

PROCEDIMIENTOS AVANZADOS PARA EL ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE GRANDES CENTRALES FV

Memoria que, para optar al grado de

Doctor Ingeniero Industrial, presenta

Mikel Muñoz Escribano

realizada Bajo la dirección de

Miguel García Solano

y

Javier Marcos Álvarez

upna

Universidad Pública de Navarra
Nafarroako Unibertsitate Publikoa

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Pamplona, mayo de 2018

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE

<i>Lista de Figuras</i>	<i>IX</i>
<i>Lista de Tablas</i>	<i>XVII</i>
<i>Nomenclatura Y Acrónimos</i>	<i>XIX</i>
1 <i>Introducción y Objetivos</i>	1
1.1 Objetivos.....	5
2 <i>El Observatorio Fotovoltaico</i>	9
2.1 Central FV de Amareleja	10
2.1.1 Descripción de la central.....	10
2.1.2 Sistema de monitorización de la central.....	13
2.2 Central FV de Tudela.....	16
2.2.1 Descripción de la instalación.....	16
2.2.2 Sistema de monitorización.....	17
3 <i>Potencia que Puede Producir una Central FV</i>	19
3.1 Medida Correcta de las Condiciones de Operación	21
3.1.1 Tipos de sensores a utilizar	21
3.1.2 Medida de las condiciones de operación de toda una central FV.....	23
3.1.3 Medida de las condiciones de operación de un único generador FV.....	34

3.1.4	Medida de las condiciones en todos y cada uno de los generadores de una central	49
3.2	Modelado FV	51
3.2.1	Modelado del Generador FV	51
3.2.2	Modelado del resto del sistema FV	85
3.3	Potencia Producible Teórica vs Potencia Producible Real: Medidas en Campo.....	90
3.3.1	Medidas en campo durante la puesta en marcha de una central FV.....	90
3.3.2	Potencia producible teórica vs Potencia producible real en la central de Amareleja	91
4	<i>Evaluación del Comportamiento de una Central durante sus Años de Operación</i>	97
4.1	Índices de Comportamiento: <i>PR</i> y <i>PRCEM</i>	99
4.2	Diferencia entre Producible Real y Producción	100
4.2.1	Análisis de la central en su conjunto	100
4.2.2	Análisis a nivel de cada generador.....	103
4.3	Cálculo de la <i>PCEM</i>	106
4.3.1	Cálculo de la <i>PCEM</i> de una central FV a partir de los datos de <i>SCADA</i>	107
4.3.2	Calculo de la <i>PCEM</i> de todos los generadores de una central FV a partir de los datos de monitorización de los inversores.....	118
4.3.3	Diferencias observadas entre la <i>PCEM</i> calculada y el valor nominal	121
4.4	Detección de Problemas en los Generadores FV	123
4.4.1	Análisis de los generadores seleccionados	126
5	<i>Predicción de la Producción de una Central Fotovoltaica ...</i>	131
5.1	Fuente de Predicción Meteorológica.....	133
5.2	Método de Predicción	133
5.3	Evaluación del Método Propuesto en la Central de Amareleja.....	135

5.3.1	Estadísticos utilizados y significado	136
5.3.2	Resultados obtenidos en la central FV de Amareleja	138
5.3.3	Fuentes de error del modelo	141
5.3.4	Corrección de la predicción meteorológica	143
5.4	Comparativa entre el Modelo Propuesto y un Modelo No Paramétrico	146
6	Conclusiones y Líneas Futuras.....	149
6.1	Conclusiones Generales.....	149
6.1.1	Medida de las condiciones de operación	150
6.1.2	Modelado fotovoltaico	152
6.1.3	Cálculo de producible y la <i>PCEM</i> a partir de los datos de un <i>SCADA</i>	153
6.1.4	Uso del modelado FV para predicción de la producción	155
6.2	Aportaciones.....	156
6.2.1	Publicaciones en revistas internacionales	156
6.2.2	Publicaciones en congresos internacionales	157
6.2.3	Participación en proyectos públicos I+D+i.....	158
6.2.4	Participación en proyectos privados I+D+i	158
6.2.5	Presentaciones nacionales.....	158
6.2.6	Trabajos fin de grado	158
6.3	Líneas Futuras	159
	Referencias.....	163

