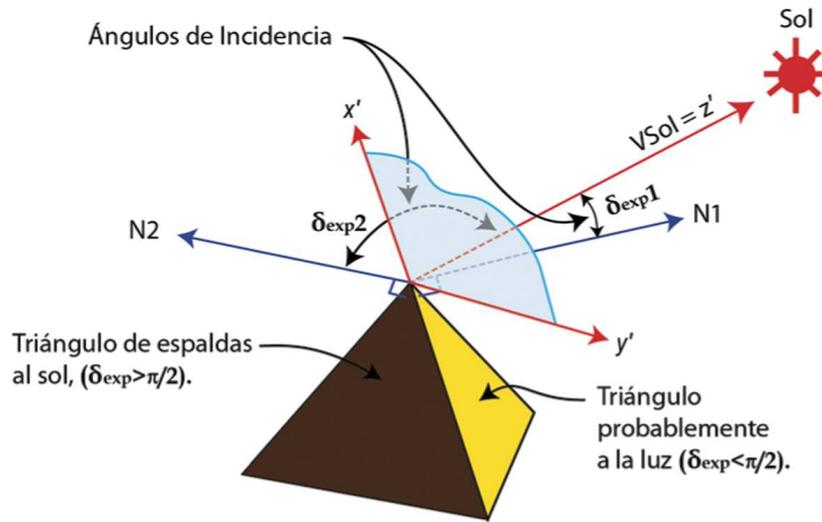


Figura 3.14: Ángulo de incidencia y sombras propias

mediante el análisis de las intersecciones entre triángulos conlleva un alto coste computacional, por ello sería muy interesante filtrar de alguna forma los triángulos susceptibles de estar en sombra antes de realizar el análisis de intersección. De un lado, ya podemos eliminar de este análisis aquellos triángulos en *sombra propia*. Además, nos ayudará el filtrado de triángulos a analizar, tener en cuenta los siguientes aspectos:

¹⁶Ángulo formado entre el vector normal de un triángulo y el vector solar (v_{sol})

1. En caso de que no existan triángulos en sombra propia (de espaldas al Sol), toda la malla estará iluminada y no habrá sombra alguna.
2. Solo los triángulos que están de espaldas al Sol serán capaces de proyectar sombras a otros triángulos. Les llamaremos triángulos *potenciales 1*, porque serán los triángulos que potencialmente podrán crear sombras sobre los demás (ver figura 3.15).

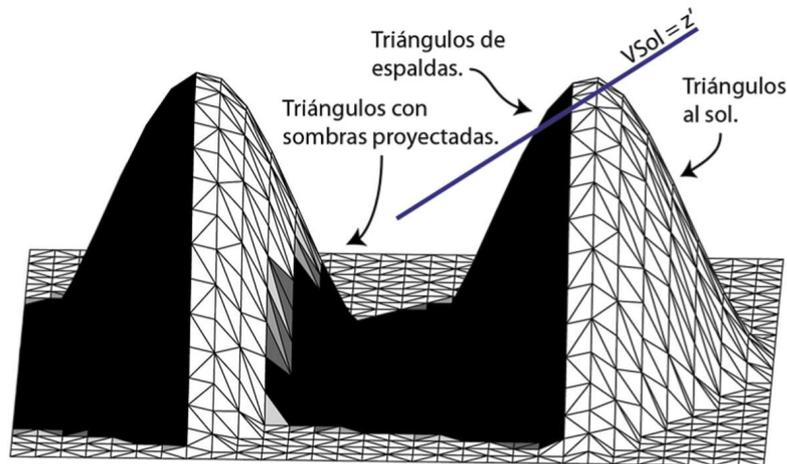


Figura 3.15: Sombras propias y proyectadas

Retomemos la explicación del proceso de detección de sombras proyectadas. Recordemos que hemos transformado el sistema de referencia, y proyectado los triángulos sobre el nuevo plano horizontal (ver figuras 3.12 y 3.13). Ahora se analiza cada triángulo Δ de la malla, buscando si hay otro triángulo Δ' que intersecta Δ y está delante de él, esto es, la coordenada z' del punto de intersección es mayor en Δ' que en Δ . Para llevar a cabo este proceso de forma eficiente computacionalmente, filtraremos los triángulos a estudiar según su capacidad para proyectar sombras. El proceso comienza particionando la malla en el plano $x' - y'$ y proyectando dicha cuadrícula hacia z' formando paralelepípedos que hemos llamado *cubos* (ver figura 3.16). Los cubos serán variables en tamaño y dirección en función del instante calculado. Así pues, cuanto más bajo este el Sol, a primeras horas de la mañana y a últimas de la tarde, los cubos abarcarán mas triángulos de la malla en su interior.

Las dimensiones de estos paralelepípedos en el plano $x' - y'$ serán tales que los cuadrados que forman sus bases deben medir de lado la máxima de las distancias desde el centro a cada uno de sus nodos, de todos los triángulos de la malla. Esto es así para que en el peor de los casos, cuando se esté estudiando el triángulo más grande de la malla, los nodos de éste no se extiendan mas allá de los ocho cubos que circundan al cubo que contiene a su centro.

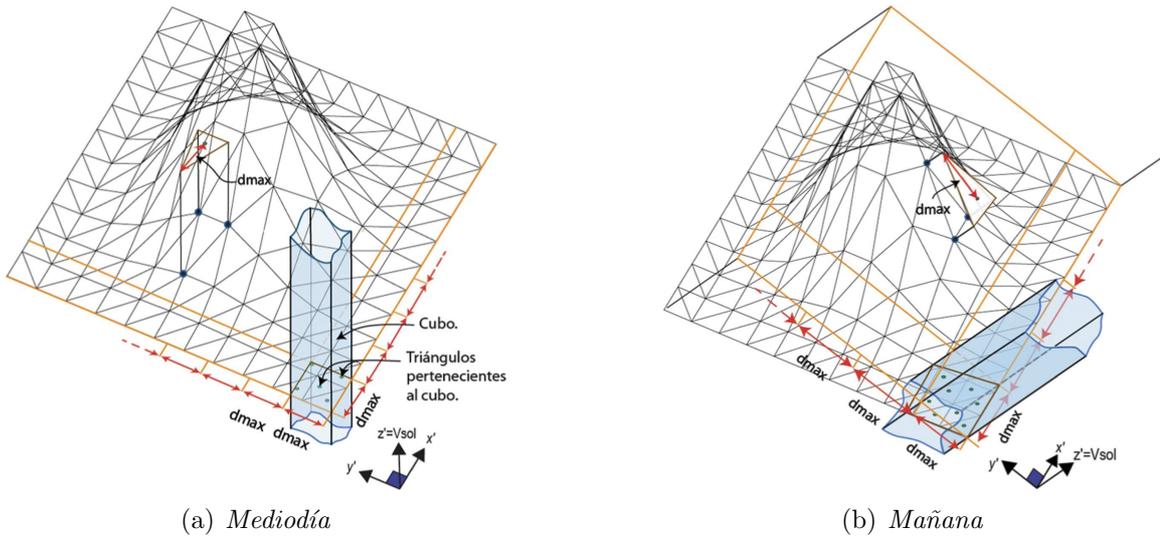


Figura 3.16: Formación de cubos

Se asociará cada triángulo *potencial 1* a un cubo que lo contenga mediante las coordenadas rotadas de su centro de gravedad. De esta manera, al estudiar qué otros triángulos están en el entorno de un triángulo de espaldas concreto, no se tiene que buscar en toda la malla, sino tan solo en los cubos que estén inmediatamente a su alrededor.

Una vez clasificados todos los triángulos *potenciales 1* en cubos, se procede a evaluar cada uno de los triángulos que quedan a la luz¹⁷ para ver si existe algún triángulo que esté, en proyección, por delante de él parcial o totalmente y de esta forma poder evaluar cuánta sombra recibe.

De forma iterativa se irá analizando cada uno de los triángulos iluminados. En primer lugar se llevará a cabo una fase de purgado en la que se desecharán del análisis todos aquellos triángulos *potenciales 1* que no se encuentren en el entorno inmediato del triángulo estudiado, pues no le podrán proyectar sombra alguna. Los triángulos que decimos pertenecen al entorno inmediato serán todos aquellos que se encuentren en la envolvente del triángulo estudiado, es decir, los ocho cubos de los alrededores de los cubos a los que pertenezcan los nodos del triángulo estudiado (Ver figura 3.17). Estos triángulos potenciales y cercanos, serán los llamados triángulos *potenciales 2* (de espaldas al Sol y además ubicados en cubos cercanos). Una vez identificados los triángulos *potenciales 2* (ver figura 3.17), éstos y el triángulo estudiado se encajan en dominios cúbicos lo más ajustados posible. Estos dominios serán de dimensiones acordes con las coordenadas máximas y mínimas de cada uno de los nodos de los triángulos, en coordenadas rotadas. Se estudia ahora la intersección, en proyección, de los dominios de los *potenciales 2* con el dominio del triángulo analizado, así como la posición relativa

¹⁷Aquellos que no tienen sombras propias

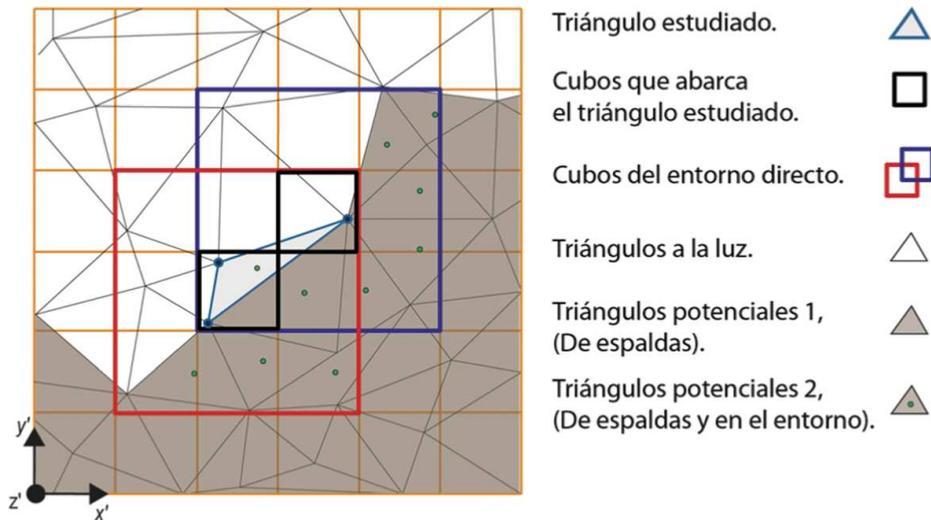


Figura 3.17: *Envolvente y triángulos potenciales 2*

entre ellos para comprobar cuál está más cerca del Sol. Aquellos triángulos *potenciales 2* cuyos dominios interseccionan con el de estudio y además están más cercanos al Sol, son los triángulos que tienen más probabilidad de proyectar sombra al triángulo estudiado, y serán los que llamaremos triángulos *potenciales 3*, (de espaldas, en cubos cercanos, y con dominio intersecado). El resto de triángulos *potenciales 2* son descartados ya que nunca proyectarán sombras al estudiado (ver figura 3.18). El análisis de la intersección entre triángulos conlleva un altísimo cos-

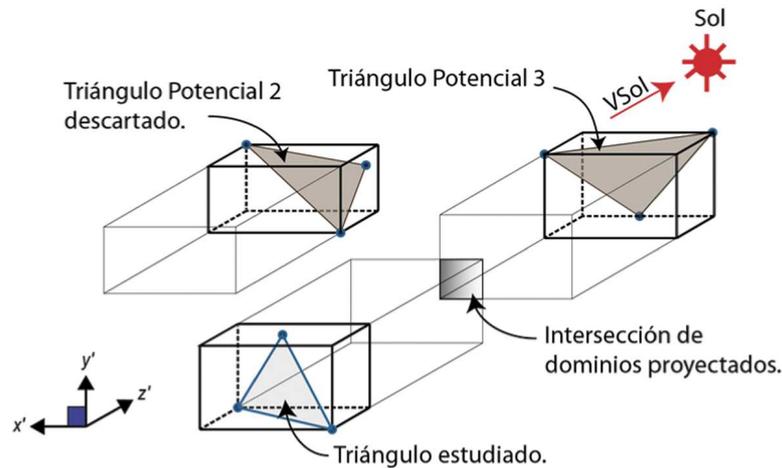


Figura 3.18: *Dominios cúbicos*

te computacional por lo que el estudio se lleva a cabo comprobando la proyección de sombras sobre un pequeño conjunto de puntos que llamaremos *warning points* (*wp*). Los *wp* serán un conjunto de puntos internos del triángulo, distribuidos equitativamente siguiendo el modelo 4-T de Rivara [Rivara, 1987], y que coinciden con los centros geométricos resultado de cada subdivisión del triángulo estudiado. En

la figura 3.19 se puede observar un mismo triángulo con cuatro o dieciseis *warning points*. La elección del número de *wp* se hará según sea la necesidad de menor o mayor precisión en la evaluación de las sombras. Una vez determinados cuántos

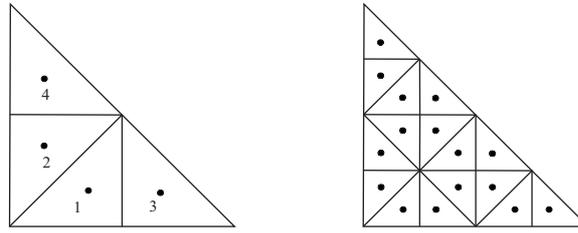


Figura 3.19: *Warning points para análisis de sombras*

de estos puntos están en sombra se adjudica, en función de dicho número, un valor de sombra al triángulo mediante un factor de iluminación de sombras proyectadas (L_{fcs}) de valor numérico comprendido entre 0 y 1 (ver ecuación (3.11)).

$$L_{fcs} = \frac{n_{wp} - i}{n_{wp}} \tag{3.11}$$

En esta ecuación, $i = 0, 1, \dots, n_{wp}$ es el número de *warning points* que están dentro de otro u otros triángulos proyectados, situados delante del triángulo Δ objeto de análisis. En definitiva, los que reciben sombra proyectada. Para que un *warning point* esté a la sombra se deben cumplir dos condiciones (ver figura 3.20):

1. El *warning point*, en proyección sobre el plano $x' - y'$, debe estar dentro de la proyección de algún triángulo de tipo *potencial 3*.
2. El *warning point* debe estar más lejos del Sol que el punto q del triángulo potencial, es decir, su coordenada z' deberá ser menor que la del punto q .

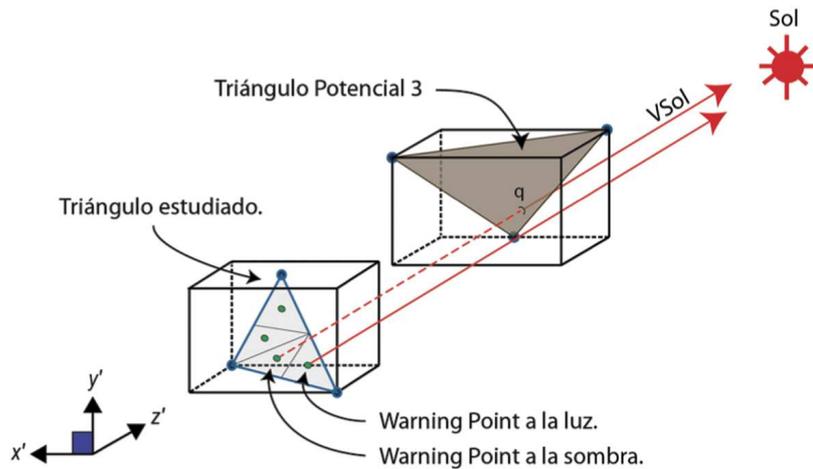


Figura 3.20: *Condiciones de sombreado de warning points*

El sombreado definitivo en el mallado se definirá gracias al factor de iluminación total (L_f) de valor:

$$L_f = L_{fcs} \cdot L_{fss} \quad (3.12)$$

Éste se aplicará en el cálculo de la radiación directa y se tomará en cuenta también en el de la difusa.

La figura 3.21 muestra la evolución de las sombras a lo largo de un día cualquiera (en el ejemplo, el 15 de abril) sobre una triangulación grosera para diferentes horas del día (desde las 12:00 hora solar local hasta las 18:00). En blanco aparecen los triángulos iluminados (ningún wp en sombra), en un tono de gris los que están parcialmente en sombra¹⁸, y en negro los que están en sombra total (todos los wp en sombra). En este ejemplo hay únicamente cinco posibilidades dado que está realizado con cuatro *warning points*.

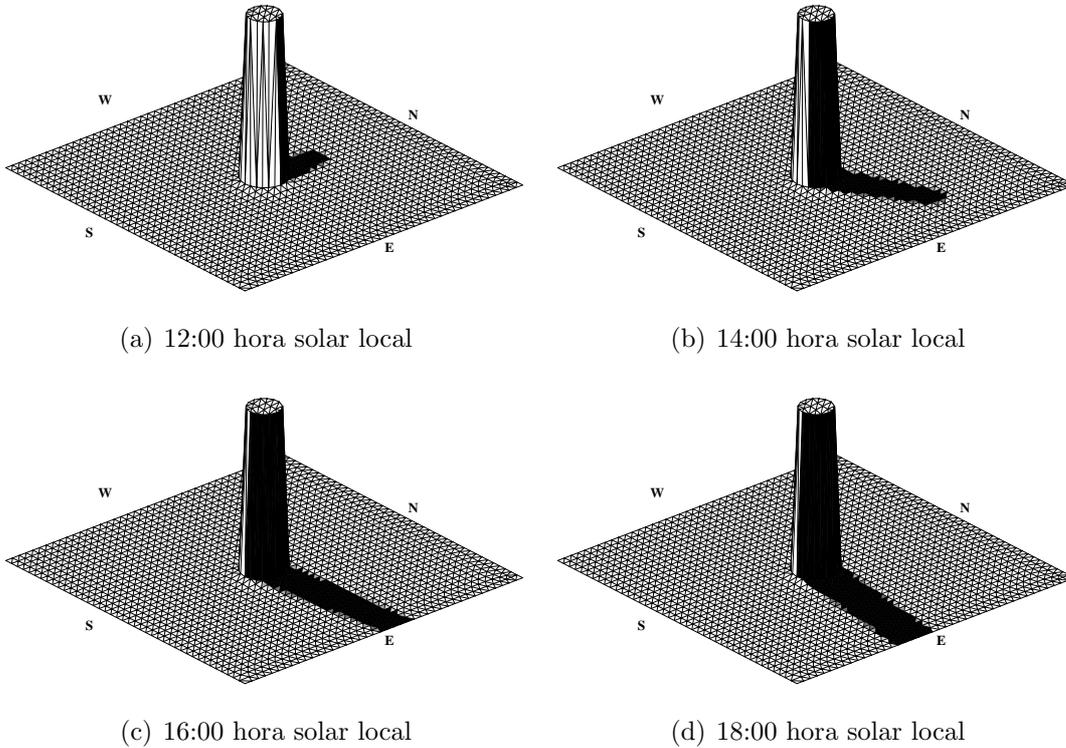


Figura 3.21: Evolución de las sombras sobre una superficie simple (15 de abril). (a) $\gamma = 180^\circ$, $h_0 = 71,68^\circ$, (b) $\gamma = -117,10^\circ$, $h_0 = 56,39^\circ$, (c) $\gamma = -95,50^\circ$, $h_0 = 30,97^\circ$, (d) $\gamma = -81,35^\circ$, $h_0 = 4,59^\circ$.

El mallado que se emplea en esta tesis está adaptado a la orografía y al albedo. Esto quiere decir que no está optimizado para la detección de sombras por lo que podría ocurrir que, en determinadas circunstancias tales como la existencia de una montaña cercana a una zona plana y, por tanto, con un mallado escaso, el nivel de

¹⁸Hay tres tonos de gris según haya 1, 2 ó 3 wp en sombra

detalle en el sombreado no sea muy elevado. Sin embargo estos casos, raros en la orografía canaria, podrían solventarse incrementando hasta donde fuera necesario el número de *warning points* a analizar. Otra solución posible sería la elaboración de una malla adaptativa para cada paso de tiempo, que tenga en cuenta en su adaptación el sombreado, para así delimitar las fronteras del mismo con mayor detalle. Esta solución, factible técnicamente, no se justifica dado el gran coste computacional que conlleva frente a la mejora que supondría. No olvidemos que el propósito de este trabajo es el cálculo y aplicación de los valores de la radiación solar sobre el terreno. En cualquier caso, éste podría ser un aspecto a trabajar como línea futura.

3.4. Modelado de la radiación solar

Como ya se ha comentado previamente, el modelo de radiación solar empleado en esta tesis se basa en el especificado en los trabajos de Šúri y Hofierka [Šúri y Hofierka, 2004, 2002]. Este modelo estima la irradiancia global en condiciones de cielo despejado o limpio¹⁹. Sobre este modelo se han realizado distintas modificaciones para tener en cuenta la influencia de las sombras, tanto propias como proyectadas, así como modificaciones en la formulación. Una vez estimados los valores de los tres tipos de irradiancias a cielo despejado, la irradiancia global se obtendrá mediante la suma de todas ellas. Integrando los valores obtenidos para cada instante de cada día, obtendremos los valores de irradiación solar para cada día de cada mes.

Es evidente la más que significativa importancia de las condiciones meteorológicas en la radiación real que llega a la superficie terrestre. Resulta esencial la toma en consideración de la nubosidad y la atenuación atmosférica en general si se pretende obtener resultados fiables. Por lo tanto, a partir de los valores de radiación a cielo limpio o despejado, se han de calcular aquéllos a cielo real, teniendo en cuenta las condiciones reales que suelen existir sobre cada triángulo del dominio analizado. La forma más eficaz de llevar esto a cabo es considerar los valores medidos en las distintas estaciones de medida disponibles y corregir, mediante ellos, los valores en todo el dominio. Para esto se necesita la elaboración del Año Meteorológico Típico de cada estación de medida, y la interpolación espacial de estos valores sobre toda la zona estudiada. De forma resumida, el flujo de cálculos quedaría como:

1. Cálculo del Año Meteorológico Típico para todas y cada una de las estaciones de medida disponible.

¹⁹En ausencia total de nubosidad. *Clear sky* en inglés

2. Cálculo de la radiación solar a cielo despejado para toda la malla.
3. Corrección de los valores de radiación calculados mediante los valores disponibles para cada estación y los interpolados para cada triángulo de la malla.

El paso 1 será previo, mientras que los pasos 2 y 3 se repiten para cada instante de tiempo (paso de cálculo), obteniendo las irradiancias a cielo limpio o despejado y a cielo real. Integrando las anteriores se obtienen las irradiaciones.

3.4.1. Cálculo de irradiancias a cielo despejado

La primera fase del proceso se corresponde con la determinación de las irradiancias calculadas suponiendo un cielo limpio. La irradiancia global se calculará a partir de sus tres componentes: irradiancia *directa*, *difusa* y *reflejada*. La primera de ellas llega directamente a la superficie y proyecta sombras muy definidas. Depende de la constante solar, de la altura del Sol y de la transparencia atmosférica y la presencia de gases absorbentes, nubes y niebla. La segunda es la irradiancia dispersa que llega a la superficie como consecuencia de las reflexiones y absorciones de las nubes y de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Esta radiación depende de la altura del Sol sobre el horizonte, a mayor altura mayor es el flujo de radiación difusa. Así mismo, a mayor cantidad de partículas, mayor es esta componente por lo que aumenta con la contaminación. Aumenta también con la presencia de capas de nubes blancas relativamente delgadas. Por último, la tercera componente es la reflejada por el terreno sobre una superficie inclinada.

La importancia relativa de estos tres tipos de radiación depende de las condiciones atmosféricas. Por ejemplo, la difusa no suele ser más del 15 % de la global en días soleados y, sin embargo, incrementa mucho su peso relativo en días nublados.

3.4.1.1. Irradiancia directa

La formulación empezará a partir del valor de la radiación solar existente más allá de nuestra atmósfera, tal y como se describió en la sección 3.2.1. El valor que consideraremos para la constante solar será, como allí se dijo [Page, 1986; Lorenzo, 2006], $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$. Como se sabe, la órbita terrestre es ligeramente excéntrica y la distancia entre el Sol y la Tierra varía ligeramente a lo largo del año. Esto se tendrá en cuenta mediante un factor de corrección (ϵ) con lo que la irradiancia extraterrestre normal resulta,

$$G_0 = I_0 \epsilon \quad (3.13)$$

donde $\epsilon = 1 + 0.03344 \cos(w_d - 0.048869)$, siendo w_d el ángulo diario representado en radianes, cuyo valor es,

$$w_d = \frac{2\pi j}{365,25} \quad (3.14)$$

siendo j el número del día que varía desde 1 hasta 365. La irradiancia extraterrestre G_0 , al atravesar la atmosfera se ve atenuada por la nubosidad y la turbidez de la misma, siendo la irradiancia directa normal al vector solar, G_{b0c} (W/m^2), la expresada en la ecuación (3.15).

$$G_{b0c} = G_0 \exp\{-0,8662 T_{LK} m \delta_R(m)\} \quad (3.15)$$

El término $-0,8662 T_{LK}$ es el adimensional factor de turbidez atmosférico de Linke, corregido por Kasten [Kasten, 1996]. El factor de turbidez original se puede obtener en *The European Solar Radiation Atlas* [Aguilar et al., 2000]. El parámetro m de (3.15) es la masa óptica relativa de aire, calculada según la ecuación (3.16) [Kasten y Young, 1989].

$$m = \frac{p/p_0}{\text{sen } h_o^{ref} + 0,50572(h_o^{ref} + 6,07995)^{-1,6364}} \quad (3.16)$$

donde h_o^{ref} es la altitud solar en grados corregida mediante la componente de refracción atmosférica Δh_o^{ref} ,

$$\begin{aligned} \Delta h_o^{ref} &= 0,061359 \frac{0,1594 + 1,123h_o + 0,065656h_o^2}{1 + 28,9344h_o + 277,397h_o^2} \\ h_o^{ref} &= \Delta h_o^{ref} + h_o \end{aligned} \quad (3.17)$$

y p/p_0 es la corrección para una elevación z dada,

$$p/p_0 = \exp(-z/8434,35) \quad (3.18)$$

El parámetro $\delta_R(m)$ es el grosor óptico de Rayleigh para la masa de aire m , calculado según [Kasten, 1996], esto es,

Para $m \leq 20$:

$$\delta_R(m) = (k_0 + k_1 m + k_2 m^2 + k_3 m^3 + k_4 m^4)^{-1} \quad (3.19)$$

con $k_0 = 6,6296$, $k_1 = 1,7513$, $k_2 = -0,1202$, $k_3 = 0,0065$, $k_4 = -0,00013$.

Para $m > 20$:

$$\delta_R(m) = (10,4156 + 0,718m)^{-1} \quad (3.20)$$

Llegado este punto disponemos del valor de la irradiancia en un plano normal al vector solar. Sin embargo, es de la máxima utilidad conocer el valor de la radiación, bien en un plano horizontal, bien en un plano inclinado con un ángulo y orientación arbitrarias como es el caso de los paneles de convertidores fotovoltaicos o de los captadores térmicos o termosolares. Para calcular la irradiancia directa en estos planos necesitaremos conocer el *ángulo de incidencia*, δ_{exp} , que será, como ya se dijo, el ángulo formado en cada instante por el vector solar (v_{sol}) y la normal al plano que se analiza (N) (ver figura 3.14).

Según el valor de δ_{exp} , definiremos el coeficiente de incidencia (K_δ) y la presencia o no de sombras propias (L_{fss}). Así, tendremos:

Para $\delta_{exp} \leq (\pi/2)$:

$$\begin{aligned} L_{fss} &= 1 \\ K_\delta &= \cos(\delta_{exp}) \end{aligned}$$

Para $\delta_{exp} > (\pi/2)$:

$$\begin{aligned} L_{fss} &= 0 \\ K_\delta &= 0 \end{aligned}$$

La expresión que define la irradiancia directa sobre una superficie cualquiera, inclinada un ángulo β respecto a la horizontal, y considerando tanto las sombras propias como las proyectadas posibles, será la definida en (3.21). La nomenclatura empleada responde al uso de G como irradiancia tal y como indica la norma [UNE-EN, 2001]. Entre paréntesis se define el ángulo del plano estudiado respecto a la horizontal. El significado de los subíndices es el siguiente:

- b representa radiación directa, por su amplio uso en inglés, *beam*.
- d representa radiación difusa, por su amplio uso en inglés, *diffuse*.
- r representa radiación reflejada, por su amplio uso en inglés, *reflected*.
- c representa radiación calculada en condiciones de cielo limpio o despejado, por su amplio uso en inglés, *clear sky*.
- ss representa radiación calculada teniendo en cuenta sólo las sombras propias, por su uso en inglés, *self shadows*.

$$G_{bc}(\beta) = G_{b0c} L_f K_\delta = G_{b0c} L_f \cos(\delta_{exp}) \quad (3.21)$$

Si se necesitase calcular la irradiancia bajo la premisa de considerar únicamente

las sombras propias²⁰, se empleará la expresión:

$$G_{bc_{ss}}(\beta) = G_{b0c} L_{f_{ss}} K_{\delta} \quad (3.22)$$

Como vemos, sólo se considera el factor de iluminación debido a las sombras propias ($L_{f_{ss}}$).

El cálculo de la irradiancia sobre una superficie horizontal es un caso particular de la expresión (3.21), en el que el ángulo de incidencia coincide con el ángulo cenital q_0 (ver figura 3.12).

$$G_{bc}(0) = G_{b0c} L_f K_{\delta} = G_{b0c} L_f \cos(q_0) = G_{b0c} L_f \sin(h_0) \quad (3.23)$$

3.4.1.2. Irradiancia difusa

La estimación de la componente difusa en (W/m^2) para una superficie horizontal se calcula de la siguiente forma:

$$G_{dc_e}(0) = G_0 T_n(T_{LK}) F_d(h_0) \quad (3.24)$$

que, como se puede observar, es función de la transmisión difusa (T_n), que depende a su vez del factor de turbidez de Linke (T_{LK}), y de la función de la altitud solar, F_d [Aguiar et al., 2000]. La función de transmisión $T_n(T_{LK})$, para una irradiancia difusa teórica en una superficie horizontal con el sol vertical, se calcula para un factor de turbidez T_{LK} referido a una masa de aire igual a 2. Esta función se expresa mediante el polinomio de segundo orden:

$$T_n(T_{LK}) = -0,015843 + 0,030543 T_{LK} + 0,0003797 T_{LK}^2 \quad (3.25)$$

mientras que $F_d(h_0)$ se evalúa mediante la expresión:

$$F_d(h_0) = A_1 + A_2 \sin h_0 + A_3 \sin^2 h_0 \quad (3.26)$$

²⁰Esta posibilidad se apunta dado que resulta necesaria para hacer uso de los resultados de distintos modelos predictivos meteorológicos empleados en el modelo predictivo de radiación solar

donde los coeficientes A_1 , A_2 y A_3 , se calculan según:

$$\begin{aligned}
 A'_1 &= 0,26463 - 0,061581 T_{LK} + 0,0031408 T_{LK}^2 \\
 A_1 &= \frac{0,0022}{T_n(T_{LK})} \quad \text{para } A'_1 T_n(T_{LK}) < 0,0022 \\
 A_1 &= A'_1 \quad \text{para } A'_1 T_n(T_{LK}) \geq 0,0022 \\
 A_2 &= 2,04020 + 0,018945 T_{LK} - 0,011161 T_{LK}^2 \\
 A_3 &= -1,3025 + 0,039231 T_{LK} + 0,0085079 T_{LK}^2
 \end{aligned} \tag{3.27}$$

A la hora de calcular la irradiancia difusa sobre una superficie inclinada un ángulo β , $G_{dc}(\beta)$, y de acuerdo con [Muneer, 1990], se distinguirá si la superficie está soleada o sombreada. En nuestro caso, dado que disponemos de la posibilidad de estudiar por separado la presencia o no de sombras proyectadas y propias, se considerarán los siguientes casos, divididos en dos grupos:

1. Grupo 1. Sin considerar las sombras proyectadas:

a) Superficie hacia el Sol ($L_{fss} = 1$)

- 1) $h_0 \geq 0,1$ radianes (Sol elevado)
- 2) $h_0 < 0,1$ radianes (Sol bajo)

b) Superficie de espaldas al Sol ($L_{fss} = 0$)

2. Grupo 2. Considerando las sombras proyectadas:

a) Superficie soleada sin recibir sombras proyectadas ($L_{fss} \cdot L_{fcs} = L_f = 1$)

- 1) $h_0 \geq 0,1$ radianes (Sol elevado)
- 2) $h_0 < 0,1$ radianes (Sol bajo)

b) Superficie de espaldas al Sol, o bien sufriendo sobre ella sombras proyectadas ($L_{fss} \cdot L_{fcs} = L_f \neq 1$)

Mostramos en primer lugar las expresiones a emplear para el Grupo 1.

Para el caso 1a1:

$$G_{dc_{ss}}(\beta) = G_{dc_e}(0) \left[F_{ss}(\beta)(1 - K_{bss}) + K_{bss} \frac{K_\delta}{\text{sen } h_0} \right] \tag{3.28}$$

$$G_{dc_{ss}}(0) = G_{dc_e}(0) \tag{3.29}$$

Para el caso 1a2:

$$G_{dc_{ss}}(\beta) = G_{dc_e}(0) \left[F_{ss}(\beta)(1 - K_{bss}) + K_{bss} \frac{\text{sen } \beta \cos A_{LN}}{0,1 - 0,008 h_0} \right] \tag{3.30}$$

$$G_{dc_{ss}}(0) = G_{dc_e}(0) (1 - K_{bss}) \tag{3.31}$$

Para el caso 1b:

$$G_{dc_{ss}}(\beta) = G_{dc_e}(0) F_{ss}(\beta) \quad (3.32)$$

$$G_{dc_{ss}}(0) = G_{dc_e}(0) \quad (3.33)$$

donde el factor $F_{ss}(\beta)$ se calcula como:

$$F_{ss}(\beta) = r_i(\beta) + N_d(K_{bss}) \left[\text{sen } \beta - \beta \cos \beta - \pi \text{sen}^2 \frac{\beta}{2} \right] \quad (3.34)$$

lo que hace que $F_{ss}(0) = 1$ ya que,

$$r_i(\beta) = (1 + \cos \beta)/2 \quad (3.35)$$

El factor $N_d(K_{bss})$ se calcula mediante:

$$\text{Si } L_{fss} = 1 \Rightarrow N_d(K_{bss}) = 0,00263 - 0,712K_{bss} - 0,6883K_{bss}^2 \quad (3.36)$$

$$\text{Si } L_{fss} = 0 \Rightarrow N_d(K_{bss}) = 0,25227 \quad (3.37)$$

Por su parte, el parámetro K_b es una medida de la cantidad de irradiancia directa disponible (proporción entre la irradiancia directa horizontal y la irradiancia solar extraterrestre horizontal $G_0(0)$),

$$K_{bss} = G_{bc_{ss}}(0)/G_0(0) \quad (3.38)$$

$$G_0(0) = G_0 \text{sen } h_0 \quad (3.39)$$

El ángulo acimutal A_{LN} es el menor de los ángulos que se forman en una circunferencia, al marcar en ella un ángulo igual a la diferencia entre el acimutal solar menos el acimutal de la superficie estudiada, esto es:

$$A_{LN}^* = A_0 - A_N$$

$$\text{si } -\pi \leq A_{LN}^* \leq \pi \text{ entonces } A_{LN} = A_{LN}^*$$

$$\text{si } A_{LN}^* > \pi \text{ entonces } A_{LN} = A_{LN}^* - 2\pi$$

$$\text{si } A_{LN}^* < -\pi \text{ entonces } A_{LN} = A_{LN}^* + 2\pi$$

Las expresiones a emplear para el Grupo 2 serán,

Para el caso 2a1:

$$G_{dc}(\beta) = G_{dc_e}(0) \left[F(\beta)(1 - K_b) + K_b \frac{K_\delta}{\text{sen } h_0} \right] \quad (3.40)$$

$$G_{dc}(0) = G_{dc_e}(0) \quad (3.41)$$

Para el caso 2a2:

$$G_{dc}(\beta) = G_{dc_e}(0) \left[F(\beta)(1 - K_b) + K_b \frac{\text{sen}\beta \cos A_{LN}}{0,1 - 0,008 h_0} \right] \quad (3.42)$$

$$G_{dc}(0) = G_{dc_e}(0) (1 - K_b) \quad (3.43)$$

Para el caso 2b:

$$G_{dc}(\beta) = G_{dc_e}(0) F(\beta) \quad (3.44)$$

$$G_{dc}(0) = G_{dc_e}(0) \quad (3.45)$$

donde el factor $F(\beta)$ se calcula como:

$$F(\beta) = r_i(\beta) + N_d(K_b) \left[\text{sen}\beta - \beta \cos\beta - \pi \text{sen}^2 \frac{\beta}{2} \right] \quad (3.46)$$

lo que hace que $F(0) = 1$ igual que en el grupo 1. El factor $N_d(K_b)$ se calcula mediante:

$$\text{Si } L_{f_{ss}} \cdot L_{f_{cs}} = L_f = 1 \quad ; \quad N_d(K_b) = 0,00263 - 0,712K_b - 0,6883K_b^2 \quad (3.47)$$

$$\text{Si } L_{f_{ss}} \cdot L_{f_{cs}} = L_f \neq 1 \quad ; \quad N_d(K_b) = 0,25227 \quad (3.48)$$

El parámetro K_b se calcula de forma similar a lo visto para el grupo 1:

$$K_b = G_{bc}(0)/G_0(0) \quad (3.49)$$

El ángulo acimutal A_{LN} se calcula igual que para los casos del grupo 1.

3.4.1.3. Irradiancia reflejada

La última componente a estimar para disponer de un valor adecuado de la radiación a cielo despajado o limpio, es la irradiancia reflejada por el terreno que capta una superficie inclinada $G_r(\beta)$. Ésta será proporcional a la irradiancia global horizontal $G_c(0)$ que incide sobre el terreno, al albedo del mismo ρ_g , y a la fracción del terreno vista por la superficie captadora $r_g(\beta)$ [Muneer, 2004; Aguiar et al., 2000; Lorenzo, 2006].

$$G_r(\beta) = \rho_g G_c(0) r_g(\beta) \quad (3.50)$$

donde

$$r_g(\beta) = \frac{1 - \cos\beta}{2} \quad (3.51)$$

$$G_c(0) = G_{bc}(0) + G_{dc}(0) \quad (3.52)$$

Como se desprende de las ecuaciones anteriores, éste es un modelo simplificado que considera nula la irradiancia reflejada sobre una superficie horizontal ya que toma el terreno circundante como horizontal e isotrópico. Esto es admisible dada la generalmente baja reflectividad del terreno lo que origina una muy baja contribución del albedo a la radiación global [Lorenzo, 2006]. Referente a este aspecto, se considera que el porcentaje de energía reflejada por el terreno respecto de la radiación total extraterrestre no supera el 4% [Carta et al., 2009], cuánto menor será pues, el porcentaje de radiación que alcanza otras superficies del terreno. Por ello, y dada la escasa influencia que esta discrepancia en la radiación reflejada tendría sobre la global, así como el gran coste computacional que tendría la consideración de la influencia de los otros triángulos de la malla (cada uno con su propia inclinación) sobre el triángulo en cuestión, se ha optado por el modelo clásico isotrópico.

3.4.1.4. Irradiancia global

Tal y como dijimos en la sección 3.2.1, la radiación global sobre cualquier superficie se calcula como la suma de las tres componentes de la misma, esto es, la directa, la difusa y la reflejada. Para cualquier inclinación tendríamos por tanto:

$$G_c(\beta) = G_{bc}(\beta) + G_{dc}(\beta) + G_r(\beta) \quad (3.53)$$

En este caso estaremos considerando la influencia de las sombras. En el caso de que necesitemos conocer dicha irradiancia sin la influencia de las sombras (lo cual es útil en el modelo predictivo), sustituiríamos cada una de las componentes por la calculada *sin sombras proyectadas*, esto es,

$$G_{c_{ss}}(\beta) = G_{bc_{ss}}(\beta) + G_{dc_{ss}}(\beta) + G_{r_{ss}}(\beta) \quad (3.54)$$

La radiación global sobre una superficie horizontal es un caso particular de lo expresado anteriormente, considerando $\beta = 0$.

3.4.2. Cálculo de la irradiación diaria y mensual a cielo despejado

Llegados a este punto se dispone de los valores de la irradiancia global y de sus componentes para cada uno de los triángulos de la malla adaptativa en el dominio de trabajo. Para obtener los valores de la irradiación²¹, se llevará a cabo la integración numérica de los valores de irradiancia a lo largo del intervalo que

²¹Energía incidente por unidad de superficie

se desee. Por ejemplo, es de interés disponer de los valores diarios de irradiación, a partir de los cuales podremos obtener los valores mensuales y anuales.

La integración numérica se hará mediante la regla de Simpson compuesta aplicada a un intervalo $[a, b]$ el cual se subdividirá en n subintervalos iguales de longitud $\tau = (b - a)/n$,

$$[a, a + \tau], [a + \tau, a + 2\tau], \dots, [a + (n - 1)\tau, b]$$

con lo que la integral a lo largo de todo el intervalo sería:

$$\int_a^b f(x)dx = \int_a^{a+\tau} f(x)dx + \dots + \int_{a+(n-1)\tau}^b f(x)dx$$

Se aplica la regla de Simpson a cada integral que tendrá, pues, dos intervalos. Así, tendremos un nuevo paso de trabajo, Δ , coincidente con aquellos puntos de los que tenemos valores discretos (paso de integración), definido como

$$\Delta = \frac{b - a}{2n} = \frac{\tau}{2}$$

y la integral queda como:

$$\int_a^b f(x)dx \approx \frac{\Delta}{3} \left[f(a) + 4 \sum_{j=1}^n f(x_{2j-1}) + 2 \sum_{j=1}^{n-1} f(x_{2j}) + f(b) \right]$$

En nuestro caso,

$$H_c(\beta) = \int_0^T G_c(\beta)(t)dt \approx \frac{\Delta}{3} \left[G_c(\beta)(0) + 4 \sum_{j=1}^n G_c(\beta)(t_{2j-1}) + 2 \sum_{j=1}^{n-1} G_c(\beta)(t_{2j}) + G_c(\beta)(T) \right] \quad (3.55)$$

Si el paso temporal está en horas, la irradiación vendrá dada en Wh/m². En cualquier caso, el resultado también se puede expresar en J/m². Se debe recordar que la aplicación de la regla de Simpson implica la necesidad de un número de puntos impar por lo que, en el caso de que éste sea par se añadirá uno con valor nulo.

3.4.3. Cálculo de la radiación en condiciones de cielo real

En este punto del proceso de cálculo disponemos de los valores de radiación en cualquier punto del dominio a analizar y para cualquier instante de tiempo (irradiancia) o período (irradiación). Todos estos valores son calculados a cielo limpio

o despejado (*clear sky*). Evidentemente estos valores son excesivos con respecto a los existente en la realidad ya que no consideran la atenuación atmosférica ni la nubosidad que disminuyen la radiación que alcanza la superficie terrestre.

Obtendremos la radiación en condiciones de cielo real a partir de los valores calculados a cielo limpio mediante la aplicación de un factor de parametrización relacionado con la nubosidad. Por ejemplo, la irradiación sobre una superficie horizontal, $H(0)$ se calculará como la corrección de la irradiación a cielo limpio o despejado, $H_c(0)$, mediante el *índice de claridad*, k_c .

$$H(0) = H_c(0)k_c \quad (3.56)$$

Si se necesita conocer la distribución de irradiancias globales a cielo real en un punto cualquiera del dominio, se podrá calcular de la misma manera,

$$G(\beta) = G_c(\beta)k_c \quad (3.57)$$

Así mismo, se puede obtener cualquiera de las componentes de la irradiancia considerando la influencia de las sombras o sin considerar la misma. Así, la irradiancia directa sobre una superficie con una cierta inclinación β , considerando las sombras, sería:

$$G_b(\beta) = G_{bc}(\beta)k_c \quad (3.58)$$

La distribución de irradiancias obtenida a lo largo de un día mediante las ecuaciones (3.57), (3.58) y todas aquellas similares para las distintas componentes no es, evidentemente, una distribución ajustada a un caso real, sino que sería la distribución esperable de irradiancias obtenida en virtud de la trayectoria solar, y cuya integral coincide con el valor de irradiación real. En cualquier caso, ésta es la mejor distribución posible a obtener para una fecha determinada lo cual, desde el punto de vista de las distintas aplicaciones de la radiación solar, resulta un dato de bastante interés. El caso, aún más interesante, de disponer de una distribución probable de irradiancias para una fecha cercana específica se abordará en el análisis del modelo predictivo. Por último, es interesante hacer notar que la distribución realizada en componentes de la irradiancia global será tanto más ajustada a la realidad cuanto mayor sea el valor de k_c ya que no se dispone de mediciones empíricas de las componentes de la radiación, lo que conlleva una sobreestimación de la componente directa que aumenta con la disminución de k_c . En el caso de disponer de medidas de cada componente se deberían calcular diferentes índices de claridad para cada una de las mismas. Huelga decir que la radiación global no se verá afectada en ningún caso por este problema.

3.4.3.1. Determinación del índice de claridad

Según lo descrito en la sección anterior, necesitaremos conocer el índice de claridad k_c para cada uno de los triángulos del mallado con el que describimos la orografía y el albedo del dominio de trabajo. Para ello se debe partir de todos aquellos valores reales de radiación que conozcamos sobre el dominio. En el presente caso recurriremos a los valores disponibles de las redes de medida de radiación accesibles en la zona bajo análisis. Representando los puntos en los que hay disponible medidas mediante el subíndice m , y dado que las medidas disponibles se corresponden con irradiación diaria sobre superficie horizontal, tendremos que:

$$k_c = \frac{H_s(0)}{H_c(0)} \quad (3.59)$$

Una vez conocidos los índices de claridad diarios para las estaciones de medida, resulta necesario interpolar estos valores en todo el dominio con el fin de conocer dicho índice para cada punto de la malla. Esto se puede hacer de forma sencilla, empleando una expresión que ha sido utilizada con éxito en otros problemas de carácter medioambiental sobre orografías complejas (ver [Montero et al., 1998]),

$$k_c = \varepsilon \frac{\sum_{n=1}^N \frac{k_{cn}}{d_n^2}}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{d_n^2}} + (1 - \varepsilon) \frac{\sum_{n=1}^N \frac{k_{cn}}{|\Delta h_n|}}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{|\Delta h_n|}} \quad (3.60)$$

donde k_c es el índice de claridad a calcular para cada punto de la malla, k_{cn} es el índice de claridad calculado en cada una de las N estaciones de medidas disponibles. El parámetro d_n representa la distancia horizontal mientras que $|\Delta h_n|$ es la diferencia en altura entre la estación n y el punto analizado. Por último tenemos el parámetro ε , cuyo valor puede variar entre 0 y 1. En problemas con orografía regular, en análisis bidimensional o en variables con alta dependencia horizontal, se suelen elegir valores altos de ε . Sin embargo, para terrenos complejos o con variables con alta variabilidad con la elevación se suelen emplear valores bajos de ε . Si disponemos de zonas regulares e irregulares la mejor opción parecería ser tomar valores intermedios para el parámetro, sin embargo, veremos que no será así.

En el caso de que el punto de análisis coincida con una estación de medida la ecuación (3.60) no es continua. Para asegurar la continuidad se hará coincidir el valor medido con el valor de dicho punto.

Llegados a este punto es necesario hacer una reflexión. Los valores calculados del índice de claridad k_c y, por consiguiente, de radiación -ya sea irradiación $H(\beta)$ o irradiancia $G(\beta)$ - serán aquéllos válidos para la fecha en la que disponemos medidas, esto es, para la/s hora/s, día/s, mes/es y año/s de los que se disponen valores.

Si bien estos resultados son interesantes desde un punto de vista metodológico, su utilidad práctica de cara a la evaluación, por ejemplo, de las mejores ubicaciones para un aprovechamiento solar, es limitada, ya que los mismos dependerán directamente de las condiciones climatológicas particulares que se dieron en las fechas en que se recogieron las medidas. Para evitar este sesgo es necesario contar con medidas de varios años y realizar sobre ellas un cierto tratamiento estadístico que nos proporcione los valores más esperables para cada día de cada mes de un año típico. Analizaremos este tema en la siguiente sección.

3.4.4. Año Meteorológico Típico

Tal y como se acaba de mencionar, es interesante elaborar un *Año Meteorológico Típico* (TMY por sus siglas en inglés) para evitar que las particularidades propias de la climatología en el momento dado de las mediciones ocasionen que el modelo estime unos valores de radiación fuera de lo razonablemente esperable.

El TMY tiene que ser construido para corresponderse con un año 'medio' en lo que respecta tanto a la aparición como a la persistencia de periodos soleados o nublados para los distintos días de cada mes [Festa y Ratto, 1993]. Una revisión comparativa de distintos métodos de obtención del TMY puede verse en [Argiriou et al., 1999] y en [Janjai y Deeyai, 2009].

3.4.4.1. Análisis de series temporales

Las series temporales de parámetros climáticos han sido ampliamente estudiadas por distintos autores. En [Argiriou et al., 1999] se analizan varios métodos entre los que destacan el llamado *Método Danés*, y el de *Festa-Ratto* [Festa y Ratto, 1993]. Estos métodos se basan en la ciclicidad temporal de las variables climáticas en las que encontraremos dos componentes, una determinística compuesta por todos los ciclos -anual, diario,...- que sigue la variable y que conforma lo que conocemos como clima, y otra formada por las fluctuaciones que día a día se tienen alrededor de la anterior y que nos dan las variaciones del tiempo [Boland, 2008].

Los modelos autorregresivos de medias móviles (ARMA por sus siglas en inglés), se emplean con frecuencia para identificar los parámetros de correlación en series temporales estacionarias como son las de radiación [Boland, 2008; Tsay, 2005; Mazorra et al., 2010]. Estas series se pueden ajustar según la expresión [Box y Jenkins, 1976],

$$Y_t = \sum_i [\alpha_i \cos(\omega i t) + \beta_i \sin(\omega i t)] + \epsilon_t \quad (3.61)$$

donde ω es una constante, la parte determinística de Y_t es una serie trigonométrica y la componente aleatoria ϵ se ajusta a un modelo tipo ARMA,

$$\epsilon_t = \phi_1 \epsilon_{t-1} + \dots + \phi_p \epsilon_{t-p} + a_t + \theta_1 a_{t-1} + \dots + \theta_q a_{t-q} \quad (3.62)$$

En este caso el modelo tiene órdenes p y q , y su variabilidad depende de los valores previos en el tiempo y de una serie aleatoria a_t , llamada ruido blanco, que debe cumplir que:

$$E(a_t) = 0 \quad V(a_t) = \sigma_a^2 \quad Cov(a_t, a_{t-k}) = 0 \quad \forall t, k$$

Es decir, su valor esperado es cero, su varianza es constante y no presenta dependencia de su pasado, por lo que a_t será aleatoria e impredecible.

En primer lugar se realizará el análisis de las tendencias en máximos, medias, medianas diarias de forma que se pueda representar el ciclo estacional. Más tarde se emplearán series trigonométricas para modelarlas. Por un lado llevaremos a cabo el suavizado de irregularidades en los datos mediante medias móviles y después los ajustaremos por mínimos cuadrados a series de Fourier dado el carácter cíclico de los mismos. De esta manera, (3.61) quedaría como,

$$Y_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^r \left[\alpha_i \cos \left(\frac{2\pi i t}{T} \right) + \beta_i \sin \left(\frac{2\pi i t}{T} \right) \right] + \epsilon_t \quad t = 1 \dots n \quad (3.63)$$

donde T es el período del ciclo y (α_i, β_i) son los coeficientes de regresión.

Como se ha comentado, el alisamiento de las series temporales de datos se realizará mediante medias móviles transformando la serie Y_t en otra mediante,

$$MY_t = \sum_{j=-m}^m \omega_j Y_{t+j} \quad (3.64)$$

$$\omega_j = \frac{1}{2m+1} \quad j = -m, \dots, +m$$

siendo $\omega_{-m} + \dots + \omega_0 + \dots + \omega_m$ los pesos que aplicamos a la media ponderada de la serie. La amplitud de la media móvil es $2m+1$ y define el intervalo temporal $(t-m, t+m)$. En el caso representado en la ecuación (3.64), MY_t sería la media aritmética de $2m+1$ datos centrados en el instante t . Los pesos ω_j se pueden elegir de forma que confieran a la media (o al estadístico analizado) unas características deseables que distorsionen poco o nada las componentes tendenciales de la serie. Una posibilidad es aplicar medias móviles de Henderson [Henderson, 1916, 1924]. En este caso, se ha optado por el uso de medias móviles tipo Henderson de amplitud $2m+1 = 21$. De esta forma, al calcular la media móvil de una serie de

irradiación diaria se calculará la media ponderada de 21 datos [Ruiz], aplicando la ponderación dada por,

$$\omega_j = \frac{\nu_j}{3059} \quad j = -10, -9, \dots, 10$$

con

$$\begin{aligned} \nu_0 &= 329, \nu_1 = 324, \nu_2 = 309, \nu_3 = 284, \nu_4 = 249, \nu_5 = 204, \\ \nu_6 &= 149, \nu_7 = 84, \nu_8 = 9, \nu_9 = -76, \nu_{10} = -171, \end{aligned}$$

Esta media móvil es simétrica para $j = 1, 2, \dots, 10$ y se denominará M_{21}

3.4.4.2. Tendencias de máximos, medias y medianas

El año meteorológico típico puede describir la irradiación global diaria y el número de horas de sol diario [Mazorra et al., 2009, 2010]. En el caso que nos ocupa se ha elaborado un TMY para las series diarias de máximos, medias, medianas, varianza y percentiles del 90 % y 75 %. Una vez analizados los resultados, y comparados con los valores originales, se ha resuelto disponer como más representativas las series de medianas, dada la alta sensibilidad de la media a valores espurios. Se tomará el sumando de Fourier (parte estocástica) ya que el objetivo de este estudio hace que la serie deseable para calcular los valores de irradiación e irradiancia sea aquella que mejor describa las características climáticas estacionales y no la variabilidad diaria aleatoria, parte que sí se tendrá en cuenta en el modelo predictivo a partir de los modelos meteorológicos.

En el caso del análisis realizado sobre la isla de Gran Canaria partiremos de los datos de irradiación diarios suministrados por el *Instituto Tecnológico de Canarias* (ITC) para las siete estaciones de medida disponibles en la isla durante el período 1998-2008. Hallaremos el Año Meteorológico Típico de los parámetros anteriormente citados para cada una de ellas. Si Z_{ad} representa los datos brutos y E el estimador considerado (léase la media, mediana, máximo, etc.), el proceso que seguimos según lo visto en la sección anterior, se puede observar resumido en la figura 3.22

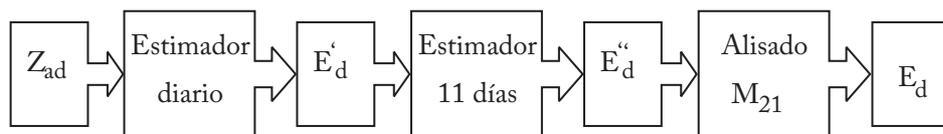


Figura 3.22: Proceso de elaboración de estimadores

El estimador para valores diarios de irradiación global horizontal E será, según

el caso, el máximo diario de irradiación (T_d), la media diaria de irradiación (m_d), o la mediana diaria de irradiación (M_d). Éstos responderán a:

$$T'_d = \max_{a=1\dots A} [H_{ad}(0)] \quad (3.65)$$

$$m'_d = \frac{1}{A} \sum_{a=1}^A H_{ad}(0) \quad (3.66)$$

$$M'_d = \text{mediana}_{a=1\dots A} [H_{ad}(0)] \quad (3.67)$$

donde $d = 1, 2, \dots, 365$ será el día del año estudiado y $a = 1, \dots, A$ es el conjunto de años A de los que se dispone datos. El proceso de suavizado resulta interesante [Ruiz] dado que el número de años con datos disponibles (10) no es muy grande²². El primer paso será tomar cada estimador como aquel resultante de tener en cuenta un periodo de 11 días centrado en el día d a considerar. Esto es,

$$T''_d = \max_{i=-5\dots 5} T'_{d+i} \quad (3.68)$$

$$m''_d = \frac{1}{11} \sum_{i=-5}^5 m'_{d+i} \quad (3.69)$$

$$M''_d = \text{mediana}_{i=-5\dots 5} M'_{d+i} \quad (3.70)$$

Por último, aplicaremos el alisado mediante medias móviles de Henderson M_{21} según la ecuación (3.64)

$$T_d = M_{21}T''_d = \sum_{j=-10}^{10} \omega_j T''_{d+j} \quad (3.71)$$

$$m_d = M_{21}m''_d = \sum_{j=-10}^{10} \omega_j m''_{d+j} \quad (3.72)$$

$$M_d = M_{21}M''_d = \sum_{j=-10}^{10} \omega_j M''_{d+j} \quad (3.73)$$

Llegados a este punto, el estimador se ajusta por medio de una serie de Fourier dado su carácter cíclico (ver (3.63)). Como ya se comentó, y dado que el interés del TMY en esta tesis no es predictivo, nos interesa de dicha expresión la parte estocástica que es la que explica las características climáticas sin considerar las variaciones diarias aleatorias.

Como ejemplo del trabajo realizado se presenta una gráfica con los datos (1998-2008) de irradiación diaria horizontal, $H(0)$, medida en la estación de La Aldea

²²Para series de datos superiores a 10 años con datos completos, se puede suponer $T''_d = T'_d$

(figura 3.23), y el ajuste de la serie de medianas mediante Fourier (figura 3.24).

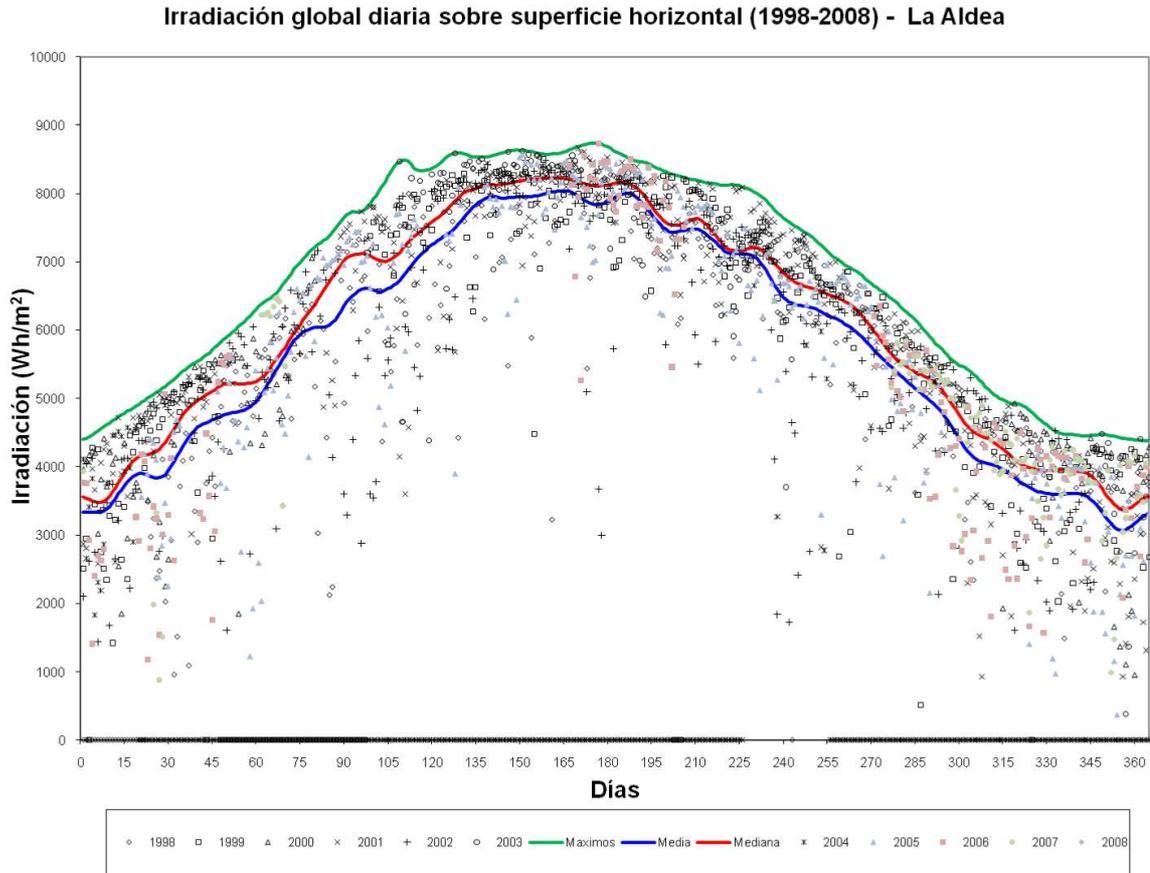


Figura 3.23: Irradiación diaria en La Aldea

3.4.5. Modelo predictivo de radiación solar

Uno de los problemas más importantes de la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar es el desconocimiento de la capacidad generadora real de una instalación debido al carácter aleatorio de la energía primaria. Una vía para minimizar este problema es utilizar las posibilidades predictivas a corto plazo ofrecidas por los modelos meteorológicos existentes tales como el MM5, HIRLAM, etc. Es por eso que el modelo desarrollado en esta tesis permite la incorporación de datos aportados por modelos de predicción meteorológica con el objetivo de obtener valores de radiación (irradiancia e irradiación) probables a corto plazo. Es lo que hemos denominado *modelo predictivo*.

El proceso consiste en evaluar los valores de radiación a cielo real a partir de los calculados a cielo limpio pero sustituyendo las medidas de las estaciones por los valores obtenidos mediante el modelo de predicción meteorológica. De esta forma se consigue conocer para cualquier punto de la isla y con la precisión del modelo

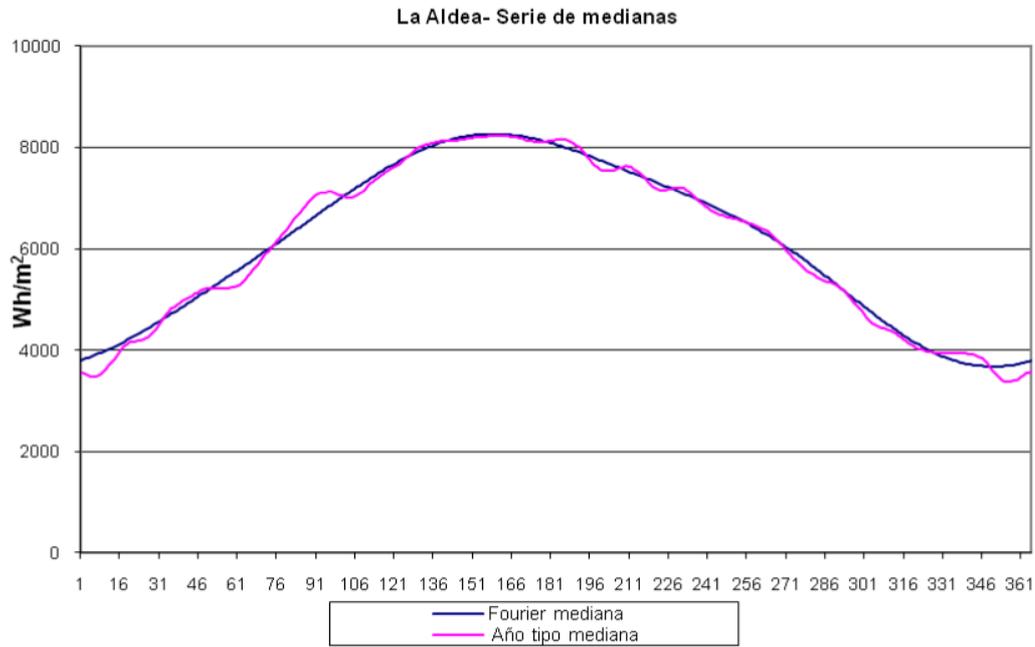


Figura 3.24: Serie de medianas y ajuste de Fourier. La Aldea

meteorológico, los valores de irradiancia e irradiación incluyendo la influencia de la orografía en forma de sombras.

La cuestión clave, por tanto, se circunscribe a la evaluación de los índices de claridad. En este caso, y dado que el modelo meteorológico proporciona resultados con un cierto paso temporal, podremos conocer un índice de claridad, k_{c_i} , para cada uno de esos instantes. Nótese que la radiación a cielo limpio usada es *sin sombras*, ya que el modelo meteorológico no tiene en cuenta éstas.

$$k_{c_i} = \frac{G(0)}{G_{c_{ss}}(0)} \quad (3.74)$$

La irradiancia global horizontal real, $G(0)$, se puede obtener mediante una simulación predictiva. En nuestro caso, se ha dispuesto de simulaciones mediante el modelo de mesoescala de quinta generación, MM5. Este modelo estima las irradiancias sobre una malla propia cuya proyección horizontal es una cuadrícula no uniforme, por lo que es necesario interpolar esos resultados a los centros de los triángulos de la malla 2D obteniéndose una distribución de irradiancias pronosticadas para un día concreto. El proceso empleado será el siguiente:

1. Triangular la malla propia del MM5 mediante una triangulación plana, no adaptativa en la cual los nodos de los triángulos que se forman son los mismos nodos de la malla propia del MM5. A cada nodo se le asigna la irradiancia pronosticada para cada instante.
2. Se superpone la malla triangulada del MM5 con la malla 2D de la topografía

a utilizar. A cada centro de cada triángulo i de la malla 2D topográfica se le asigna un valor de irradiancia interpolado a partir de los nodos del triángulo j de la malla del MM5 que le corresponde (ver figura 3.25). La interpolación se realiza vectorialmente partiendo del plano definido por \vec{V}_1 y \vec{V}_2 donde la coordenada z es la irradiancia. Así, se tendrá:

$$\begin{bmatrix} x \\ y \\ z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_0 \\ y_0 \\ z_0 \end{bmatrix} + K_1 \cdot \begin{bmatrix} V_{1x} \\ V_{1y} \\ V_{1z} \end{bmatrix} + K_2 \cdot \begin{bmatrix} V_{2x} \\ V_{2y} \\ V_{2z} \end{bmatrix} \quad (3.75)$$

Tres ecuaciones con tres incógnitas, K_1 , K_2 y z , que es la irradiancia pronosticada para el triángulo de la malla adaptativa.

3. Se calculan los índices de claridad, k_{ci} , para cada triángulo y para cada instante apoyándonos en los valores a cielo limpio sin sombra.

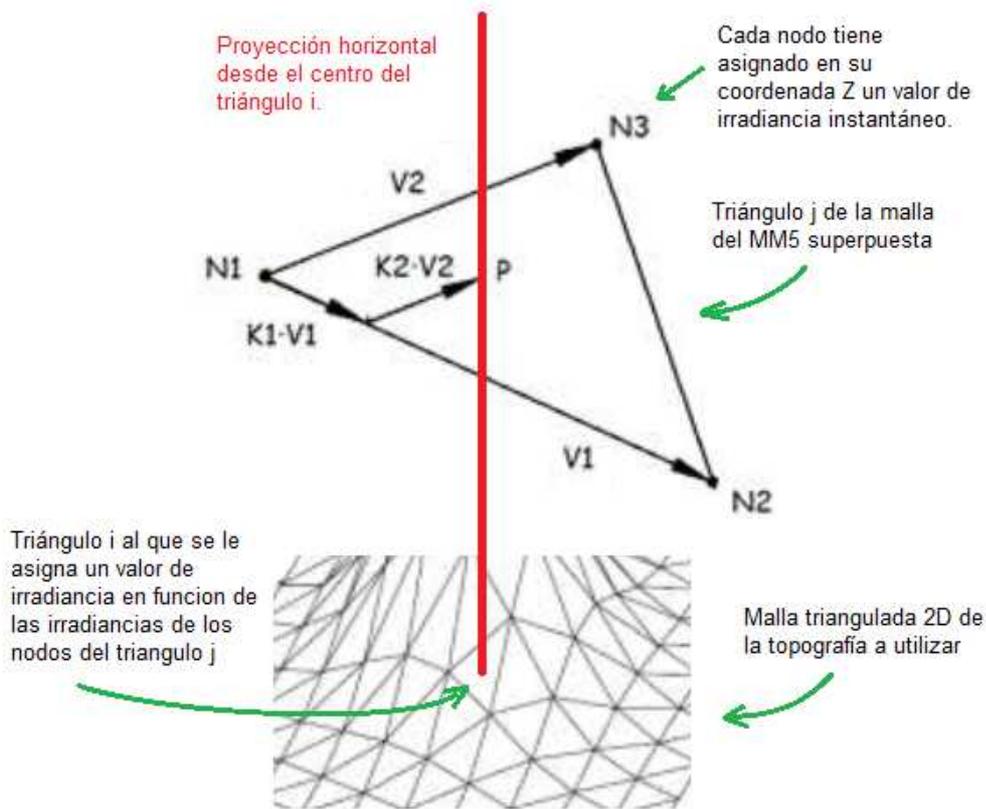


Figura 3.25: Asignación de irradiancias

3.4.6. Resumen

Se presenta, a modo de resumen, el algoritmo de la figura 3.26 donde se observa el flujo existente en el proceso de cálculo de las distintas magnitudes implicadas en

el modelo solar. Las entradas al modelo serían, como ya se indicó, las siguientes:

1. Condicionantes de geometría terrestre tales como la ubicación del punto o zona de estudio (longitud y latitud), así como el instante o período de cálculo (hora solar, día, mes)
2. Características del terreno (elevación, albedo, inclinación y orientación de las superficies colectoras)

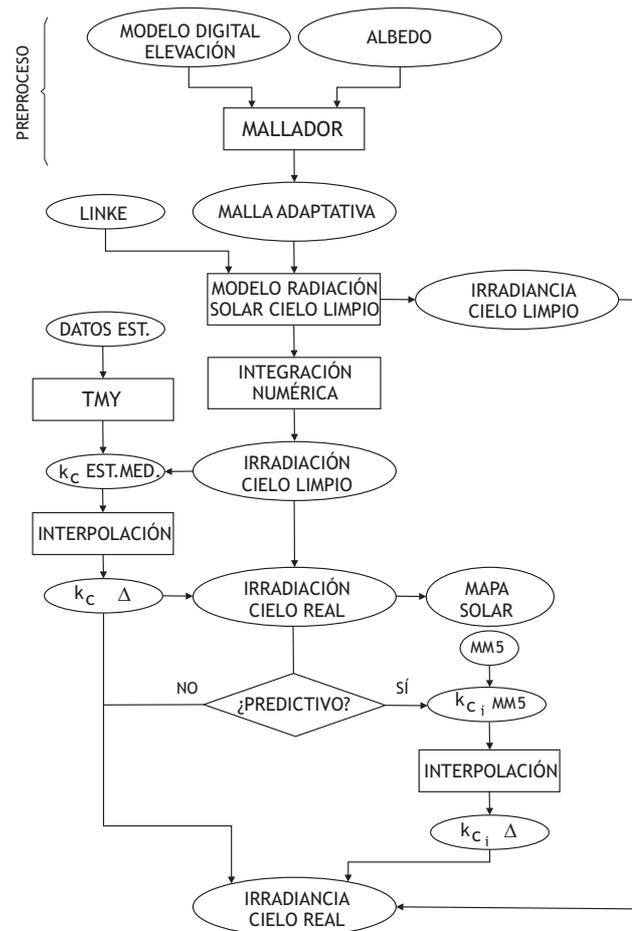


Figura 3.26: Diagrama resumen del modelo de radiación solar

Como vemos, por un lado se obtiene la distribución espacial de la irradiación solar a lo largo de un período de tiempo, por ejemplo un mes. Esto es lo que se denomina comúnmente como mapa de radiación solar. En el siguiente capítulo se disponen varios ejemplos de cálculo. Por otra parte, se obtiene también la distribución temporal de la irradiancia solar para cualquier punto de la malla y para cualquier día del Año Meteorológico Típico, o bien para un día próximo en el caso del modelo predictivo.

Capítulo 4

Simulación numérica del modelo de radiación solar para Gran Canaria

En este capítulo se desarrolla una aplicación numérica utilizando las técnicas descritas en los capítulos 2 y 3. Se pretende analizar la radiación solar en la isla de Gran Canaria calculando tanto irradiancias como irradiación. El objetivo es la obtención de los valores de irradiación solar disponibles en un periodo de tiempo sobre la superficie de la isla, definiendo los mapas solares de la misma. Se presentarán los mapas solares mensuales de irradiación considerando las características climáticas de la isla, esto es, partiendo del año meteorológico típico estimado a partir de los datos empíricos disponibles en las distintas estaciones de medida. De igual manera se presentarán los cálculos de la irradiancia diaria en cualquier punto de la isla, bien sobre la superficie de la misma, bien sobre un captador con inclinación y orientación arbitrarias. En este caso los valores de irradiancia pueden ser evaluados mediante consideraciones climáticas, es decir, a partir del año meteorológico típico, o bien aplicando el modelo predictivo que parte de los valores obtenidos mediante un modelo meteorológico externo.

Los datos de que disponemos son, una topografía digitalizada del terreno, los valores de albedo del mismo y los datos de radiación solar de la red de estaciones de medida del Instituto Tecnológico de Canarias o, en su caso, los valores del modelo meteorológico MM5 para la zona de Canarias.

En el esquema de la figura 4.1 se observan los pasos que se seguirán para el cálculo de los valores de radiación.

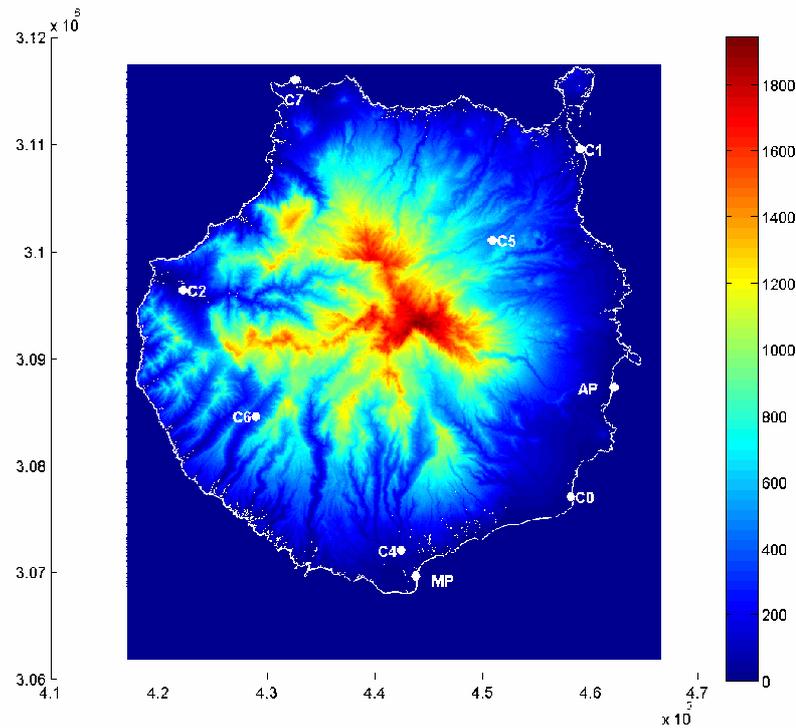


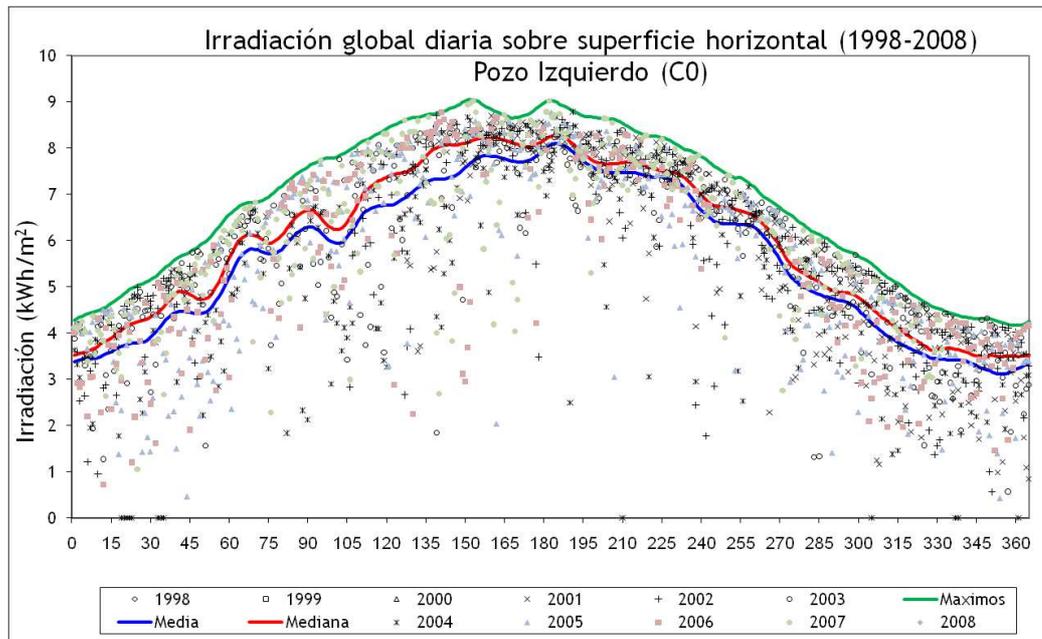
Figura 4.2: Geolocalización de estaciones de medida y cotas para Gran Canaria

nalmente con los datos de la década 1998-2008. A modo de ejemplo mostraremos gráficamente (ver figuras 4.3 y 4.4), los valores de cuatro estaciones, una en el Este (C0), otra en el Oeste (C2 - mostrada en la sección 3.4.4), otra en el Norte (C1) y finalmente otra en el Sur (C4). En abscisas tendremos los días del Año Meteorológico Típico, y en ordenadas los valores de irradiación en kWh/m^2 .

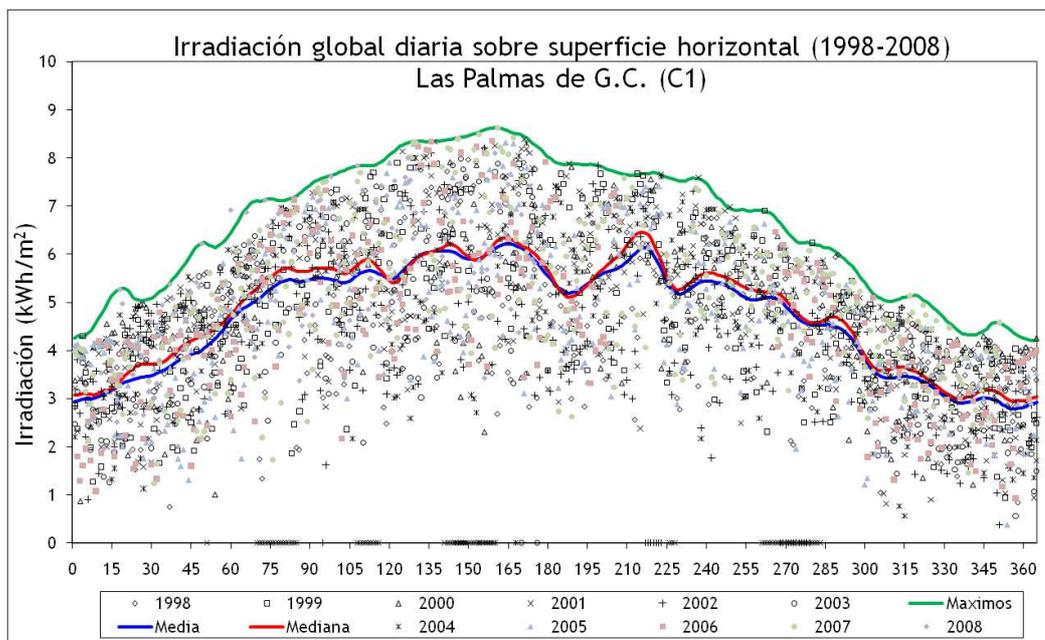
El TMY para las medianas de la irradiación diaria horizontal, calculado según lo explicado en la sección 3.4.4, puede observarse, para las siete estaciones de referencia, en la figura 4.5.

Cada una de estas series se puede ajustar mediante una serie de Fourier tal y como fue definido en la ecuación (3.63). En la figura 3.24 se puede observar el ajuste realizado.

Resulta muy interesante analizar las gráficas representadas en la figura 4.5, donde se observan las series de medianas TMY de irradiación diaria global sobre superficie horizontal, calculadas para las distintas estaciones de medida de Gran Canaria. Se constata un comportamiento similar de la irradiación entre las estaciones situadas en la vertiente Sur, Suroeste de la isla, mientras que las estaciones del norte (Las Palmas de Gran Canaria -C1-; Santa Brígida -C5- y Gáldar



(a) Pozo Izquierdo (C0)



(b) Las Palmas de Gran Canaria (C1)

Figura 4.3: Datos de algunas estaciones de medida en Gran Canaria

-C7-) presentan un comportamiento diferenciado y más disperso. En particular, este comportamiento ligeramente errático queda patente estudiando las curvas correspondientes a la estación de Las Palmas (C1) y la de Santa Brígida (C5).

Si atendemos a dichas gráficas se observa que, en Las Palmas de Gran Canaria (C1), en el Noreste de la isla, la irradiación suaviza su tendencia al alza una vez entrada la primavera y permanece alrededor de los valores alcanzados durante el verano, hecho éste que confiere a la curva un cierto aspecto achatado. Ciertas

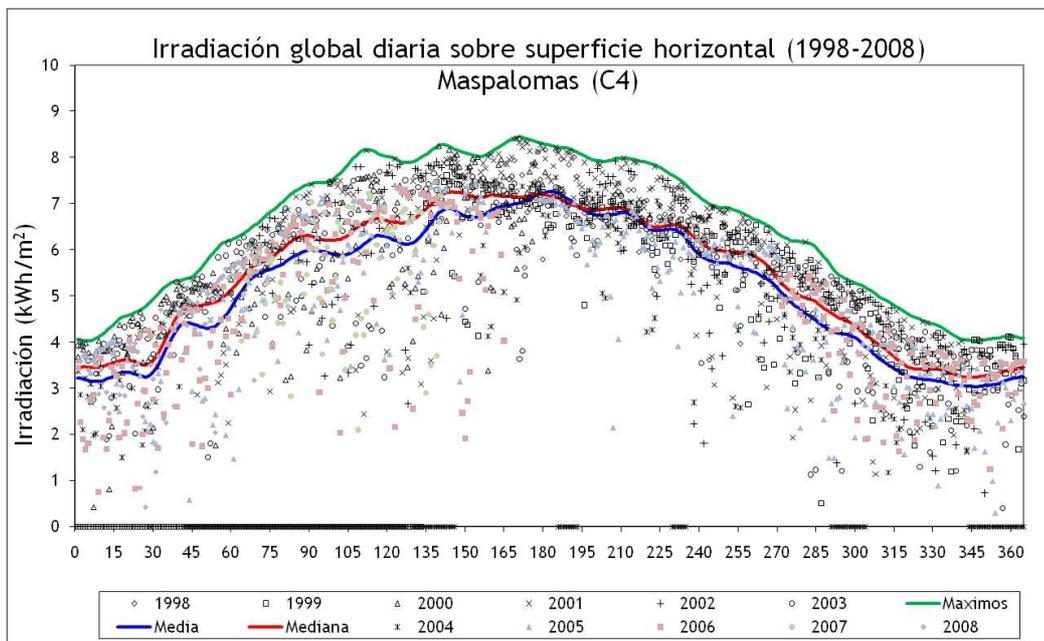


Figura 4.4: Datos de la estación de San Fernando de Maspalomas (C4)

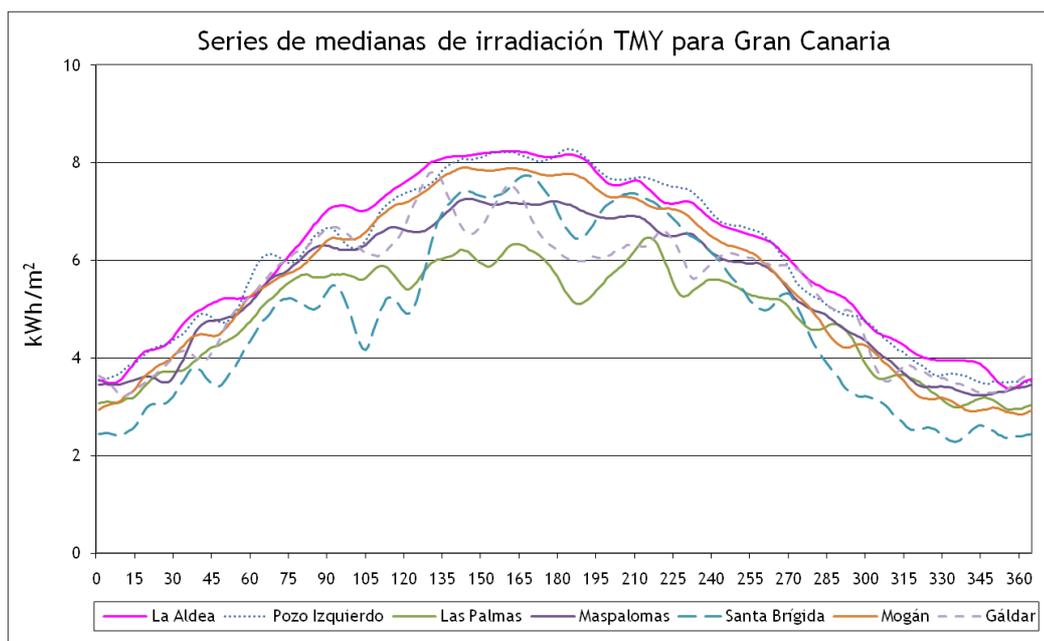


Figura 4.5: Series de medianas de irradiación TMY

similitudes tiene el comportamiento en Gáldar (C7), en el Noroeste, si bien aquí el achatamiento llega más tarde que en Las Palmas. Esta disminución de irradiación en el verano en estas estaciones es ocasionada por los vientos alisios, de gran influencia en la isla, con una dirección predominante NNE tal y como se ve en la rosa de los vientos (figura 4.6). Estos vientos arriban a la isla cargados de humedad y las masas de nubes que ocasionan quedan bloqueadas por el macizo central de la misma ya que las inversiones térmicas presentes generalmente se producen por debajo de la altitud máxima de la isla de forma que la misma queda cubierta, en

su zona norte y noreste, con un mar de nubes popularmente conocido como "panza de burro". Según [Dorta, 1996], las inversiones de subsidencia más frecuentes en verano en el Archipiélago se sitúan desde los 500 hasta los 1750 m de altitud (un 69% al mediodía y un 66% por la noche). Esto explica el comportamiento de las series de datos de la estación C5, Santa Brígida, que está situada a 540 m de altura con lo que, en verano, a veces está bajo la inversión y a veces por encima.

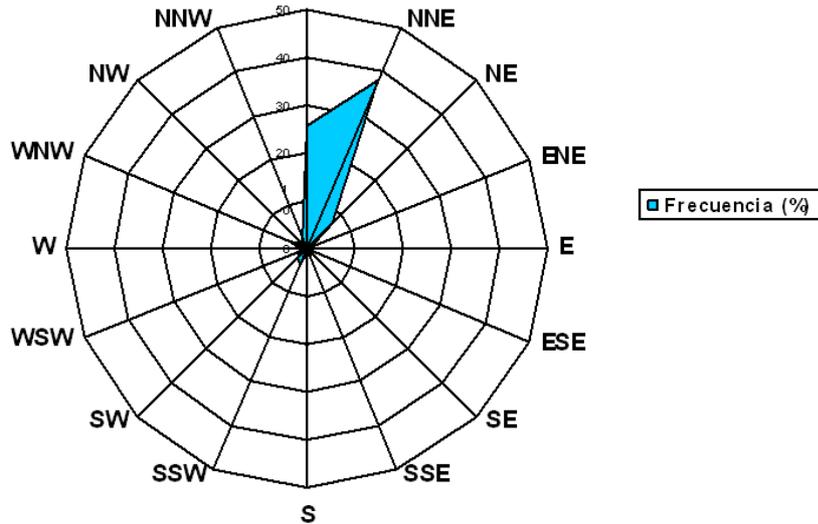


Figura 4.6: Rosa de los vientos anual. Fuente: ITC

4.2. Factor de turbidez de Linke

Para calcular la componente difusa de la radiación nos hace falta un dato adicional que es el *factor de turbidez* de Linke. La turbidez es uno de los factores de atenuación de la atmósfera que depende de la concentración de varios constituyentes de la misma. Su impacto puede ser estimado por comparación entre el grosor óptico observado, $\delta(m)$, y el grosor óptico teórico de una atmósfera perfectamente limpia y seca (atmósfera de Rayleigh), $\delta_R(m)$ [Kasten, 1996]. Es decir, el factor de turbidez de Linke se define como el número de atmósferas limpias y secas, es decir de atmósferas Rayleigh, necesarias para tener la atenuación observada de la radiación solar [Kasten, 1996; Polo, 2010].

Es evidente que la turbidez depende de la zona estudiada y de la época del año. Distintos autores han abordado la complejidad del cálculo del factor de turbidez de Linke, T_{LK} , para una ubicación y un período de tiempo determinados [Cucumo et al., 2000; Diabaté et al., 2003]. En esta tesis se ha optado por aplicar valores medios mensuales tal y como han realizado algunos autores [Šúri y Hofierka, 2004]. Estos valores [Remund et al., 2003] se han obtenido online del servicio SoDa [Solar

radiation Data, 2012]. Para Gran Canaria, estos coeficientes medios mensuales están reflejados en la tabla 4.2.

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2,7	2,7	3,1	3,2	3,6	3,5	3,4	3,6	3,7	3,5	3,1	3,0

Tabla 4.2: Factores mensuales de turbidez de Linke para Gran Canaria

En las figuras 4.7 y 4.8 se pueden observar los mapas mundiales del factor de Linke para un mes de cada estación (enero, abril, julio y octubre)

4.3. Simulaciones de irradiación a cielo limpio

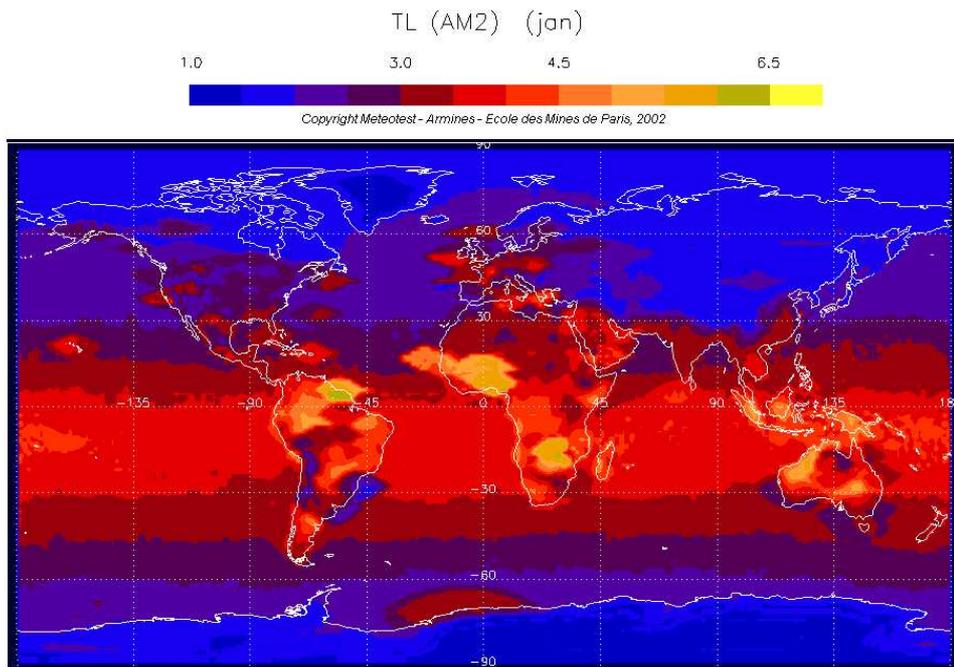
Como ya se ha comentado, las simulaciones se han realizado para la isla de Gran Canaria. Las esquinas que definen la cuadrícula que supone el dominio de trabajo son, en coordenadas UTM¹, (417025, 3061825) y (466475, 3117475) respectivamente. Se usará la malla que hemos denominado *media* en la sección 2.4 por ser un compromiso entre la representación fidedigna del relieve y la disminución de la carga computacional. En la tabla 4.3 se presenta una comparativa de valores obtenidos con los diferentes mallados para un episodio temporal restringido (diciembre de 2006), donde se ve la pequeña diferencia existente entre los resultados de irradiación (MJ/m²) logrados con la malla media frente a los de la malla fina.

Estrategia	Cielo limpio							
	Directa		Difusa		Refl.		Global	
	Media	Max.	Media	Max.	Media	Max.	Media	Max.
Malla regular	389,47	658,99	78,28	108,27	0,61	12,75	468,36	771,91
Malla grosera	382,47	680,57	77,41	108,84	0,87	17,62	460,75	797,75
Malla media	369,54	719,85	76,85	117,30	1,83	21,37	448,22	843,41
Malla fina	362,65	725,40	76,56	115,10	2,29	26,09	441,50	849,78
Fina sin sombras	387,90	754,32	76,79	120,36	2,01	24,01	466,71	891,51

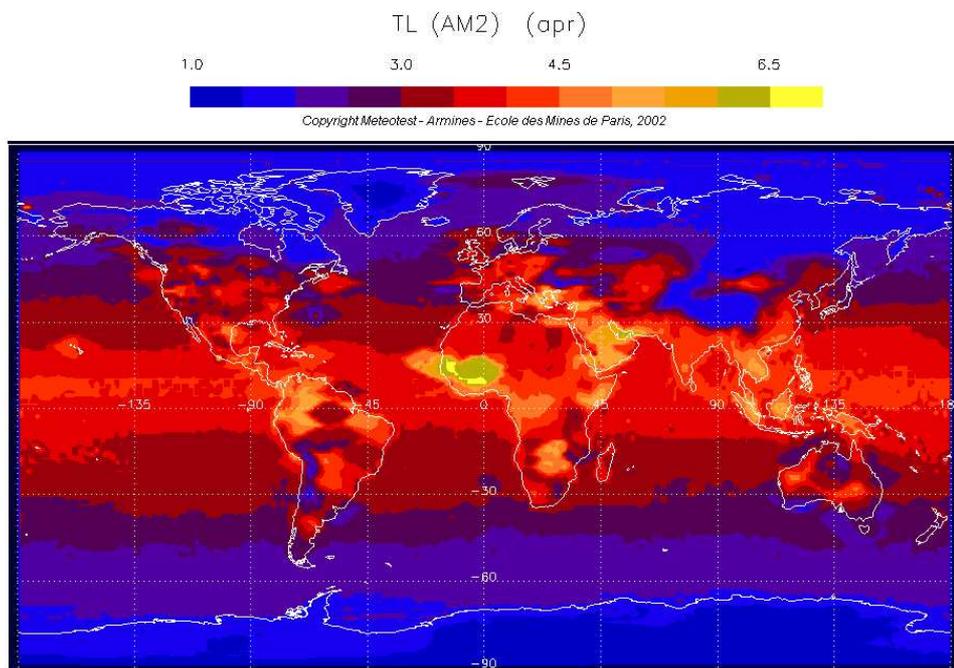
Tabla 4.3: Irradiación media y máxima para diciembre de 2006 según estrategias de mallado y cálculo

En primer lugar se ha estudiado el episodio sobre la malla fina sin considerar las sombras generadas con el fin de comparar su influencia sobre los parámetros objetivo calculados teniendo en cuenta las sombras. Se observa una sobreestimación de la radiación directa en el caso en que no se consideran las sombras, de alrededor de un 7%. Los valores mostrados en la tabla 4.3 nos permiten comparar

¹Sistema de coordenadas Universal Transversal de Mercator



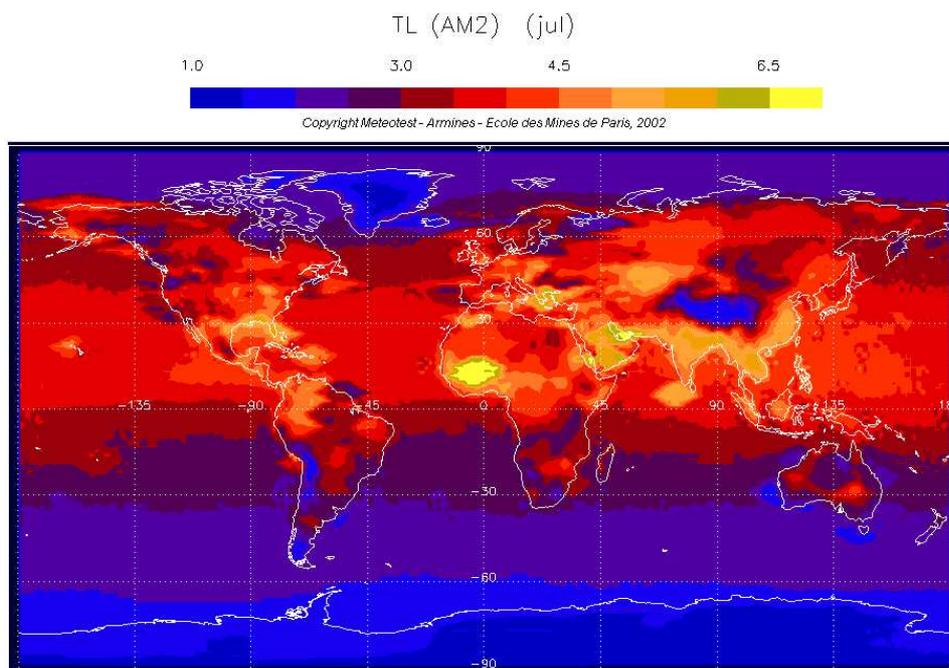
(a) Enero



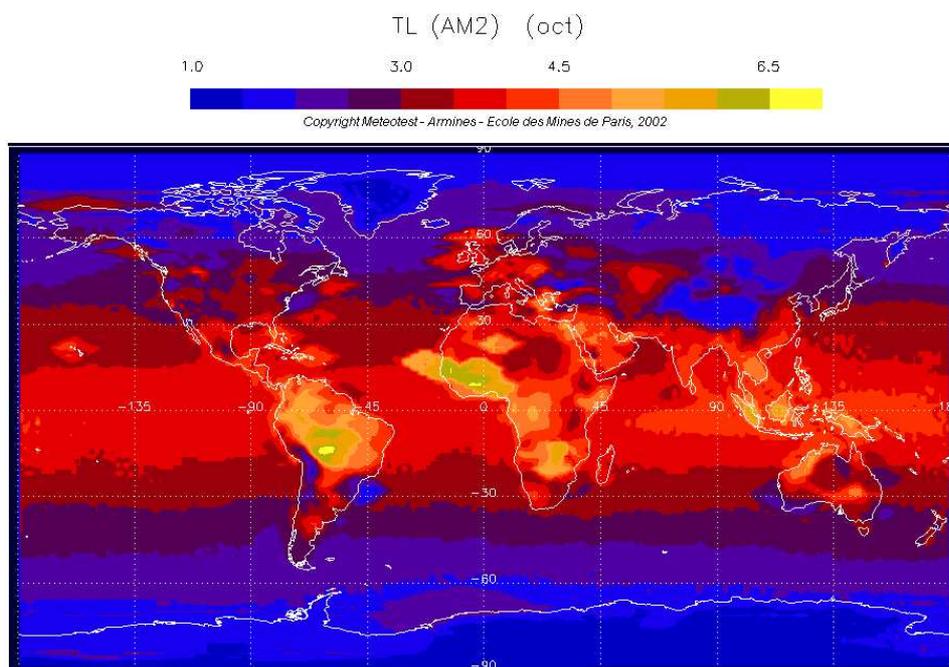
(b) Abril

Figura 4.7: Mapa mundial de factores de Linke. Fuente: SoDa

los resultados obtenidos con distintos mallados. Se observa que las resoluciones poco densas, como la de la malla gruesa con $\varepsilon_h > 200$ m, o la de la malla regular



(a) Julio



(b) Octubre

Figura 4.8: Mapa mundial de factores de Linke. Fuente: SoDa

con resoluciones del orden de 677 m aproximadamente, ocasionan una sobreestimación local de la radiación solar. Estas conclusiones son similares a las obtenidas

por [Cebecauer et al., 2007] al respecto. La mejora en la estimación se incrementa con la densidad del mallado y se estabiliza gracias al refinamiento local sin incrementar en exceso la carga computacional. Por ejemplo, la sobreestimación de la radiación directa con respecto al valor obtenido con la malla fina es del 7,4 % para la malla regular, del 5,5 % para la grosera y del 1,9 % para la media. Como vemos el refinamiento local proporciona mejores resultados que el regular de modo que incluso la malla grosera presenta mejores valores que la malla regular, aún cuando aquélla tiene un número de nodos del orden de 1/3 de los de la regular.