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1 Potencia total instalada en el mundo desde 2000 hasta 2016. Fuente SolarPower Europe.	1
Fig. 1.2 Previsión de Potencia total instalada en el mundo hasta 2021. Fuente SolarPower Europe.	2
Fig. 2.1. Vista aérea de la central fotovoltaica de Amareleja (45.6 MWp).....	10
Fig. 2.2 Distribución de las retículas y módulos de la central de Amareleja.	11
Fig. 2.3 Seguidor Azimutal.....	11
Fig. 2.4 Caseta de un Centro de transformación.....	11
Fig. 2.5 Subestación de la central de Amareleja.	12
Fig. 2.6 SCADA de Amareleja.....	13
Fig. 2.7 Estación meteorológica de Amareleja (a) , Ubicación de los módulos de referencia a lo largo de la central (b)	14
Fig. 2.8 Zona de experimentación de la central de Tudela compuesta por cinco generadores de cuatro tecnologías diferentes.	16
Fig. 2.9 Estación meteorológica de la central de Tudela.	17
Fig. 3.1 Irradiancia en el plano del seguidor y temperatura de módulo de dos sensores ubicados en la central FV de Amareleja para un día soleado (a y c) , respectivamente y para un día con paso de nubes (b y d) respectivamente.	24

Fig. 3.2 Diferencias de radiación diaria de cada uno de los MR respecto al que más ha medido (expresado en %). (a) día claro (07/07/2011), (b) día parcialmente nublado (02/09/2011).	25
Fig. 3.3 Histograma de las máximas diferencias de radiación diaria observadas a lo largo del año de estudio en la central de Amareleja. El eje de abscisas indica el centro de la barra. ...	26
Fig. 3.4 Máximas diferencias de radiación diaria observadas a lo largo del año de estudio en la central de Amareleja en función del índice de claridad diario.	26
Fig. 3.5 Diferencias en la radiación diaria medida por dos MR separados una cierta distancia representada frente al kT_d . El caso (a) corresponde a dos módulos de referencia separados 30 m (los dos módulos colocados en la central de Tudela) y el caso (b) a dos módulos separados 466 m.	27
Fig. 3.6 Diferencias de radiación observadas entre sensores separados 466 m (a) y 2,716 m (b) (los dos módulos de referencia más próximos de la central de Amareleja y los dos que se encuentran más alejados).	27
Fig. 3.7 Histograma con la dispersión de irradiación horaria de la central de Amareleja para el año de estudio.	28
Fig. 3.8 Máxima dispersión mensual frente al índice de claridad mensual (kT_m).	29
Fig. 3.9 Diferencias en irradiación mensual entre los dos sensores más cercanos de la central de Amareleja y los dos más alejados.	30
Fig. 3.10 Diferencias de radiación anual observadas entre cada MR y el de mayor valor medido (%). (a) MR ordenados ascendentemente en función de la distancia al módulo que ha registrado mayor valor de radiación. (b) MR situados dentro de la central FV.	30
Fig. 3.11 (a) Histogramas de las máximas diferencias de irradiación diaria medidas entre los grupos de sensores de la Tabla 3.2 . (b) Máximas diferencias de irradiación diaria obtenidas al utilizar sensores individuales o grupos de los tres más cercanos respecto a la media de los 9 MR.	33
Fig. 3.12 Histogramas de las máximas diferencias de la media diaria de la temperatura de módulo, considerando los mismos grupos de sensores que en la Fig. 3.11 (a)	33
Fig. 3.13 Seguidor con su MR en donde se colocaron un anemómetro, una veleta y las 9 PT100, uniformemente distribuidas en la parte trasera de los módulos (su ubicación viene determinada por la numeración).	36

Fig. 3.14 Irradiancia efectiva que llega a las células, **(a)**, y temperatura ambiente, **(b)**, observadas durante los días del experimento (los valores nocturnos se han excluido).37

Fig. 3.15 Distribuciones de la irradiancia efectiva que llega a las células, **(a)**, y temperatura ambiente, **(b)**, durante los días del experimento (los valores nocturnos se han excluido).38

Fig. 3.16 Condiciones de viento registradas en la estación meteorológica durante los días del experimento, **(a)**, y distribución anual de la velocidad de viento y durante los días del experimento, **(b)**.39

Fig. 3.17 Dirección y velocidad del viento en relación con la posición del seguidor.39