La influencia del modelo digital de alturas² sobre la estimación de parámetros ambientales tales como la radiación ha sido analizada por otros autores como [McKenney et al., 1999] con similares conclusiones. Otra vez, nuestro enfoque presenta la gran ventaja del uso de mallas adaptativas que proporcionan mejores resultados con un coste computacional más bajo.

Tras el análisis preliminar de un episodio temporal, se procede a realizar las simulaciones para obtener los mapas solares de irradiación mensual (J/m^2) para la isla de Gran Canaria, a partir de la malla media descrita en el capítulo 2. Para la evaluación de las sombras se ha tomado un número de puntos de análisis (*warning points*) igual a cuatro. Se presentan para cada mes los gráficos de los valores obtenidos de la irradiación acumulada mensual según cada una de las tres componentes, directa, difusa y reflejada, así como la radiación global.

²Digital Elevation Model (DEM) en inglés

4.3.1. Enero

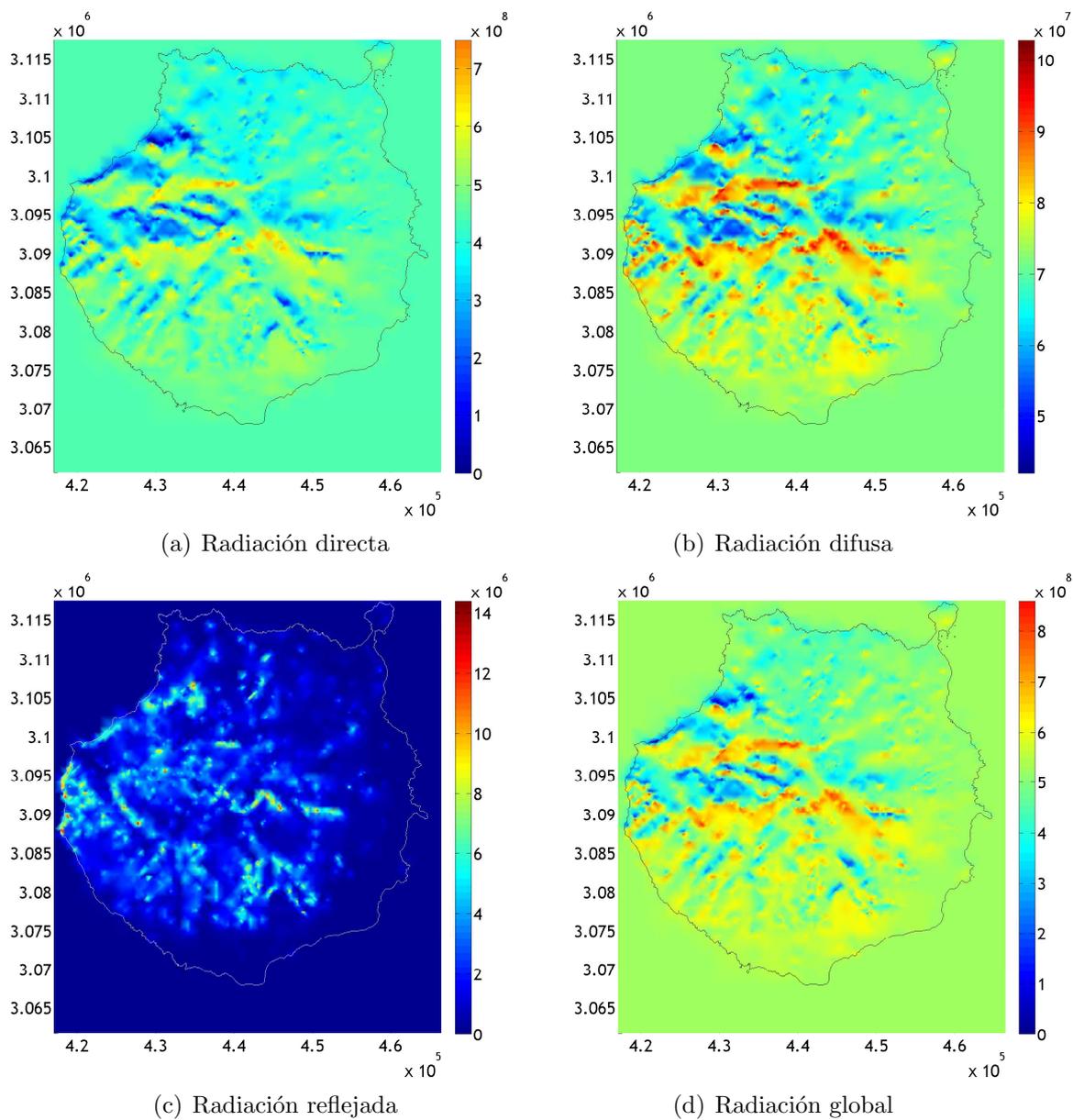


Figura 4.9: Mapas de irradiación a cielo limpio para enero

4.3.2. Febrero

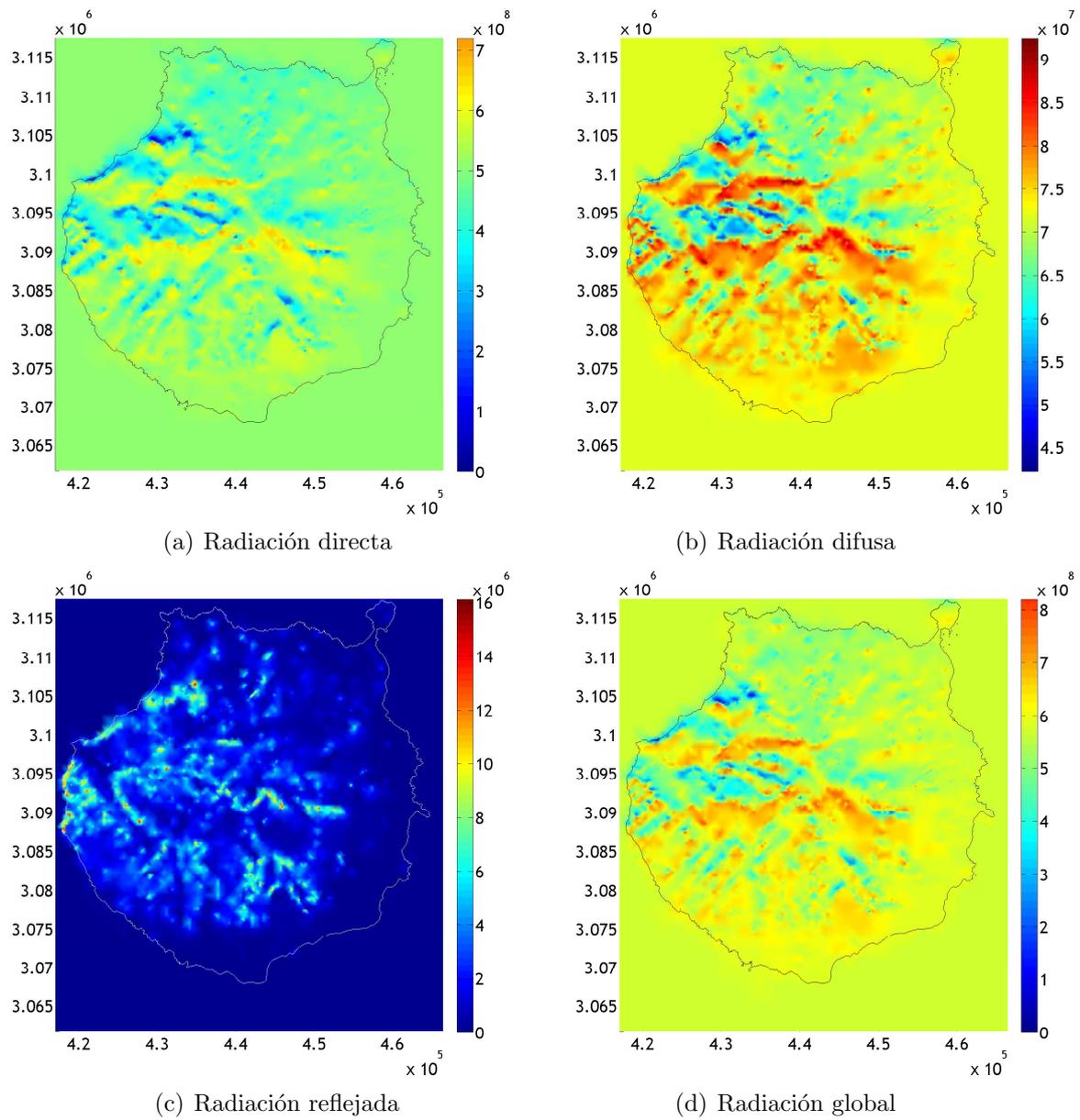


Figura 4.10: Mapas de irradiación a cielo limpio para febrero

4.3.3. Marzo

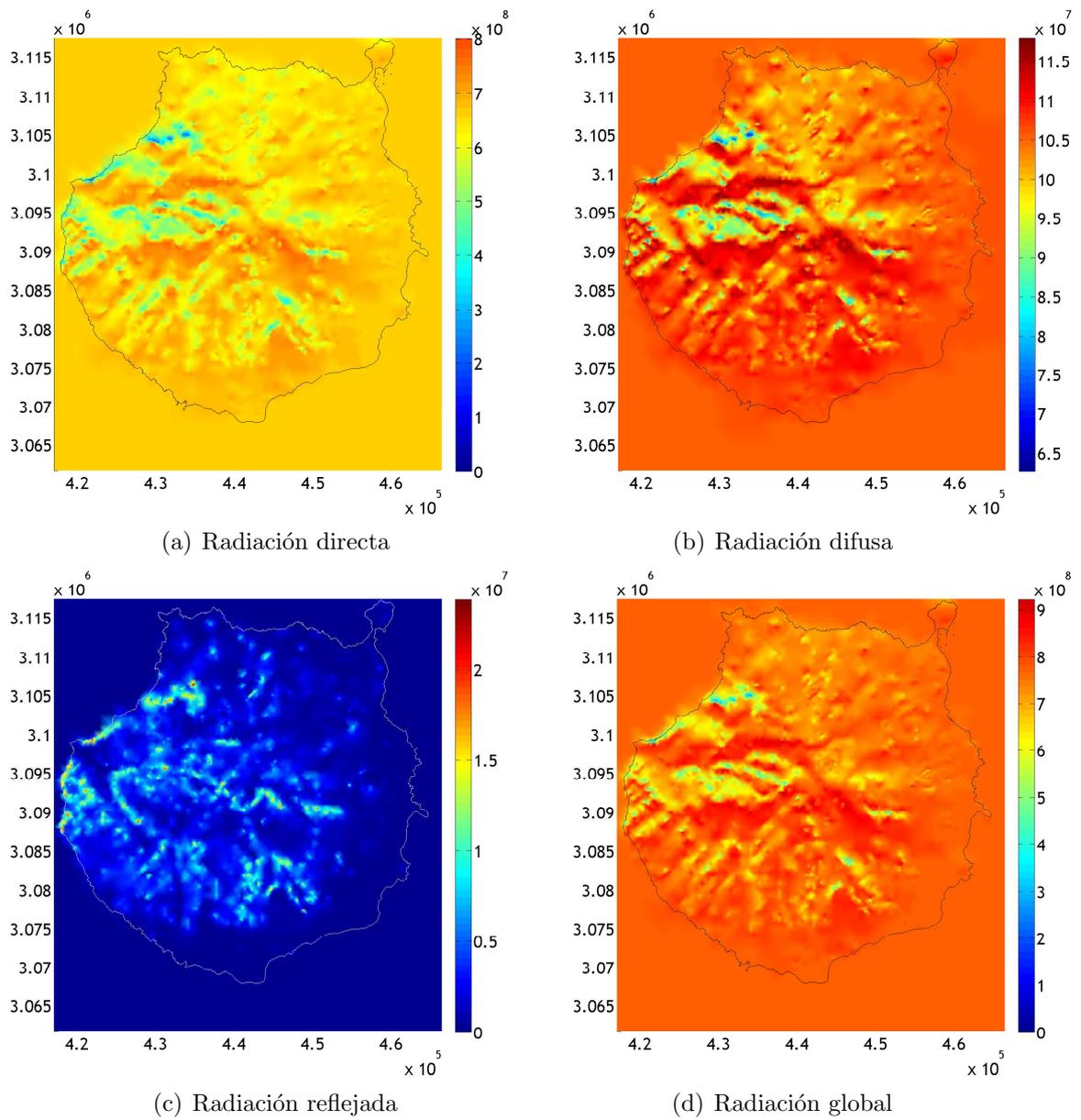


Figura 4.11: Mapas de irradiación a cielo limpio para marzo

4.3.4. Abril

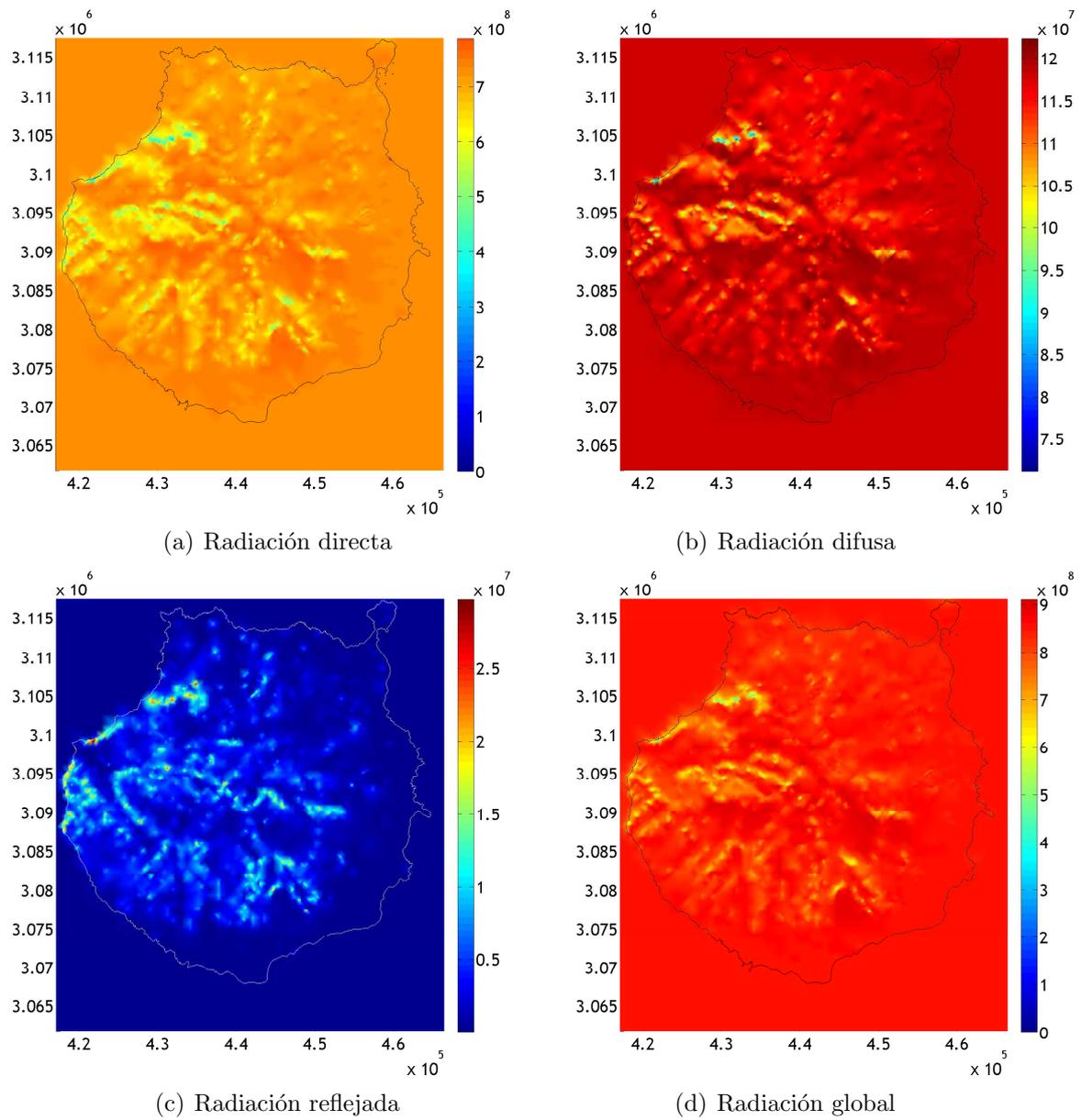


Figura 4.12: Mapas de irradiación a cielo limpio para abril

4.3.5. Mayo

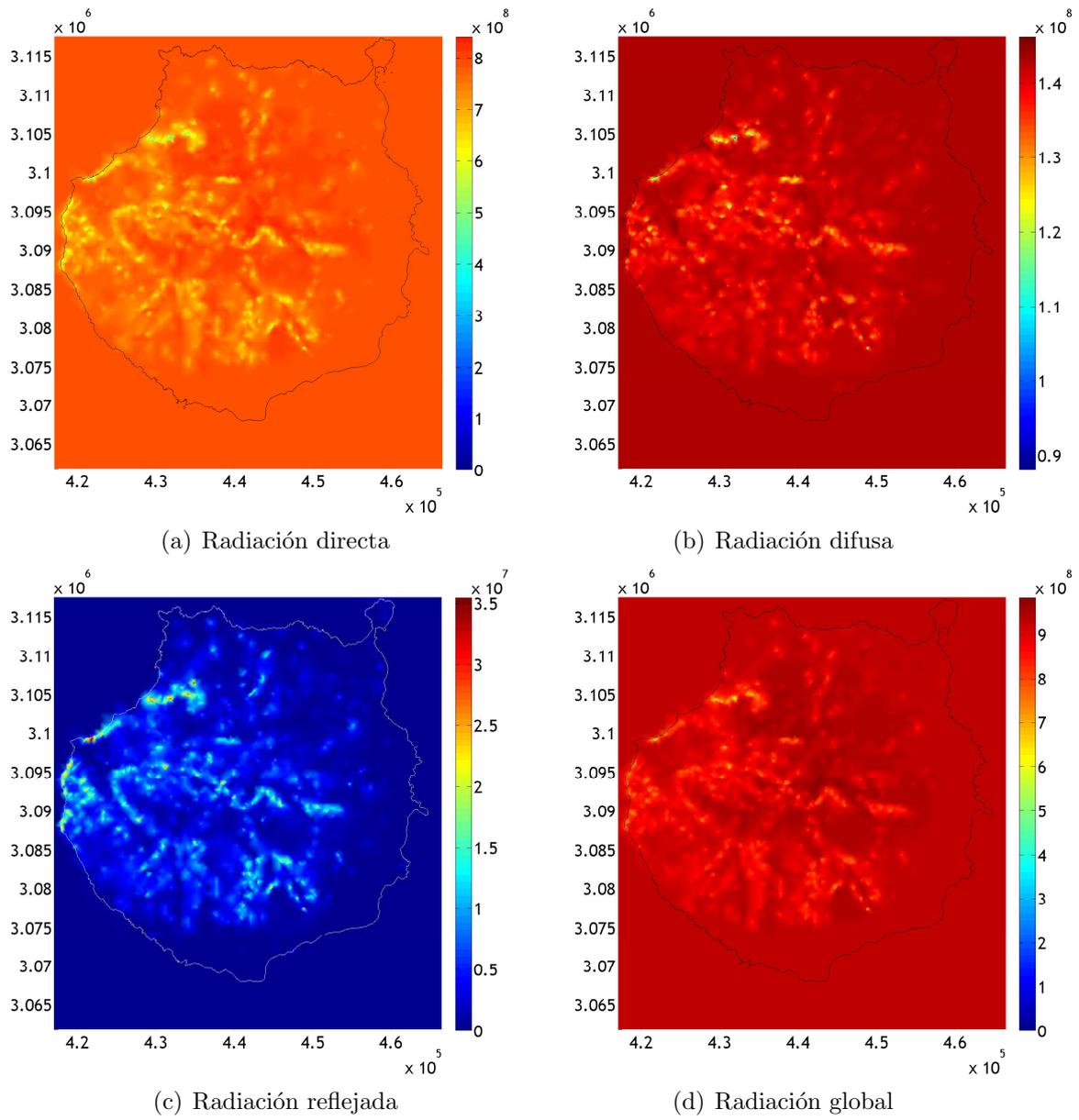


Figura 4.13: Mapas de irradiación a cielo limpio para mayo

4.3.6. Junio

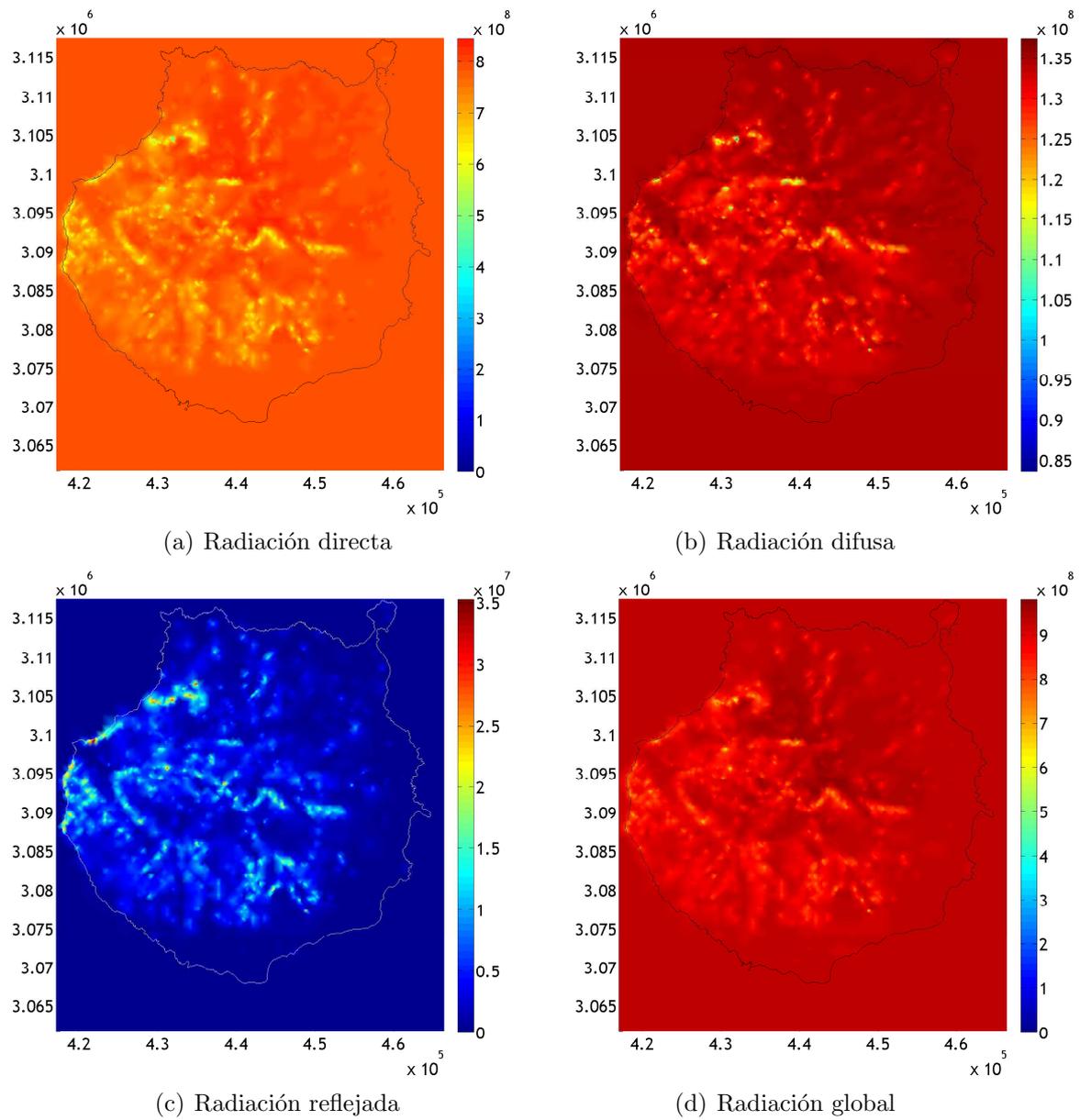


Figura 4.14: Mapas de irradiación a cielo limpio para junio

4.3.7. Julio

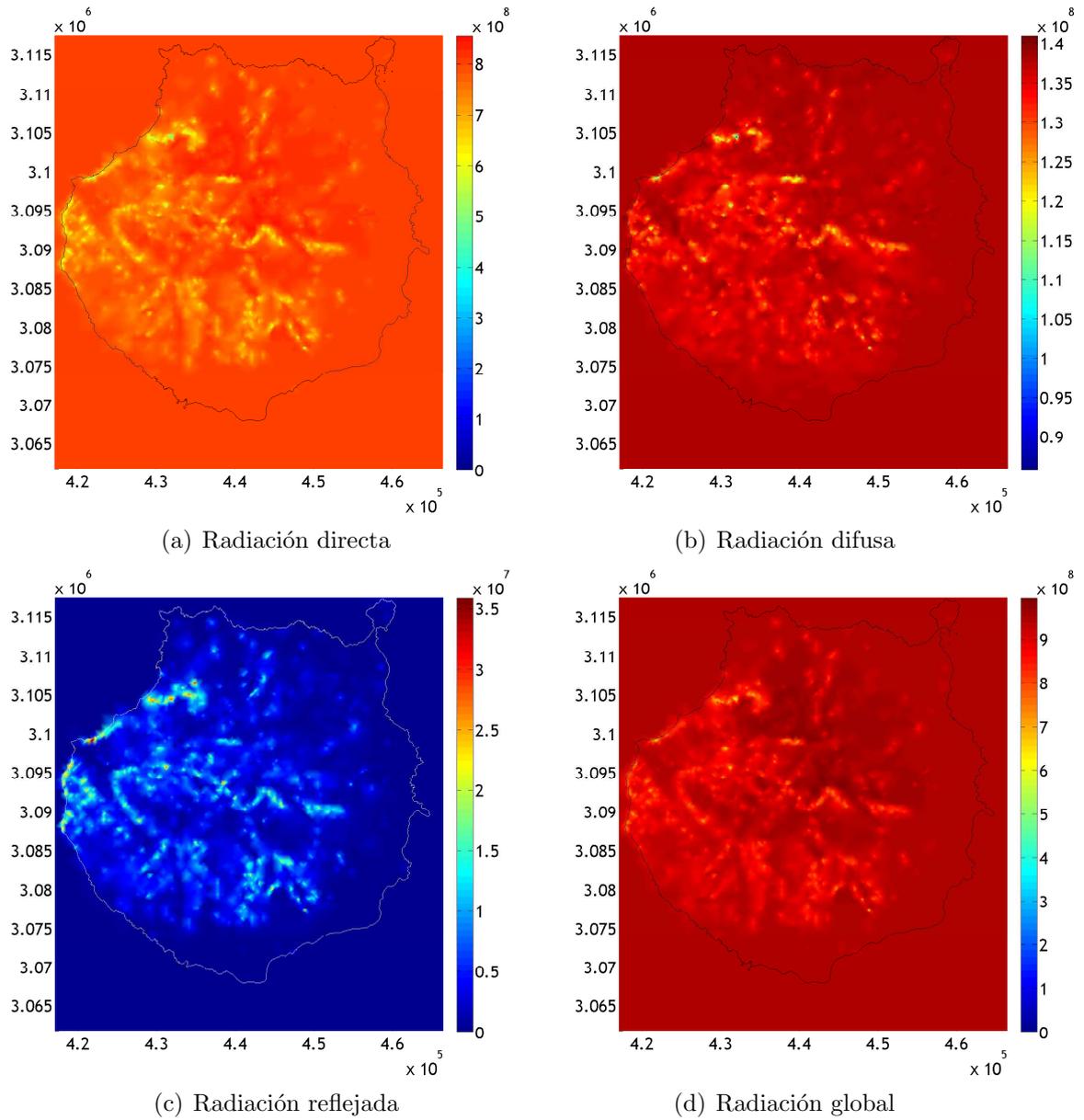


Figura 4.15: Mapas de irradiación a cielo limpio para julio

4.3.8. Agosto

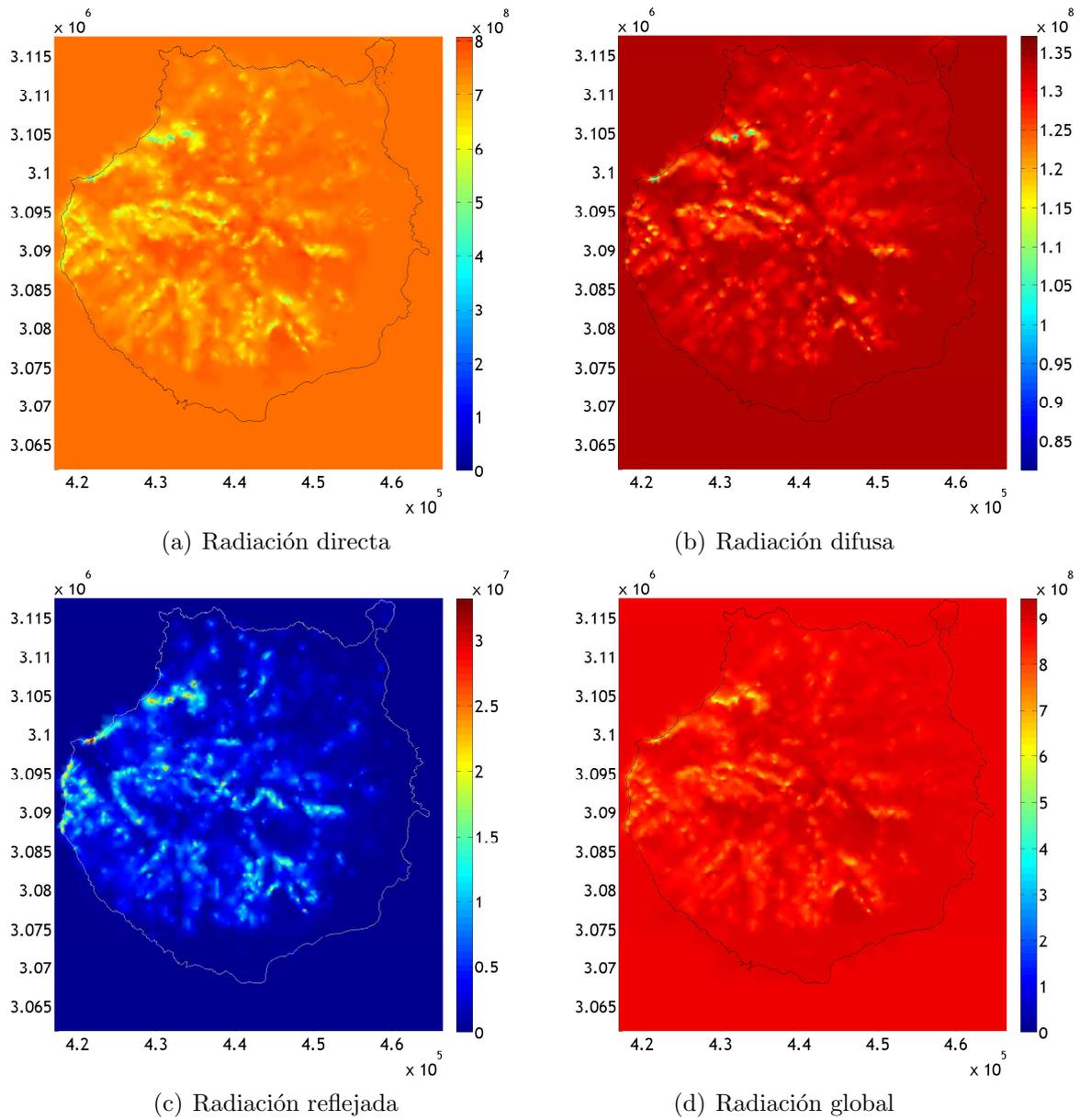


Figura 4.16: Mapas de irradiación a cielo limpio para agosto

4.3.9. Septiembre

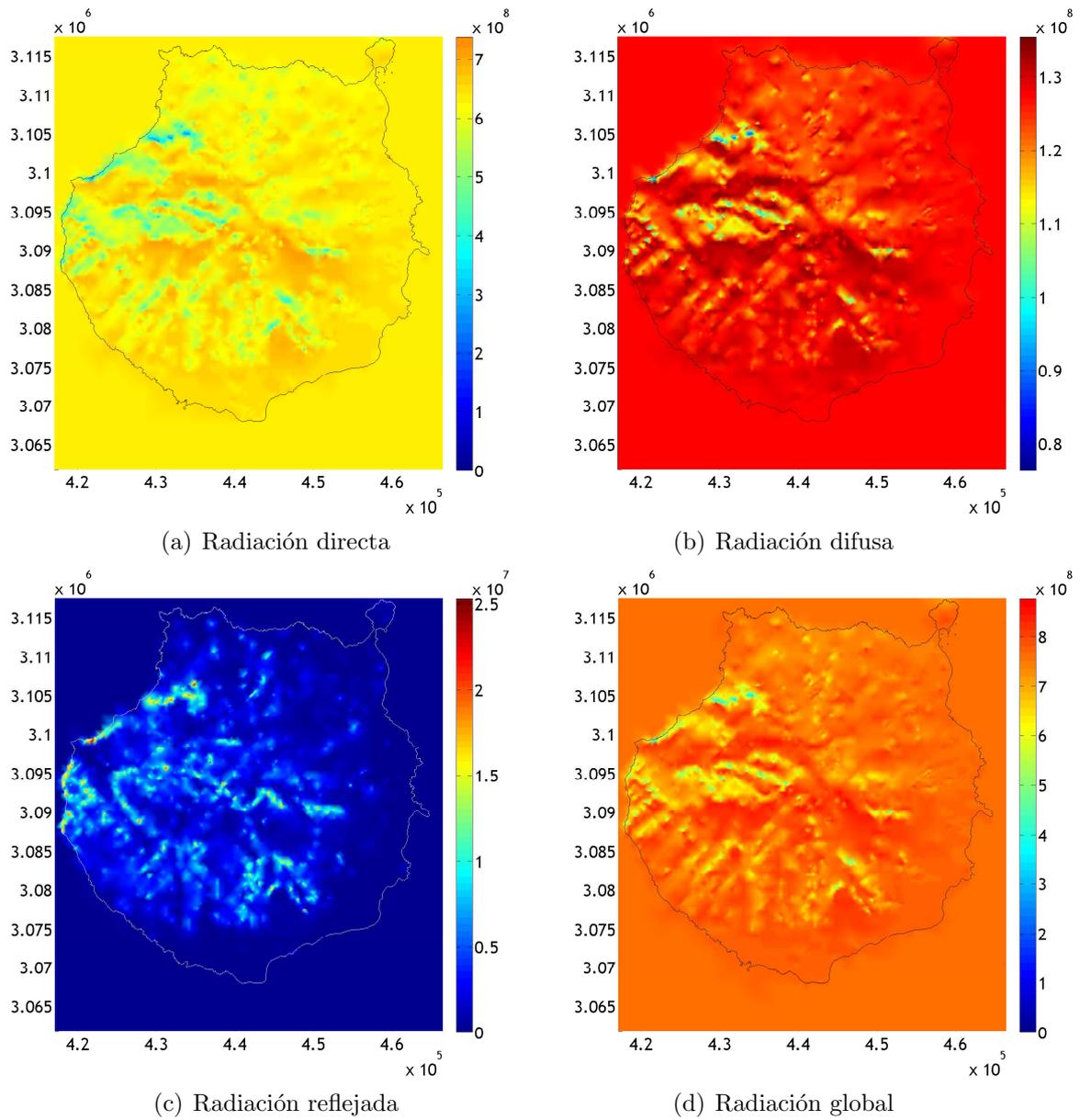


Figura 4.17: Mapas de irradiación a cielo limpio para septiembre

4.3.10. Octubre

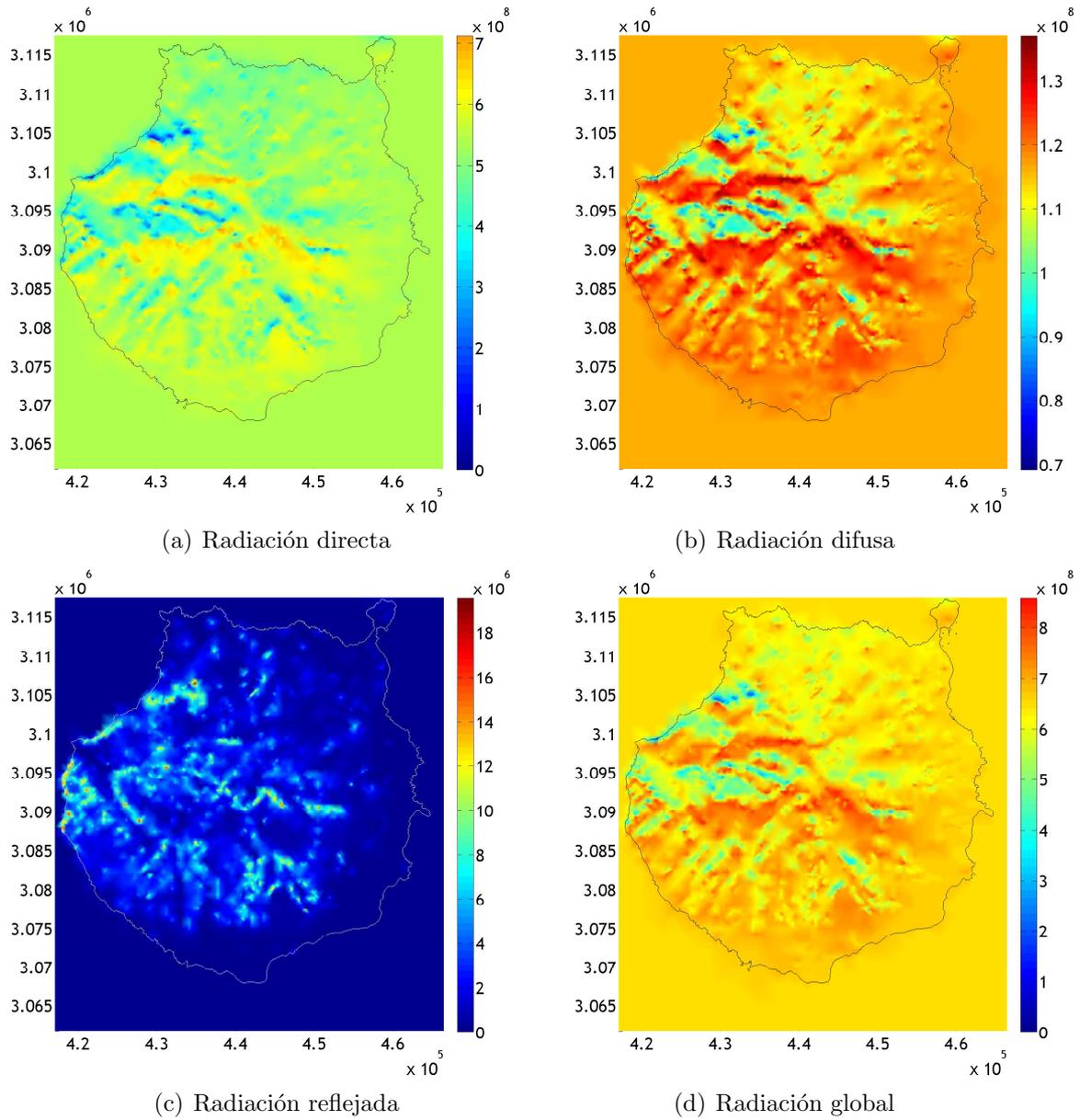


Figura 4.18: Mapas de irradiación a cielo limpio para octubre

4.3.11. Noviembre

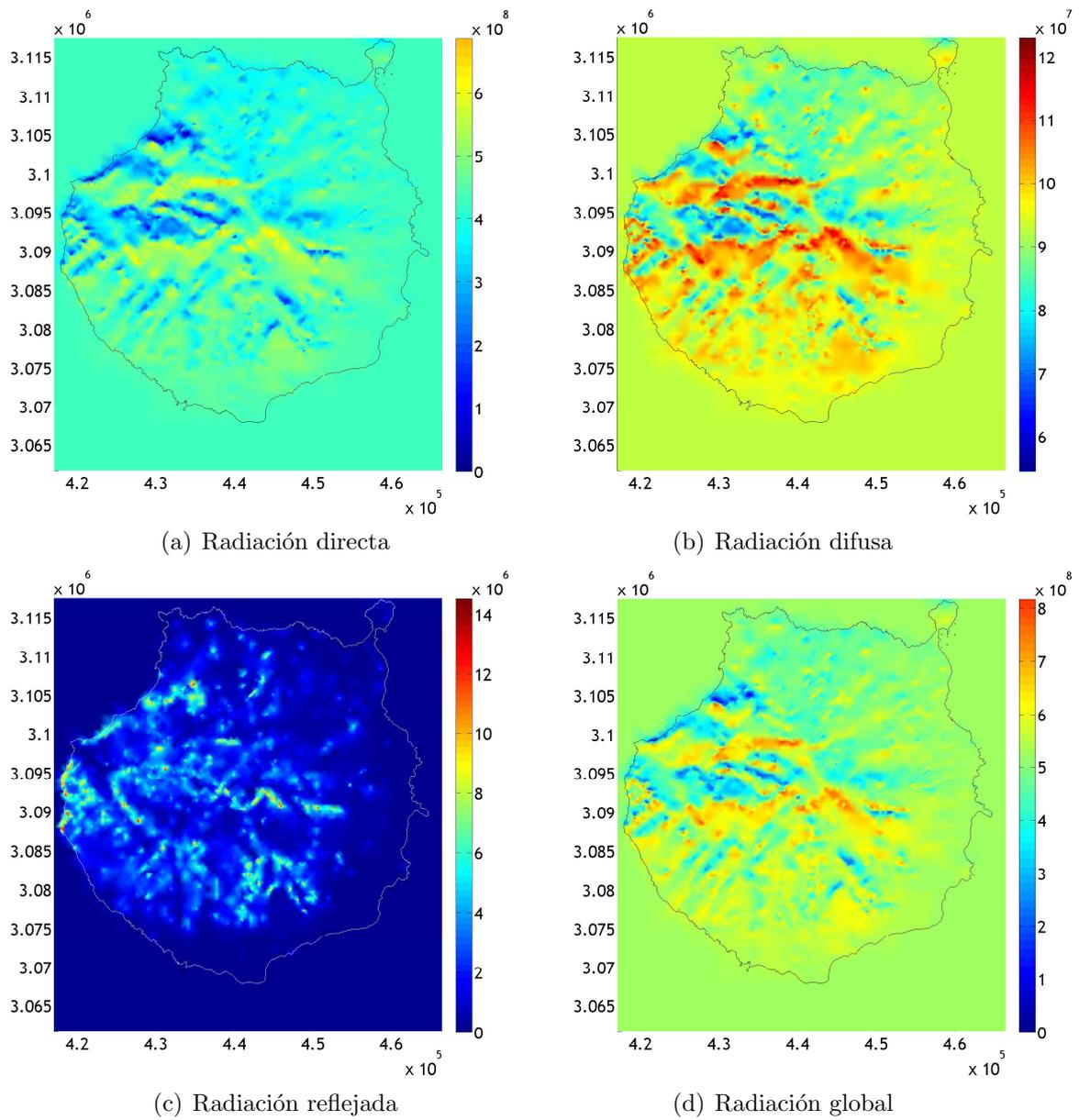


Figura 4.19: Mapas de irradiación a cielo limpio para noviembre

4.3.12. Diciembre

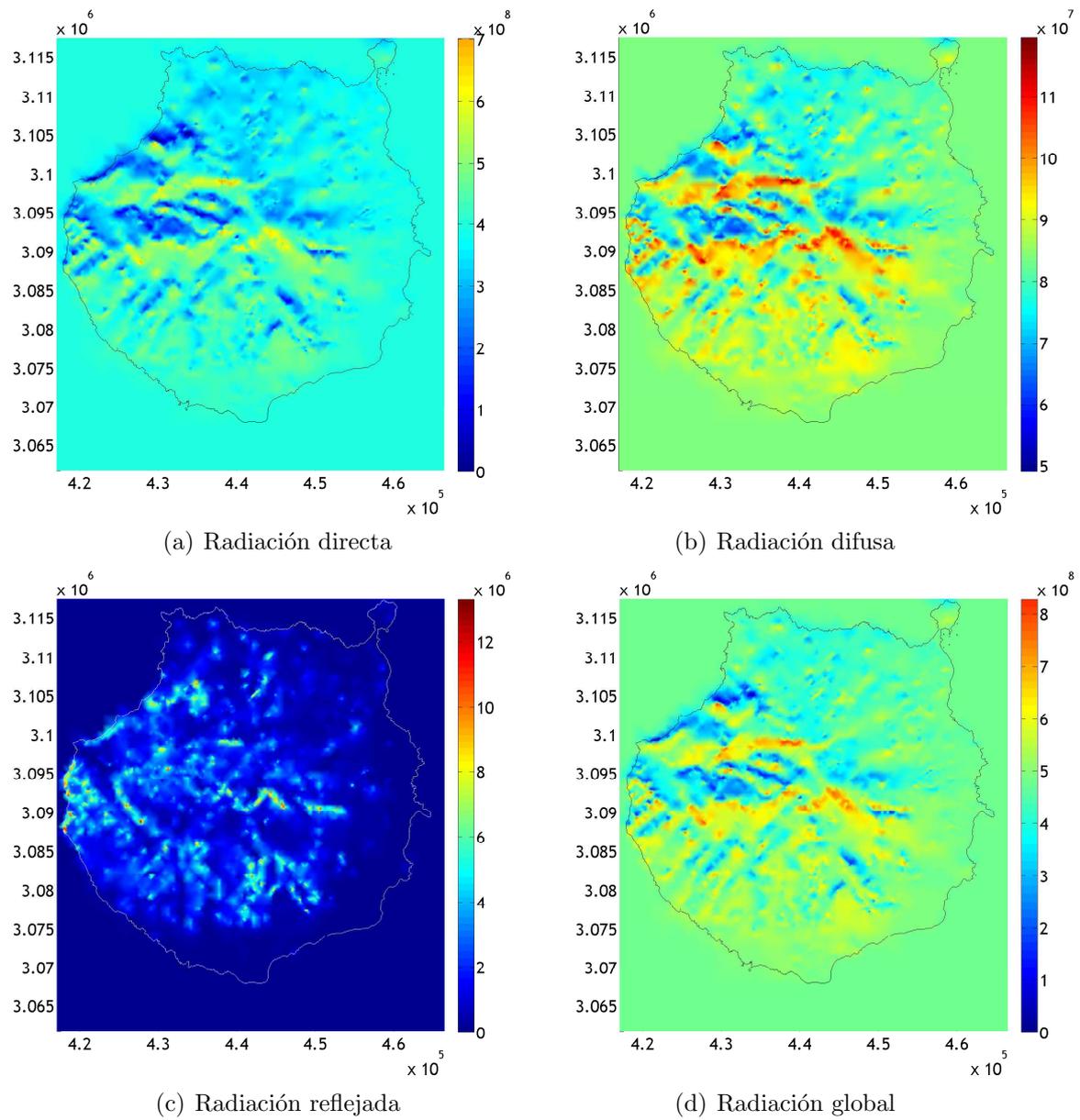
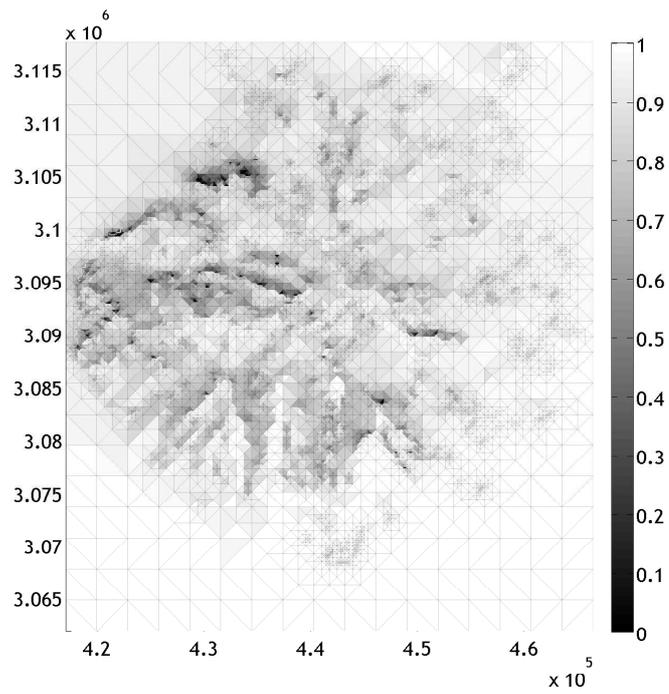


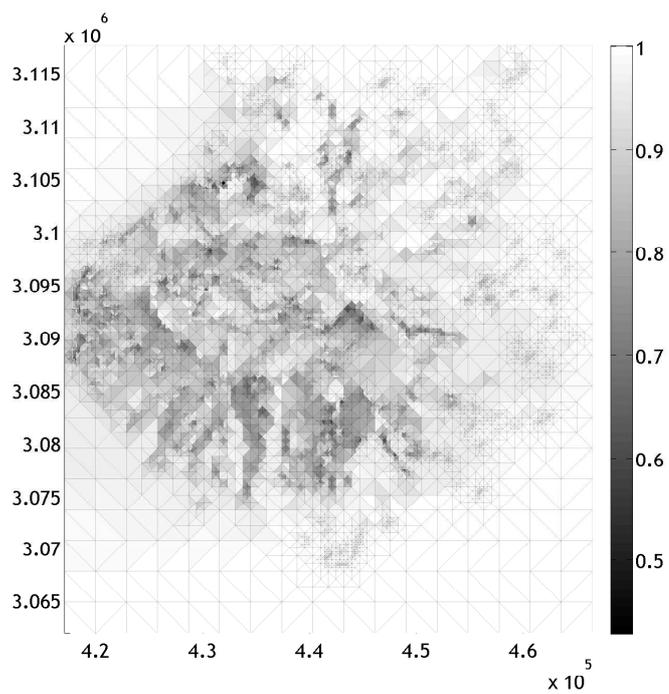
Figura 4.20: Mapas de irradiación a cielo limpio para diciembre

4.4. Evaluación de sombras

En la sección anterior se han mostrado los mapas de irradiación a cielo limpio. En ellos se ha incluido la influencia de las sombras tal y como se puede apreciar. En esta sección se grafican las sombras existentes producidas por la orografía, según el mes en función de valores medios mensuales del factor de sombra, L_f , con cuatro *warning points* por triángulo. El valor medio se calcula sumando los factores de sombra total de cada triángulo para todos los instantes calculados, y dividiéndolo por el mismo número de instantes, considerando únicamente los valores diurnos. A la hora de interpretar estos gráficos debe tenerse en cuenta la gran influencia que tiene en los mismos aquellas horas del día con baja elevación solar es decir, las horas cercanas al orto y al ocaso, y el hecho de que en verano el Sol sale desde el noreste mientras que en invierno lo hace desde el sureste (ver figura 3.11). Como ejemplo de lo dicho véase la figura 4.21. Se presentan también las gráficas de las sombras sobre el terreno para todos los meses.



(a) enero



(b) julio

Figura 4.21: Sombras medias mensuales sobre la malla de triángulos

4.4.1. Primer cuatrimestre

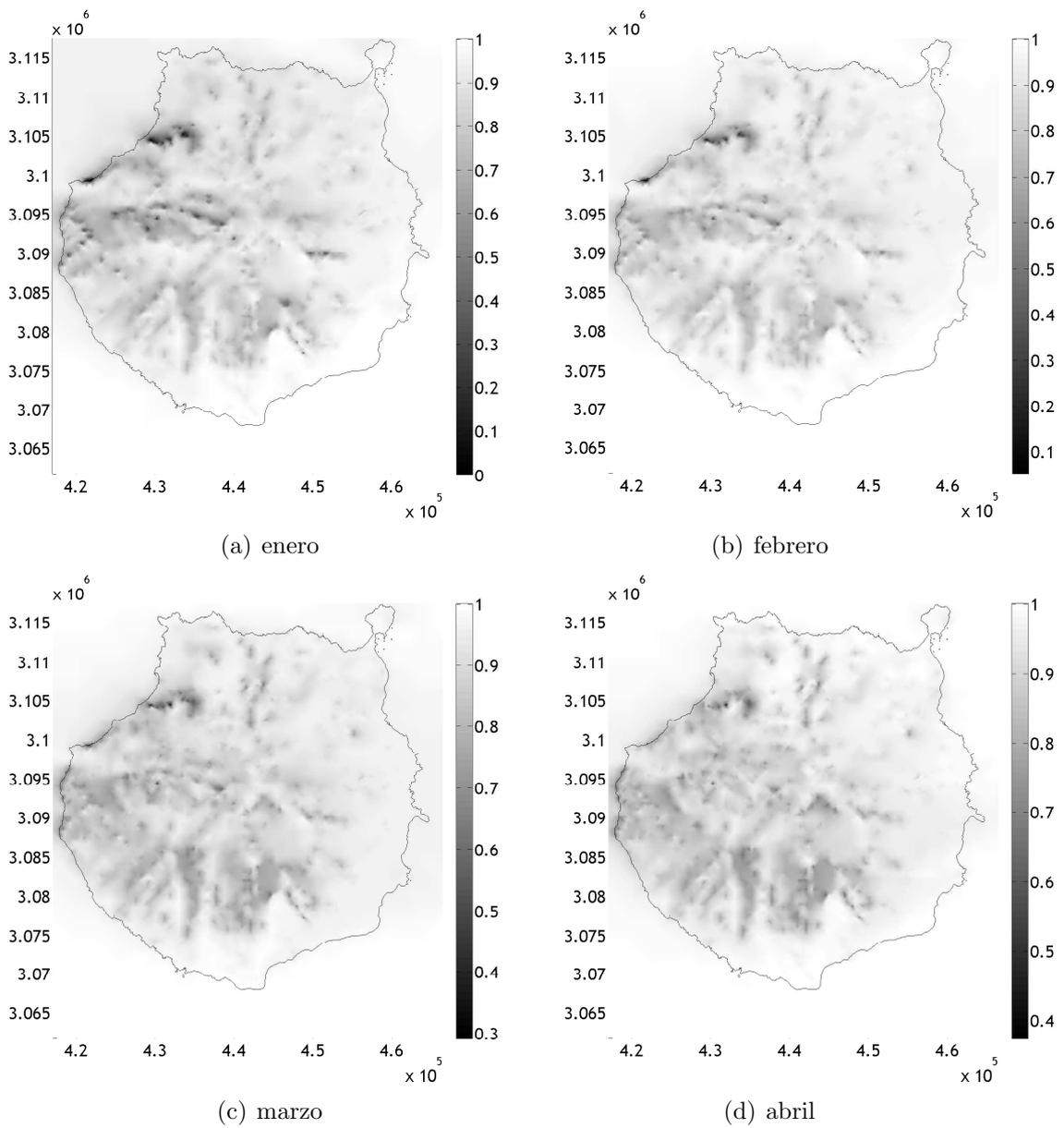


Figura 4.22: Sombras medias mensuales en el primer cuatrimestre

4.4.2. Segundo cuatrimestre

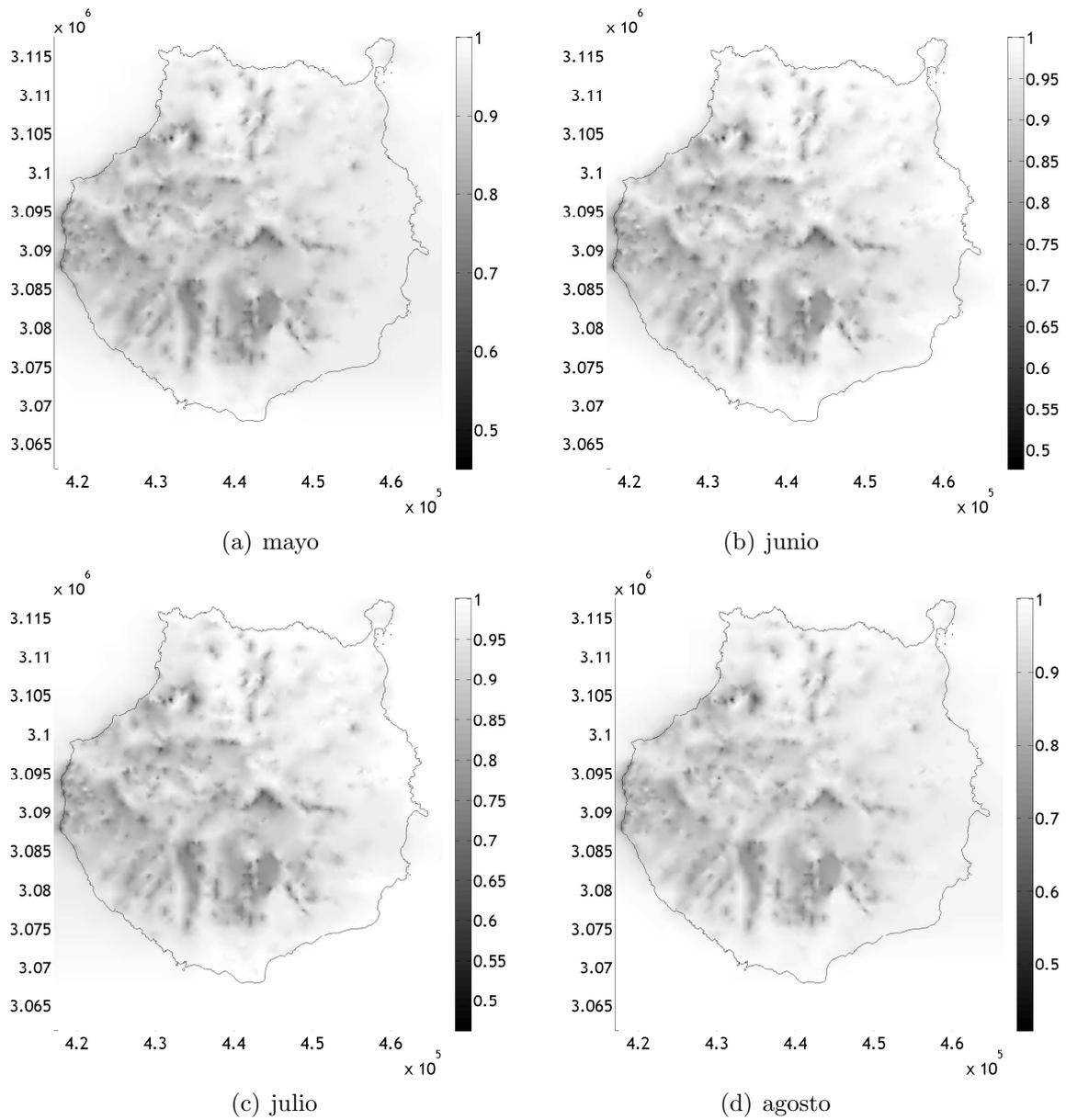


Figura 4.23: Sombras medias mensuales en el segundo cuatrimestre

4.4.3. Tercer cuatrimestre

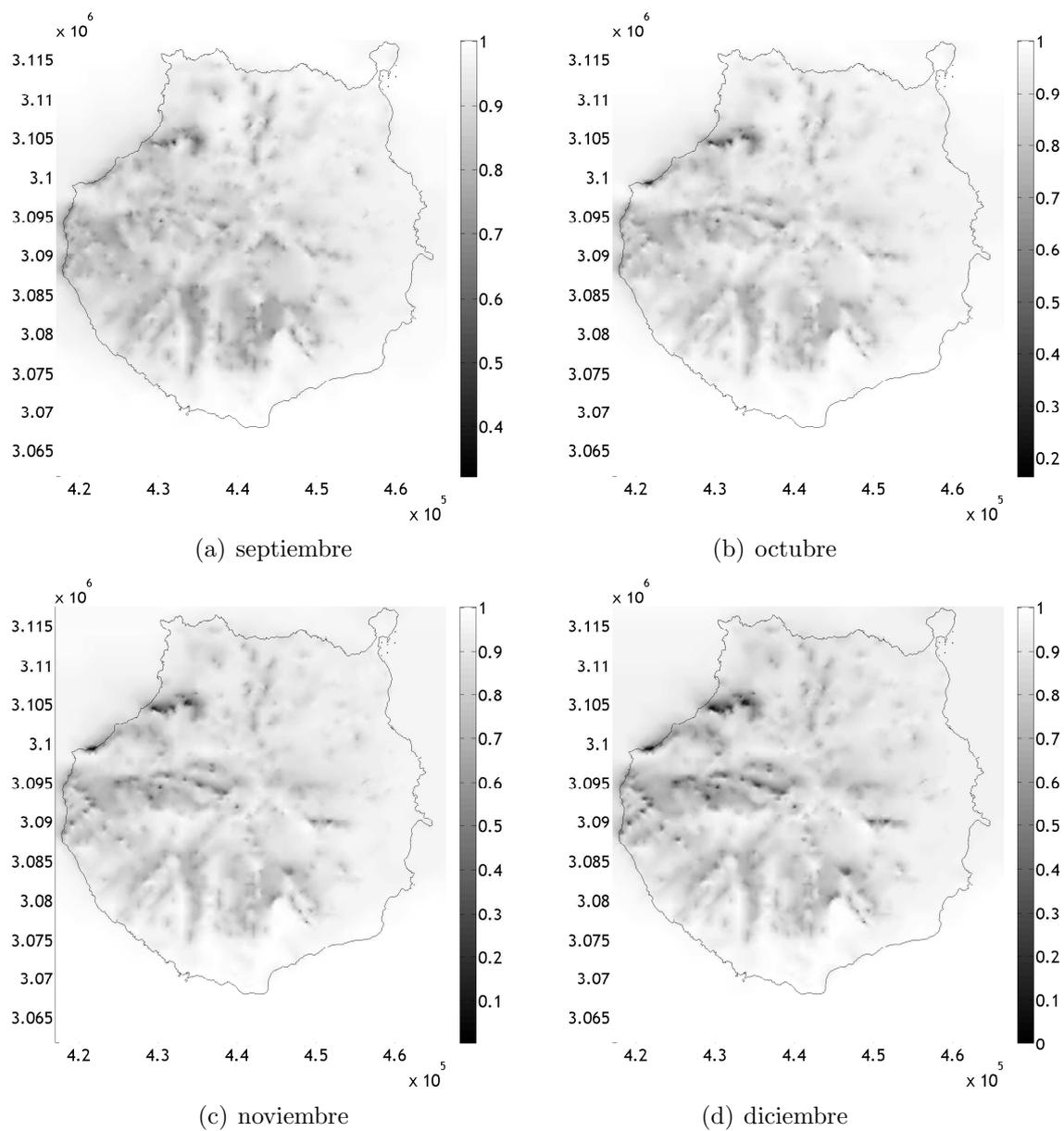


Figura 4.24: Sombras medias mensuales en el tercer cuatrimestre

4.5. Simulaciones de irradiación a cielo real

Tal y como se explicó en la sección 3.4.3, obtendremos la radiación en condiciones de cielo real a partir de los valores calculados a cielo limpio mediante la aplicación de un factor de parametrización relacionado con la nubosidad, y que constituye el índice de claridad, k_c . Una vez determinados los índices de claridad para cada día del año TMY en cada una de las estaciones de medida, se interpolará dicho índice para el resto del territorio aplicando la ecuación (3.60). La decisión a tomar es el valor de ε . En principio parecería útil tomar un valor intermedio de ε dada la complejidad orográfica. Sin embargo, esto implica otorgar un porcentaje muy alto de peso a la variabilidad vertical para el análisis de un parámetro como es el de la nubosidad y su influencia sobre la radiación solar. Con un $\varepsilon = 0,5$, adjudicaríamos a la cota un peso tal que buena parte de la nubosidad inherente a la zona norte y noreste de la isla debida a los alisios, se la estaríamos aplicando a zonas del sur de la isla con la misma cota, y viceversa. Nótese que la nubosidad transcurre generalmente por encima de la mayor parte de las estaciones disponibles, con lo que la variabilidad horizontal tiene un efecto predominante sobre el índice de claridad. Sin embargo, la cota también juega su papel por lo que, ensayando con distintos valores se opta por un $\varepsilon = 0,9$ para llevar a cabo las simulaciones.

En la figura 4.25 se puede observar lo descrito anteriormente para el mes de enero -figuras (a) y (b)-, y para el mes de julio -figuras (c) y (d)- con valores de ε de 0,5 y 0,9. Especialmente claro es, en el mes de julio, la disminución del efecto de los alisios en el caso de tomar $\varepsilon = 0,5$. Claramente, un $\varepsilon = 0,9$ crea una zona en el noreste de la isla con afectación de la nubosidad frente a la zona sur y suroeste más limpia, tal y como sucede en la realidad.

Una vez definidos los parámetros necesarios, se pueden calcular los valores de irradiación diaria real para cada punto de la isla a partir de los valores del Año Meteorológico Típico (TMY) evaluados en función de las medidas de las estaciones disponibles. Para el mes de enero, se partirá del mapa a cielo limpio de la página 83, obteniéndose el de la figura 4.26. Si comparamos ambas gráficas se observa el importante grado de corrección ocasionado por la presencia de la nubosidad sobre la isla. La disminución es generalizada en todo el dominio si bien es un poco superior en la zona norte. A efectos comparativos, los gráficos a cielo limpio se encuentran en las páginas siguientes: Febrero en página 84, marzo en la 85, abril en la 86, mayo en la 87, junio en la 88, julio en la 89, agosto en la 90, septiembre en la 91, octubre en la 92, noviembre en la 93 y diciembre en la 94.

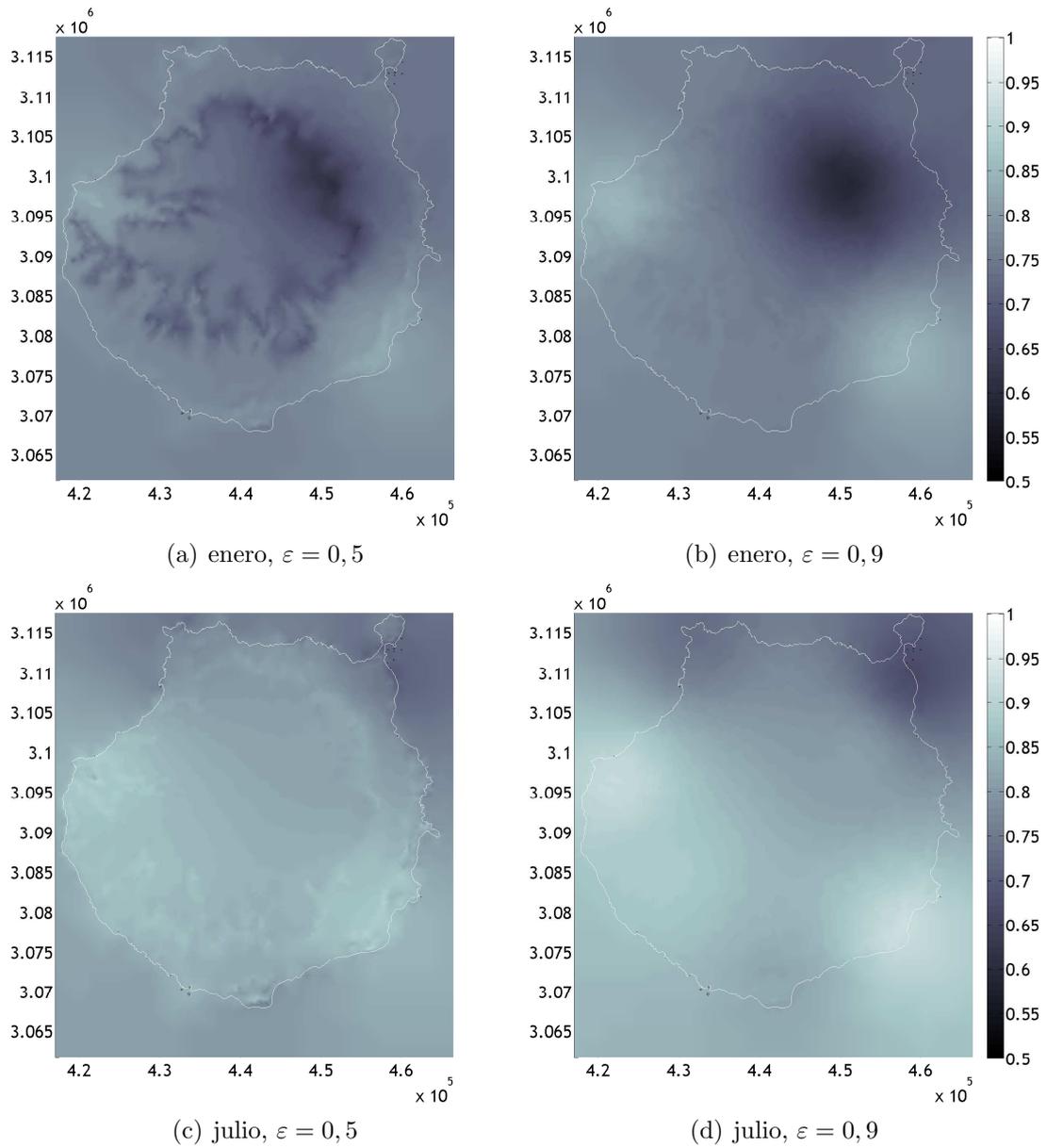


Figura 4.25: Mapas de distribución de k_c

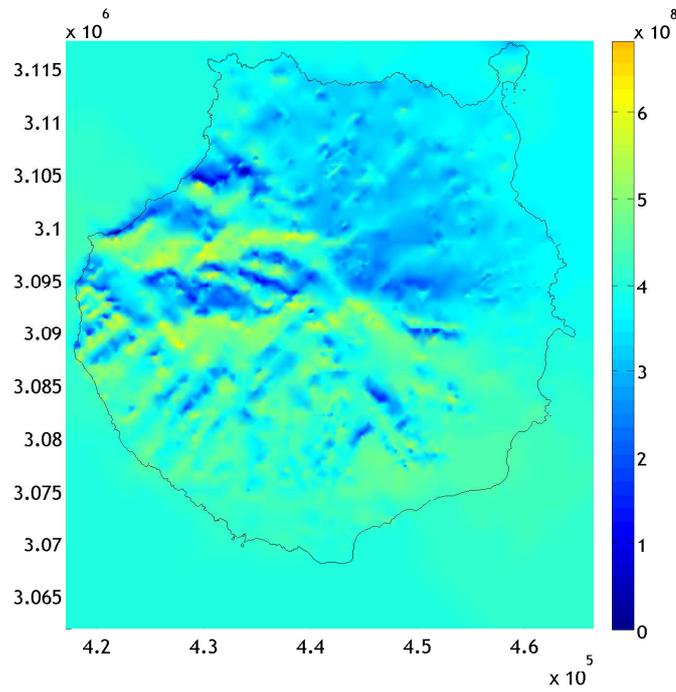


Figura 4.26: Mapa de irradiación a cielo real en enero TMY

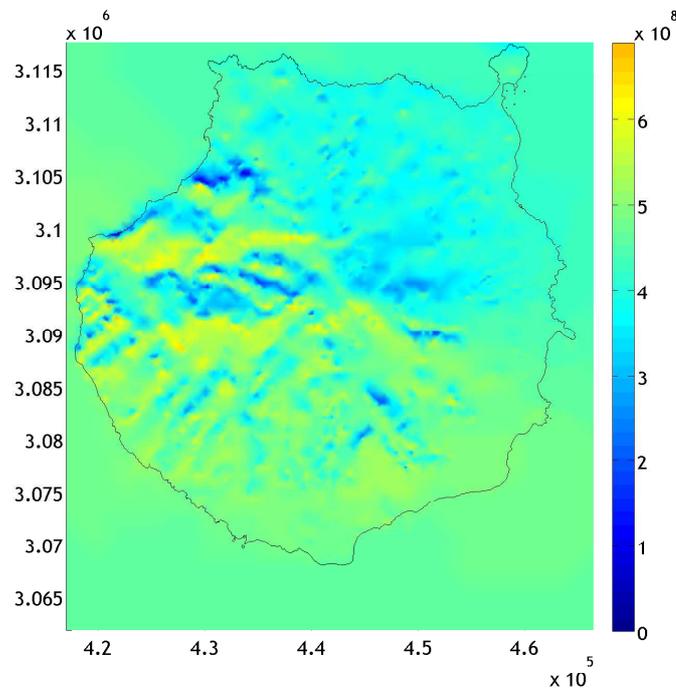


Figura 4.27: Mapa de irradiación a cielo real en febrero TMY

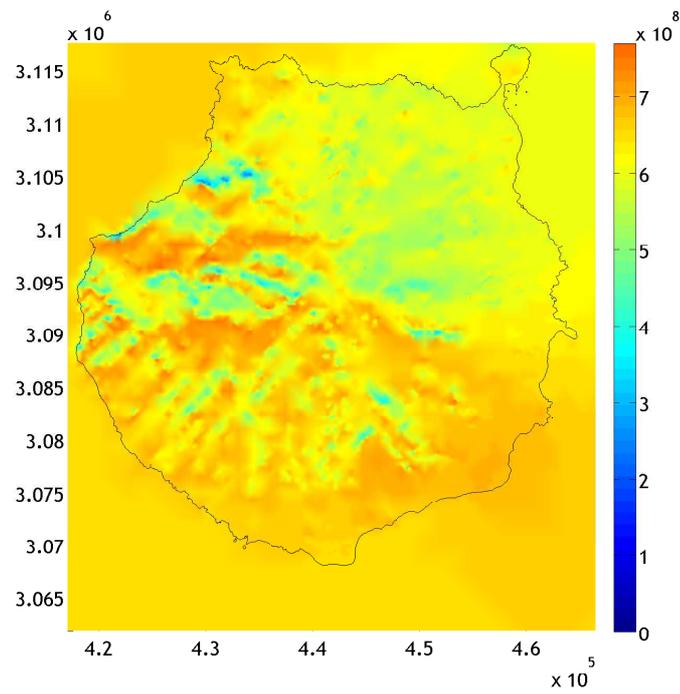


Figura 4.28: Mapa de irradiación a cielo real en marzo TMY

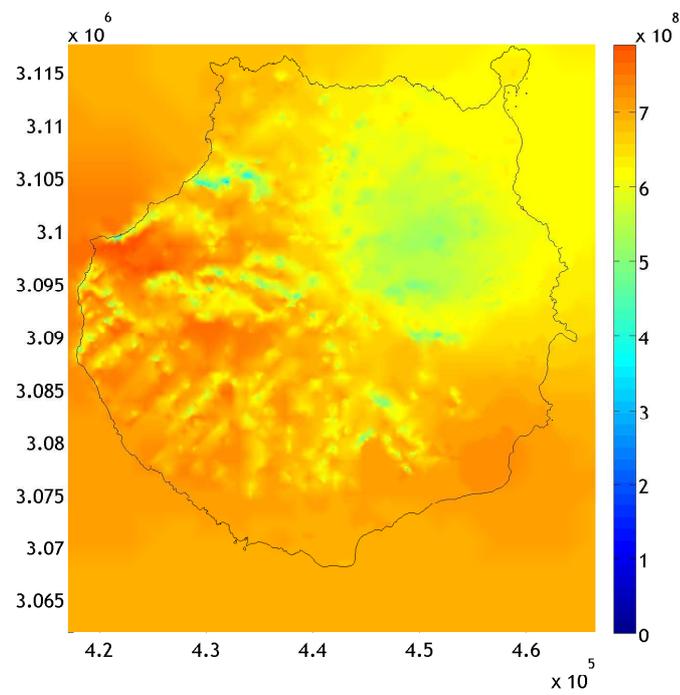


Figura 4.29: Mapa de irradiación a cielo real en abril TMY

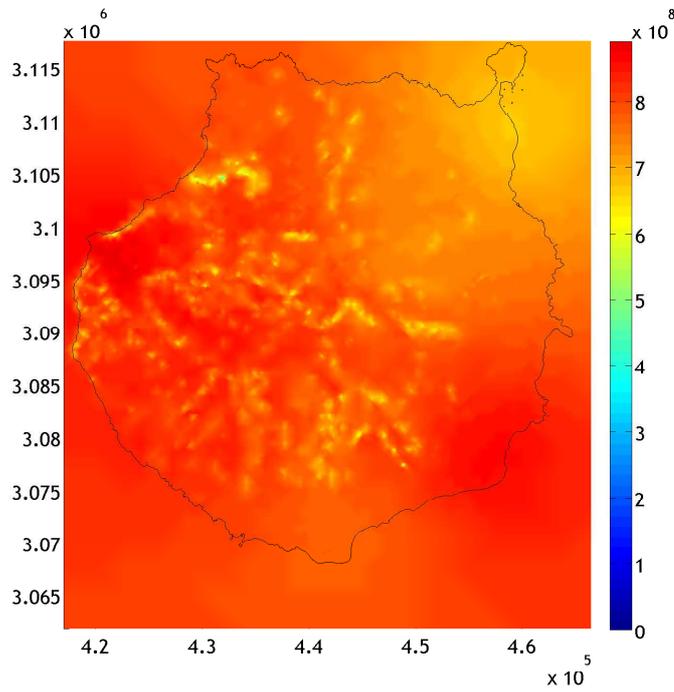


Figura 4.30: Mapa de irradiación a cielo real en mayo TMY

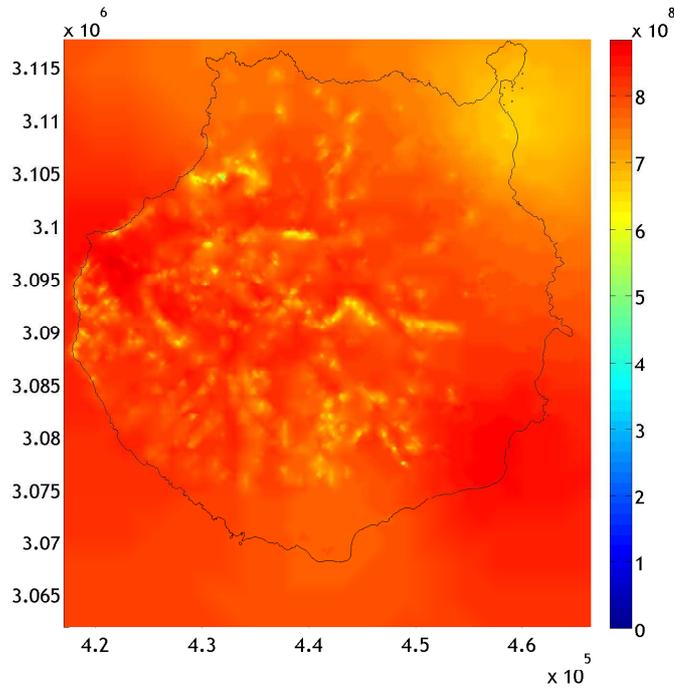


Figura 4.31: Mapa de irradiación a cielo real en junio TMY

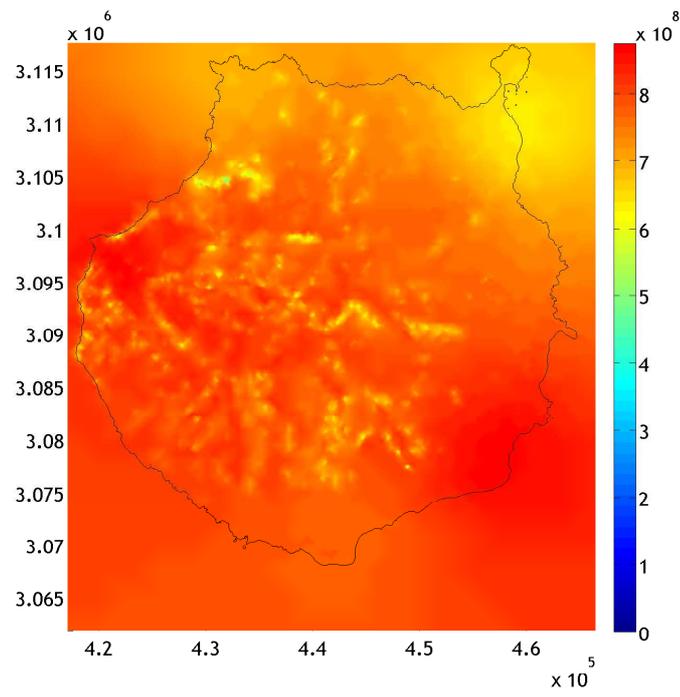


Figura 4.32: Mapa de irradiación a cielo real en julio TMY

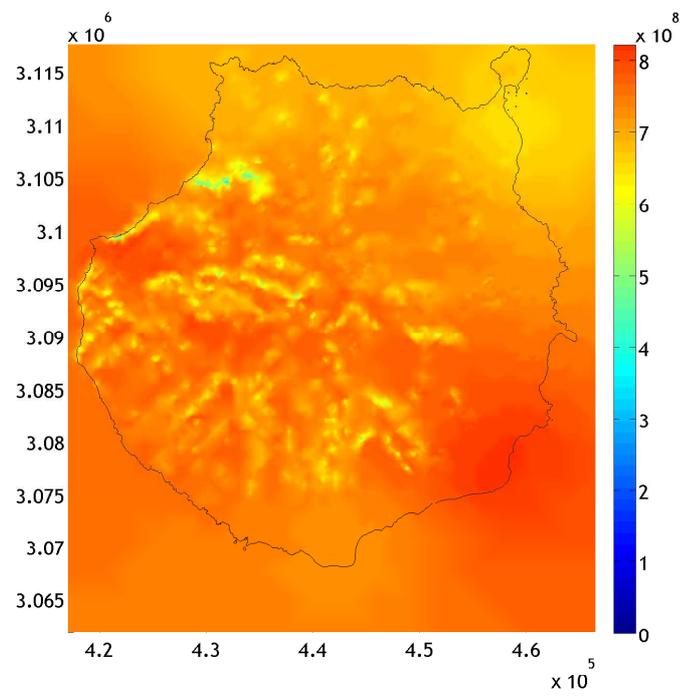


Figura 4.33: Mapa de irradiación a cielo real en agosto TMY

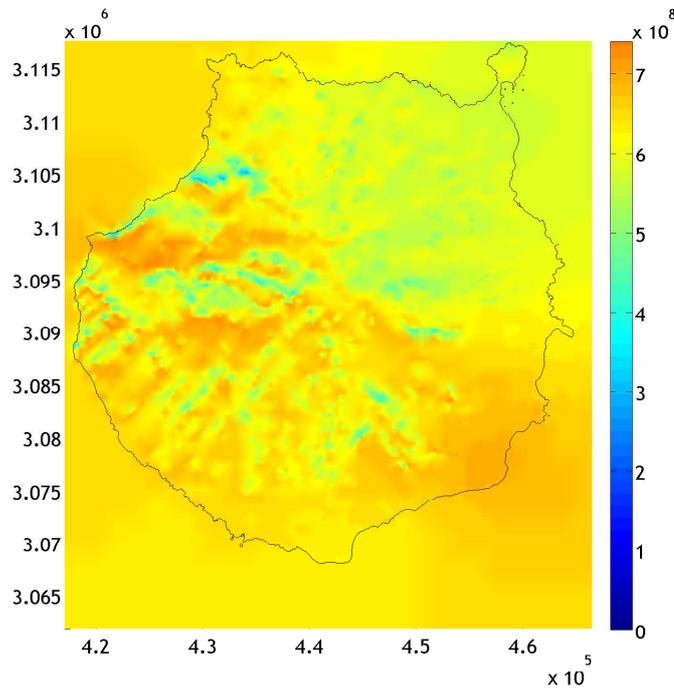


Figura 4.34: Mapa de irradiación a cielo real en septiembre TMY

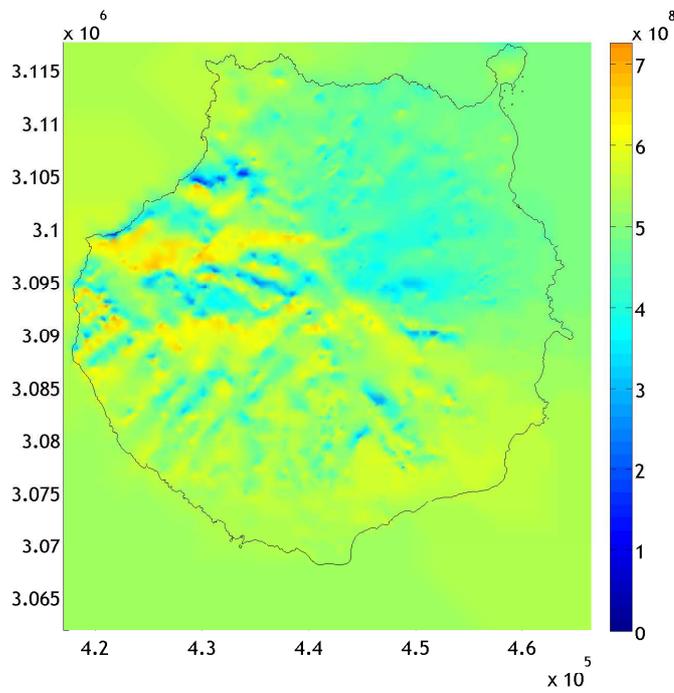


Figura 4.35: Mapa de irradiación a cielo real en octubre TMY

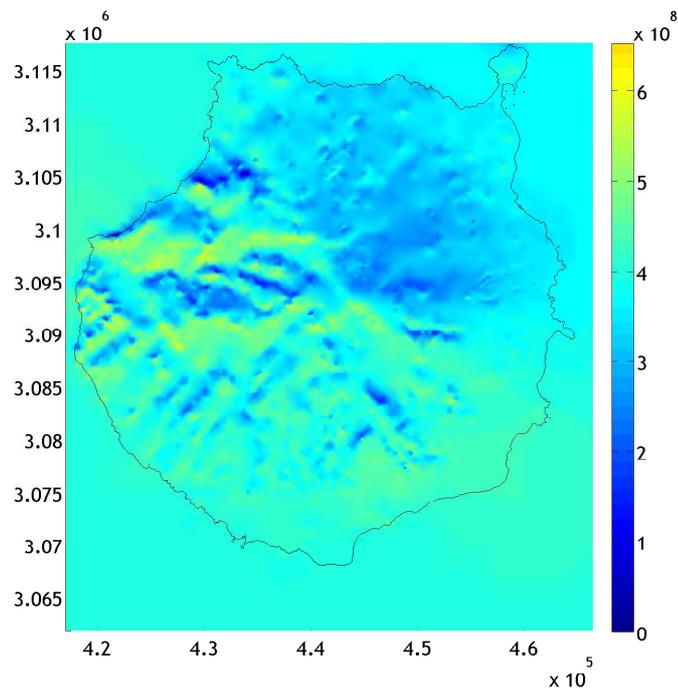


Figura 4.36: Mapa de irradiación a cielo real en noviembre TMY

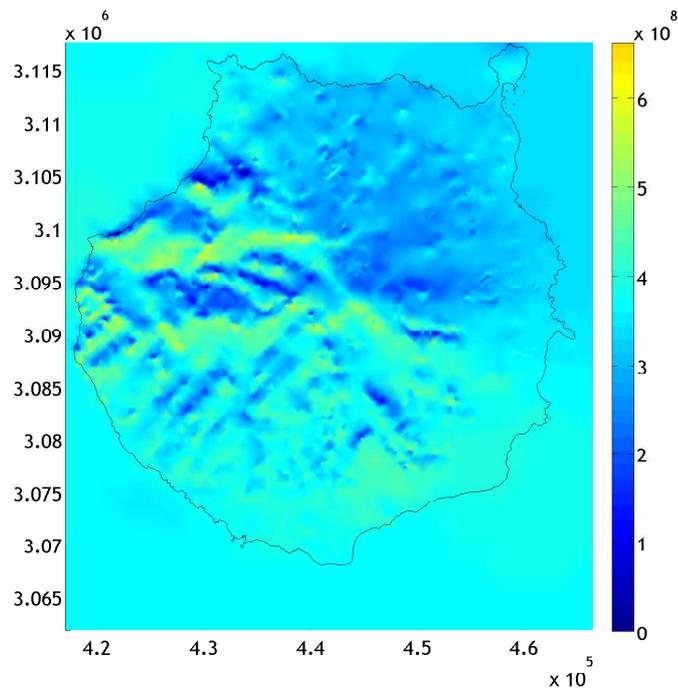


Figura 4.37: Mapa de irradiación a cielo real en diciembre TMY

4.6. Simulaciones de irradiancia

El análisis de la irradiancia es de la mayor importancia cuando se trata de estudiar la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar. La simulación de la irradiancia esperable en un punto y día cualquiera, ya sea TMY o predictivo, nos permite conocer la energía eléctrica por tiempo de integración es decir, la potencia eléctrica, que puede ser obtenida a lo largo del día. Los valores de irradiancia a cielo limpio se calculan mediante el modelo inicial, y los valores a cielo real se calcularán a partir de éstos, mediante los índices de claridad, k_c obtenidos para cada punto y día. Si se dispusiese de datos de radiación horarios o de cualquier otro intervalo de tiempo, se podría evaluar un índice de claridad para cada paso de tiempo, aunque esto conllevarse una mayor carga computacional. La distribución de irradiancias se puede obtener para cualquier orientación e inclinación.

En la figura 4.38 se representa la evolución de la irradiancia global (W/m^2) en el triángulo 2683 de la malla, situado en Maspalomas (al sur de la isla), coordenadas 27,744 N 15,587 O, los días 15 de enero y julio TMY respectivamente, sobre una superficie horizontal. El índice de claridad medio en enero es de 0,776 mientras que en julio es de 0,821.

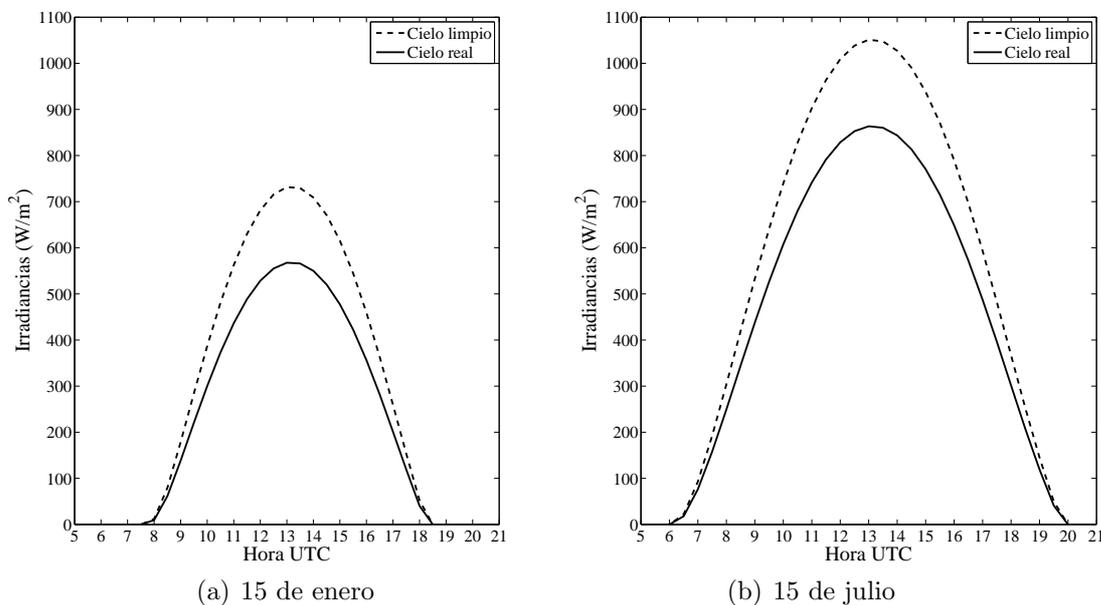


Figura 4.38: Irradiancias globales sobre superficie horizontal en Maspalomas

La influencia de la elevación solar puede verse en la figura 4.39 donde se analiza la irradiancia global sobre una superficie ubicada en el mismo punto, Maspalomas, pero con una inclinación de 30° y orientación sur.

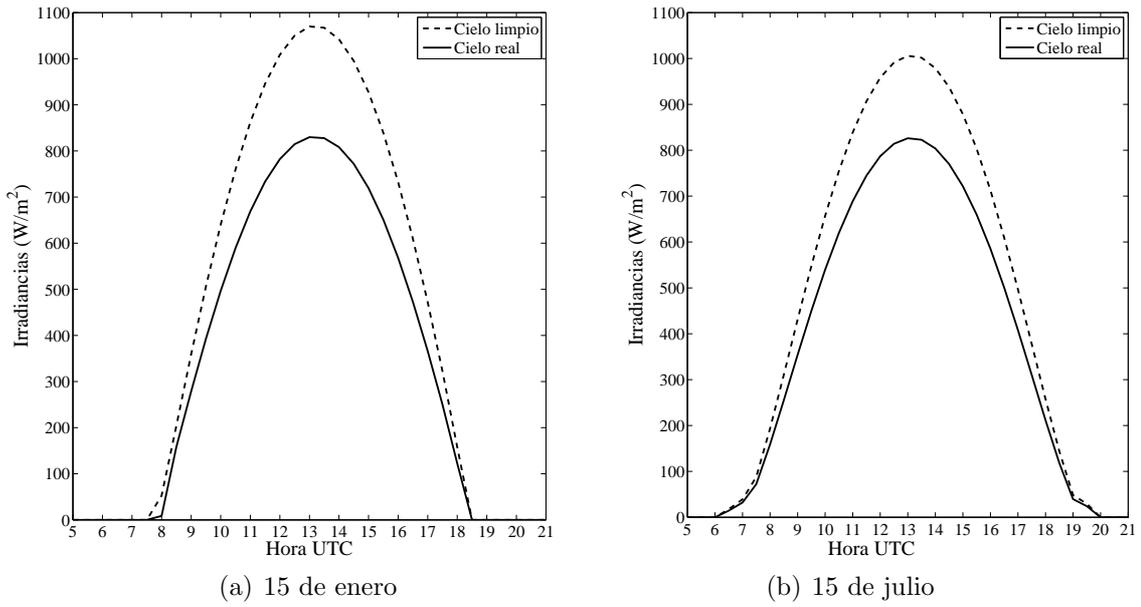


Figura 4.39: Irradiancias globales sobre superficie orientada al sur y con 30° de inclinación. Maspalomas

La influencia de la orientación se constata en la figura 4.40 donde, para la misma ubicación e inclinación y fecha 15 de enero TMY, se ha modificado dicho parámetro. En dichas figura se comprueba cómo se pierde la simetría respecto del mediodía solar (alrededor de las 13 horas UTC) debido a la trayectoria solar. Las muescas que se observan en las curvas cerca de orto y ocaso se deben a las sombras propias de la superficie colectora.

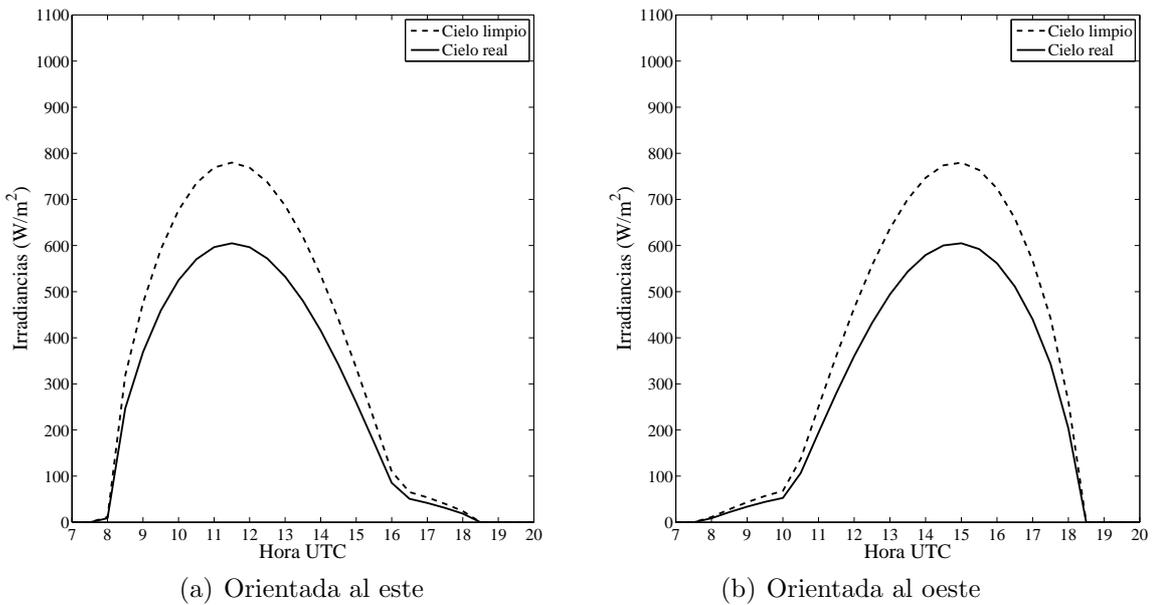


Figura 4.40: Irradiancias globales sobre superficie inclinada 30° con distintas orientaciones. Maspalomas, 15 de enero TMY

Resulta interesante comprobar el funcionamiento del modelo específicamente en un punto de la malla en el que las características de la orografía provoquen la aparición de sombras arrojadas por los elementos naturales. En la figura 4.41 se presenta la evolución de la irradiancia global horizontal el 21 de diciembre TMY para una localización 27,974 N 15,654 O, en una zona montañosa del centro de la isla. Las líneas discontinuas muestran la evolución de la irradiancia global sin la influencia de las sombras arrojadas por el relieve circundante. Este efecto de las sombras coincide completamente con el descrito en [Cebecauer et al., 2007]. En la figura 4.42 se puede ver la estimación de las componentes directa y difusa para este caso. Se ha obviado la graficación de la componente reflejada dada su escasa aportación.

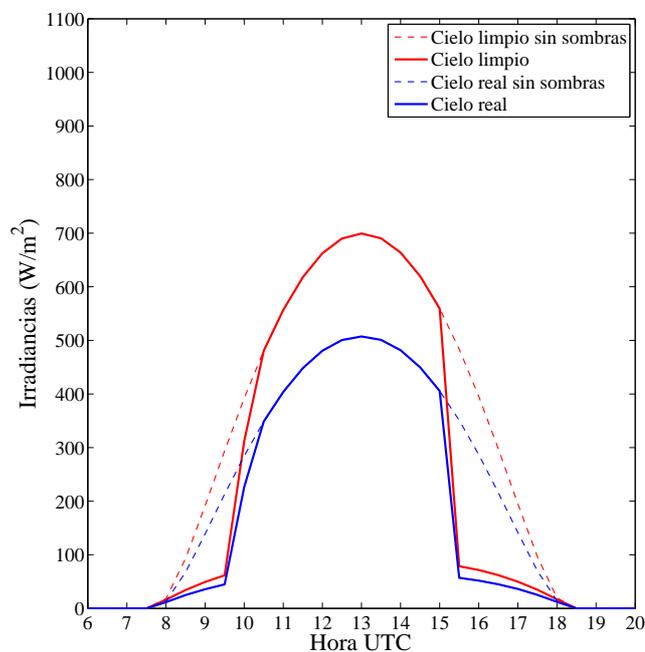


Figura 4.41: Irradiancia global. Triángulo 7477. 21 de diciembre TMY

El modelo de radiación solar desarrollado nos permite realizar la predicción de los valores de radiación solar partiendo de un modelo meteorológico tal y como se describió en la sección 3.4.5. Se presentan aquí los resultados obtenidos para un episodio de predicción realizado con el modelo meteorológico MM5 para el día 23 de diciembre de 2009. Se han elegido dos puntos de la isla para llevar a cabo el análisis. Por un lado, en la localidad de Temisas³ y por otro en Lomo Carbonero⁴.

Dada la variabilidad real con el tiempo de la nubosidad, se han calculado índices de claridad, k_c , para cada paso temporal de cálculo. De esta manera se

³27,917 N 15,491 O, triángulo 3302, 2º cuadrante de la isla

⁴28,033 N 15,533 O, triángulo 9545, 1º cuadrante de la isla

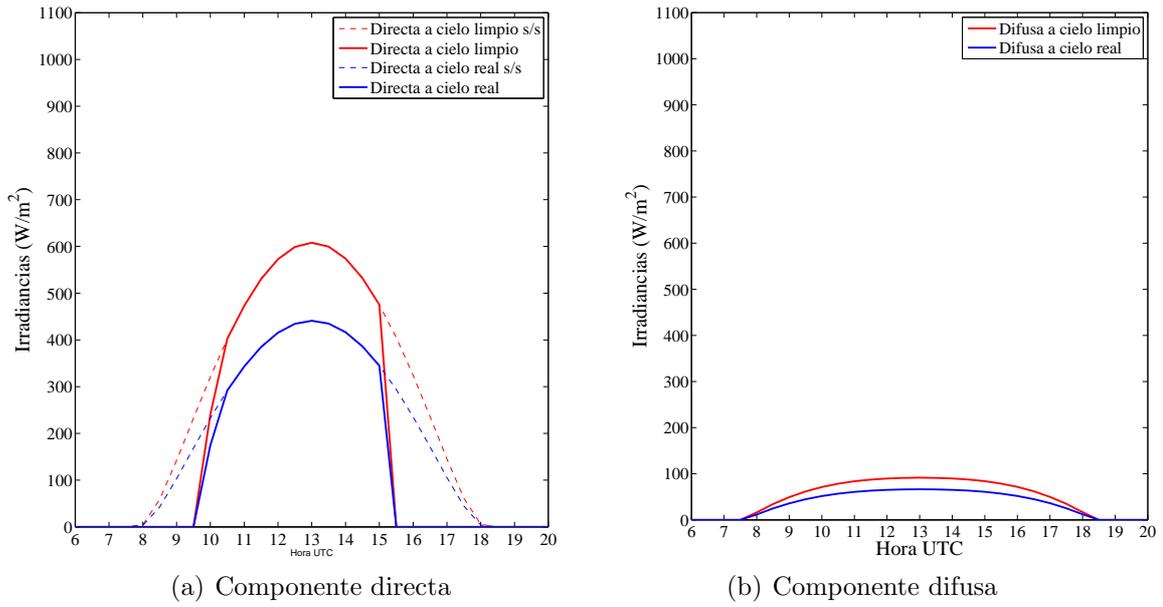


Figura 4.42: Estimación de componentes de la irradiancia global horizontal en 7477, 21 de diciembre TMY

dispone de la evolución predicha de la nubosidad para el punto de análisis. En la figura 4.43 se representan dichos índices para Temisas y Lomo Carbonero.

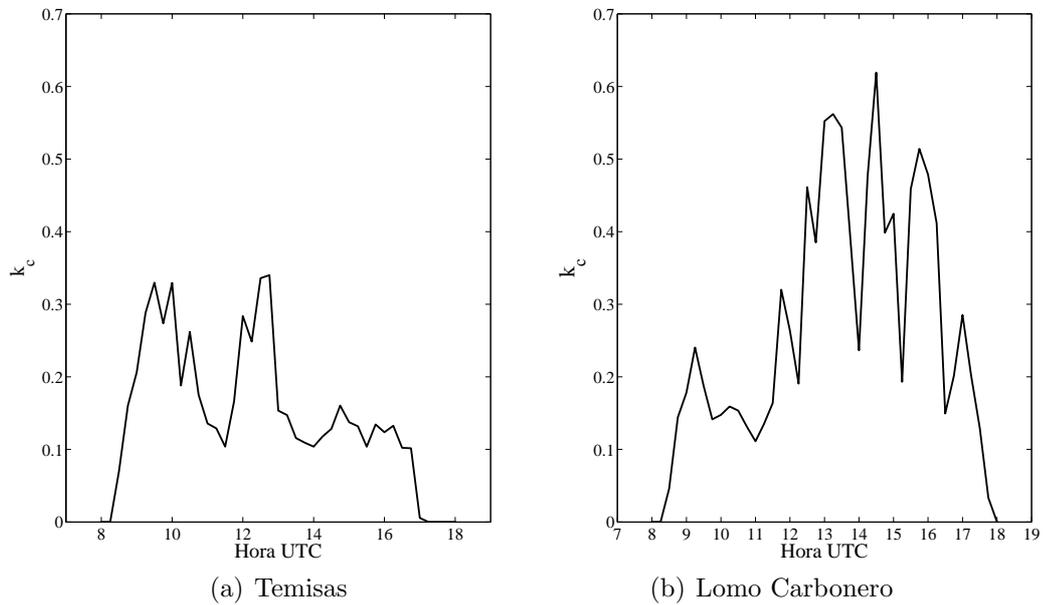


Figura 4.43: Evolución del índice de claridad predicho el 23 de diciembre de 2009

Empleando estos índices de claridad obtendremos la curva de irradiancia predicha para el episodio analizado, tal y como se puede observar en la figura 4.44. Los cálculos se han realizado para una superficie horizontal.

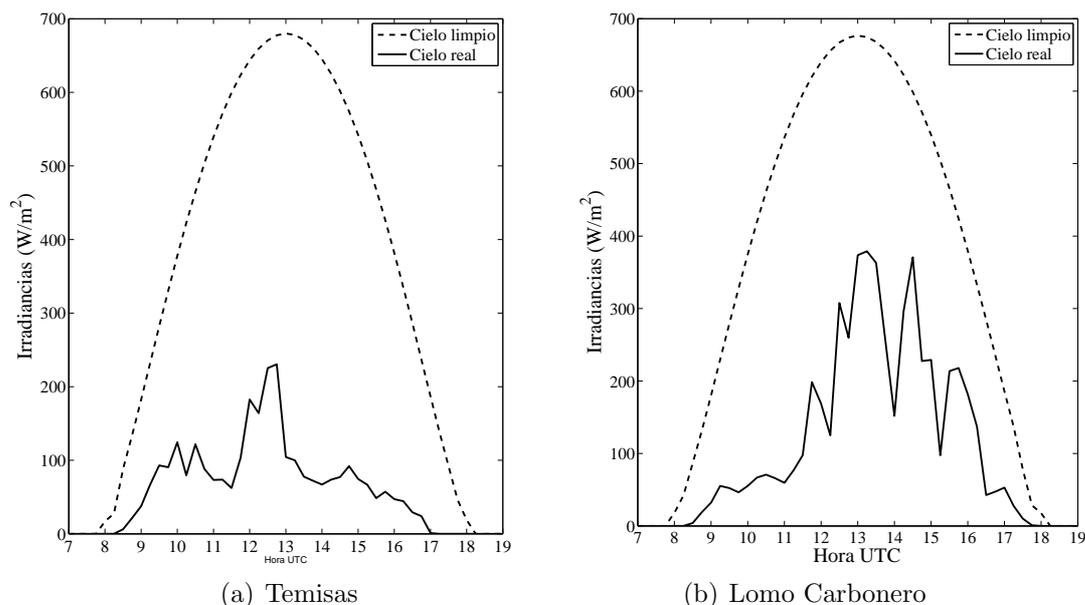


Figura 4.44: Irradiancia global predicha el 23 de diciembre de 2009

4.7. Validación y análisis de resultados

Los resultados obtenidos coinciden con los vistos para las Canarias en diferentes referencias [Sancho et al., 2012; Huld et al., 2005; Betcke et al., 2006; Atmospheric Science Data Center, 2012; Bird y Hulstrom, 1981; GeoModel Solar, 2012]. Se ha comenzado comparando los resultados obtenidos a lo largo del TMY para dos localidades que disponen de estaciones de medida en sus cercanías y de las que se tienen valores calculados o medidos por medios distintos a los del modelo. En las tablas 4.4 y 4.5 se disponen los valores para las localidades de Maspalomas⁵ y Las Palmas de Gran Canaria⁶, de la irradiación solar obtenida al mes⁷, así como de la irradiación media diaria tanto evaluada con el modelo desarrollado en esta tesis como por otros medios.

Los resultados a cielo limpio⁸ se han cotejado con los obtenidos con el modelo propuesto [Bird y Hulstrom, 1981] por el NREL⁹ obteniéndose magníficos resultados para ambas localidades tal y como se puede comprobar en las tablas anteriores. En la figura 4.45 se representa la evolución anual de la irradiación media diaria por mes a cielo limpio para Maspalomas y Las Palmas de Gran Canaria. Se observa que las discrepancias son mínimas. Con el modelo desarrollado se obtiene una irradiación media diaria a cielo limpio, para todo el año, de 24,26 y 24 MJ/(m²· día) para Maspalomas y Las Palmas respectivamente. Estos parámetros,

⁵Sur de la isla

⁶Noreste de la isla

⁷En MJ/m² excepto para el caso de la radiación reflejada que se presenta en J/m²

⁸En las tablas se ha denominado al cielo limpio CS, por Clear Sky, y al cielo real, RS por Real Sky

⁹National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos de América

Maspalomas	Irradiación solar modelo tesis (MJ/m ²)						Irradiación solar media diaria (MJ/m ² /día)										
							Modelo tesis		Medidas y otros modelos								
	Dir.	CS	Dif.	CS	Ref.	CS	Global	CS	Global	RS	CS	RS	Medidas	GeoModel	Bird(CS)	Huld	ASDC
Enero	452,91	71,91	732	525	398,49	16,93	12,85	12,70	16,34	14,08	14,72						
Febrero	508,58	71,92	811	581	469,31	20,73	16,76	16,67	19,89	17,28	18,32						
Marzo	666,34	106,09	1.082	772	652,05	24,92	21,03	20,96	24,37	21,35	22,82						
Abril	731,27	118,32	1.192	850	693,53	28,32	23,12	23,07	28,15	25,06	26,53						
Mayo	790,15	142,96	1.312	933	776,28	30,10	25,04	24,93	30,28	27,25	28,37						
Junio	793,00	134,74	1.305	928	776,10	30,92	25,87	25,79	31,04	28,12	29,27						
Julio	806,86	137,92	1.328	945	776,95	30,48	25,06	25,05	30,59	28,55	28,66						
Agosto	757,79	133,68	1.252	891	726,59	28,76	23,44	23,34	28,90	26,35	27,04						
Septiembre	639,79	127,39	1.076	767	629,43	25,57	20,98	20,86	25,83	22,07	23,54						
Octubre	541,36	117,03	921	658	527,87	21,24	17,03	16,90	21,54	18,72	19,33						
Noviembre	434,20	93,08	736	527	395,02	17,58	13,17	13,02	17,38	14,58	15,30						
Diciembre	398,68	84,07	673	483	373,58	15,57	12,05	11,93	15,27	12,78	13,39						
Media						24,26	19,70	19,60	19,7 - 20,7	24,15	21,35	22,28					

Tabla 4.4: Valores de irradiación para Maspalomas

Las Palmas	Irradiación solar modelo tesis (MJ/m ²)						Irradiación solar media diaria (MJ/m ² /día)										
							Modelo tesis		Medidas y otros modelos								
	Dir.	CS	Dif.	CS	Ref.	CS	Global	CS	Global	RS	CS	RS	Medidas	GeoModel	Bird(CS)	Huld	ASDC
Enero	439,21	70,65	19.167	510	367,86	16,45	11,87	12,07	16,17	12,28	12,85						
Febrero	496,64	71,14	21.237	568	416,78	20,28	14,89	15,05	19,75	14,98	15,88						
Marzo	657,19	105,27	28.341	762	599,90	24,60	19,35	19,45	24,26	18,68	20,09						
Abril	726,39	117,95	31.238	844	616,35	28,15	20,55	20,53	28,10	20,99	23,18						
Mayo	788,90	142,99	34.357	932	668,69	30,06	21,57	21,31	30,28	23,29	25,13						
Junio	793,50	134,99	34.180	929	665,11	30,95	22,17	21,83	31,07	21,89	24,59						
Julio	806,67	138,10	34.798	945	633,03	30,48	20,42	20,08	30,61	20,70	23,40						
Agosto	754,37	133,45	32.797	888	647,71	28,64	20,89	20,72	28,87	20,74	23,54						
Septiembre	632,95	126,74	28.178	760	570,06	25,32	19,00	18,99	25,75	19,80	21,60						
Octubre	530,65	115,98	24.116	647	488,73	20,86	15,77	15,91	21,41	16,78	17,71						
Noviembre	421,98	91,77	19.268	514	365,80	17,13	12,19	12,39	17,22	12,64	13,46						
Diciembre	385,18	82,56	17.615	468	333,79	15,09	10,77	10,97	15,10	11,52	11,81						
Media						24,00	17,45	17,44	16,8 - 17,7	24,05	17,86	19,44					

Tabla 4.5: Valores de irradiación para Las Palmas de Gran Canaria

aplicando el modelo propuesto en [Bird y Hulstrom, 1981], son de 24,15 y 24,05 MJ/(m²· día). Esto implica una discrepancia del 0,45 % para Maspalomas, y del 0,21 % para Las Palmas de Gran Canaria, valores insignificantes.

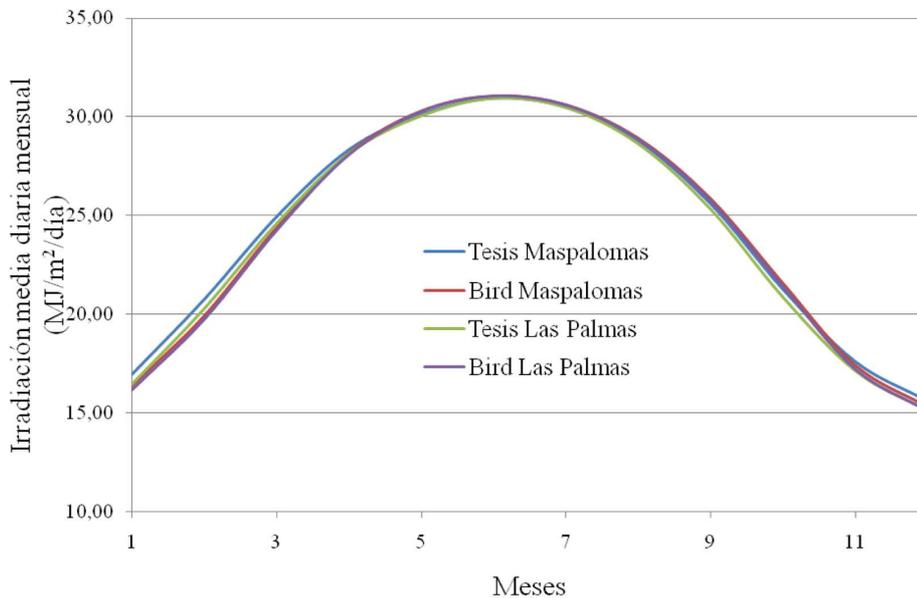


Figura 4.45: *Irradiación media diaria por mes a cielo limpio*

Como se ve en las tablas 4.4 y 4.5, el peso de la radiación reflejada en los dos puntos analizados es despreciable. Como se verá más adelante, no sucede así en toda la isla. El peso de la radiación directa y reflejada en la global a cielo limpio, calculadas con el modelo desarrollado, es del 84,9 % y el 15,1 % respectivamente en Maspalomas, y del 84,8 % y 15,2 % en Las Palmas de Gran Canaria. Los pesos obtenidos mediante el modelo de Bird son del 84,4 % y 15,6 % para ambas localidades. Como se puede observar, son similares.

En cuanto a los valores de irradiación a cielo real, la comparación con las medidas realizadas en las estaciones del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) es muy clarificadora. Tal y como se observa en las tablas, los valores son muy cercanos. En la figura 4.46 se han graficado las discrepancias de los valores obtenidos con los equipos de medida en tierra respecto de los resultados del modelo. Estas desviaciones, muy pequeñas, deben existir dado que los puntos de cálculo y los puntos de ubicación de las estaciones de medida no coinciden con lo que siempre debe existir una pequeña variación.

En la figura 4.47 se representan, para Las Palmas de Gran Canaria, los valores obtenidos con el modelo, valores medidos en las estaciones cercanas, valores obtenidos a partir de modelos corregidos a partir de medidas [Huld et al., 2005] y

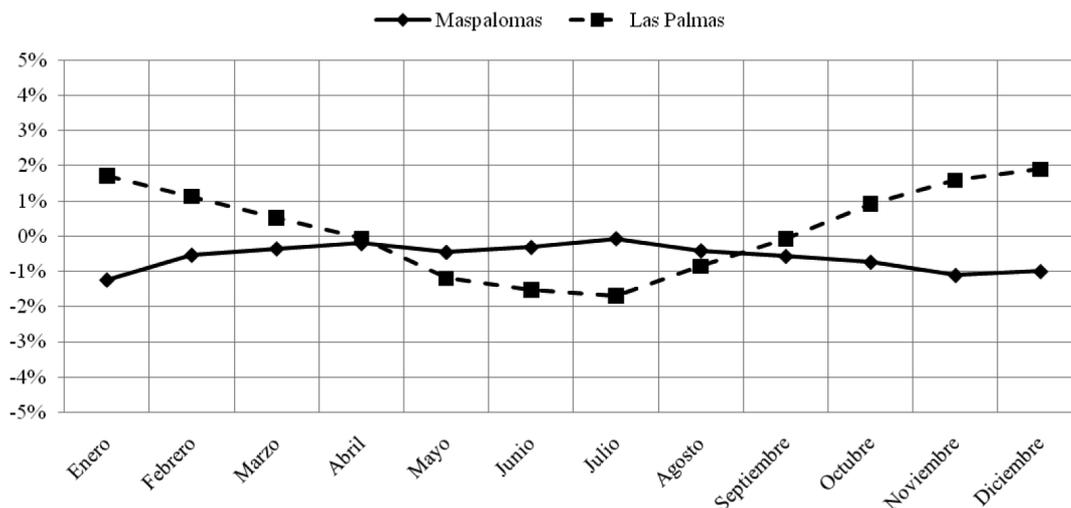


Figura 4.46: *Discrepancia entre valores calculados y medidos en puntos cercanos*

aquéllos estimados a partir de variables meteorológicas obtenidas mediante satélite [Atmospheric Science Data Center, 2012]. Como vemos, los tres primeros métodos coinciden mayormente en sus resultados. Analicemos los valores de la irradiación media diaria, a cielo real, para todo el año TMY. Con el modelo desarrollado disponemos de $17,45 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$. En la estación de medida cercana se ha obtenido un valor de $17,44 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$. El modelo de [Huld et al., 2005] arroja una estimación de $17,86 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ y la estimación de [Atmospheric Science Data Center, 2012], $19,44 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ que es el valor más alejado. Además de éstos, para valores medios diarios al año, se han consultado otras fuentes. Por ejemplo, el Atlas de la AEMET [Sancho et al., 2012], realizado en base a medidas obtenidas vía satélite y extraídos del CM-SAF¹⁰, ofrece un valor para Las Palmas de G.C., de $18,2 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$. Por último, [GeoModel Solar, 2012] proporciona una horquilla de valores de entre $16,8$ y $17,7 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ calculados a partir de datos meteorológicos obtenidos mediante satélite. Como se puede ver, los resultados obtenidos encajan dentro de lo esperado, respondiendo de forma similar que otras estimaciones. Es de destacar la coincidencia total con los valores obtenidos mediante medidas empíricas realizadas sobre el terreno por el ITC.

Como ya se ha comentado, la presencia de los vientos alisios provoca la aparición de un mar de nubes en la vertiente norte y noreste de la isla. El modelo desarrollado refleja plenamente este hecho tal y como se aprecia en los mapas de distribución del índice de claridad mostrados en la figura 4.25 para enero y julio. En dicha figura se ve como en verano la nubosidad se acerca más a la costa dado

¹⁰Climate Satellite Application Facilities de la agencia para la explotación de los satélites meteorológicos europeos EUMETSAT

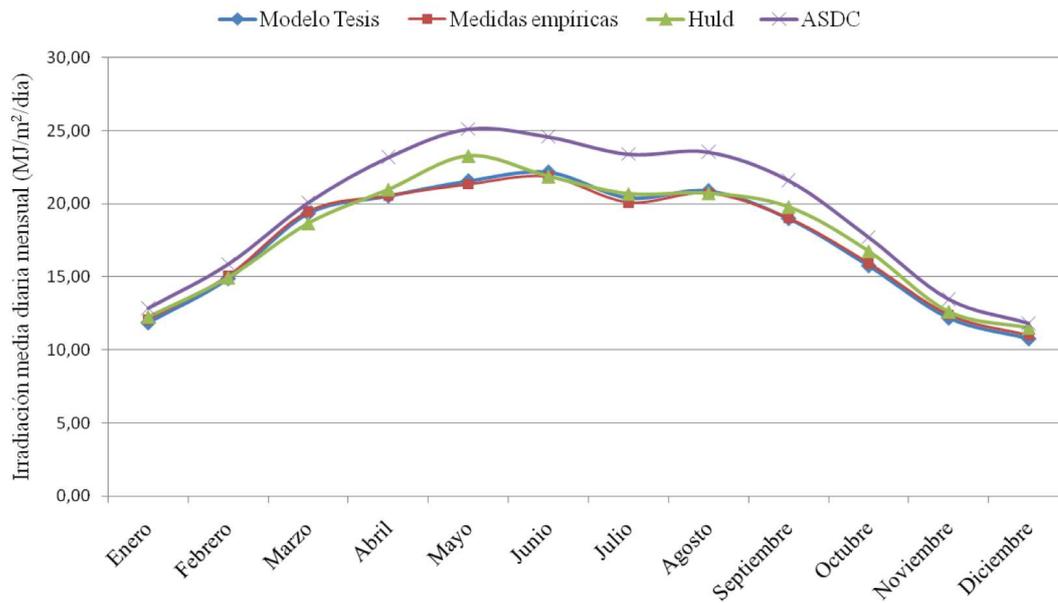


Figura 4.47: Irradiación media diaria mensual a cielo real para Las Palmas de Gran Canaria

que en esos meses la inversión térmica está mucho más baja [Dorta, 1996] con lo que las nubes quedan bloqueadas más al norte debido al contacto con la orografía de la isla. Así mismo, en el mapa de distribución de irradiación del mes de julio se denota claramente cómo la zona noreste tiene valores inferiores a la zona sur ocasionadas por la nubosidad de los alisios. En la figura 4.48 hemos marcado una frontera ficticia de actuación de la franja nubosa en julio para remarcar la diferencia de irradiación.

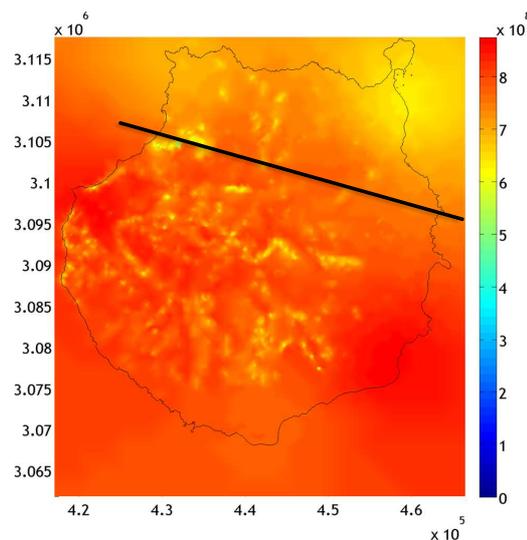


Figura 4.48: Mapa de irradiación en julio. Efecto de los alisios

Nuestro análisis de Maspalomas y Las Palmas de Gran Canaria nos permite detectar de nuevo la influencia de la nubosidad asociada a los alisios. En la figura

4.49 se observa claramente cómo en la Maspalomas, situada en la zona sur de la isla, los índices de claridad medios mensuales son bastante uniformes a lo largo del año, con valores más bajos en invierno. Sin embargo, el comportamiento en el noreste de Gran Canaria (Las Palmas) es radicalmente distinto a finales de primavera y durante el verano ya que los valores del índice disminuyen notablemente denotando la nubosidad típica de la zona. Por otra parte, el comportamiento en otoño e invierno es bastante similar aunque siempre influenciado por los alisios que hacen disminuir los valores de k_c .

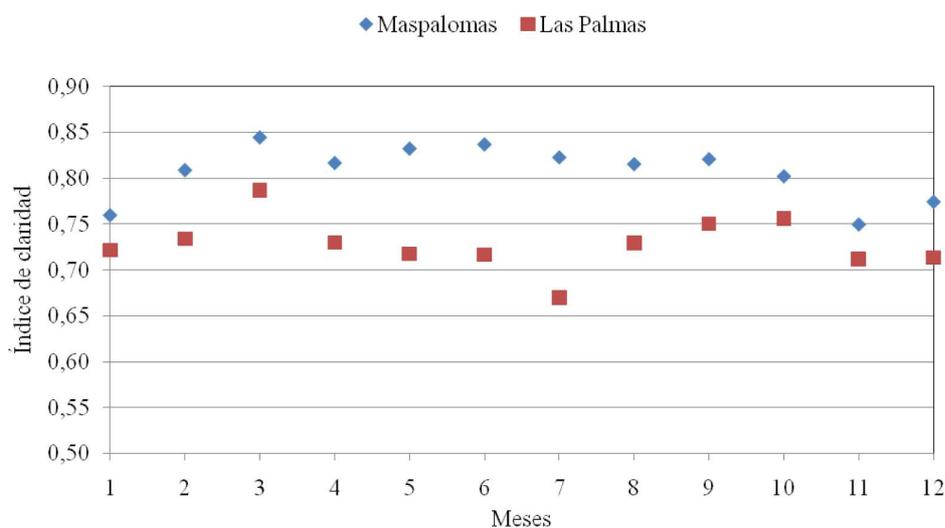


Figura 4.49: Índice de claridad medio mensual

Esta influencia sobre los meses de verano de la humedad aportada por los alisios se observa también cuando se estudia toda la isla. En la tabla 4.6 se presentan los datos resumen para toda la isla de Gran Canaria en forma de media diaria mensual, calculados teniendo en cuenta la densidad de energía radiante que llega a todos los triángulos que forman la malla adaptativa del dominio. Si evaluamos y representamos el descenso porcentual sufrido por la irradiación a cielo limpio para obtener la misma a cielo real (figura 4.50), se observa cómo en verano el decremento aumenta a valores similares a marzo, quedando por encima de la tendencia polinómica. Este hecho representa de nuevo la influencia de la nubosidad aportada por los alisios, especialmente activos esos meses.

La tabla 4.6 muestra para el peso de la radiación directa a cielo limpio sobre la global, una oscilación del 80-86 %, para la difusa una horquilla del 13-19 %, y para la reflejada, una variabilidad de 0,35-0,41 %. Por supuesto estos resultados son referidos a valores medios mensuales para toda la isla, ya que en triángulos

Valores diarios para Gran Canaria								
	Irradiación solar (MJ/m ² /día)					Porcentaje componentes (CS)		
	Dir. CS	Dif. CS	Ref. CS	Global CS	Global RS	Dir/Gl	Dif/Gl	Ref/Gl
Enero	13,90	2,30	0,06	16,26	12,18	85,49 %	14,15 %	0,35 %
Febrero	17,24	2,54	0,08	19,86	15,55	86,83 %	12,79 %	0,38 %
Marzo	20,48	3,36	0,09	23,94	19,79	85,56 %	14,05 %	0,39 %
Abril	23,32	3,88	0,11	27,30	21,69	85,41 %	14,19 %	0,40 %
Mayo	24,49	4,53	0,12	29,15	24,90	84,04 %	15,56 %	0,40 %
Junio	25,41	4,42	0,12	29,96	25,91	84,84 %	14,76 %	0,41 %
Julio	25,02	4,38	0,12	29,52	24,50	84,76 %	14,83 %	0,41 %
Agosto	23,45	4,24	0,11	27,80	23,23	84,36 %	15,24 %	0,40 %
Septiembre	20,41	4,17	0,10	24,67	20,37	82,70 %	16,90 %	0,40 %
Octubre	16,67	3,72	0,08	20,47	16,09	81,45 %	18,16 %	0,39 %
Noviembre	13,82	3,22	0,06	17,11	12,36	80,80 %	18,83 %	0,37 %
Diciembre	12,36	2,69	0,05	15,11	11,16	81,83 %	17,81 %	0,36 %
Año medio	19,72	3,63	0,09	23,44	18,99	84,14 %	15,47 %	0,39 %
Total año (MJ/m ²)	7199,45	1323,64	33,55	8556,63	6932,51			

Tabla 4.6: Resumen de valores de irradiación para Gran Canaria

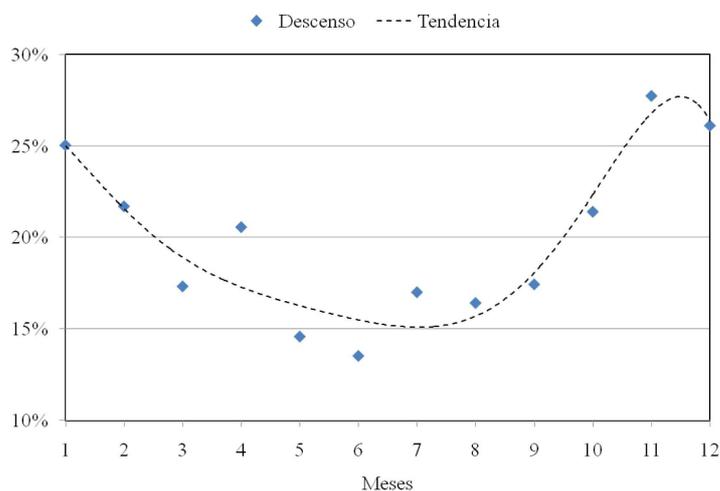


Figura 4.50: Descenso porcentual de la irradiación CS-RS

puntuales del dominio las condiciones pueden ser totalmente distintas, alcanzándose valores superiores al 6 % para la reflejada sobre la global a cielo limpio, o del 19 % para la difusa.

En la figura 4.51 se observa un gráfico radial en el que se han representado las irradiaciones medias mensuales, en MJ/(m²· día), tanto a cielo real como a cielo limpio. En él se puede ver que los meses con mayor discrepancia entre ambos valores mensuales, con respecto a la tendencia debido a la nubosidad, se dan en abril y julio. Por otra parte, este diagrama muestra una cierta simetría anual respecto a los meses de diciembre y junio, lo cual es natural.

Para un período determinado, el modelo nos permite determinar los puntos del terreno que reciben la máxima o mínima radiación, aquéllos situados en la zona

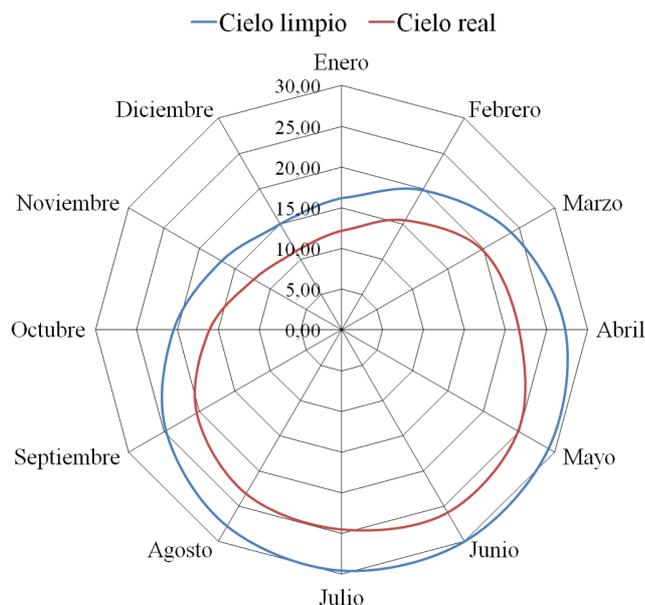


Figura 4.51: Gráfico radial de la irradiación global

más o menos nublada, o bien los puntos más castigados por las sombras. En la tabla 4.7 se observan estos casos en Gran Canaria para un año TMY.

	Δ	A_0	β	Lat.	Long.	k_c	L_f	H (MJ/m ²)
Máximos								
Global CS	1630	252,5	24	27,96	-15,56	0,76	0,95	10302,20
Global RS	8892	255	23,8	28,01	-15,80	0,88	0,95	8789,56
Sombras	9921	145	66,6	28,06	-15,69	-	0,26	-
Nubosidad	1321	70,38	9,1	28,02	-15,50	0,69	-	-
Mínimos								
Global CS	9921	145	66,6	28,06	-15,69	0,81	0,26	2517,05
Global RS	9921	145	66,6	28,06	-15,69	0,81	0,26	2085,33
Nubosidad	7207	95,8	2,4	27,99	-15,79	0,90	-	-

Tabla 4.7: Resumen de valores récord en Gran Canaria para el TMY

Si bien el punto que recibiría una mayor irradiación global en condiciones de cielo limpio está en el centro de la isla y orientado al suroeste, el punto que recibe mayor irradiación a cielo real está ubicado en el oeste de la isla¹¹, y también tiene orientación suroeste. En la figura 4.52 se ve el mapa de irradiación global a cielo real para un año TMY, y en él se puede observar claramente cómo la zona noreste de la isla recibe menos radiación real debido a la influencia de los alisios. El punto más sombreado de la isla se encuentra en la zona noroeste de la isla, con una orientación noroeste y se encuentra marcado con un testigo rojo en el mapa de factores de sombra medio anual representado tridimensionalmente en la figura

¹¹Se encuentra indicado con un puntero verde en la figura 4.52

4.53. Este punto es también aquél con menor irradiación anual a cielo limpio y a cielo real.

Por último, los puntos que sufren la mayor y menor nubosidad se observan en la figura 4.54. La zona más nubosa está marcada con un testigo rojo, en el noreste de la isla, con orientación nor-noreste, como era de esperar debido a los alisios. Por otro lado, con testigo verde, tenemos el punto menos nuboso de la isla situado en el oeste.

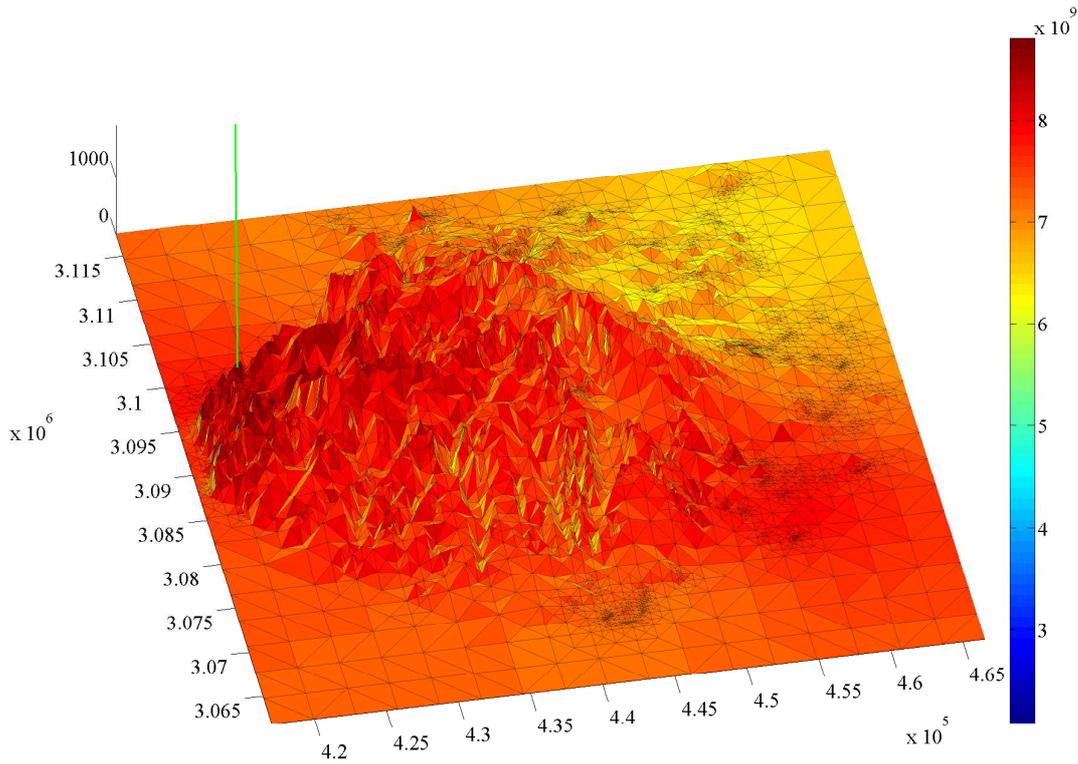


Figura 4.52: *Punto de máxima irradiación anual*

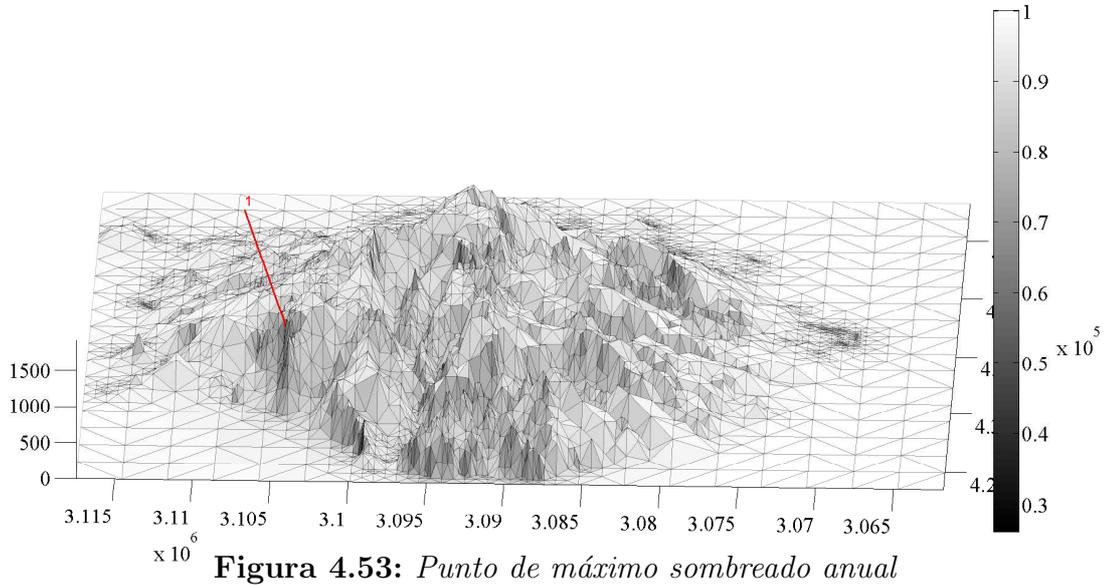


Figura 4.53: *Punto de máximo sombreado anual*

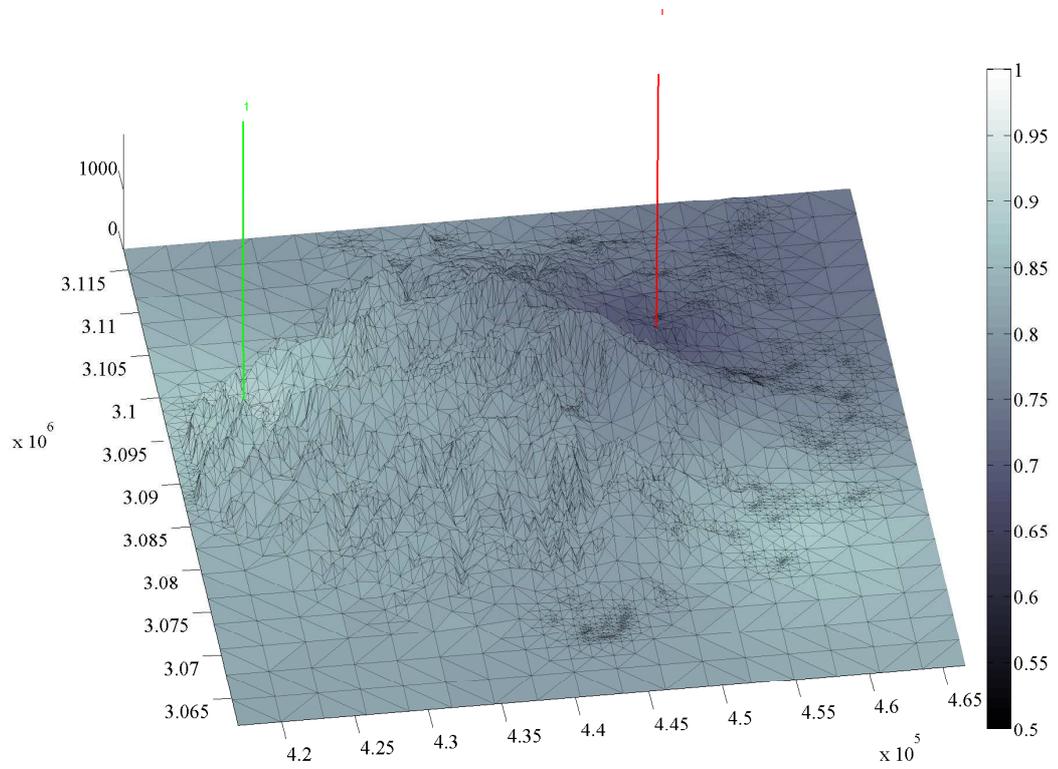


Figura 4.54: *Puntos de máxima y mínima nubosidad anual*

Capítulo 5

Modelos de producción de energía eléctrica: Integración con el modelo de radiación solar y simulación

5.1. Simulación de los modelos de producción. Impacto en la operación del sistema eléctrico

Una vez se dispone de valores de radiación solar como los obtenidos en el capítulo 4 en base al modelo descrito en el capítulo 3, es posible el uso de dichos valores para distintas aplicaciones, una de las cuales es la estimación del aprovechamiento energético mediante conversión de la radiación solar en energía eléctrica. En este capítulo se estudiarán dos de las alternativas posibles de este uso de la radiación solar. En primer lugar analizaremos la conversión de la radiación solar en electricidad mediante células y paneles fotovoltaicos y posteriormente la conversión solar termoeléctrica.

El proceso, de forma esquemática, será el mostrado en la figura 5.1. Obsérvese que las dos primeras etapas señaladas en la misma, es decir, *Irradiancia a cielo limpio* e *Irradiancia a cielo real*, han sido descritas y calculadas en los capítulos 3 y 4, mientras que las dos últimas, *Modelos FV y STE* y *Potencia eléctrica*, serán descritas y calculadas en el presente capítulo.

El carácter aleatorio de la energía primaria en este tipo de fuentes de energía provoca que la penetrabilidad de las mismas en el sistema eléctrico no sea tan grande como podría ser deseable. La herramienta desarrollada en esta tesis

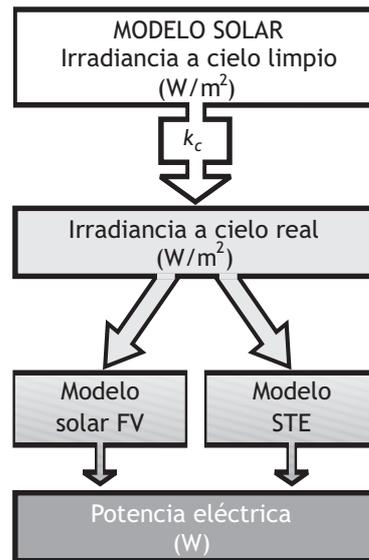


Figura 5.1: Integración de modelos de producción de E.E. con el modelo de radiación solar

aparece, pues, como un recurso interesante para la mejora de la gestión de la operación del sistema eléctrico en presencia de fuentes renovables con origen solar ya que permite, partiendo del modelo predictivo de radiación solar descrito en 3.4.5, predecir¹ la generación eléctrica de una central fotovoltaica o termoeléctrica.

5.2. Energía solar fotovoltaica

Se define así a la utilización de la radiación solar para la producción de energía eléctrica a través del uso de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan una cierta corriente eléctrica a partir de la radiación incidente.

El desarrollo de este tipo de energía, aunque desigual según el país, ha sido tremendamente importante en Europa en los últimos años gracias a las diferentes políticas de incentivación [Díaz et al., 2012c]. La potencia acumulada instalada en los principales países europeos en este tipo de energía puede verse en la figura 5.2

Según el informe del mercado fotovoltaico realizado por la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica para el año 2011, [European Photovoltaic Industry Association, 2012], el incremento de potencia instalada mundialmente fue de 27,7 GW correspondiendo a Europa un total de 20,9 GW. La potencia acumulada en el mundo es de 67,4 GW de los que 50,3 GW se encuentran en Europa. Esto supone un 2% de la demanda eléctrica europea. El mismo organismo ha realizado un estudio predictivo [European Photovoltaic Industry Association, 2011] en el

¹Con la fiabilidad del modelo de predicción meteorológica empleado

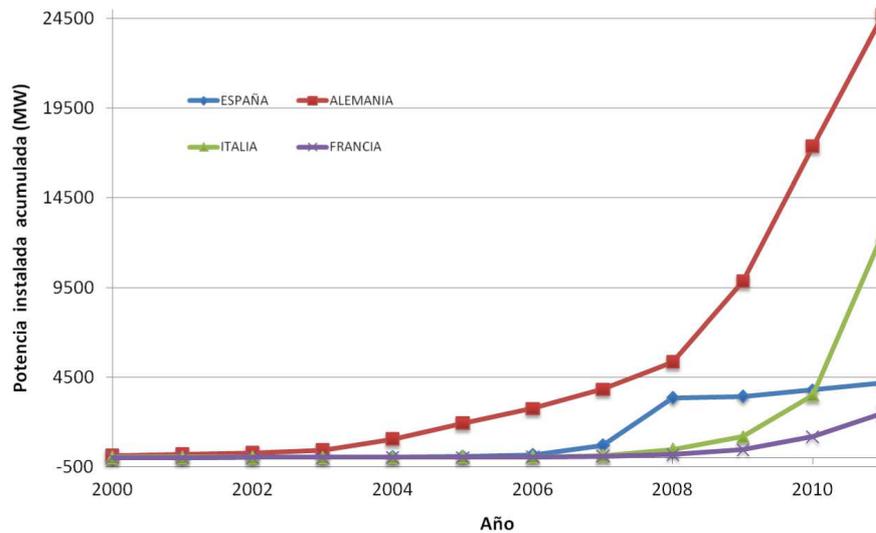


Figura 5.2: Potencia fotovoltaica instalada acumulada en Europa

que analiza diferentes escenarios posibles y concluye que, para el 2015, la potencia fotovoltaica acumulada mundial instalada estará entre 131 y 196 GW. Estos números podrían verse superados si tenemos en cuenta que la previsión para Europa para el 2011 situaba dicha capacidad en valores que oscilaban entre 38 y 43 GW, mientras que en realidad se superaron los 50 GW. Por tanto, a la vista de estos datos, queda clara la tremenda progresión seguida en los últimos años por la generación de electricidad fotovoltaica, lo que la convierte en una posible futura alternativa a los combustibles fósiles.

5.2.1. Principios de conversión fotovoltaica. La célula solar

Como sabemos, la energía solar fotovoltaica es un aprovechamiento energético en el que la radiación solar se convierte en energía eléctrica mediante el *efecto fotovoltaico*. Éste fue descrito por primera vez por [Becquerel, 1839] como la aparición de una cierta tensión eléctrica entre dos electrodos conectados a un sistema sometido a iluminación. El dispositivo basado en aquel efecto, llamado *célula solar*, fue desarrollado y descrito por [Chapin et al., 1954]. Al incidir la radiación solar sobre ciertos semiconductores, los fotones transmiten su energía a los electrones de valencia del material y rompen el enlace que les une a su átomo de forma que se obtiene un electrón libre y un hueco². Tanto el electrón libre como el hueco (a todos los efectos una carga positiva), pueden desplazarse por el interior del material constituyendo una corriente eléctrica que circulará por un circuito externo donde

²Se denomina así a la falta de electrón de valencia al romperse el enlace

liberará la energía cedida por los fotones. Es necesario tener una cierta tensión para crear un campo eléctrico que impida la recombinación electrón-hueco.

Las tecnologías básicas empleadas en la fabricación de células solares son [El Chaar et al., 2011; Albo, 2000; Goetzberger, 2006]:

1. Silicio cristalino
 - a) Monocristalino
 - b) Policristalino
2. Capa delgada
 - a) Silicio amorfo
 - b) Teluridio de cadmio ($CdTe$)
 - c) Diseleniuro de cobre e indio ($CuInSe_2$), conocido como CIGS o CIS, con o sin galio.
3. Semiconductores compuestos
 - a) Arseniuro de galio ($GaAs$)
 - b) Células orgánicas

Un buen compendio de las características de las diferentes células y módulos fotovoltaicos según su tecnología, lo podemos encontrar actualizado en [Green et al., 2012]. Un resumen del mismo se puede observar en la tabla 5.1, donde V_{ca} es la tensión a circuito abierto en la célula, y J_{cc} es la densidad de corriente de cortocircuito. Los parámetros, para ser comparables, deben obtenerse en condiciones controladas de laboratorio³

Tipo	Eficiencia (%)	Vca (V)	Jcc (mA/cm ²)	Test
Si cristalino	25±0,5	0,706	42,7	Sandia
Si amorfo	10,1±0,3	0,886	16,75	NREL
CdTe	16,7±0,5	0,845	26,1	NREL
CIGS	19,6±0,6	0,713	34,8	NREL
Orgánicas	4,2±0,2	0,714	12,26	AIST

Tabla 5.1: Eficiencia según tecnologías

La tecnología más empleada actualmente es la del silicio [Albo, 2000; Collado, 2009; Goetzberger, 2006]. La estructura de este tipo de células [Lorenzo, 2006; Albo, 2000; Goetzberger, 2006], es la de la figura 5.3, en la que se observan dos capas con conductividades diferentes. La región tipo n con mayor concentración de electrones que de huecos, y la región p con exceso de huecos frente a electrones. En la unión $p-n$ se producirá una difusión de electrones (de n hacia p) y de huecos (de p hacia n) para rectificar el desequilibrio, provocando un campo eléctrico que

³Se realizan los ensayos bajo un espectro AM1.5 (1000 W/m²) (ver figura 3.5) con una temperatura de la célula de 25°C (IEC 60904-3: 2008)

se incrementa a medida que aumenta la difusión de huecos y electrones hasta que el potencial eléctrico alcance un valor que impida que siga el proceso de difusión.

Conectada la célula a una carga, al iluminarla, si los fotones que llegan lo hacen con una energía superior a la mínima necesaria para romper un enlace del retículo del silicio (ancho de banda prohibido o *band gap*), se generan pares electrón-hueco que actuarán como portadores de corriente. El campo eléctrico -y la tensión consiguiente- producido por la unión *p-n* impide la recombinación y permite, por tanto, la salida hacia el exterior de la corriente proporcionando energía a la carga. Evidentemente, aparece una tensión en bornes del dispositivo y por ello, y de forma idéntica a lo que ocurre en cualquier dispositivo con una unión *p-n*, se ocasionan recombinaciones electrón-hueco que en este caso se considera una corriente inversa o lo que es lo mismo, una pérdida energética.

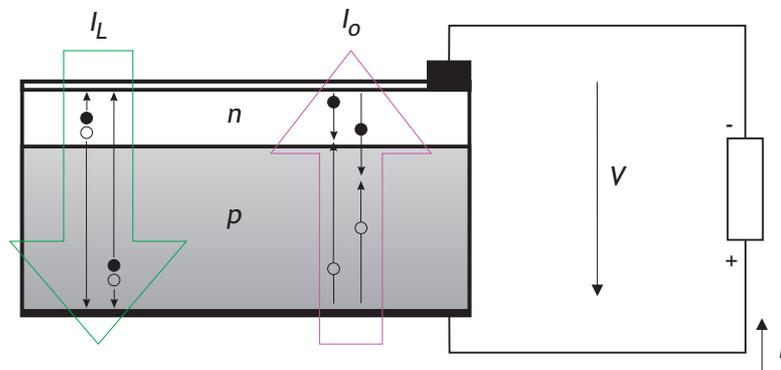


Figura 5.3: Célula solar en carga

Por tanto, la intensidad de corriente que se obtiene al iluminar la célula será:

$$I = I_L - I_o \quad (5.1)$$

donde I_L es la corriente⁴ producida en la célula por la generación de portadores ocasionada por la radiación incidente sobre el semiconductor, y I_o es la intensidad⁵ debida a la recombinación de portadores producida por la tensión externa V .

5.2.2. Modelo de célula, módulo y generador fotovoltaico

Tal y como se dijo en la sección anterior, una célula solar es un diodo de unión que se puede caracterizar eléctricamente mediante la expresión (5.1). Más específicamente, se puede considerar a I_L como fruto de una fuente de intensidad dependiente de múltiples características físicas como son la irradiancia solar incidente o la temperatura de la célula, e I_o sería una corriente que se puede modelizar

⁴Corriente de luz o fotocorriente

⁵Corriente de oscuridad

con la inclusión de un diodo o dos. Autores como [Gow y Manning, 1999; Stutenbaeumer y Mesfin, 1999] proponen el uso del doble diodo, lo que se traduce en un modelo con exponencial doble que tiene en cuenta los fenómenos de recombinación y de difusión respectivamente. Sin embargo, en la zona de tensiones media-alta de trabajo de la célula, el efecto dominante es la difusión [Stutenbaeumer y Mesfin, 1999; Lorenzo, 2006], mientras que para tensiones bajas, predomina la recombinación. Por lo anterior, el modelo más empleado sólo toma en cuenta una corriente inversa de saturación, I_s , que dependerá del fenómeno de difusión en la zona de trabajo normal de la célula y del de recombinación para tensiones bajas. Esto se traduce en el empleo generalizado del modelo de simple exponencial es decir, el de un solo diodo [Merten et al., 1998; Albo, 2000; Lorenzo, 2006; Enrique et al., 2007; Villalva et al., 2009; Tsai, 2010]. Las fugas dependientes de tensión pueden considerarse mediante una resistencia paralelo, R_p , mientras que R_s representa la resistencia interna del dispositivo (ver figura 5.4, (a)).

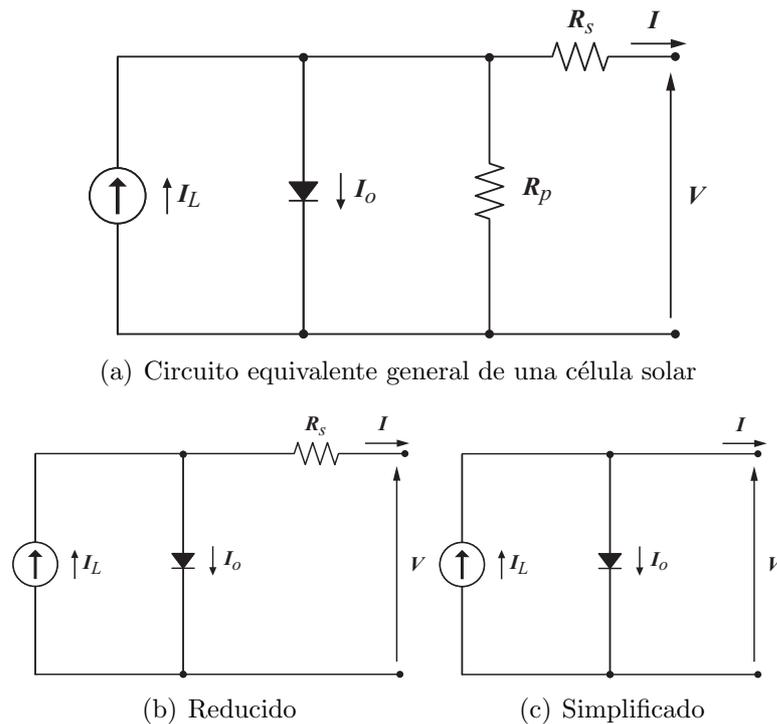


Figura 5.4: Modelo de una célula solar (a) General, (b) Despreciando R_p , (c) Simplificado

La ecuación característica que modeliza el circuito (a) de la figura 5.4, es la (5.2).

$$I = I_L - I_s \left[\exp \left(\frac{q}{kT_c A} (V + IR_s) \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (5.2)$$

donde q es la carga del electrón⁶, k la constante de Boltzmann⁷, T_c es la temperatura de trabajo de la célula (Kelvin) y A es un factor de idealidad que depende de la tecnología. Éste se puede consultar en [Hua y Shen, 1998]. Se recogen sus valores en la tabla 5.2.

Tecnología	A
Si-mono	1,2
Si-poli	1,3
a-Si:H	1,8
a-Si:H tandem	3,3
a-Si:H triple	5,0
CdTe	1,5
CIS	1,5
GaAs	1,3

Tabla 5.2: Factor A según tecnologías

En algunos textos [Lorenzo, 2006; Villalva et al., 2009] podemos encontrar denominado como voltaje térmico, V_t a la siguiente expresión:

$$V_t = \frac{kT_c A}{q}$$

La resistencia paralela, R_p , está relacionada con las corrientes de fuga a tierra. En general, el rendimiento fotovoltaico es insensible a la variación de R_p [Tsai, 2010], que puede tomarse infinita ante la inexistencia de fugas. El modelo circuital que obtenemos [Hua y Shen, 1998; Bellini, 2009] es el reflejado en la figura 5.4 (b), que se modeliza en la expresión (5.3).

$$I = I_L - I_s \left[\exp \left(\frac{q}{kT_c A} (V + IR_s) \right) - 1 \right] \quad (5.3)$$

Evidentemente, si no se consideran pérdidas serie, ni fugas, ($R_s = 0$; $R_p = \infty$), la ecuación (5.3) se convierte en la (5.4), y el circuito equivalente sería el reflejado en la figura 5.4, (c).

$$I = I_L - I_s \left[\exp \left(\frac{qV}{kT_c A} \right) - 1 \right] \quad (5.4)$$

Si disponemos del valor de la resistencia serie R_s para una célula determinada, el modelo reducido es una buena opción, si bien implica la necesidad de un cálculo iterativo debido a la forma de la ecuación (5.3). Autores como [Lorenzo, 2006] proponen un análisis simplificado a partir de esta expresión partiendo de los datos ofrecidos por los fabricantes para un módulo fotovoltaico (conjunto de células).

⁶ $q = 1,6 \times 10^{-19}$ C

⁷ $k = 1,381 \times 10^{-23}$ JK⁻¹

La resistencia serie se puede estimar según [Green, 1982], como:

$$R_s = [1 - (FF/FF_0)](V_{ca}/I_{cc})$$

$$FF = \frac{V_M I_M}{V_{ca} I_{cc}}$$

$$FF_0 = \frac{(V_{ca}/V_t) - \ln[(V_{ca}/V_t) + 0,72]}{(V_{ca}/V_t) + 1}$$

donde V_M , I_M , V_{ca} y I_{cc} son, respectivamente, la tensión e intensidad en el punto de máxima potencia, y la tensión a circuito abierto y la corriente de cortocircuito del módulo, datos todos ellos dados por el fabricante. Al tratarse de parámetros de módulo, en el modelo de la célula se deberían tener en cuenta el número de células en serie (N_s) y en paralelo (N_p) de dicho módulo.

El modelo de un módulo o panel fotovoltaico será simplemente la composición de las células en serie y en paralelo [Veerachary et al., 2002; Kim et al., 2006]. En la figura 5.5 se representan los circuitos equivalentes general, reducido y simplificado, para un módulo fotovoltaico.

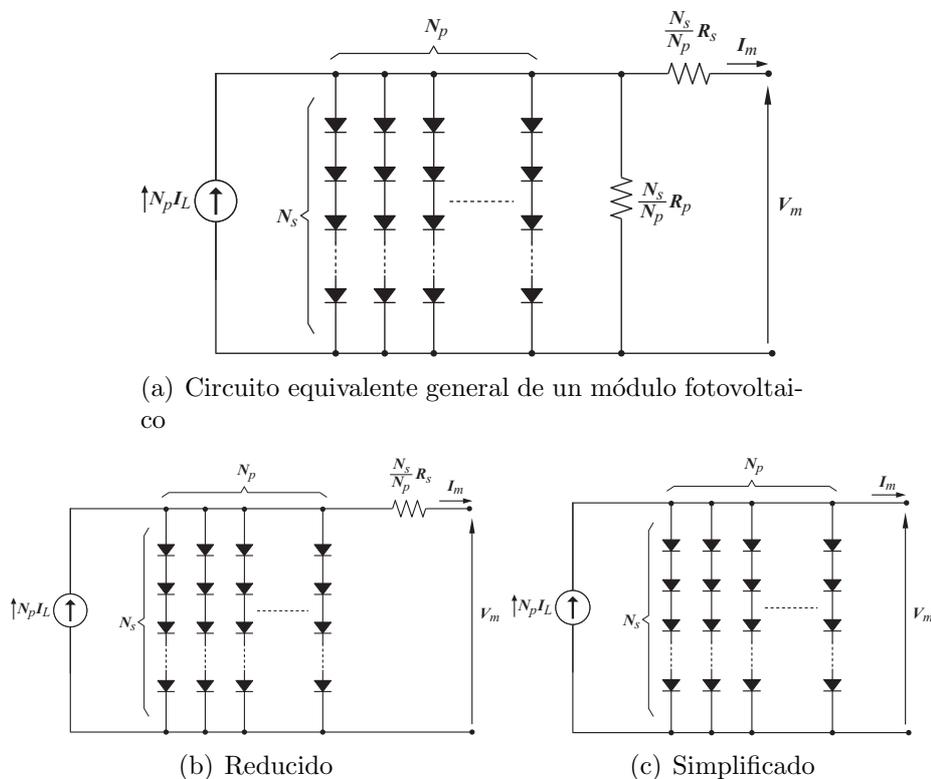


Figura 5.5: Modelo de un módulo fotovoltaico (a) General, (b) Reducido, (c) Simplificado

Las ecuaciones siguientes responden a dichos circuitos:

$$I_m = N_p I_L - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{q}{k T_c A} \left(\frac{V_m}{N_s} + I_m \frac{R_s}{N_p} \right) \right) - 1 \right] - \frac{\frac{N_p}{N_s} V_m + I_m R_s}{R_p} \quad (5.5)$$

$$I_m = N_p I_L - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{q}{k T_c A} \left(\frac{V_m}{N_s} + I_m \frac{R_s}{N_p} \right) \right) - 1 \right] \quad (5.6)$$

$$I_m = N_p I_L - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{q V_m}{N_s k T_c A} \right) - 1 \right] \quad (5.7)$$

La fabricación de los módulos o paneles surge de la necesidad de conseguir conjuntos de mayor potencia que las pequeñas células de 2 W y 0,5 V. Por ello es necesario agruparlas en serie para aumentar la tensión, y en paralelo, en su caso, para aumentar la potencia. Los módulos se agrupan posteriormente en serie y/o en paralelo para definir el *generador fotovoltaico*. Esto puede observarse en la figura 5.6.

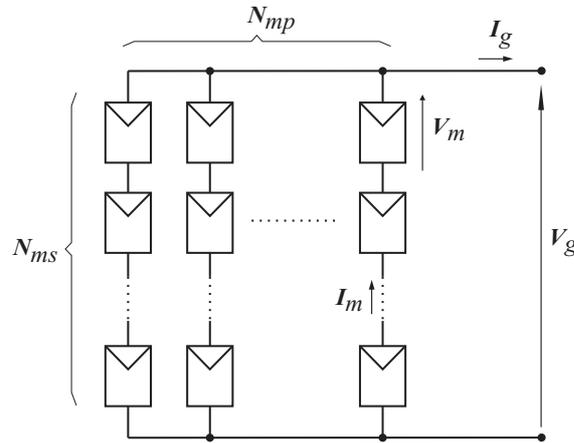


Figura 5.6: Modelo de generador fotovoltaico

Donde tensión e intensidad serán,

$$V_g = N_{ms} V_m \quad (5.8)$$

$$I_g = N_{mp} I_m \quad (5.9)$$

Los datos disponibles en general para llevar a cabo el modelo de un generador fotovoltaico son aquellos dados por el fabricante en la hoja de características del módulo comercial. Básicamente, esta información se refiere al ensayo del módulo en las condiciones estándar de medida⁸, que son:

- Irradiancia $G_{Ref}(0)=1000 \text{ W/m}^2$
- Espectro AM1.5
- Incidencia normal

⁸STC por sus siglas en inglés, *Standard Test Conditions*

- Temperatura de la célula, $T_{Ref}=25^{\circ}\text{C}$

La caracterización de los módulos incluye la medición de la temperatura normal de operación de la célula (NOCT por sus siglas en inglés), que es la temperatura que alcanzan las células cuando se somete el módulo a las siguientes condiciones:

- Irradiancia $G_{NOCT}(0)=800 \text{ W/m}^2$
- Espectro AM1.5
- Incidencia normal
- Temperatura ambiente, $T_{Amb}=20^{\circ}\text{C}$
- Velocidad del viento, $v_v \leq 1 \text{ m/s}$

Los valores dados para cada módulo en condiciones STC serán:

- Tensión a circuito abierto, V_{ca}
- Intensidad de cortocircuito, I_{cc}
- Tensión en el punto de máxima potencia, V_M
- Intensidad en el punto de máxima potencia, I_M
- Coeficiente de temperatura para la tensión a circuito abierto, K_V
- Coeficiente de temperatura para la intensidad de cortocircuito, K_I
- Potencia máxima experimental o potencia pico, P_M

Así pues, debemos obtener los valores de la fotocorriente y de la corriente de oscuridad a partir de los parámetros de módulo. La fotocorriente o corriente de luz, I_L , presenta una gran dependencia con la irradiancia y con la temperatura [Tsai, 2010; Villalva et al., 2009] y se puede calcular según,

$$I_{L,m} = N_p I_L = [I_{cc} + K_I(T_c - T_{Ref})] \frac{G(0)}{G_{Ref}(0)} \quad (5.10)$$

donde $G(0)$ es la irradiancia a la que necesitamos calcular la fotocorriente, y T_c la temperatura real de la célula. Este último factor es de gran importancia dada la elevada dependencia del rendimiento de las células fotovoltaicas con su temperatura. Ésta se puede evaluar mediante una aproximación lineal [Messenger y Ventre, 2004],

$$T_c = T_{Amb} + (T_{NOCT} - 20) \frac{G(0)}{G_{NOCT}(0)} \quad (5.11)$$

En cuanto a la corriente de oscuridad, su evaluación pasa por el cálculo de la corriente inversa de saturación de la célula, I_s , la cual depende también de la temperatura y se puede conocer mediante [Messenger y Ventre, 2004; De Soto et al., 2006; Villalva et al., 2009; Tsai, 2010],

$$I_s = I_{sn} \left(\frac{T_c}{T_{Ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_G}{kA} \left(\frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (5.12)$$

donde E_G es la tensión de ancho de banda prohibido (*bandgap*) del semiconductor⁹, e I_{sn} es la intensidad inversa de saturación de la célula en condiciones STC, que se puede evaluar mediante [Messenger y Ventre, 2004; De Soto et al., 2006; Villalva et al., 2009; Tsai, 2010],

$$I_{sn} = \frac{I_{cc}}{\exp\left(\frac{qV_{ca}}{kAT_{Ref}N_s}\right)} \quad (5.13)$$

5.2.3. Características $I-V$ y $P-V$ del módulo fotovoltaico

Con la ecuación (5.2) y siguientes podemos obtener la característica $I-V$ de una célula o de un módulo (agrupación de células). En la figura 5.7 se pueden observar la familia de características $I-V$ según irradiancia global incidente, para el módulo comercial Solarex MSX 60 cuyos valores de ensayo en condiciones STC se pueden ver en la tabla 5.3.

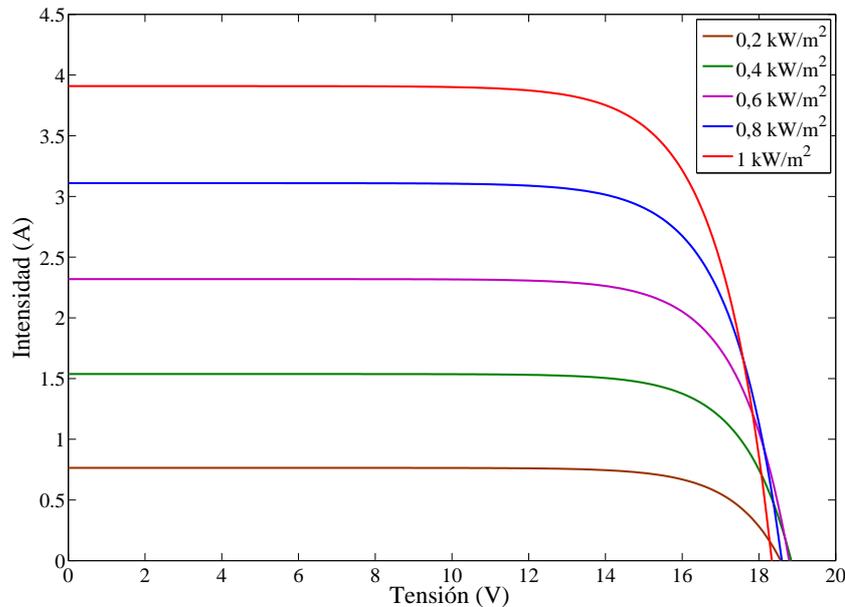


Figura 5.7: Características $I-V$ para el Solarex MSX 60

Para obtener estas curvas se ha supuesto una temperatura ambiente de 25°C. Esta temperatura, junto con el valor de la radiación que incide sobre el módulo, da como resultado un determinado valor de la temperatura de la célula, la cual influye en el sistema fotovoltaico disminuyendo el rendimiento del panel al incrementarse. Esta influencia se puede observar en el comportamiento de la tensión a circuito abierto, V_{ca} en la figura 5.7. Así mismo, en la figura 5.8 se representan las características de potencia cedida frente a tensión según la irradiancia. Como se ve, el valor máximo de potencia obtenida disminuye respecto a la *potencia pico*

⁹ $E_G=1,12$ V para Si policristalino a 25°C [De Soto et al., 2006]

Características	
Potencia pico (P_M)	60 W
Tensión para la potencia pico (V_M)	17,1 V
Intensidad para la potencia pico (I_M)	3,5 A
Intensidad de cortocircuito (I_{cc})	3,8 A
Tensión a circuito abierto (V_{ca})	21,1 V
Coefficiente K_V	-73 mV/°C
Coefficiente K_I	3 mA/°C
Efecto aprox. T°C sobre la potencia	-0,38 W/°C
Temperatura operación normal célula	49 °C

Tabla 5.3: Especificaciones para el módulo Solarex MSX 60

especificada por el fabricante (60 W) debido a la influencia de la temperatura real de la célula que es mucho mayor a los 25°C del ensayo. La potencia máxima que se puede obtener en este caso es de 54 W para 1 kW/m² de irradiancia y 25°C de temperatura ambiente.

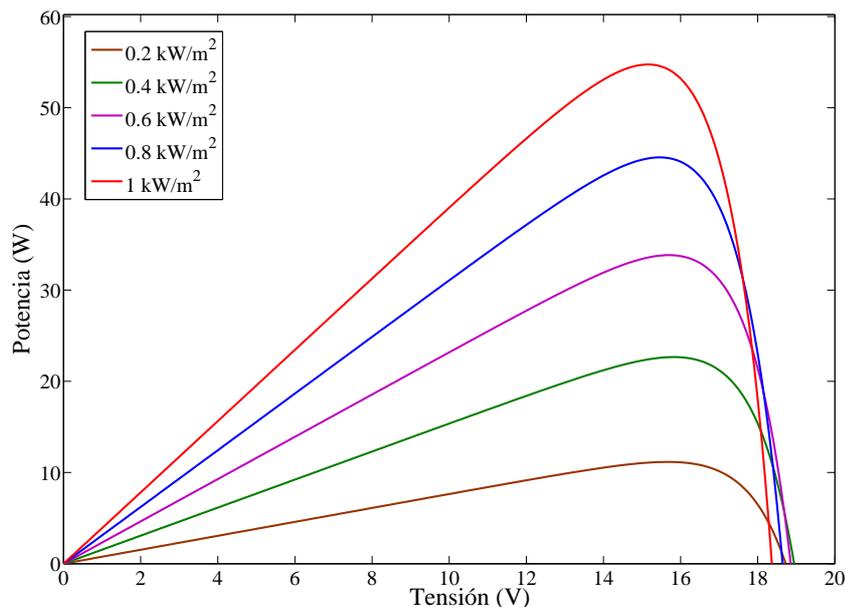


Figura 5.8: Características P-V para el Solarex MSX 60

5.2.4. Modelo del inversor

Las células fotovoltaicas así como los módulos manufacturados a partir de ellas, producen energía eléctrica en forma de señales continuas. Si se pretende inyectar la energía generada en la red, las ondas de tensión y corriente deben ser alternas senoidales y estar sincronizadas con las tensiones e intensidades del sistema de potencia. En definitiva, se hace imprescindible controlar la forma de la señal, su

amplitud, su desfase y su frecuencia, lo que se traduce en la necesidad de insertar como parte de la instalación fotovoltaica, una unidad de *acondicionamiento de potencia* que garantice el cumplimiento de las restricciones existentes. Dicho sistema está constituido fundamentalmente por inversores¹⁰.

Dado el objetivo de esta tesis, la caracterización del inversor se llevará a cabo desde la perspectiva energética. El rendimiento del inversor, η_{inv} , se define como el cociente de la potencia de salida en corriente alterna y la de entrada en corriente continua [Muñoz et al., 2011],

$$\eta_{inv} = \frac{P_s}{P_e} \quad (5.14)$$

Según [Jantsch et al., 1992], el rendimiento en función de la potencia de salida normalizada, $p_s = P_s/P_{inv}$, se puede calcular en función de tres parámetros adimensionales k_i^s que caracterizan el comportamiento eléctrico del inversor.

$$\eta_{inv} = \frac{p_s}{p_s + k_0^s + k_1^s p_s + k_2^s p_s^2} \quad (5.15)$$

Según el proceso de cálculo secuencial, resulta más conveniente definir el rendimiento en función de la potencia de entrada [Perpiñán, 2008],

$$\eta_{inv} = \frac{P_e - P_p}{P_e} = 1 - \frac{p_p}{p_e} \quad (5.16)$$

$$p_p = \frac{P_e - P_s}{P_{inv}} = k_0^e + k_1^e p_e + k_2^e p_e^2 \quad (5.17)$$

El cálculo de los parámetros k_i^e se hará a partir de los datos experimentales aportados por el fabricante en su curva de eficiencia. El procedimiento seguido es el especificado en [Perpiñán, 2008]. Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Se calcula la potencia de entrada y de salida normalizada para tres puntos diferentes de la curva de eficiencia. Se recomienda el entorno de los puntos correspondientes al 20 %, 50 % y 75 % de la carga nominal.
2. Se construye un sistema lineal como el de (5.18) a partir del cual se calculan los valores de los parámetros del inversor referidos a la potencia de entrada.

$$\begin{bmatrix} 1 & p_{e20} & p_{e20}^2 \\ 1 & p_{e50} & p_{e50}^2 \\ 1 & p_{e75} & p_{e75}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k_0^e \\ k_1^e \\ k_2^e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{e20} - p_{s20} \\ p_{e50} - p_{s50} \\ p_{e75} - p_{s75} \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

A modo de ejemplo se ha caracterizado el rendimiento de un inversor comercial. Se ha escogido el Solivia 11 TR, inversor trifásico con salida a 400 V, con una potencia nominal de salida de 11 kW y rendimiento máximo en torno a una salida

¹⁰Equipos que llevan a cabo la conversión de corriente continua a corriente alterna

de 5 kW. Considerando los puntos de trabajo antes mencionados, $p_{s20} = 0,2$, $p_{s50} = 0,5$ y $p_{s75} = 0,75$, se obtienen de la curva de eficiencia los valores de $p_{e20} = 0,2091$, $p_{e50} = 0,5158$ y $p_{e75} = 0,7776$. Mediante la ecuación (5.18) obtendremos los valores de k_i^e ,

$$\begin{bmatrix} k_0^e \\ k_1^e \\ k_2^e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0070 \\ 0,0041 \\ 0,0288 \end{bmatrix}$$

Con estos valores en las ecuaciones (5.16) y (5.17), obtenemos una curva de eficiencia como la de la figura 5.9 adaptada perfectamente a la obtenida empíricamente.

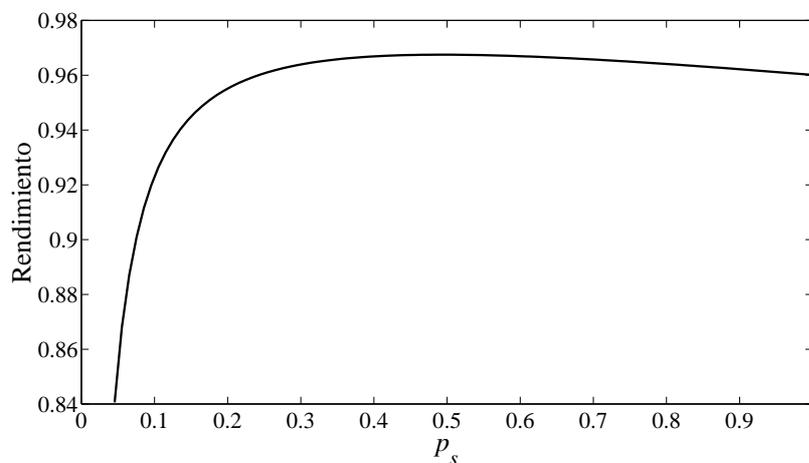


Figura 5.9: Característica η_{inv} para el Solivia 11 RT

5.2.5. La temperatura ambiente

Quedó claro en las secciones 5.2.2 y 5.2.3 que la temperatura de la célula es un parámetro importante a tener en cuenta dada su influencia en el rendimiento de la célula fotovoltaica y, por ende, del conjunto de la instalación. Además, también se vio que dicha temperatura depende, entre otras variables, de la temperatura ambiente (ver ecuación (5.11)). Por ello se ha optado por incluir en el modelo global la influencia de dicha temperatura.

En el caso de que se emplee el modelo predictivo y se conozca una distribución predictiva de temperaturas se podría aplicar ésta. En el caso general de analizar una fecha sin posibilidad de aplicar el anterior modelo, se estimará la temperatura a partir de un modelo gaussiano [Tsai, 2010] dado que nuestro interés es exclusivamente diurno. El modelo empleado viene dado por la ecuación (5.19),

$$T_{Amb}(t) = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \exp \left[-\frac{(t - t_{max})^2}{2\sigma^2} \right] \quad (5.19)$$

donde T_{min} y T_{max} son las temperaturas mínima y máxima a considerar, t es la hora UTC en formato decimal, t_{max} es la hora a la que se considera que se alcanza la máxima temperatura, y σ es la desviación típica. En la figura 5.10 se puede ver un ejemplo considerando los valores:

$$T_{min} = 18^{\circ}\text{C} \quad T_{max} = 28^{\circ}\text{C} \quad t_{max} = 13,5\text{h} \quad \sigma = 2,5$$

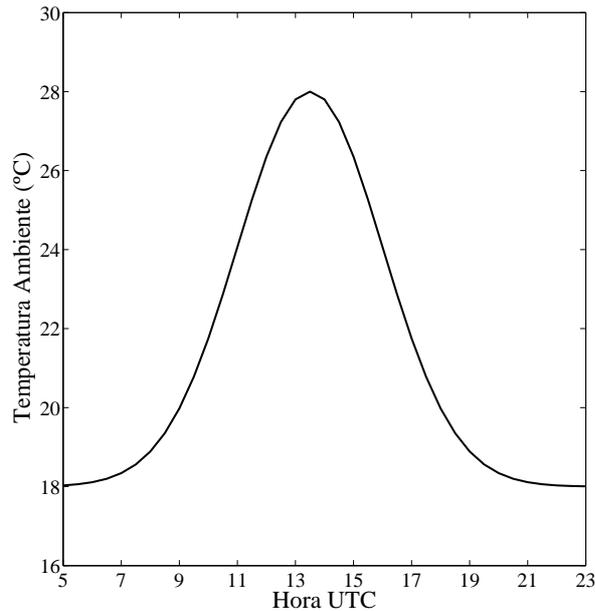


Figura 5.10: Modelo gaussiano de temperatura ambiente

5.2.6. Simulación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

En la figura 5.11 se presenta un esquema simplificado de una instalación fotovoltaica con conexión a red en Baja Tensión (400/230 V). En el caso de que el punto de conexión fuera en Media Tensión (20 kV), habría de incluirse un transformador de potencia en el punto de enganche.

El modelo de la instalación fotovoltaica se construirá a partir de los analizados en las secciones 5.2.2 y 5.2.4. Además de los datos propios de la instalación, se necesitará la curva de irradiancia para la fecha elegida y para el punto topográfico escogido tal y como se describió en los capítulos 3 y 4, así como la temperatura existente en cada hora (ver sección 5.2.5). Con ambos parámetros se calcularán los valores de tensión y corriente cedidos por el generador fotovoltaico (ver sección 5.2.2). La elección de la pareja (I, V) necesita un tercer criterio para ser

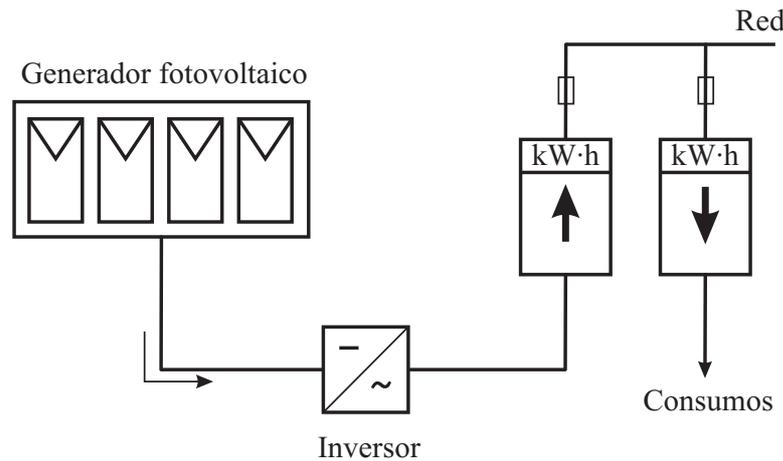


Figura 5.11: Esquema simple de una instalación fotovoltaica

definida unívocamente ya que para una irradiancia y una temperatura tendremos una característica $I - V$ completa (ver figura 5.7). El tercer criterio vendrá dado por la estrategia de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, que es el del seguimiento del *punto de máxima potencia*, conocido como PMP. Así, en la característica $P - V$, encontramos el PMP perfectamente definido (ver figura 5.12). Del PMP conoceremos su P y su pareja $I - V$. De esta forma obtenemos la potencia P cedida por la instalación para una irradiancia y una temperatura ambiental dadas. Esta potencia eléctrica servirá de entrada al modelo del inversor detallado en la sección 5.2.4.

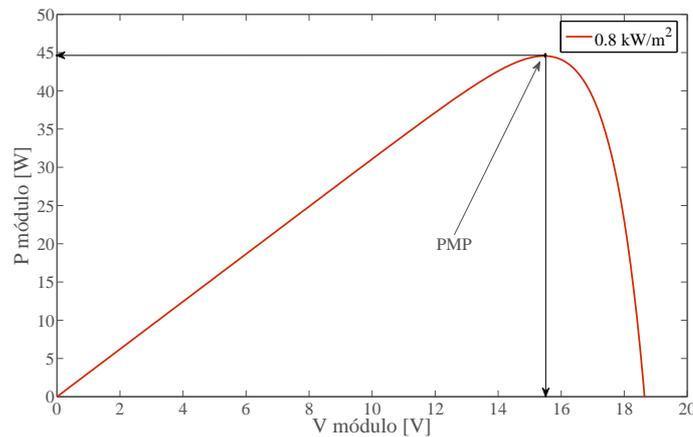


Figura 5.12: Punto de máxima potencia

Considerando un porcentaje de pérdidas parásitas estimado, obtendremos una salida según el paso de tiempo prefijado para cada día de cada mes. A modo de ejemplo, se representa en la figura 5.13 el caso de la estimación de la producción de una instalación fotovoltaica formada por 6 bloques en paralelo constituidos por 30 módulos Solarex MSX 60 en serie en cada bloque (ver características en la tabla

5.3). Esta instalación está conectada a red en Baja Tensión mediante un inversor Solivia 11 RT con curva de rendimiento según figura 5.9. El día de análisis es el 15 de junio del año meteorológico típico (TMY), la ubicación es Maspalomas (sur de la isla de Gran Canaria), y los paneles se han orientado hacia el Sur y se han dispuesto con una inclinación de 25° . La evolución de la temperatura será la dispuesta en la figura 5.10. Las simulaciones realizadas se presentan en la figura 5.13. La evolución de la potencia eléctrica esperable en virtud de las características climáticas del punto de análisis se refleja en la subfigura (c) de dicha representación.

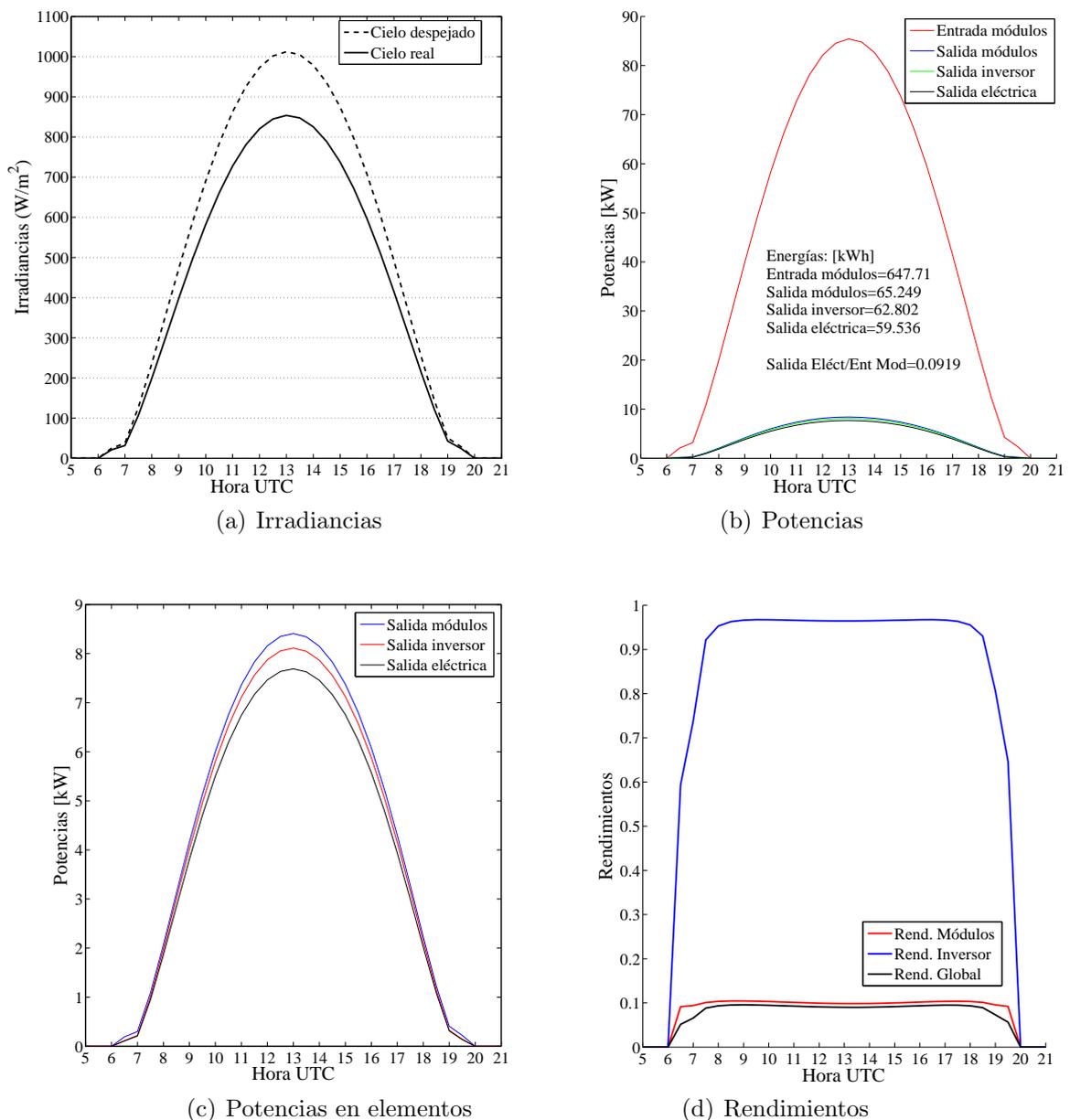


Figura 5.13: Producción de instalación fotovoltaica de 11kWp (Maspalomas, 15 de junio TMY, orientación sur, $\beta=25^\circ$)

La curva de 'Entrada módulos' de la figura 5.13 (b), representa la potencia radiante que llega a la superficie ocupada por el módulo. En la subfigura (d) se especifican los valores del rendimiento total respecto a esta misma cantidad.

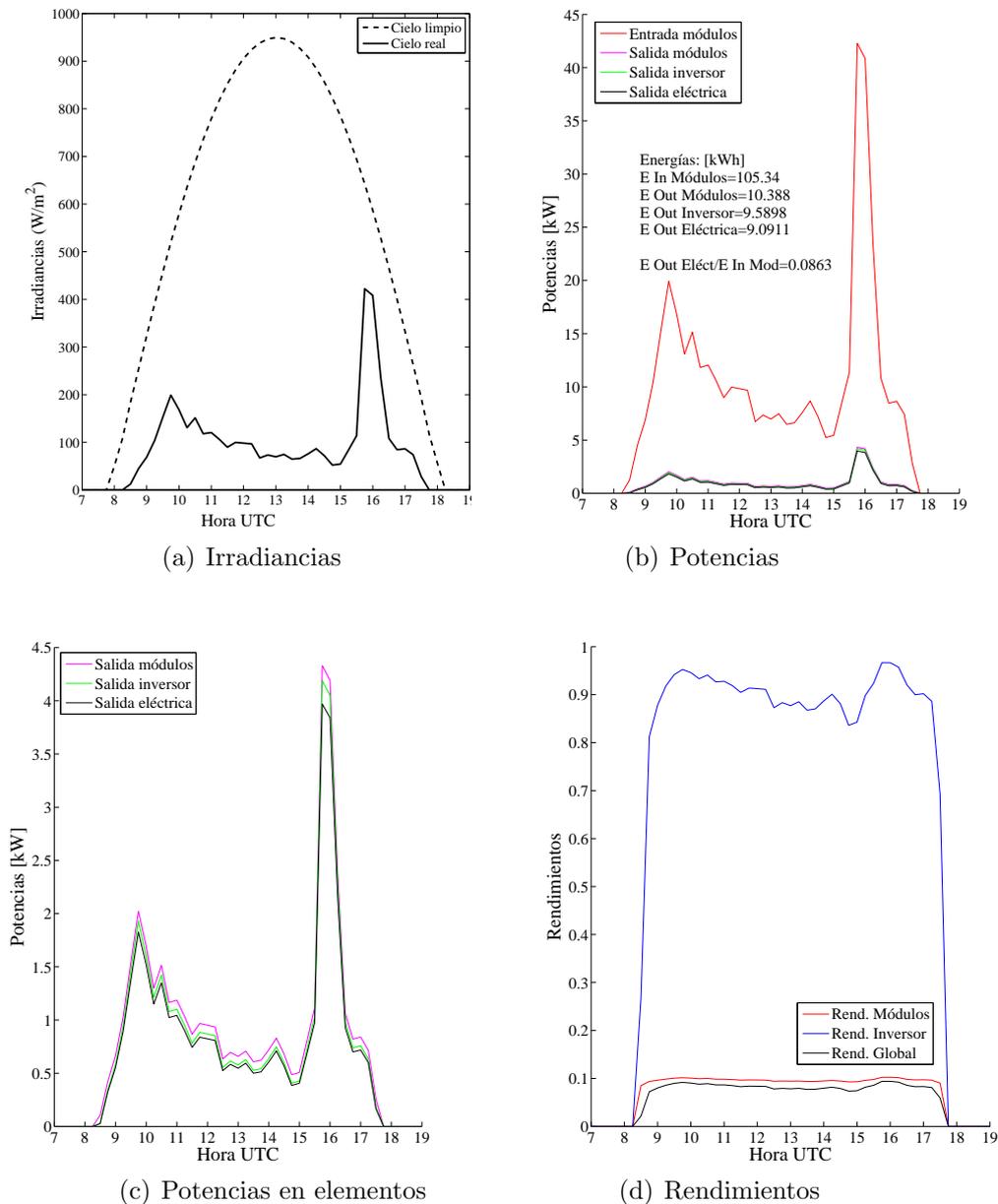


Figura 5.14: Predicción de producción de instalación fotovoltaica de 11kWp (Maspalomas, 23 de diciembre de 2009, orientación sur, $\beta=25^\circ$)

Si revisamos los parámetros obtenidos en la figura 5.13, y suponemos que llevamos a cabo la simulación a partir de los resultados obtenidos mediante el modelo predictivo de irradiancias para un día próximo cualquiera, esto es, para cualquier día del que se disponga de una predicción meteorológica, el resultado será la predicción de la generación eléctrica de una planta fotovoltaica determinada en

una ubicación definida. Se ha realizado una simulación predictiva para el mismo punto de análisis, Maspalomas, con la curva de irradiancia pronosticada a partir de la predicción meteorológica del MM5 para el 23 de diciembre de 2009. En la subfigura (a) de la figura 5.14, se observa la curva de irradiancia esperada a cielo limpio para un 23 de diciembre (a trazos), y la curva de irradiancia obtenida aplicando el modelo predictivo, esto es, incluyendo en el modelo los valores fruto de la predicción para este día del MM5.

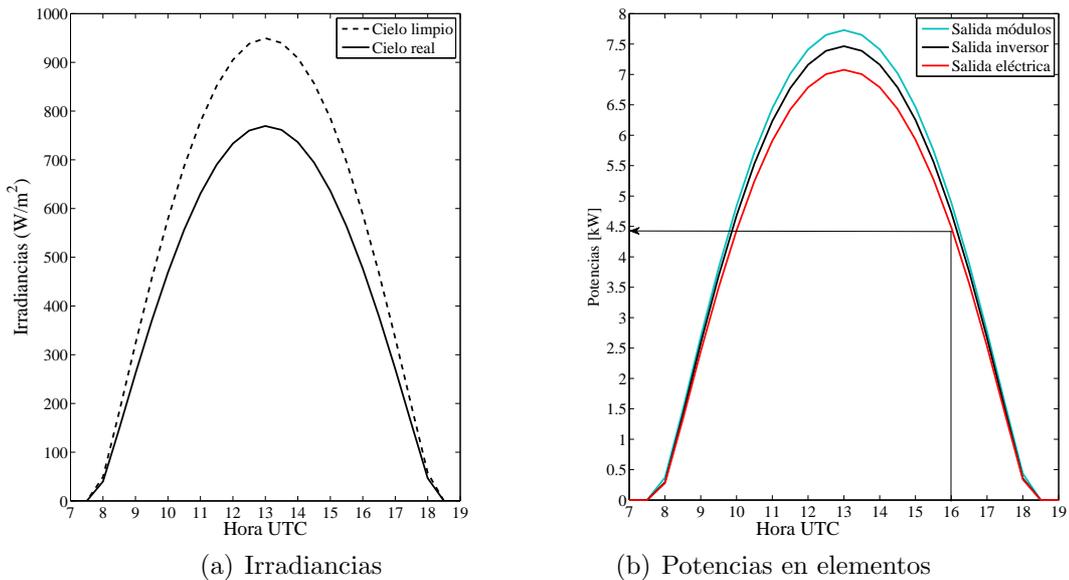


Figura 5.15: Producción de instalación fotovoltaica de 11kWp (Maspalomas, 23 de diciembre TMY, orientación sur, $\beta=25^\circ$)

Como se puede ver, la curva se corresponde con un día muy nublado en el que apenas se llega a los 400 W/m^2 a las 16 horas UTC. Aplicando los modelos que conforman el generador fotovoltaico y el inversor descritos en este capítulo, se obtienen las curvas de generación eléctrica representadas en la subfigura (c). En esta gráfica, la curva denominada '*Salida eléctrica*' nos ofrece la evolución prevista para ese día de la potencia eléctrica generada en la planta analizada. Es interesante hacer notar que, aunque la planta objeto de simulación es de 11 kWp, la generación este día alcanza tan solo un máximo de unos 4 kW a las 16 horas UTC dadas las condiciones climáticas existentes.

Por último, se constata que el rendimiento de los paneles se mantiene bastante constante mientras que el comportamiento del inversor depende un poco más de la irradiancia que llega a las células.

Si realizamos la misma simulación para el 23 de diciembre pero del año meteorológico típico, obtenemos las curvas de la figura 5.15. En la subfigura (a) se

observan las irradiancias a cielo limpio y a cielo real esperables para ese día, mientras que en la subfigura (b) se tienen las salidas eléctricas en kW de módulos, inversor y, por último, la total. Como se puede comprobar, a las 16 horas era esperable alcanzar del orden de 4,4 kW de producción mientras que en la predicción se obtenía un resultado de 4 kW. Se concluye que a esa hora el día 23 de diciembre de 2009 se comportaría, según la predicción, de forma similar a lo esperable según el año meteorológico típico, mientras que el resto del día se debió encontrar bastante nublado, más de lo habitual, según la predicción con MM5.

En términos energéticos, para un 23 de diciembre típico sería esperable obtener 47 kWh con un rendimiento sobre la energía incidente del 9,3%¹¹. Este valor es coherente con los que se obtienen en la práctica. Para el 23 de diciembre de 2009, sin embargo, la energía total obtenida sólo llegó a los 9,1 kWh con un rendimiento similar, del 8,6%. El descenso en el rendimiento se debe al peor funcionamiento del inversor con potencias bajas.

¹¹Este rendimiento no es el de la célula ya que se calcula sobre toda la energía incidente sobre el panel incluyendo sus zonas no ocupadas y además incluye inversor y pérdidas adicionales

5.3. Energía solar termoeléctrica

Se define así (en inglés *Solar Thermal Electricity*, STE por sus iniciales) [Mills y Morgan, 2007], a la utilización de la radiación solar para la producción de energía eléctrica a través del aprovechamiento del calor obtenido de la misma empleando turbinas de vapor, o bien máquinas Stirling [Mills, 2004] [Trieb et al., 2005]. Cabría englobarla, por tanto, dentro de la energía solar térmica de concentración (en inglés, *Concentrating Solar Power* o *Solar Thermal Power*) [Cabrera et al., 2006], concepto que no excluye las aplicaciones no eléctricas del calor obtenido, ni tampoco la fotovoltaica de concentración.

La STE es, probablemente, la renovable de mayor potencial de futuro. Las posibilidades de sustitución de generación convencional mediante combustibles fósiles empleando energía solar termoeléctrica han sido analizadas por distintos autores [El-Sayed y Kreusel, 1995] [Mills y Morgan, 2007] concluyendo que su capacidad de sustitución ha quedado demostrada a partir de los resultados obtenidos en los años de funcionamiento de las distintas centrales termoeléctricas operativas en todo el planeta. Con la tecnología de captadores cilindro parabólicos y turbinas de vapor se ha logrado una disponibilidad anual del 99 % [Sargent and Lundy LLC Consulting Group, 2003].

Un aspecto crítico a la hora de evaluar la capacidad de sustitución que ofrece una fuente de energía, renovable o no, con respecto a las fuentes primarias convencionales de generación de energía eléctrica, es el grado de estabilidad que pueda conferir al sistema eléctrico dicha fuente. En definitiva, dado que generación y demanda eléctrica deben ser iguales para cada instante, el control de la generación es imprescindible para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. El uso como fuente primaria de la energía del viento o de la que llega al planeta en forma de radiación solar tiene, inicialmente, el problema asociado de su origen intermitente. Esto ocasiona un desequilibrio entre las necesidades y las disponibilidades energéticas, lo cual se traduce inevitablemente en la desestabilización de las variables eléctricas del sistema y el posterior colapso del mismo. Además, y en el caso de la energía solar, su disponibilidad instantánea se limita a las horas diurnas, lo que la inutiliza como sustituta global de las fuentes convencionales. Es evidente, pues, que lo que convierte a la STE en una alternativa real es la posibilidad de almacenamiento que ofrece.

5.3.1. Clasificación y características

En lo que se refiere a la clasificación de las tecnologías existentes, todos los autores coinciden en lo fundamental aunque con leves diferencias formales. Autores como [Cabrera et al., 2006] o [Carta et al., 2009] se basan en la temperatura de tra-

bajo, mientras otros [Mills, 2004] prefieren usar como clave el tipo de seguimiento solar.

1. Centrales de media temperatura. Operan con fluidos cuya temperatura puede llegar hasta los 500°C y sus tecnologías son la de captadores cilindro parabólicos, CCP por sus iniciales, y los reflectores lineales de Fresnel. Emplean seguimiento en un solo eje.
2. Centrales de alta temperatura. Trabajan con temperatura de fluidos por encima de los 500°C. Seguimiento en dos ejes.
 - a) Sistemas de receptor central o de torre
 - b) Sistemas de discos parabólicos o de motor Stirling

Las principales características de las diferentes tecnologías [Trieb et al., 2005] [EPRI y U.S. Department of Energy, 1997] pueden observarse en la tabla 5.4.

	CCP	Fresnel	Torre	Disco
Tamaño (MW*)	10-320	10-200	10-200	0,01-0,4
Temperatura de trabajo (°C)	390	390	565	750
Concentración solar	70-80	25-100	300-1000	1000-3000
Rendimiento pico (%)	21 (d)	20 (e)	20 (d)	29 (d)
Rendimiento anual (%)	15(d)-18(e)*	9-11 (e)*	10(d)-25(e)*	18(d)-25(e)*
Factor de capacidad (%)	24(d)-90(e)*	25-90 (e)*	25-90 (e)*	25 (e)*
Superficie (m ² /MWh/año)	6-8	4-6	8-12	8-12
Grado de desarrollo	Comercial	Demostración	Demostración	Demostración
Coste (€/m ²)	435-190*	-	325-140*	2140-220*
Coste (€/W)	2,8-1,9*	-	3-1,7*	8,7-0,9*

(d) = valores demostrados; (e) = valores estimados

*Horizonte de estimación: 2030

Tabla 5.4: *Características tecnológicas. Solar termoeléctrica*

De lo visto en dicha tabla y lo aportado por otros autores como [Aringhoff et al., 2005], se extrae que la tecnología CCP se encuentra actualmente en estado comercial, con costes de inversión y operación conocidos, por lo que el riesgo tanto técnico como económico está perfectamente delimitado. En segundo lugar, la tecnología CCP ofrece una ocupación de territorio bastante baja frente a las otras opciones, excepción hecha de la tecnología de *reflectores lineales de Fresnel*. Aunque las centrales de torre ofrecen mejor rendimiento y, sobre todo, posibilitan un almacenamiento energético más eficiente al trabajar a temperaturas más elevadas y al poder utilizar sales fundidas como fluido portador y de almacenamiento a la vez [Ortega et al., 2008] [Richter et al., 2008], se ha elegido en esta tesis la tecnología CCP para realizar las simulaciones debido a sus ventajas y desarrollo.

5.3.2. Concentración solar

La nomenclatura adoptada para los términos relacionados con la concentración solar será la clásica [Duffie y Beckman, 1992] [Luque et al., 1989], si bien será

adaptada, en su caso, a la norma española UNE-EN ISO 9488 sobre *Energía solar. Vocabulario*. Consideraremos **captador solar**¹² a la totalidad del sistema de concentración incluyendo receptor y concentrador.

El **receptor** es el elemento sobre el que la radiación solar es finalmente dirigida o redirigida, compuesto por el absorbedor y cualquier vidrio asociado a través del cual debe pasar la radiación. La función del **absorbedor** es la de absorber la energía radiante y transferirla en forma de calor a un fluido. El **concentrador** o sistema óptico, es la parte del captador que dirige la radiación hacia el receptor. Por último, se definirá la **apertura** del captador solar como la superficie a través de la cual la radiación solar no concentrada es admitida por el captador.

Existen diferentes configuraciones a la hora de diseñar los concentradores. El

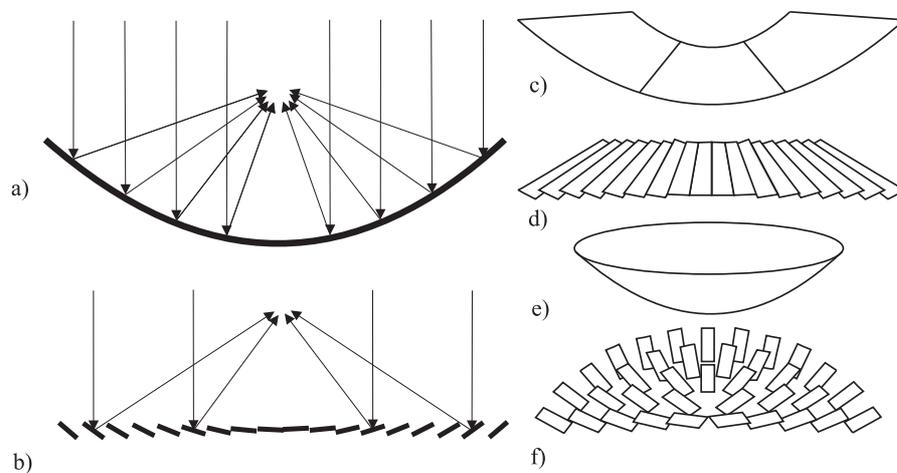


Figura 5.16: Configuraciones de concentradores. a) Reflector parabólico; b) Reflector lineal de Fresnel

gráfico a) de la figura 5.16 nos muestra un reflector parabólico. El gráfico b) de la misma figura representa un reflector lineal de Fresnel. Se trata de un conjunto de reflectores planos ajustados individualmente sobre un receptor tubular. Los perfiles c) y d) representan a los captadores cilindro parabólicos y lineales de Fresnel respectivamente, y son, simplemente, la conversión tridimensional por extensión lineal en la tercera dimensión, de los conceptos de concentración representados en a) y b) por este orden. Así mismo, los sistemas representados en e) y f) derivan también de los a) y b) respectivamente, si bien en este caso su conversión tridimensional se ha realizado por revolución. El sistema representado en e) es utilizado en la tecnología de discos con motor Stirling y la f) representa los heliostatos de la tecnología de torre.

Dado que el interés de la energía solar termoeléctrica se basa en la capacidad

¹²Dispositivo diseñado para absorber la radiación solar y transmitir la energía térmica así producida a un fluido portador que circula por su interior

que tengamos para convertir la radiación solar en calor, la calidad termodinámica de la misma será fundamental. Ésta dependerá [Romero, 2008], según la ecuación (5.20), del factor de dilución solar, f ¹³:

$$\eta = 1 - \frac{4T_a}{3T_S}(1 - 0,24 \ln f) \quad (5.20)$$

donde T_S es la temperatura del cuerpo negro (en este caso, el Sol) y T_a es la temperatura ambiente.

La calidad termodinámica máxima se obtiene [Romero, 2008] para $f = 1$, es decir, la radiación más aprovechable desde el punto de vista termodinámico será aquella que tenga un mayor contenido en componente directa. Ésto, unido a las restricciones debidas a la falta de direccionalidad preferente de la radiación difusa, hace que sea la radiación directa la que se tome como objetivo a efectos de concentración solar.

La concentración de la radiación directa se evalúa mediante el factor de concentración, C . Distintos autores llegan a las mismas conclusiones sobre dicho factor, tanto haciendo un estudio geométrico [Duffie y Beckman, 1992] como un análisis a partir del trabajo con los flujos radiantes [Neumann, 2006]. Así se tiene, para un foco puntual,

$$C = \frac{A_a}{A_r} = \frac{n'^2 \sin^2(\theta')}{n^2 \sin^2(\theta)} \quad (5.21)$$

donde A_a es la superficie de *apertura* del concentrador, A_r es el área del *receptor* y n y n' son los índices de refracción. En el caso de estudiar un foco lineal la ecuación sería igual salvo por el hecho de que desaparece el carácter cuadrático.

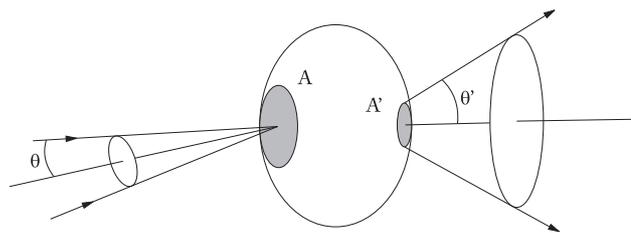


Figura 5.17: Esquema de concentración de la radiación

Teniendo en cuenta que el semiángulo subtendido por el Sol respecto de la superficie de apertura del concentrador es $\theta = 4,65$ mrad, que el máximo de apertura posible a la salida del concentrador será de $\pi/2$ rad, y que el índice n es 1 para el aire, el factor de concentración máximo posible será:

¹³Representa la relación de mezcla entre la radiación solar directa y la no directa. Muestra la dilución entre la radiación *caliente* procedente del Sol, y la *fría*, del ambiente. La potencia emisiva del Sol se corresponde con $f = 1$.

$$C_{max} = 1/\sin^2(\theta) = 46200 \quad \text{para foco puntual}$$

$$C_{max} = 1/\sin(\theta) = 215 \quad \text{para foco lineal}$$

La tipología de generación mediante captadores cilindro parabólicos emplea concentración mediante geometría parabólica. Esta forma geométrica es ampliamente conocida en óptica dado que todos los rayos paraxiales¹⁴ son reflejados hacia un punto llamado foco.

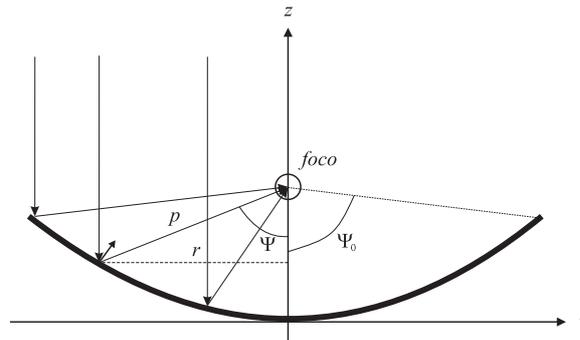


Figura 5.18: Geometría parabólica

La ecuación que rige la parábola es la (5.22) donde f_0 es la distancia focal y b es el punto de ubicación del vértice en el eje z .

$$z = \frac{1}{4f_0}x^2 + bf_0 \quad (5.22)$$

Sin embargo, el Sol es un objeto que envía haces según el ángulo que subtende con la tierra (semiángulo de $\theta = 4,65$ mrad). De esta forma, la concentración no es completamente puntual sino que se extiende sobre una mancha alrededor del foco. De hecho, los rayos que inciden más cercanos al eje focal producen una mancha más pequeña que aquellos que lo hacen más lejos tal y como se ve en la figura 5.19. El valor real del factor de concentración tiene que considerar las pérdidas en el sistema de concentración, por lo que será obtenida mediante medidas de irradiancias. Llamando C_{flujjo} a este factor, se definirá como:

$$C_{flujjo}(x, y, z) = \frac{\text{Densidad de flujo en un punto}(x, y, z)}{\text{Irradiancia directa}}$$

5.3.3. Generación de energía eléctrica mediante plantas solares de captadores cilindro parabólicos (CCP)

Al igual que lo realizado con la modelización de plantas fotovoltaicas expuesta en este mismo capítulo, resulta un objetivo interesante llevar a cabo la modeli-

¹⁴Rayos provenientes de la fuente luminosa contenidos en un cono de pequeña abertura angular alrededor del eje óptico o, de forma más simple, rayos paralelos cercanos al eje óptico del espejo

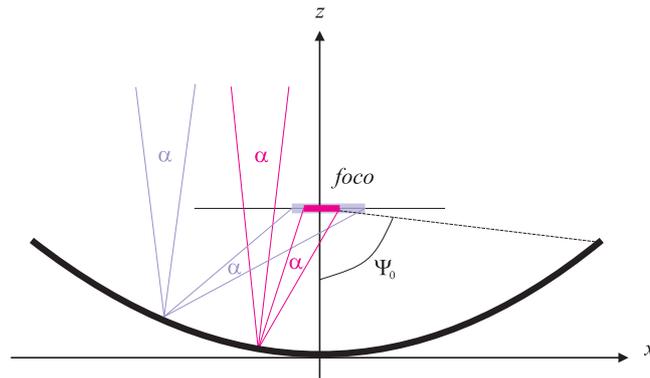


Figura 5.19: Geometría parabólica con haces de rayos

zación de la generación solar termoeléctrica. Dentro de las distintas tecnologías existentes en este ámbito se ha optado por implementar el modelo de aquella más desarrollada y contrastada a nivel técnico, esto es, la tecnología de captadores cilindro parabólicos (CCP).

El proceso de conversión energética comienza con la concentración y captación de la radiación solar, su paso a energía térmica con su posterior conversión a energía mecánica mediante un ciclo de vapor, y por último, la conversión en energía eléctrica mediante un generador electromecánico convencional.

Las partes fundamentales del proceso pueden verse esquemáticamente en la figura 5.20. A la luz de esta figura se explicará brevemente el funcionamiento de una planta sin almacenamiento. Los reflectores cilindro parabólicos captan la energía solar y la concentran en los tubos colectores. Estos están unidos formando un circuito primario a través del cual circula un fluido caloportador o fluido operante (HTF). Este circuito primario recorre los colectores, los cuales elevan la temperatura del fluido operante hasta una temperatura T_{HTF} , para enviarlo a continuación a un vaso de expansión, necesario para compensar las sobrepresiones que se generan al calentarse el fluido, y luego al generador de vapor, donde el fluido cede energía térmica al fluido secundario (agua) generando vapor. Por último el fluido caloportador es bombeado por la bomba de HTF para volver a comenzar el circuito primario.

En el circuito secundario, la energía almacenada en el vapor producido en el generador de vapor se aprovecha para producir energía mecánica mediante dos turbinas, una de alta y otra de baja presión. Entre la salida de la turbina de alta presión (2) y la entrada de la de baja (3), se realiza un recalentamiento intermedio del vapor. Una vez sale éste de la turbina de baja presión (4), pasa a través del condensador donde cede calor al ambiente condensándose, y a continuación se bombea mediante dos bombas en serie hasta la presión necesaria para volver a comenzar el ciclo termodinámico. Entre las dos bombas se interpone un econo-

mizador, o intercambiador de calor abierto, cuya función es precalentar el fluido hasta su estado de líquido saturado para ahorrar energía en el bombeo. El calor con el que se realiza este precalentamiento procede de una pequeña extracción de vapor de la salida de la turbina de alta presión (2). La energía mecánica producida por las turbinas se utiliza para mover el rotor del generador eléctrico, que es el encargado de producir la electricidad a inyectar en el sistema.

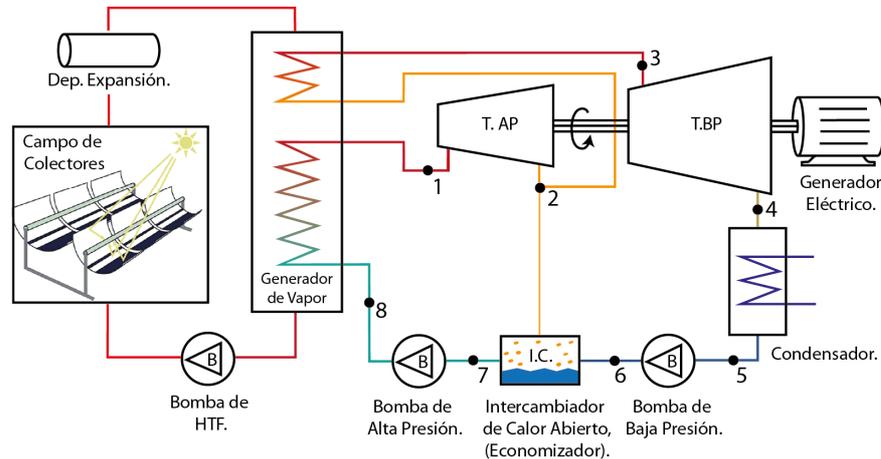


Figura 5.20: Esquema simple de una planta CCP

5.3.3.1. Modelo de seguidor solar para captadores cilindro parabólicos

Como ya se ha comentado en anteriores secciones, la radiación aprovechable para las tecnologías termoeléctricas en las que es fundamental la concentración, será la radiación directa. La estrategia de funcionamiento se basará, pues, en el seguimiento solar para maximizar el aprovechamiento energético. En definitiva, necesitamos establecer en cada instante la inclinación óptima del captador para minimizar el ángulo de incidencia entre el vector solar y el vector normal al área de apertura del captador, $\delta_{exp,col}$. La inclinación del área de apertura del captador se denominará con la letra griega β dada la similitud con el caso descrito en el modelo de radiación solar (Capítulo 3) para describir la inclinación de un panel o de cualquier superficie.

Recordemos que, en el caso que nos ocupa, el seguimiento será a un eje. Los sistemas de referencia que vamos a emplear serán, de un lado, el general empleado en el modelo de radiación (ver figura 3.12), y de otro el centrado en lo que hemos denominado la bancada del captador solar, tal y como se observa en la figura 5.21, y que hemos denominado aquí x', y', z' .

De esta manera podremos definir la orientación e inclinación del captador solar¹⁵ mediante dos ángulos:

¹⁵Lo que denominaremos en este capítulo como orientación e inclinación de la bancada

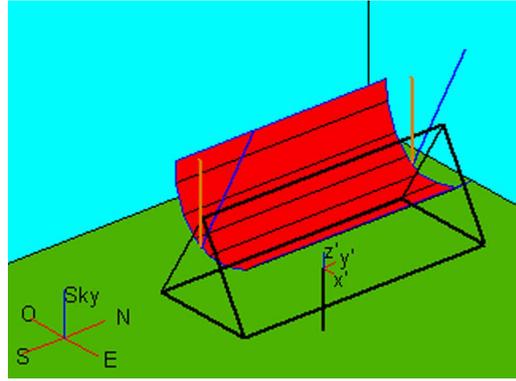


Figura 5.21: *Sistemas de referencia a usar en CCP*

- **El ángulo acimutal del eje de giro del captador (eje y')**, que denominaremos A_B . Es el ángulo formado por el eje x' de la bancada, con el eje original x , coincidente con el Este. Se tomará positivo en sentido antihorario.
- **Inclinación sobre la horizontal del eje de giro de la bancada**, que denominaremos μ_B . Es el ángulo que forma el eje de oscilación del captador cilindro parabólico con el plano horizontal. Será positivo en sentido antihorario.

Según lo anterior, y tal y como se puede deducir de la figura 5.22, el vector que representa el eje de giro del captador para realizar el seguimiento, que es el eje y' , será, en coordenadas generales,

$$v_{eje} = \begin{pmatrix} -\text{sen}(A_B) \cdot \cos(\mu_B) \\ \cos(A_B) \cdot \cos(\mu_B) \\ \text{sen}(\mu_B) \end{pmatrix} \quad (5.23)$$

Como se ha dicho, los captadores llevan a cabo el seguimiento solar según el eje definido por v_{eje} . Esto implica que la inclinación β (ver figura 5.23) que define el vector normal al área de apertura del captador, será variable a lo largo del día. Este ángulo se tomará positivo en sentido antihorario y nulo cuando es coincidente con el eje z' .

El vector normal al área de apertura del captador dependerá también de los ángulos de orientación de la bancada respecto del sistema de referencia general. Este vector, denominado v_{ap} , girará de forma perpendicular al eje y' en el plano $x'z'$, definiéndose sus componentes según

$$v_{ap} = \begin{pmatrix} \cos(A_B) \cdot \text{sen}(\beta) + \cos(\beta) \cdot \text{sen}(\mu_B) \cdot \text{sen}(A_B) \\ \text{sen}(A_B) \cdot \text{sen}(\beta) - \cos(\beta) \cdot \text{sen}(\mu_B) \cdot \cos(A_B) \\ \cos(\beta) \cdot \cos(\mu_B) \end{pmatrix} \quad (5.24)$$

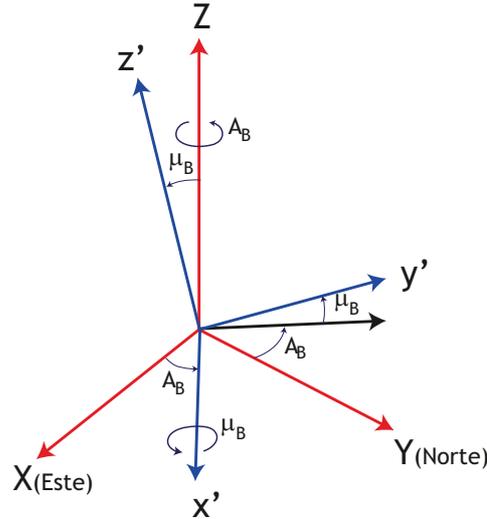


Figura 5.22: Sistemas de referencia general y de captador

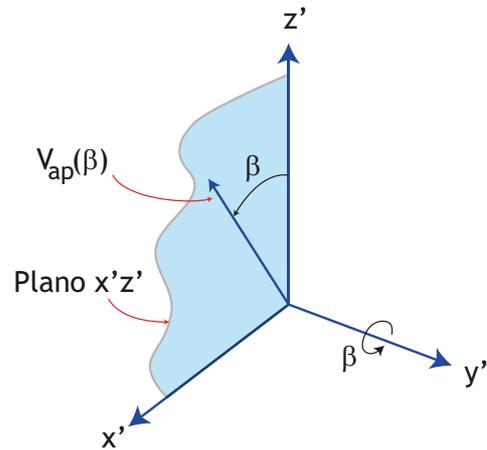


Figura 5.23: Vector normal al área de apertura

Para cada paso de tiempo necesitamos conocer el vector v_{ap} que minimiza el ángulo de incidencia entre el sol y la normal al área de apertura, $\delta_{exp, col}$. Esta circunstancia se dará cuando los vectores v_{sol} , v_{eje} y v_{ap} (ecuaciones (3.9), (5.23) y (5.24)), sean coplanarios, con lo que se cumplirá que

$$\begin{vmatrix} v_{sol_x} & v_{eje_x} & v_{ap_x} \\ v_{sol_y} & v_{eje_y} & v_{ap_y} \\ v_{sol_z} & v_{eje_z} & v_{ap_z} \end{vmatrix} = 0 \quad (5.25)$$

De los valores de β que cumplen la condición de la ecuación (5.25) se tomará aquél que haga mínimo el ángulo existente entre v_{sol} y v_{ap} . Este será $\delta_{exp, col}$ para el instante de tiempo analizado. El acimutal A_N y la inclinación β_N del área de apertura que tuviera un vector normal v_{ap} obtenido según lo especificado

anteriormente, serían, dado que los vectores de trabajo son unitarios:

$$A_N = \arctan(v_{ap_y}/v_{ap_x}) \quad (5.26)$$

$$h_N = \arcsen(v_{ap_z})$$

$$\beta_N = \frac{\pi}{2} - h_N = \arcsen\left(\sqrt{v_{ap_x}^2 + v_{ap_y}^2}\right) \quad (5.27)$$

En el caso en que $v_{ap_z} < 0$, $\beta_N = \pi - \arcsen\left(\sqrt{v_{ap_x}^2 + v_{ap_y}^2}\right)$.

5.3.3.2. Modelo térmico del campo solar de captadores cilindro parabólicos

Tal y como se observa en las figuras 5.20 y 5.24, una central termosolar CCP tiene fundamentalmente dos partes bien diferenciadas [Neumann, 2006], el *campo solar de captadores* y el *bloque de potencia*. Entre ellos, en su caso, se tendrá el *almacenamiento*. El primer paso, pues, consistirá en la modelización del campo solar. El procedimiento seguido se basa en los trabajos descritos en [Dudley et al., 1994; Lippke, 1995; Dudley et al., 1995; Odeh et al., 2003; Rolim et al., 2009]. Se partirá del esquema reflejado en la figura 5.24 aplicado en multitud de centrales termosolares CCP como las SEGS¹⁶ [Dudley et al., 1994; Lippke, 1995; Dudley et al., 1995].

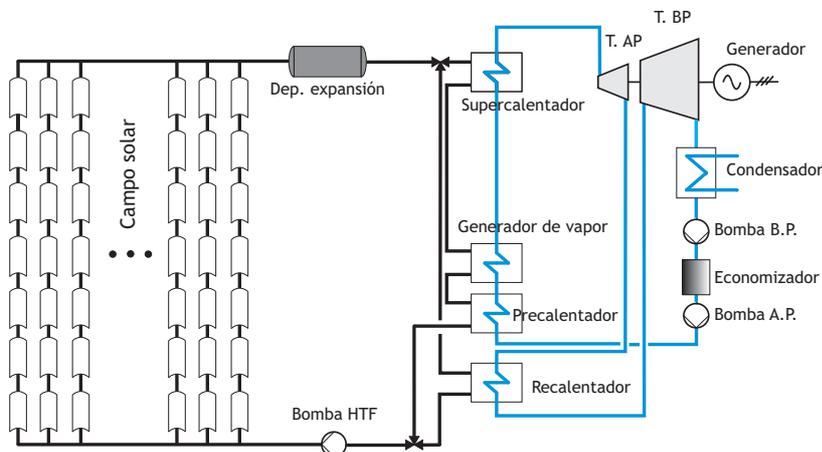


Figura 5.24: Esquema de una planta SEGS

Los parámetros que definen el campo de captadores se nombran a continuación. A modo de ejemplo se presentan los valores de una planta SEGS de 30 MW [Lippke, 1995]. La estructura del campo de captadores se organiza mediante módulos, líneas y lazos como los mostrados en la figura 5.25.

¹⁶Corresponde a las siglas de *Solar Energy Generating Systems*, que identifican al conjunto de nueve plantas termosolares instaladas en el desierto de Mojave en California (USA)

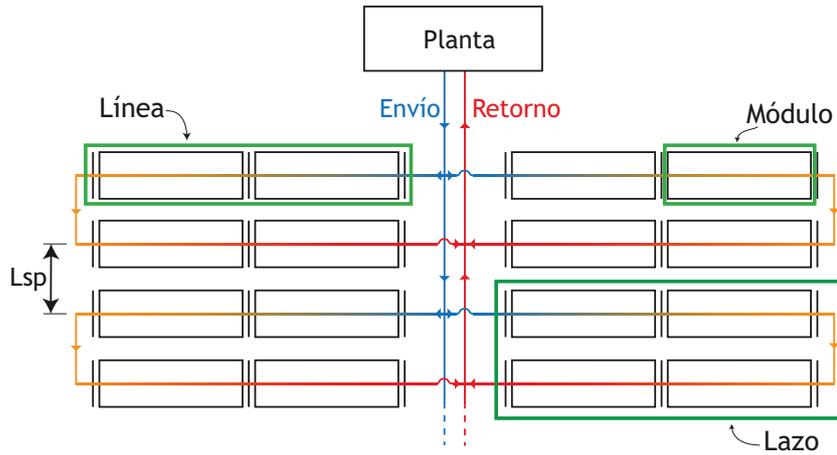


Figura 5.25: Estructura del campo de captadores

- Longitud del módulo de captadores, L_{col} . Es el largo de cada módulo de captador cilindro parabólico de la instalación en metros. En el caso de la planta SEGS se utilizan unos captadores de $L_{col} = 397,12$ m
- Ancho de apertura, L_{ap} . Distancia en el plano entre los dos extremos de la sección recta de la parábola que constituye el captador, en metros. El área de apertura de un módulo sería $A_{ap} = L_{col} \cdot L_{ap}$. Para la planta de referencia se tiene $L_{ap} = 4,82$ m
- Distancia focal, f_0 . Para la SEGS, $f_0 = 1,49$ m
- Longitud de separación, L_{sp} . Distancia de separación entre líneas de captadores, en metros. Para la planta de referencia, $L_{sp} = 13,5$ m
- Número de lazos, N_{l_z} . Se entiende por lazo al conjunto de líneas que completan una derivación de HTF. En el caso de la SEGS se dispone de 50 lazos
- Temperatura del fluido de operación, T_{HTF} . Es la temperatura nominal, en grados Celsius, del fluido térmico. Determinará la temperatura máxima alcanzable en el posterior ciclo termodinámico. Para la planta modelada, el parámetro por defecto es $T_{HTF} = 400^\circ\text{C}$

Según [Dudley et al., 1994; Lippke, 1995], el rendimiento térmico del sistema captador, incluyendo el receptor o HCE¹⁷, se define como la relación entre la potencia absorbida por el receptor, $Q_{abs}(t)$ y la irradiancia directa normal¹⁸ $G_b(t)$ en W/m^2 :

$$\eta_{col}(t) = \frac{Q_{abs}(t)}{G_b(t)} = M(t)K(t) [k_A + k_B \Delta T(t)] + k_C \frac{\Delta T(t)}{G_b(t)} + k_D \frac{\Delta T^2(t)}{G_b(t)} \quad (5.28)$$

¹⁷De sus siglas en inglés, Heat Collector Element

¹⁸Recuérdese que el modelo empleado ya tiene en cuenta las sombras procedentes de la orografía

Esta expresión caracteriza distintos HCE reales, con vacío o aire en su interior anular, y para distintos recubrimientos. En la ecuación (5.28), $\Delta T(t)$ es la diferencia entre la temperatura del fluido de operación, T_{HTF} y la temperatura ambiente, T_{Amb} . Como vemos, se expresa dependencia con el tiempo para las distintas variables ya que las condiciones de irradiancia, posición solar y temperatura dependerán del instante de tiempo analizado. Nuestro modelo calculará los valores para cada paso de tiempo diario establecido.

El parámetro k_A depende de la eficiencia óptica del captador en cuestión y de la absorptividad del recubrimiento en el HCE. Por otra parte, los valores de los coeficientes k_B , k_C y k_D caracterizan las pérdidas de calor en el HCE según su tipo. En la tabla 5.5 [Lippke, 1995], se proporcionan valores empíricos para los coeficientes anteriores.

Recubrimiento/medio interior	k_A	k_B	k_C	k_D
Cermet / Vacío	73,3	-0,007276	-0,496	-0,0691
Cermet / Aire	73,4	-0,004683	-14,40	-0,0637
Cromo negro / Vacío	73,6	-0,004206	7,44	-0,0958
Cromo negro / Aire	73,8	-0,006460	-12,16	-0,0641

Tabla 5.5: Coeficientes de funcionamiento térmico HCE

En cuanto a la temperatura ambiente, se ha seguido el modelo descrito en la sección 5.2.5.

El modificador según ángulo de incidencia, $K(t)$, depende del ángulo de incidencia solar sobre el área de apertura del captador, $\delta_{exp,col}(t)$ y se calcula:

$$K(t) = \cos[\delta_{exp,col}(t)] - 35,12 \cdot 10^{-5}[\delta_{exp,col}(t)] - 31,37 \cdot 10^{-6}[\delta_{exp,col}(t)]^2 \quad (5.29)$$

El término $M(t)$ de la ecuación (5.28), representa las pérdidas producidas en los extremos de cada línea de captadores debidas al ángulo de incidencia solar [Lippke, 1995] tal y como se observa en la figura 5.26.

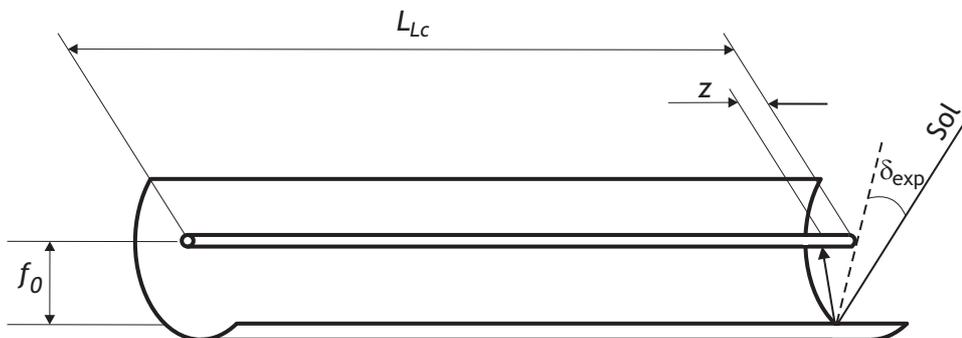


Figura 5.26: Pérdidas en extremos de líneas de captadores

En el extremo de cada línea de captadores se tiene una longitud de receptor, z que no recibe radiación, de valor $z(t) = f_0 \tan[\delta_{exp,col}(t)]$. Esto se repetirá para cada línea de captadores, por lo que la longitud total perdida $z_T(t)$, variable con el tiempo, será:

$$z_T(t) = z(t)N_{Lc} = f_0 \tan[\delta_{exp,col}(t)]2N_{lz} \quad (5.30)$$

donde N_{Lc} es el número de líneas de la instalación, que es el doble del número de lazos.

El factor de pérdidas $M(t)$ se calculará como el cociente entre la longitud útil de receptores y la longitud total de los mismos, es decir

$$M(t) = \frac{L_{Tcol} - z_T(t)}{L_{Tcol}} \quad (5.31)$$

siendo

$$L_{Tcol} = L_{Lc}N_L = L_{col}N_{clz}N_{lz} \quad (5.32)$$

donde L_{Lc} es la longitud de una línea de captadores, N_L el número de líneas en la instalación y N_{clz} es el número de captadores (o módulos) por lazo.

El cálculo de la potencia absorbida por los receptores requiere el cálculo del área de apertura. En principio, este valor sería obtenible fácilmente a partir de los datos de la instalación. Sin embargo, resulta evidente que cuando la elevación solar es pequeña tal y como sucede a primeras y últimas horas del día, la aparición de sombras provocará una disminución de la longitud L_{ap} que define el ancho de apertura, tal y como se aprecia en la figura 5.27.

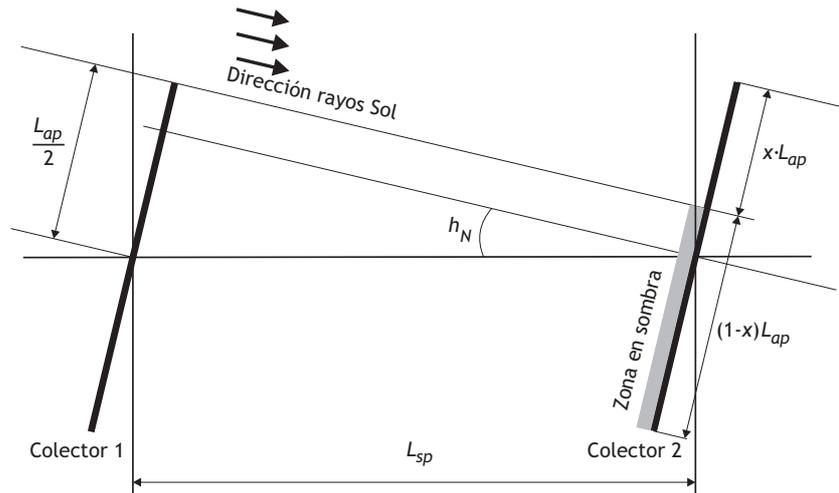


Figura 5.27: Sombras entre líneas de captadores

Las pérdidas ocasionadas por este fenómeno se pueden evaluar calculando la longitud efectiva de apertura, $L_{ap}^{ef}(t)$ [Odeh et al., 2003; Stuetzle, 2002] y, consecuentemente, el área efectiva de apertura, $A_{ap}^{ef}(t)$. En cada momento se tendrá un

$h_N(t)$ del cual depende la fracción x de L_{ap} que queda en luz, y la $(1 - x)$ que está en sombra. De la figura 5.27 se deduce que

$$L_{sp} \text{sen}[h_N(t)] = \frac{L_{ap}}{2} - \left[\frac{L_{ap}}{2} - x(t)L_{ap} \right] = x(t)L_{ap} \quad (5.33)$$

de donde

$$x(t) = \frac{L_{sp} \text{sen}[h_N(t)]}{L_{ap}} \quad (5.34)$$

La fracción $x(t)$ debe variar entre 0 y 1 dado que carece de sentido estudiar la influencia de las sombras cuando no las hay ($L_{sp} \text{sen}[h_N(t)] > L_{ap}$). Para evitar errores numéricos en la solución, se debe tomar

$$x(t) = \min \left[\max \left(0, \frac{L_{sp} \text{sen}[h_N(t)]}{L_{ap}} \right), 1 \right] \quad (5.35)$$

La longitud y área efectivas serán:

$$L_{ap}^{ef}(t) = x(t) \cdot L_{ap} \quad (5.36)$$

$$A_{ap}^{ef}(t) = L_{ap}^{ef}(t) \cdot L_{Tcol} \quad (5.37)$$

Obsérvese que $A_{ap}^{ef}(t)$ será el área de apertura existente considerando todos los captadores del campo solar.

Llegado este punto, y conocido el rendimiento de los captadores, podremos obtener la potencia absorbida por los receptores mediante la expresión:

$$\dot{Q}_{Abs}(t) = \eta_{col}(t) \cdot G_b(t) \cdot A_{ap}^{ef}(t) \quad (5.38)$$

\dot{Q}_{Abs} en la ecuación (5.38) viene dada en (W), mientras que Q_{abs} en la 5.28 es una densidad superficial de potencia, de ahí la diferencia en la nomenclatura.

5.3.3.3. Pérdidas de calor en tuberías y depósito de expansión

Las pérdidas térmicas producidas en el sistema de tuberías del campo solar así como en el depósito de expansión, son importantes y deben ser tenidas en cuenta a la hora de modelizar la planta. Autores como [Rolim et al., 2009] proponen una dependencia polinomial de segundo orden con ΔT sin considerar por separado los diferentes elementos. Otros, como [Lippke, 1995; Odeh et al., 1998] proponen la modelización de las pérdidas en cada elemento por medio de una dependencia lineal respecto de ΔT . Dada la prevalencia de los sistemas con fluido de operación frente a los de generación directa de vapor¹⁹ como el modelizado en [Odeh et al.,

¹⁹DSG por sus siglas en inglés, Direct Steam Generation

1998], se ha optado por tomar los parámetros dados por [Lippke, 1995]. Así, las pérdidas térmicas serán achacables a las tuberías y al depósito de expansión:

$$\dot{Q}_{per}(t) = \dot{Q}_{tub}(t) + \dot{Q}_{exp}(t) \quad (5.39)$$

siendo

$$\dot{Q}_{tub}(t) = C_{pT} A_{ap} \frac{\Delta T(t)}{\overline{\Delta T}_T} \quad (5.40)$$

$$\dot{Q}_{exp}(t) = C_{pE} \frac{\Delta T(t)}{\overline{\Delta T}_E} L_{T_{col}} \quad (5.41)$$

donde C_{pT} es el coeficiente de pérdidas en tuberías, en W/m^2 , C_{pE} es el coeficiente de pérdidas en el depósito de expansión, en W/m ya que considera la longitud total de captadores como medida disponible del dimensionamiento de la instalación, $\overline{\Delta T}_T$ es la temperatura media del campo solar sobre la ambiente, en $^{\circ}C$, y $\overline{\Delta T}_E$ es el mismo parámetro pero referido al depósito de expansión²⁰.

5.3.3.4. Modelo de las turbinas de vapor

Entramos ahora en la descripción y adopción de un modelo para la parte convencional de una planta termosolar. Esta parte, conocida como bloque de potencia, está caracterizada fundamentalmente por un ciclo Rankine regenerativo con calentamiento intermedio que define la entrega de la potencia mecánica disponible a la salida de las turbinas de vapor, y la posterior conversión de esta energía mecánica en eléctrica mediante una máquina síncrona actuando como generador. Introduciremos este modelo para poder conocer el rendimiento isoentrópico de las turbinas en el ciclo real.

La modelización de las turbinas se hará en base a los trabajos descritos en [Varbanov et al., 2004; Mavromatis y Kokossis, 1998b,a]. Se tomará la potencia en el eje de la turbina como una función lineal del flujo másico que la atraviesa, conocida como la línea de Willan. El modelo propuesto por [Varbanov et al., 2004] mejora la estimación de la potencia generada teniendo en cuenta que el rendimiento isoentrópico varía con el índice de carga de la turbina. Al igual que los modelos de [Mavromatis y Kokossis, 1998b,a], utiliza las temperaturas y presiones a la entrada y a la salida de la turbina para obtener una función que relacione la potencia mecánica que se generará en función del flujo másico que la atraviesa. Así, la potencia real en MW producida para cada paso de integración del modelo

²⁰Los valores empleados en [Lippke, 1995] son de $C_{pT} = 20 W/m^2$; $C_{pE} = (2,57 \cdot 10^6)/37680 W/m$; $\overline{\Delta T}_T = 343^{\circ}C$ y $\overline{\Delta T}_E = 275^{\circ}C$

de radiación, $W_{real}(t)$, será:

$$W_{real}(t) = n \cdot \dot{m}(t) - W_{int} \quad (5.42)$$

siendo $\dot{m}(t)$ el flujo másico en ton/h, y n la pendiente de la línea de Willan, que se calcula según

$$n = \frac{L + 1}{B} \left(\Delta h_{is} - \frac{A}{\dot{m}_{max}} \right) \quad (5.43)$$

Por otra parte, W_{int} es el punto de corte de la línea de Willan con el eje de ordenadas, que se calcula mediante la ecuación (5.44)

$$W_{int} = \frac{L}{B} (\Delta h_{is} \cdot \dot{m}_{max} - A) \quad (5.44)$$

En las expresiones anteriores, Δh_{is} es la variación de entalpía en el proceso de la turbina, supuesto isoentrópico. En cuanto a los parámetros A , B , L y \dot{m}_{max} se calcularán según las siguientes ecuaciones:

$$A = b_0 + b_1 \cdot \Delta T_{sat} \quad (5.45)$$

$$B = b_2 + b_3 \cdot \Delta T_{sat} \quad (5.46)$$

$$L = a_L + b_L \cdot \Delta T_{sat} \quad (5.47)$$

$$\dot{m}_{max} = A + B \cdot W_{max} \quad (5.48)$$

En estas ecuaciones, ΔT_{sat} es la diferencia entre las temperaturas de saturación del vapor entre las isobaras de entrada y salida de la turbina. En cuanto a los coeficientes de regresión necesarios para las ecuaciones (5.45) y (5.46), vienen dados [Varbanov et al., 2004] en la tabla 5.6, en función de la potencia mecánica máxima que es capaz de generar la turbina, W_{max} y del tipo de turbina analizada.

	Turbinas a contrapresión		Turbinas de condensación	
	$W_{max} < 2 \text{ MW}$	$W_{max} > 2 \text{ MW}$	$W_{max} < 2 \text{ MW}$	$W_{max} > 2 \text{ MW}$
b_0	0	0	0	-0.463
b_1	0,00108	0,00423	0,000662	0,00353
b_2	1,097	1,155	1,191	1,220
b_3	0,00172	0,000538	0,000759	0,000148

Tabla 5.6: *Coefficientes de regresión para el modelo de turbinas*

Los coeficientes de regresión del parámetro L de la ecuación (5.47), conocido como ratio de intercepción, se especifican en la tabla 5.7 [Varbanov et al., 2004].

Una vez calculado el trabajo mecánico real W_{real} de la turbina, se puede hallar el rendimiento isoentrópico de la misma como la relación entre el trabajo real y el

	Turbinas a contrapresión		Turbinas de condensación
	$W_{max} < 8$ MW	$W_{max} > 8$ MW	
a_L	0,248	0,190	-0,0100
b_L	-0,00126	-0,000790	0,000326

Tabla 5.7: Coeficientes de regresión para el ratio de intercepción

trabajo que entregaría la turbina si funcionara de manera isoentrópica.

$$\eta_{is} = \frac{W_{real}}{W_{is}} = \frac{n \cdot \dot{m}(t) - W_{int}}{\dot{m}(t) \cdot \Delta h_{is}} \quad (5.49)$$

5.3.3.5. El ciclo de vapor del bloque de potencia

El primer elemento que encontramos en el bloque de potencia está constituido por los intercambiadores de calor que pueden ser considerados, a efectos de cálculo, como un proceso de intercambio de calor único con tres subprocesos: precalentamiento, generación de vapor y sobrecalentamiento [Patnode, 2006; Rolim et al., 2009]. Según [Patnode, 2006], los resultados calculados a partir de mediciones realizadas entre los años 1998 y 2005 en la planta SEGS VI²¹ arrojan para el balance energético de los intercambiadores, ϵ_{be} valores que rondan el 10%. El autor achaca una pequeña parte de esta discrepancia a las pérdidas en la camisa del intercambiador y el resto a la incertidumbre propia de los equipos de medida.

$$\epsilon_{be} = \frac{\dot{Q}_{HTF} - \dot{Q}_{vapor}}{\dot{Q}_{HTF}} \quad (5.50)$$

Por otra parte, [Rolim et al., 2009] considera idénticas la potencia térmica útil del lado del fluido de operación y del lado del vapor, es decir

$$\dot{Q}_u = \dot{m}_f c_p (T_{s_{HTF}} - T_{e_{HTF}}) = \dot{m}_v (\Delta h_{agua} + \Delta h_{ev} + \Delta h_{vap}) \quad (5.51)$$

De la misma manera, [Lippke, 1995] sólo modeliza el proceso de intercambio de calor a efectos de considerar las pérdidas de presión ocasionadas.

Por todo lo anterior, y dado el objetivo principal de esta tesis, se ha optado por considerar el flujo calorífico obtenido a la salida del campo solar, aplicado al vapor. En cualquier caso, es igualmente factible considerar unas pequeñas pérdidas tal y como describe [Patnode, 2006].

Como se ha comentado, el bloque de potencia de las plantas termosolares CCP se puede caracterizar mediante un ciclo Rankine regenerativo con calentamiento intermedio. Para poder estudiar el balance energético, incluyendo las potencias y

²¹Similar a la estudiada en [Dudley et al., 1994; Lippke, 1995; Dudley et al., 1995]

los flujos másicos del mismo, se recurre a los diagramas $T - s$ característicos de estos ciclos termodinámicos.

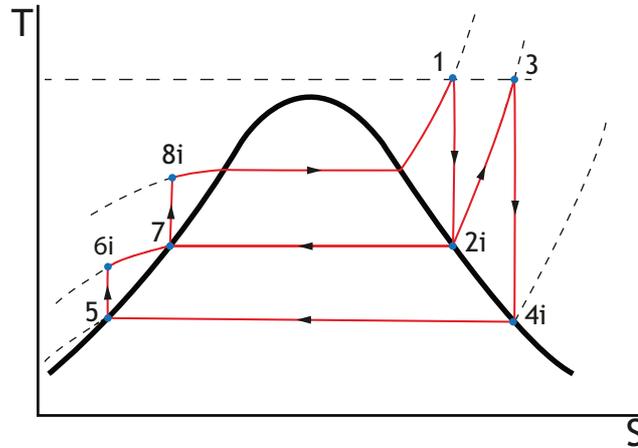


Figura 5.28: Ciclo de Rankine regenerativo ideal con recalentamiento

El ciclo de Rankine ideal del bloque de potencia es el representado en la figura 5.28, en la que los puntos indican:

- Punto 1: Salida del generador de vapor y entrada en la turbina de alta presión. La temperatura nunca será superior a la temperatura del fluido operante de los captadores.
- Punto 2i: Salida de la turbina de alta presión. En este punto el vapor se encuentra en estado recalentado o con un título alto, y a presión media (aproximadamente 15 bares), que será la presión a la que trabajarán el intercambiador de calor abierto y la turbina de baja presión.
- Punto 3: Entrada de la turbina de baja tras un recalentamiento.
- Punto 4i: Salida de la turbina de baja y entrada al condensador.
- Punto 5: Salida del condensador como líquido saturado a la presión de baja y entrada a la bomba centrífuga encargada de elevarle la presión de baja a media presión.
- Punto 6i: Entrada en el intercambiador de calor o economizador como líquido subenfriado.
- Punto 7i: Salida del economizador como líquido saturado para entrar a la bomba centrífuga encargada de elevarle la presión de media a alta presión.
- Punto 8i: Líquido subenfriado a presión de alta, preparado para calentarse con el calor que proviene de los captadores cilindro parabólicos

Con el objetivo de acercarnos más a la realidad se han considerado algunas irreversibilidades que suceden en el ciclo, y que se representan en la figura 5.29.

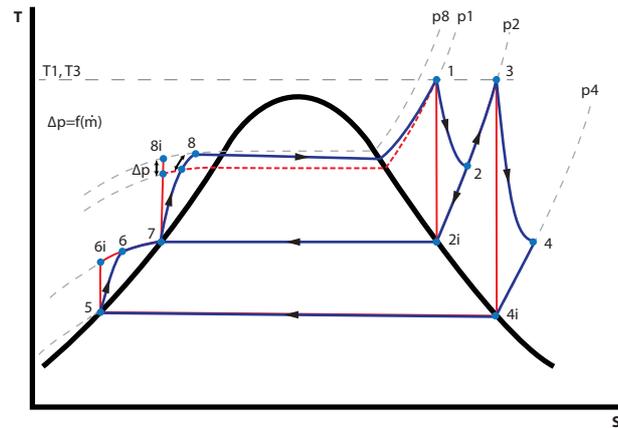


Figura 5.29: Ciclo de Rankine regenerativo real con recalentamiento

- Irreversibilidades generadas por la turbina de alta presión. La expansión del vapor se realiza de manera no isoentrópica lo que corresponde en el diagrama $T - s$ a que el salto 1-2i se desvíe al 1-2, disminuyendo el salto entálpico aprovechable por la turbina de alta presión y disminuyendo, por tanto, la potencia mecánica generada por ésta. Dicha desviación viene dada por el rendimiento isoentrópico de la turbina de alta presión.
- Irreversibilidades generadas por la turbina de baja presión. Similar al caso anterior.
- Irreversibilidades generadas en la bomba de baja presión. La compresión del líquido será no isoentrópica, lo que corresponde en el diagrama $T - s$ a que el salto 5-6i se desvíe al 5-6, sometiendo a la bomba a un mayor salto entálpico, y por tanto ésta ha de invertir mas energía en dicha compresión que si el proceso fuera ideal.
- Irreversibilidades generadas en la bomba de alta presión. Similar a la anterior.
- Irreversibilidades producidas en el generador de vapor. Debido a que el generador de vapor es un intercambiador de calor con mucha superficie de contacto, siempre existe un rozamiento entre ésta y el fluido que lo atraviesa. Este rozamiento genera una pérdida de carga, o pérdida de presión entre la entrada y la salida del mismo. Esto hace que en el diagrama $T - s$ el tramo 8i-1 se desvíe hasta el 8-1. La repercusión es que la bomba de alta presión ha de suministrar una presión extra que es la que se perderá a lo largo del generador de vapor, para que la presión a la entrada de la turbina de alta presión se mantenga constante.

La caída de presión en el generador de vapor se calculará [Lippke, 1995] de forma proporcional al cuadrado del flujo másico²².

$$\Delta p = k_p \dot{m}^2 \quad (5.52)$$

Dado que en estas plantas el flujo másico es variable y depende de la cantidad de calor disponible según la irradiancia del momento, la caída de presión será variable. La presión en el punto 8 será $p_8 = p_1 + \Delta p$.

5.3.3.5.1. Resolución del ciclo de vapor La resolución del ciclo termodinámico, una vez definidos los parámetros del mismo, se hace mediante un proceso iterativo. Esto es así porque para averiguar los estados del vapor reales a la salida de las turbinas, (puntos 2 y 4), se deben conocer los rendimientos isoentrópicos de las turbinas, y éstos a su vez sólo se pueden calcular sabiendo dichos estados. Por ello partiremos de unas condiciones iniciales ideales en las que las turbinas trabajen de manera isoentrópica ideal (puntos 2i y 4i), siendo sus rendimientos isoentrópicos la unidad $\eta_{is}^{T.Alta} = 1$ y $\eta_{is}^{T.Baja} = 1$. Con ello se calculan los estados del vapor en todos los puntos característicos del ciclo mediante las temperaturas y presiones especificadas en los parámetros del ciclo, obteniendo las entalpías de los mismos²³. Una vez calculados los puntos característicos (ideales) del ciclo, se calcula el flujo másico $\dot{m}(t)$, y el rendimiento neto del ciclo $\eta_{neto}^{ciclo}(t)$ para la energía disponible en un instante (paso de integración), de la siguiente forma:

$$\dot{m}(t) = \frac{\dot{Q}_{neto}(t)}{h_1(t) - h_8(t) + Y(t) \cdot [h_3(t) - h_2(t)]} \quad (5.53)$$

$$\eta_{neto}^{ciclo}(t) = \frac{W_{neto}(t)}{\dot{Q}_{neto}(t)} \quad (5.54)$$

donde $Y(t)$ es la proporción de vapor que se extrae de la salida de la turbina de alta presión para el precalentamiento en el intercambiador de calor abierto con respecto del total que atraviesa la turbina de alta presión, es decir

$$Y(t) = \frac{h_7(t) - h_6(t)}{h_2(t) - h_6(t)} \quad (5.55)$$

La potencia neta, $W_{neto}(t)$, para cada paso de cálculo, será la suma de las potencias mecánicas aportadas por las turbinas menos las consumidas por las

²²En este trabajo, $k_p = 0,0024 \text{ bar s}^2 \text{ kg}^{-2}$

²³Entre el punto 8 y el 1 hay variación de presión según el flujo másico debido a la pérdida de carga producida por el generador de vapor, pero 8i y 8 siempre estarán en la misma isobara

bombas.

$$W_{neto}(t) = W^{T.Alta}(t) + W^{T.Baja}(t) - W^{B.Alta}(t) - W^{B.Baja}(t) \quad (5.56)$$

donde las potencias mecánicas aportadas por las turbinas, y consumidas en las bombas serán:

$$\begin{aligned} W^{T.Alta}(t) &= \dot{m}(t)[h_1(t) - h_2(t)] \\ W^{T.Baja}(t) &= \dot{m}(t)[1 - Y(t)][h_3(t) - h_4(t)] \\ W^{B.Alta}(t) &= \dot{m}(t)[h_8(t) - h_7(t)] \\ W^{B.Baja}(t) &= \dot{m}(t)[1 - Y(t)][h_6(t) - h_5(t)] \end{aligned}$$

La potencia calorífica \dot{Q}_{neto} será el calor absorbido por los captadores menos las pérdidas térmicas en las tuberías y el vaso de expansión, es decir

$$\dot{Q}_{neto}(t) = \dot{Q}_{Abs}(t) - \dot{Q}_{per}(t) \quad (5.57)$$

A estas alturas del proceso de cálculo se tiene definido el flujo másico, los parámetros que definen las turbinas (potencia nominal y tipo), y el salto de entalpia isoentrópico de cada una. Aplicando el método descrito en la sección 5.3.3.4, se estiman los rendimientos isoentrópicos reales que tendrían las dos turbinas. Aquí termina la primera iteración. A continuación se vuelve a realizar el proceso descrito si bien empleando los rendimientos isoentrópicos reales calculados al final de la primera iteración. Llevando a cabo varias iteraciones, el rendimiento neto del ciclo va convergiendo a un valor de equilibrio.

Una vez el sistema ha convergido para un instante (paso de cálculo), se llevará a cabo el mismo proceso para el siguiente instante y así sucesivamente de manera que al final obtengamos la distribución diaria de todas las variables del ciclo.

5.3.3.6. Caracterización del generador eléctrico

Dado el objetivo de esta tesis, la conversión en potencia eléctrica de la potencia mecánica en el eje suministrada por las turbinas, y calculada en las secciones anteriores, se realizará mediante la caracterización del generador eléctrico con su rendimiento. Es conocido el hecho de que el valor del rendimiento oscila con la carga, si bien se busca siempre que la curva de rendimiento sea lo más plana posible en la zona de variación de la carga.

En el caso de disponer de la curva de rendimiento para un generador particular, se calculará el rendimiento para cada paso de cálculo de forma similar a lo especificado en la sección 5.2.4. Si no se tiene dicha curva, la caracterización

aproximada se puede realizar tomando un valor fijo de rendimiento dependiente de la potencia nominal de la máquina, tal y como se propone en la tabla 5.8.

Potencia [MW]	η^{Gen}
0,25	0,95
0,5	0,956
0,75	0,963
1	0,97
5	0,973
10	0,977
25	0,98

Tabla 5.8: Rendimientos para generadores eléctricos

La potencia eléctrica proporcionada por el generador eléctrico será:

$$P^{Gen}(t) = W_{neto}(t) \cdot \eta^{Gen} \quad (5.58)$$

A la energía eléctrica producida por el generador se le tienen que descontar los consumos parásitos de la planta. Estos recogerán los consumos eléctricos de las bombas del fluido térmico de los captadores, el sistema de seguimiento solar de los mismos y todos los sistemas de control de la planta que no se han tenido en cuenta en los modelos matemáticos de los componentes de la planta. El parámetro que tiene en cuenta dichos consumos parásitos se denomina C_{par} y se estima en un 5%. La potencia eléctrica disponible para distribución será, por tanto,

$$P_{el}(t) = (1 - C_{par}) \cdot P^{Gen}(t) \quad (5.59)$$

5.3.4. Simulación de centrales STE con captadores cilindro parabólicos

A lo largo de la sección 5.3 se han expuesto los distintos modelos implementados en el código desarrollado como postproceso para simular centrales STE CCP a partir de las estimaciones de radiación solar. En este caso la simulación sólo tendrá en cuenta la radiación directa ya que es la que tiene la calidad termodinámica necesaria para aportar energía calorífica al fluido térmico.

Además, la evaluación de la irradiancia directa se hará mediante seguidor en un eje que es como se suelen llevar a cabo estos aprovechamientos en la realidad. Generalmente dicho seguimiento se hará de este a oeste.

En la figura 5.30 se presentan las curvas de irradiancia directa que inciden sobre los captadores cilindro parabólicos considerando seguimiento este-oeste para una central ubicada en Maspalomas (sur de la isla), y para el día 10 de abril. El

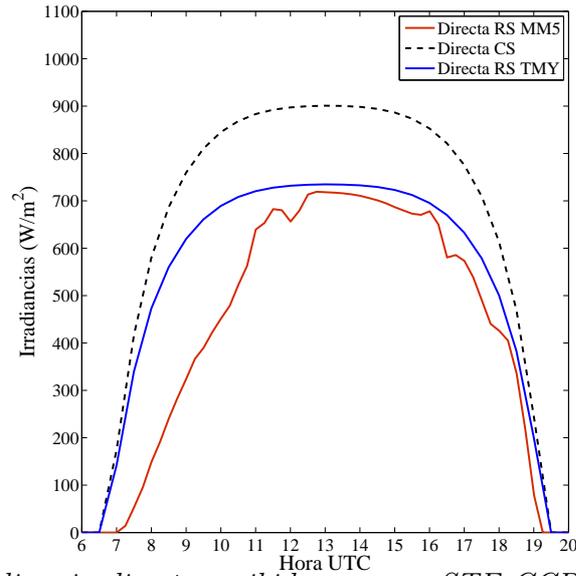


Figura 5.30: Irradiancia directa recibida por una STE CCP en Maspalomas, 10 de abril TMY y MM5

gráfico representa la irradiancia directa a cielo limpio (CS), la directa a cielo real (RS) estimada según las características climáticas (TMY), y también la irradiancia estimada a partir de la predicción del MM5 para el 10 de abril de 2012. Es constatable la similitud entre la previsión y la estimación del año meteorológico típico.

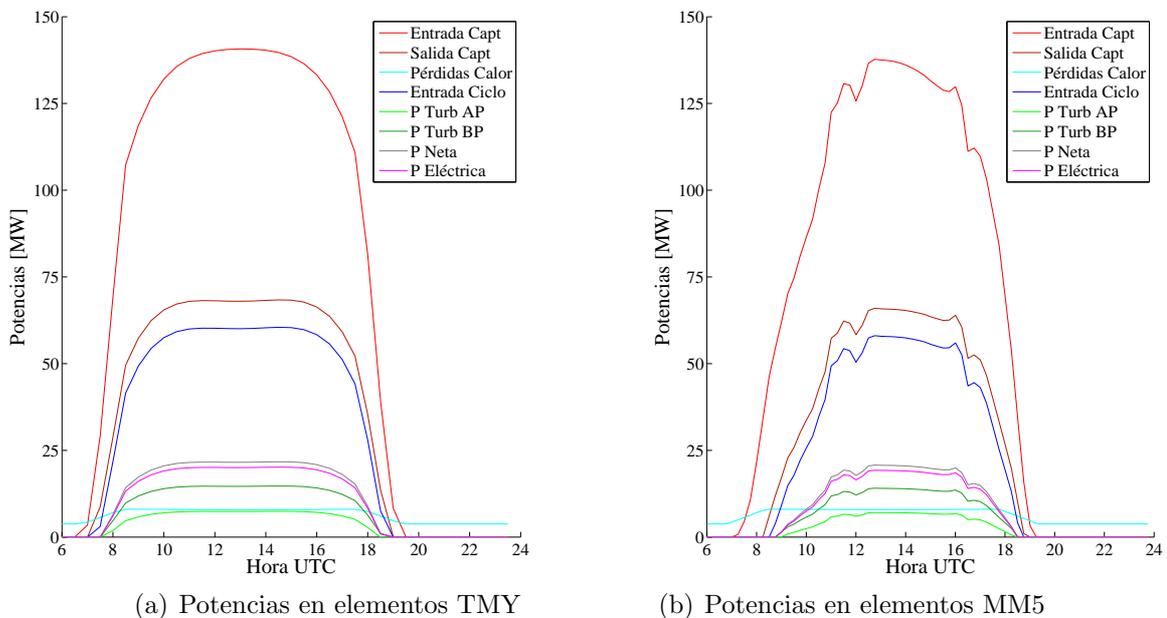


Figura 5.31: Central STE CCP de 30 MW (Maspalomas, 10 de abril)

Con estas irradiancias se ha simulado el funcionamiento de una central solar termoelectrica CCP de 30 MW de potencia nominal, tal como las SEGS del De-

sierto de Mojave (California) [Lippke, 1995; Dudley et al., 1994]. Las potencias en los principales elementos se pueden observar en la figura 5.31. La subfigura (a) representa el caso de análisis climático, esto es, según el año meteorológico típico, mientras que la (b) representa el funcionamiento en el caso de la irradiancia obtenida a partir de la predicción meteorológica del MM5.

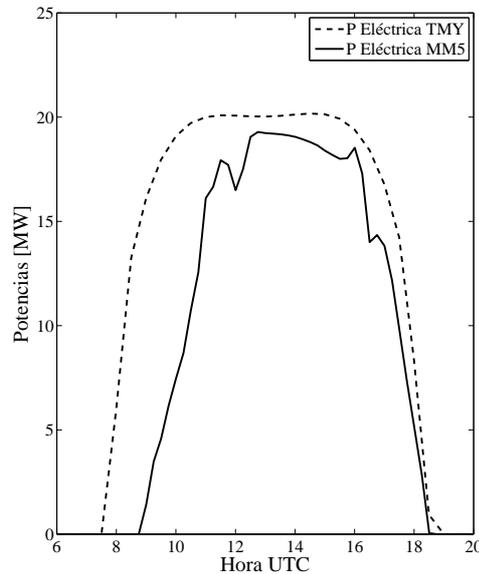


Figura 5.32: Potencia eléctrica generada por una STE CCP en Maspalomas, 10 de abril TMY y MM5

La producción esperada de potencia eléctrica por una central STE CCP de 30 MW para Maspalomas el 10 de abril, puede verse en la figura 5.32 donde se representan los resultados para la simulación atendiendo al TMY, y atendiendo a la predicción meteorológica mediante MM5.

De las gráficas se desprende una potencia esperable por parámetros climáticos, del orden de 20 MW en la franja de las 10 a las 16 horas UTC. Si atendemos a la curva de demanda eléctrica del 10 de abril de 2012²⁴, en dicho período horario se observa un consumo de 460 MW, por lo que la generación de esta central supondría el 4,35% de las necesidades eléctricas de la isla, superior a la potencia inyectada en esos momentos por medios fotovoltaicos o eólicos. Si la central fuese de 50 MW tal como las últimas puestas en marcha en nuestro país, el peso de la generación en la demanda superaría el 8% en abril. La energía producida para un 10 de abril en condiciones TMY, sería de 185 MWh, mientras que la predicción nos indica que el 10 de abril de 2012 la producción sería de 134 MWh.

²⁴Proporcionada online por Red Eléctrica de España, S.A.

Capítulo 6

Conclusiones y líneas futuras

El trabajo de investigación desarrollado durante esta tesis permite establecer las siguientes conclusiones finales:

Se propone un modelo numérico para la estimación de la radiación solar sobre una superficie cualquiera, obteniendo resultados tanto en irradiancia como en irradiación a partir de una malla adaptativa de triángulos. Ésta, mediante un proceso de refinamiento y desrefinamiento, se adapta tanto a la orografía como al albedo del terreno. Se obtienen valores de irradiación para cualquier período de tiempo y para cualquier parte del dominio, así como también se obtienen las irradiancias calculadas con el paso temporal deseado para cualquier día del año meteorológico típico que se ha calculado para todas y cada una de las estaciones de medida disponibles.

El modelo basado en la adaptatividad de la malla a los dos parámetros, albedo y elevación, permite una alta precisión con un coste computacional más bajo que en el caso de uso de modelos digitales de elevación los cuales, además, no incorporan el albedo. El proceso de cálculo es, por tanto, más rápido y eficiente. Así, en el caso de la isla de Gran Canaria, trabajar con el modelo de elevación digital significa emplear una cuadrícula de $4,4 \times 10^6$ nodos en tanto que la malla media propuesta sólo necesita 5.866. En nuestro modelo el cálculo se lleva a cabo sobre 11.683 triángulos frente al realizado sobre el DEM¹ que necesita más de 4 millones de nudos.

El modelo adaptativo desarrollado considera la orientación e inclinación de la superficie terrestre, con lo que se obtienen los valores de radiación reales que llegan a la misma. Es una ventaja que aporta el realizar cálculo sobre superficies en vez de sobre nodos. La estrategia nodal sólo permite el cálculo de radiación horizontal lo que implica que si se necesitase conocer la radiación que llega a la superficie real se debería realizar el cálculo de la orientación e inclinación de la superficie en

¹Del inglés, Digital Elevation Model, o Modelo de Elevación Digital

cuestión.

La adaptatividad aporta, además, mayor precisión tal y como se demostró en el Capítulo 4, donde las simulaciones sobre mallas sin refinar (similares al caso de uso de un DEM), ocasionaron sobrestimación de las componentes directa y difusa. Esto se traduce en una sobrestimación de la radiación global obtenida. Paralelamente, se produce una subestimación de los valores extremos de radiación frente a los obtenidos con el mallado adaptativo.

El modelo desarrollado tiene en cuenta la influencia de las sombras en todos los puntos de la malla para cada instante de tiempo (paso de cálculo). El coste computacional de la determinación de las sombras se ve muy reducido mediante la aplicación de un triple filtrado de triángulos previo a la evaluación de las sombras, de manera que sólo se analizarán aquellos triángulos potencialmente fuente y objeto de sombreado. El triple filtrado reduce el tiempo de cálculo de horas a minutos. Este método es más preciso y eficiente que el realizado a partir de modelos digitales de elevación simples [Cebecauer et al., 2007] gracias a la adaptatividad del mallado. Esto es una importante ventaja frente al proceso que realiza el código gratuito de GIS² *r.sun* del *Geographic Resources Analysis Support System*. En este aspecto, una línea de trabajo podría ser el análisis de la posible definición de un horizonte de sombreado sobre el dominio mediante un proceso de refinamiento/desrefinamiento. Se podrían refinar aquellos triángulos en los que el factor de sombreado, L_f , sea distinto a cero y a uno. El número de *warning points* o puntos de estudio de las sombras por cada triángulo, definido en virtud del algoritmo 4-T de Rivara, serían la base de un proceso de refinamiento/desrefinamiento de modo que la malla adaptativa fuera diferente en cada paso, partiendo siempre del estado original con la nueva posición solar. En cualquier caso, se debería evaluar si la mejora lograda es lo suficientemente importante como para justificar el incremento en carga computacional.

La precisión del modelo de radiación a cielo real depende del número de puntos del dominio en los que se dispone de datos empíricos. Esto significa que la calidad de los resultados obtenidos depende del número de estaciones de medida disponibles con datos fiables. En este aspecto sería deseable contar con una red más densa de equipos de medida, de forma que incluso se pudiera prescindir de alguna de ellas que sirviera como testigo para la determinación de la discrepancia de los resultados finales con un TMY en ese punto. Por otra parte, contar con datos tomados con un paso temporal inferior al día y con valores separados de cada componente permitiría determinar los índices de claridad, k_c , para cada instante y, lo que es más interesante, para cada componente. Esto incrementaría la precisión de los resultados en irradiancias.

²Sistema de Información Geográfico

De los resultados obtenidos mediante simulación se concluye que el modelo propuesto se ajusta a la realidad, dado que los valores obtenidos son similares a aquéllos medidos empíricamente. En este aspecto, este modelo mejora los resultados obtenidos a partir de modelos de estimación de radiación a partir de imágenes de satélite tal y como se desprende de lo expuesto en la sección 4.7, donde se observa la sobrestimación de dichos modelos frente a las mediciones.

Se concluye de los resultados que la nubosidad media proporcionada por el modelo encaja con la realidad climática de la isla de Gran Canaria, considerando incluso aspectos tan propios como la influencia de los vientos alisios con la consiguiente aparición del mar de nubes. En este sentido, la interpolación aplicada para el cálculo del índice de claridad resulta válida. Sin embargo, se propone como línea futura a desarrollar en relación al análisis a cielo real de otras islas con morfologías más complejas, la búsqueda e implementación de métodos de interpolación para k_c adaptados a la orografía y climatología particular. En este sentido existen diferentes técnicas de krigging [Apaydin et al., 2011] y otros métodos de interpolación aplicables como los aportados por [Cressman, 1959] o los descritos en [Şen y Şahin, 2001].

Las simulaciones realizadas permiten concluir que la zona de la isla con mejores condiciones de soleamiento y radiación solar es el suroeste y oeste de la misma, y la peor desde este punto de vista es el noreste. Se deduce por tanto una clara diferenciación de la isla, en lo que a radiación solar se refiere, en dos vertientes, noreste y suroeste, asociadas a la dirección predominante de los alisios. Considerando el conjunto de la isla, se concluye que el mejor mes desde esta perspectiva es junio con una media de casi 26 MJ/(m²·día) y el peor diciembre con 11,16 MJ/(m²·día).

El código desarrollado lleva implementados modelos de producción de energía eléctrica (ver figura 6.1), tanto fotovoltaica como solar termoeléctrica mediante captadores cilindro parabólicos. Esto nos permite estimar el aprovechamiento energético de la radiación solar en cualquier punto del dominio, para cualquier instante, y con cualesquiera orientación e inclinación de los captadores. En este aspecto se propone como línea futura, incluir otras formas de generación como son las centrales termosolares de torre o sistemas basados en máquinas Stirling.

Se ha integrado en el modelo de radiación solar el uso de modelos predictivos meteorológicos como el MM5, que permiten la estimación a corto plazo de la irradiancia diaria y, por tanto, posibilitan predecir la producción de energía eléctrica mediante los modelos de generación citados anteriormente. Esto representa una interesante herramienta desde la perspectiva de la operación de los sistemas eléctricos con inyección de grandes potencias provenientes de la energía solar, ya que proporciona estimaciones fiables de la generación eléctrica lo que permite

un aumento de la penetrabilidad de la energía solar, incrementando su carácter alternativo frente a las fuentes convencionales.

Globalmente se concluye que el modelo desarrollado resulta ser más eficaz y preciso que aquellos que emplean para el cálculo un modelo digital de elevación, y resulta a su vez más preciso que aquellos cuyos resultados se basan en datos obtenidos vía satélite.

Además de lo comentado con anterioridad se proponen, como líneas futuras, la mejora de la aplicación de las reflectancias del albedo considerando la influencia recíproca entre triángulos.

Así mismo se propone la búsqueda e implementación de expresiones o métodos que permitan el cálculo del factor de Linke en cada punto para cada instante del año.

Por último, sería deseable la paralelización del cálculo dado que el trabajo a realizar en cada triángulo de la malla, puede llevarse a cabo mayormente por separado.

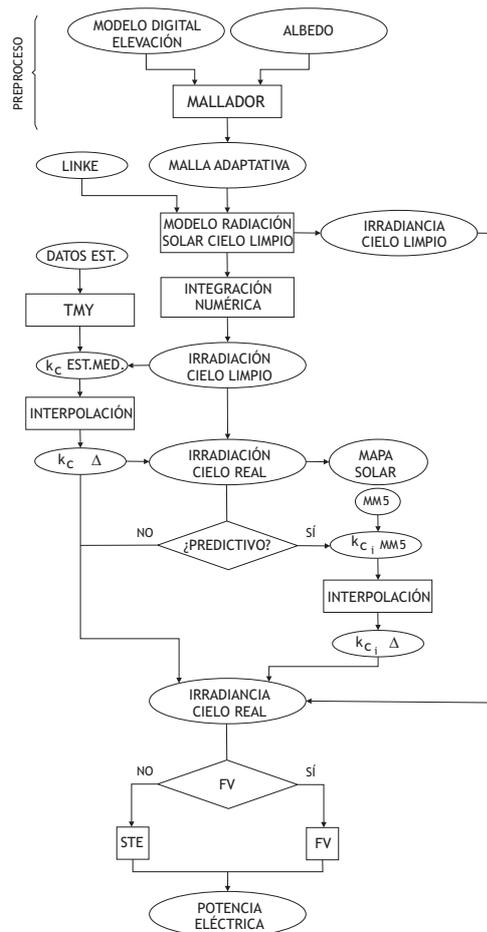


Figura 6.1: Flujo del código generado

Bibliografía

- Aguiar, R., Albuissou, M., Beyer, H.G., Borisenkov, E.P., Bourges, B., Czeplak, G., Lund, H., Joukoff, A., Scharmer, K., Page, J.K., Terzenbach, U., y Wald, L. *The European Solar Radiation Atlas*. Les Presses de l'École des Mines de Paris, 2000.
- Albo, E. *Modelado de centrales fotovoltaicas y evaluación de su influencia en las redes eléctricas*. Tesis Doctoral, Universidad de Vigo, España, 2000.
- Ångström, A. Solar and terrestrial radiation. *Monthly Weather Review*, **52**(8):397, 1924.
- Apaydin, H., Anli, A., y Ozturk, F. Evaluation of topographical and geographical effects on some climatic parameters in the Central Anatolia Region of Turkey. *International Journal of Climatology*, **31**:1264–1279, 2011.
- Arab Tehrani, K., Andriatsioharana, H., Rasoanarivo, I., y Sargos, F.M. A novel multilevel inverter model. En *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, páginas 1688–1693. 2008.
- Argiriou, A., Lykoudis, S., Kontoyiannidis, S., Balaras, C.A., Asimakopoulos, D., Petrakis, M., y Kassomenos, P. Comparison of methodologies for TMY generation using 20 years data for Athens, Greece. *Solar Energy*, **66**(1):33–45, 1999.
- Aringhoff, R., Brakmann, G., Geyer, M., y Teske, S. Concentrated solar thermal power - now! Informe técnico, ESTIA, IEA SolarPACES y Greenpeace, 2005.
- Atmospheric Science Data Center. Surface meteorology and Solar Energy. A renewable energy resource web site. <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?+s01#s01>, 2012.
- Baker, R.H. Electric power converter. *U.S. Patent Number 3.867.643*, 1975.
- Baker, R.H. High-voltage converter circuit. *U.S. Patent Number 4.203.151*, 1980.

- Becquerel, A.E. Memoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. *C. R. Acad. Sci., Paris*, **9**:561–567, 1839.
- Bellini, A. Simplified model of a photovoltaic module. En *Applied Electronics International Conference*, páginas 47–52. 2009.
- Betcke, J., Kuhlemann, R., Hammer, A., Drews, A., Lorenz, E., Girodo, M., Heinemann, D., Wald, L., Cros, S., Schroedter-Homscheidt, M., Holzer-Popp, T., Gesell, G., Erbertseder, T., Kosmale, M., Hildenbrand, B., Dagestad, K.F., Olseth, J., Ineichen, P., Reise, C., Dumortier, D., Van Roy, F., Ortegón, A., Beyer, H.G., Trieb, F. nad Schillings, C., Hoyer, C., Kronshage, S., Mannstein, H., Bugliaro, L., y Krebs, W. Energy-Specific Solar Radiation Data from Meteosat Second Generation (MSG): The Heliosat-3 Project. Informe técnico, European Commission, Community Research, Energy, Environment and Sustainable Development, 2006.
- Beyer, H.G., Czeplak, G., Terzenbach, U., y Wald, L. Assessment of the method used to construct clearness index maps for the new european solar radiation atlas (ESRA). *Solar Energy*, **61**(3):89–97, 1997.
- Bird, R.E. y Hulstrom, R.L. A simplified clear sky model for direct and diffuse insolation on horizontal surfaces. Informe técnico, Solar Energy Research Institute, 1981.
- Blanco-Muriel, M., Alarcón-Padilla, D.C., López-Moratalla, T., y Lara-Coira, M. Computing the solar vector. *Solar Energy*, **70**(5):431–441, 2001.
- Boland, J. *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface*, capítulo 11. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- Box, G.E.P. y Jenkins, G.M. *Time Series Analysis, forecasting and control*. Holden Day, 1976.
- Bustamante, M. El cielo a simple vista. Boletín informativo. Agrupación astronómica de Córdoba, 2004.
- Cabrera, J.A., Cuesta, M.J., y Pérez, M. Energía solar térmica de concentración. Estado actual. Actores del sector. Informe técnico, Ciemat, 2006.
- Carta, J.A., Calero, R., Colmenar, A., y Castro, M.A. *Centrales de energías renovables. Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación, 2009.

- Cebecauer, T., Huld, T., y Šúri, M. High-resolution digital elevation model for improved PV yield estimates. En *Proceedings of the 22th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 2007.
- Chapin, D.M., Fuller, C.S., y Pearson, G.L. A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power. *Journal of Applied Physics*, **25**:676–677, 1954.
- Cogliani, E. y Ricchiazzi, P. Generation of operational maps of global solar irradiation on horizontal plan and of direct normal irradiation from Meteosat imagery by using SOLARMET. *Solar Energy*, **82**(6):556–562, 2008.
- Collado, E. *Energía solar fotovoltaica, competitividad y evaluación económica, comparativa y modelos*. Tesis Doctoral, Universidad Nacional de Educación a Distancia, España, 2009.
- Commission of the European Communities. Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport. Informe técnico, Commission of the European Communities, 2008.
- Cressman, G.P. An operational objective analysis system. *Monthly Weather Report*, **87**(10):367–374, 1959.
- Cucumo, M., Kaliakatsos, D., y Marinelli, V. A calculation method for the estimation of the Linke turbidity factor. *Renewable Energy*, **19**:249–258, 2000.
- D'Agostino, V y Zelenka, A. Supplementing solar radiation network data by co-kriging with satellite images. *International Journal of Climatology*, **12**(7):49–61, 1992.
- Diabaté, L., Remund, J., y Wald, L. Linke turbidity factors for several sites in Africa. *Solar Energy*, **75**(2):111–119, 2003. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X03002524>".
- Díaz, F., Escobar, J.M., Rodríguez, E., Montenegro, R., y Montero, G. *Solar Radiation: Protection, Management and Measurement Techniques*, capítulo 4. Energy Science, Engineering and Technology. Nova Science Publishers, 2012a.
- Díaz, F., Montero, G., Escobar, J.M., Rodríguez, E., y Montenegro, R. Photovoltaic power estimation tool using a Solar Radiation Numerical Model. En *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition and 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*. 2010a.

- Díaz, F., Montero, G., Escobar, J.M., Rodríguez, E., y Montenegro, R. A Solar Radiation Model for Photovoltaic and Solar Thermal Power Exploitation. En *Proceedings of the Seventh International Conference on Engineering Computational Technology*. 2010b.
- Díaz, F., Montero, G., Escobar, J.M., Rodríguez, E., y Montenegro, R. An Adaptive Solar Radiation Numerical Model. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, **236**(18):4611–4622, 2012b.
- Díaz, F., Santana, B.A., Déniz, F., y Cruz, J. Comparative Analysis of the Spanish PV Market in the European Context. En *2nd European American Solar Deployment Conference*. 2012c.
- De Soto, W., Klein, S.A., y Beckman, W.A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, **80**:78–88, 2006.
- Dorta, P. Las inversiones térmicas en Canarias. *Investigaciones geográficas*, **15**:109–124, 1996.
- Dozier, J., Bruno, J., y Downey, P. A faster solution to the horizon problem. *Computers & Geosciences*, **7**:145–151, 1981.
- Dubayah, R. y Rich, P.M. Topographic solar radiation models for GIS. *International Journal of Geographical Information Systems*, **9**(4):5–19, 1995.
- Dudley, V.E., Evans, L.R., y Matthews, C.W. Test results: Industrial solar technology, parabolic trough solar collector. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 1995.
- Dudley, V.E., Kolb, G.J., Mahoney, A.R., Mancini, T.R., Matthews, C.W., Sloan, M., y Kearney, D. Test Results: SEGS LS-2 Solar Collector. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 1994.
- Duffie, J.A. y Beckman, W.A. *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons Inc., 2ª edición, 1992.
- El Chaar, L., Lamon, L.A., y El Zein, N. Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **15**:2165–2175, 2011.
- El-Sayed, M. y Kreusel, J. Substitution potential of solar thermal power stations in electrical energy systems. *Renewable Energy*, **6**(7):849–854, 1995.
- Enrique, J.M., Durán, E., Sidrach-de Cardona, M., y Andújar, J.M. Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies. *Solar Energy*, **81**:31–38, 2007.

- EPRI y U.S. Department of Energy. Renewable energy technology characterizations. Informe técnico, Electric Power Research Institute, 1997.
- European Photovoltaic Industry Association. Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015. Informe técnico, European Photovoltaic Industry Association, 2011.
- European Photovoltaic Industry Association. Market Report 2011. Informe técnico, European Photovoltaic Industry Association, 2012.
- Ferragut, L., Montenegro, R., y Plaza, A. Efficient refinement/derefinement algorithm of nested meshes to solve evolution problems. *Communications in Numerical Methods in Engineering*, **10**:403–412, 1994.
- Festa, R. y Ratto, C.R. Proposal of a numerical procedure to select reference years. *Solar Energy*, **50**(1):9–17, 1993.
- GeoModel Solar. Solargis. <http://solargis.info/doc/2>, 2012.
- Goetzberger, A. *Energy Technologies Radiation at the Earth's Surface*, tomo C: Renewable Energy, capítulo 4.2. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- Gow, J.A. y Manning, C.D. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proc.-Electr. Power Appl*, **146**(2):193–200, 1999.
- GRASS Development Team. *Geographic Resources Analysis Support System (GRASS GIS) Software*. Open Source Geospatial Foundation, USA, 2012.
- Green, M.A. *Solar cells: Operating principles, technology, and system applications*. Prentice-Hall, 1982.
- Green, M.A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W., y Dunlop, E.D. Solar cell efficiency tables (version 39). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **20**:12–20, 2012.
- Haug, M. Clean energy and international oil. *Oxford Review of Economic Policy*, **27**(1):92–116, 2011.
- Hay, J.E. y Davies, J.A. Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface. En *Proceedings of the First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, páginas 59–72. 1980.
- Henderson, R. Note on Graduation by Adjusted Average. *Transactions of the Actuarial Society of America*, **17**:43–48, 1916.

- Henderson, R. A New Method of Graduation. *Transactions of the Actuarial Society of America*, **25**:29–40, 1924.
- Hua, C.C. y Shen, C.M. Study of maximum power tracking techniques and control of dc/dc converters for photovoltaic power system. En *29th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, tomo 1 and 2, páginas 86–93. 1998.
- Huld, T., Šúri, M., Dunlop, E., Albuissou, M., y Wald, L. Integration of HelioClim-1 database into PVGIS to estimate solar electricity potential in Africa. En *Proceedings of the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 2005.
- Hutchinson, M.F., Booth, T.H., McMahon, L.P., y Nix, H.A. Estimating monthly mean values of daily total solar radiation for Australia. *Solar Energy*, **32**(2):77–90, 1984.
- International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2010. Informe técnico, International Energy Agency, 2010.
- International Energy Agency. World Energy Outlook 2011. Executive Summary. Informe técnico, International Energy Agency, 2011.
- Janjai, S. *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface*, capítulo 19. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- Janjai, S. y Deeyai, P. Comparison of methods for generating typical meteorological year using meteorological data from a tropical environment. *Applied Energy*, **86**:528–537, 2009.
- Jantsch, M., Schmidt, H., y Schmid, J. Results of the concerted action on power conditioning and control. En *Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, páginas 1589–1592. 1992.
- Jones, S.A., Blair, N., Pitz-Paal, R., Schwarzboezl, P., y Cable, B. TRNSYS modeling of the SEGS VI parabolic trough solar electric generating system. En *Proceedings of the ASME International Solar Energy Conference*. 2001.
- Kaltschmitt, M. y Wiese, A. *Renewable Energy. Technology, Economics and Environment*, capítulo 2.1. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007.
- Kasten, F. The Linke turbidity factor based on improved values of the integral Rayleigh optical thickness. *Solar Energy*, **56**(3):239–244, 1996.
- Kasten, F. y Young, A.T. Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics*, **28**:4735–4738, 1989.

- Kerkman, R.J., Seibel, B.J., Brod, D.M., Rowan, T.M., y Leggate, D. A simplified inverter model for on-line control and simulation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, **27**(3):567–573, 1991.
- Kim, I.S., Kim, M.B., y Youn, M.J. New maximum power point tracker using sliding-mode observer for estimation of solar array current in the grid-connected photovoltaic system. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, **53**(4):1027–1035, 2006.
- Klise, G.T. y Stein, J.S. Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 2009.
- Lippke, F. Simulation of the Part-Load Behavior of a 30 MWe SEGS Plant. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 1995.
- Liu, B.Y.H. y Jordan, R.C. The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar Energy Collectors. *Solar Energy*, **7**(2):53–74, 1963.
- Lorenzo, E. *Electricidad solar fotovoltaica. Volumen II: Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*. Progensa, 2006.
- Luque, A., Araújo, G.L., Cuevas, A., Lorenzo, E., Miñano, J.C., Ruiz, J.M., y Sala, G. *Solar cells and optics for photovoltaic concentration*. Adam Hilger, 1989.
- Maris, T.I., Kourtesi, S., Ekonomou, L., y Fotis, G.P. Modeling of a single-phase photovoltaic inverter. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **91**(18):1713–1725, 2007.
- Mavromatis, S.P. y Kokossis, A.C. Conceptual optimisation of utility networks for operational variations. I Targets and level optimisation. *Chemical Engineering Science*, **53**(8):1585–1608, 1998a.
- Mavromatis, S.P. y Kokossis, A.C. Hardware composites: A new conceptual tool for the analysis and optimisation of steam turbine networks in chemical process industries. Part I: principles and construction procedure. *Chemical Engineering Science*, **53**(7):1405–1434, 1998b.
- Mazorra, L., Díaz, F., Montero, G., y Montenegro, R. Typical Meteorological Year (TMY) evaluation for power generation in Gran Canaria Island, Spain. En *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition and 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*. 2010.

- Mazorra, L., Díaz, F., y Navarro, P. Estimation of global solar radiation by means of sunshine duration. En *Proceedings of ISES World Congress 2009. Solar energy and human settlement*. 2009.
- McKenney, D.W., Mackey, B.G., y Zavitz, B.L. Calibration and sensitivity analysis of a spatially-distributed solar radiation model. *International Journal of Geographical Information Science*, **13**(1):49–65, 1999.
- Merten, J., Asensi, J.M., Voz, C., Shah, A.V., Platz, R., y Andreu, J. Improved Equivalent Circuit and Analytical Model for Amorphous Silicon Solar Cells and Modules. *IEEE Transactions on Electron Devices*, **45**(2):423–429, 1998.
- Messenger, R.A. y Ventre, J. *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press, 2 edición, 2004.
- Mills, D. Advances in solar thermal electricity technology. *Solar Energy*, **76**:19–31, 2004.
- Mills, D. y Morgan, R. Solar thermal power as the plausible basis of grid supply. En *Proceedings of ISES World Congress*. 2007.
- Montenegro, R., Plaza, A., y Ferragut, L. y Asensio, I. Application of a nonlinear evolution model to fire propagation. *Nonlinear Analysis, Th., Meth. & App.*, **5**(30):2873–2882, 1997.
- Montero, G., Escobar, J.M., Rodríguez, E., y Montenegro, R. Solar radiation and shadow modelling with adaptive triangular meshes. *Solar Energy*, **83**(7):998–1012, 2009.
- Montero, G., Montenegro, R., y Escobar, J. A 3-D diagnostic model for wind field adjustment. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, **74-76**:249–261, 1998.
- Montero, G., Montenegro, R., Escobar, J.M., Rodríguez, E., y González-Yuste, J.M. Velocity field modelling for pollutant plume using 3-D adaptive finite element method. *Lecture Notes in Computer Science*, **3037**:642–645, 2004.
- Montero, G., Rodríguez, E., Montenegro, R., Escobar, J.M., y González-Yuste, J.M. Genetic algorithms for an improved parameter estimation with local refinement of tetrahedral meshes in a wind model. *Advances in Engineering Software*, **36**:3–10, 2005.
- Muneer, T. Solar Radiation model for Europe. *Building Services Engineering Research and Technology*, **11**:153–163, 1990.

- Muneer, T. *Solar Radiation and Daylight Models*. Elsevier Butterworth-Heinemann, 2 edición, 2004.
- Muñoz, J., Martínez-Moreno, F., y Lorenzo, E. On-site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **19**:192–201, 2011.
- Neumann, A. *Energy Technologies Subvolume C: Renewable Energy*, capítulo 4.1. SpringerMaterials - The Landolt-Börnstein Database, 2006.
- Niewianda, A. y Heidt, F.D. SOMBRERO: a PC-tool to calculate shadows on arbitrarily oriented surfaces. *Solar Energy*, **58**(4-6):253–263, 1996.
- Odeh, S.D., Behnia, M., y Morrison, G.L. Performance evaluation of solar thermal electric generation systems. *Energy Conversion and Management*, **44**:2425–2443, 2003.
- Odeh, S.D., Morrison, G.L., y Behnia, M. Modelling of parabolic trough Direct Steam Generation solar collectors. *Solar Energy*, **62**(6):395–406, 1998.
- Ortega, J.I., Burgaleta, J.I., y Tellez, F.M. Central receiver system solar power plant using molten salt as heat transfer fluid. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, **130**:245011–245016, 2008.
- Page, J.K. The estimation of monthly mean value of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitude 40°N–40°S. En *Proceedings of the UN Conference on New Sources of Energy*, tomo 4. 1964.
- Page, J.K. *Prediction of Solar Radiation on Inclined Surfaces*. D. Reidel Publishing Co., 1986.
- Patnode, A.M. *Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants*. Proyecto Fin de Carrera, University of Wisconsin-Madison, USA, 2006.
- Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., y Menicucci, D. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, **39**(3):221–231, 1987.
- Perez, R., Stewart, R., Seals, R., y Guertin, T. The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Models. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 1988.

- Perpiñán, O. *Grandes centrales fotovoltaicas: producción, seguimiento y ciclo de vida*. Tesis Doctoral, Universidad Nacional de Educación a Distancia, España, 2008.
- Plaza, A., Montenegro, R., y Ferragut, L. An adaptive refinement/derefinement algorithm of structured grids for solving time-dependent problems. En *Proceedings of 1st European Conference on Numerical Methods in Engineering*, páginas 225–232. 1992.
- Plaza, A., Montenegro, R., y Ferragut, L. An improved derefinement algorithm of nested meshes. *Advances in Engineering Software*, **27**:51–57, 1996.
- Polo, J. *Optimización de modelos de estimación de la radiación solar a partir de imágenes de satélite*. Tesis Doctoral, Universidad Complutense de Madrid, España, 2010.
- Price, H. A parabolic trough solar power plant simulation model. En *International Solar Energy Conference*. 2003.
- Quaschnig, V., Ortmanns, W., y Kistner, R. Simulation of parabolic trough power plants. En *Proceedings of the 5th Cologne Solar Symposium*. 2001.
- Remund, J., Wald, L., Lefèvre, M., Ranchin, T., y Page, J. Worldwide Linke turbidity information. En *Proceedings of ISES Solar World Congress*. 2003.
- Richter, C., Blanco, J., Heller, P., Mehos, M., Meier, A., Meyer, R., y Weiss, W. Annual report 2008. Informe técnico, IEA SolarPACES, 2008.
- Rivara, M. A grid generator based on 4-triangles conforming. Mesh-refinement algorithms. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, **24**:1343–1354, 1987.
- Rodríguez, E. *Modelización y simulación numérica de campos de viento mediante elementos finitos adaptativos en 3-D*. Tesis Doctoral, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, España, 2004.
- Rolim, M.M., Fraidenraich, N., y Tiba, C. Analytic modeling of a solar power plant with parabolic linear collectors. *Solar Energy*, **83**:126–133, 2009.
- Romero, M. Energía solar termoeléctrica, 2008. Jornadas sobre la energía: La energía de mañana. Escuela Politécnica Superior de la Universidad de Girona.
- Ruiz, V. Tratamiento estadístico de series temporales de Radiación Solar. Informe técnico, Universidad de Sevilla.

- Sancho, J.M., Riesco, J., Jiménez, C., Sánchez, M.C., Montero, J., y López, M. Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de clima de EU-METSAT. Informe técnico, Agencia Estatal de Meteorología, 2012.
- Sargent and Lundy LLC Consulting Group. Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts. Informe técnico, National Renewable Energy Laboratory, 2003.
- Şen, Z. y Şahin, A.D. Spatial interpolation and estimation of solar irradiation by cumulative semivariograms. *Solar Energy*, **71**(1):11–21, 2001.
- Solar radiation Data. Solar energy services for professionals. http://www.soda-is.com/eng/services/climat_free_eng.php#c5, 2012.
- Stewart, A.J. Fast horizon computation at all points of a terrain with visibility and shading applications. *IEEE Transactions on Visualization and Computer Graphics*, **4**(1):82–93, 1998.
- Stuetzle, T.A. *Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant*. Proyecto Fin de Carrera, University of Wisconsin-Madison, USA, 2002.
- Stutenbaeumer, U. y Mesfin, B. Equivalent model of monocrystalline, polycrystalline and amorphous silicon solar cells. *Renewable Energy*, **18**:501–512, 1999.
- Šúri, M. y Hofierka, J. The solar radiation model for Open Source GIS: implementation and applications. En *Proceedings of the Open Source GIS-GRASS users conference*, páginas 1–19. 2002.
- Šúri, M. y Hofierka, J. A new GIS-based solar radiation model and its application to photovoltaic assessments. *Transactions in GIS*, **8**(2):175–190, 2004.
- Trieb, F., Schillings, C., Kronshage, S., Klann, U., Viebahn, P., May, N., Wilde, R., y Paul, C. Concentrating solar power for the mediterranean region. Final Report. Informe técnico, German Aerospace Center, Institute of Technical Thermodynamics, 2005.
- Tsai, H.L. Insolation-oriented model of photovoltaic module using Matlab/Simulink. *Solar Energy*, **84**:1318–1326, 2010.
- Tsay, R.S. *Analysis of Financial Time Series*. Wiley-Interscience, 2 edición, 2005.
- UNE-EN. UNE-EN ISO 9488 Energía solar. Vocabulario. 2001.
- Varbanov, P.S., Doyle, S., y Smith, R. Modelling and optimization of utility systems. *Trans IChemE*, **82**(A5):561–578, 2004.

- Veerachary, M., Senjyu, T., y Uezato, K. Voltage-Based Maximum Power Point Tracking Control of PV System. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, **38**(1):262–270, 2002.
- Villalva, M.G., Gazoli, J.R., y Filho, E.R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, **24**(5):1198–1208, 2009.
- Winter, G., Betancor, J., y Montero, G. *Ocean Circulation and Pollution Control. A Mathematical and Numerical Investigation*, capítulo 3D. Springer-Verlag, 2004.
- Winter, G., Montero, G., Ferragut, L., y Montenegro, R. Adaptive strategies using standard and mixed finite elements for wind field adjustment. *Solar Energy*, **54**:49–56, 1995.
- Yates, T. y Hibberd, B. Production Modeling for Grid-Tied PV Systems. *SolarPro*, páginas 30–54, 2010.
- Zakšek, K., Podobnikar, T., y Oštir, K. Solar radiation modelling. *Computers & Geosciences*, **31**(2):233–240, 2005.
- Zelenka, A., G., Czeplak, D'Agostino, V., Josefson, W., Maxwell, E., y Perez, R. Techniques for supplementing solar radiation network data. Informe técnico, International Energy Agency, 1992.