Fig. 3.18 Condiciones de viento registradas. **(a)** Estación meteorológica, **(b)** Anemómetro del seguidor.40

Fig. 3.19 (a) Máxima dispersión de temperatura entre los diferentes sensores ubicados en el seguidor frente a la irradiancia. **(b)** Máxima dispersión de temperatura en vertical (puntos gris claro) y en horizontal (puntos gris oscuro).41

Fig. 3.20 Máxima dispersión de temperatura entre los diferentes sensores ubicados en el seguidor frente a la velocidad del viento, **(a)** y dirección del viento relativa al seguidor, **(b)**.42

Fig. 3.21 Máxima dispersión de temperatura frente a la dirección del viento relativa al seguidor. **(a)** verticalmente, **(b)** horizontalmente.42

Fig. 3.22 Diferencia media de temperatura entre los extremos del seguidor frente a la dirección del viento relativa al mismo: **(a)** $WS < 1 \text{ m/s}$, **(b)** $2 \text{ m/s} < WS < 3 \text{ m/s}$ y **(c)** $3 \text{ m/s} < WS$43

Fig. 3.23 Valores de temperatura registrados en un instante determinado ($G=867 \text{ W/m}^2$, $T_a=24.7^\circ\text{C}$, $WD=157.5^\circ$ (relativa al seguidor) y $WS=1.2 \text{ m/s}$) en la superficie del seguidor. ($\Delta TC=8 \text{ K}$, $\Delta VTC=3.6 \text{ K}$ y $\Delta HTC=7.2 \text{ K}$).44

Fig. 3.24 Histograma de la diferencia de temperatura entre la obtenida con el voltaje de circuito abierto del MR (TMR y la medida por la PT100 colocada en el módulo más cercano al MR (TPT100,3).45

Fig. 3.25 (a) Histograma de la diferencia de temperatura entre la medida por la PT100 situada en la posición (1,0), TPT100,3, y la media de las nueve PT100 colocadas en el seguidor, TPT100, m. **(b)** Histograma de la diferencia de temperatura entre la medida por la PT100 situada en la posición (0,0), TPT100,1, y la media de las nueve PT100 colocadas en el seguidor, (TPT100, m).47

Fig. 3.26 (a) Histograma de la diferencia de temperatura entre la medida por la PT100 situada en la el centro del seguidor, TPT100,5, y la media de las nueve PT100 colocadas en el seguidor, TPT100,m. (b) Histograma de la diferencia de temperatura entre la media medida por las PT100 situadas en la posición (1,0,5) y (0,0,5), TPT100,4_6, y la media de las nueve PT100 colocadas en el seguidor, (TPT100, m).	47
Fig. 3.27 Máxima dispersión de temperatura equivalente registrada por las nueve PT100 para cada día de estudio frente a la media de irradiancia diaria.....	49
Fig. 3.28 (a) Modelo de los cinco parámetros con diodo. (b) Puntos característicos de la curva I-V.	53
Fig. 3.29 Eficiencia frente a irradiancia en (a) 7 c – Si y (b) 6 CdTe módulos FV. Los valores para 200 y 600 W/m ² se miden directamente. Las curvas se calculan con la Eq.(3.52). Las líneas continuas corresponden a la información de la hoja de características.	72
Fig. 3.30 Histogramas de las condiciones meteorológicas (irradiancia global horizontal (a) y temperatura ambiente (b)) y de operación (irradiancia efectiva que llega a las células (c) y temperatura equivalente de célula (d)) observadas durante los cinco años con los que se realiza el análisis.	75
Fig. 3.31 (a) Histograma de los errores de energía diaria y errores ponderados observados para el modelo $MPP\eta(G,TC)_{(200)}$ (b) Relación de los errores comentados con el índice de claridad diario.....	78
Fig. 3.32 Relación diaria entre las pérdidas de energía debidas a RP y las ganancias debidas a RS frente al índice de claridad.....	80
Fig. 3.33 (a) Evolución observada en el PRDCy PRCEMDC semanal y (b) Histograma del PRDCy PRCEMDC semanal durante el periodo analizado.	83
Fig. 3.34 Configuración de seguidores utilizada en Amareleja y las sombras proyectadas entre unos y otros.....	85
Fig. 3.35 Producible teórica, real y producción de la central FV de Amareleja (eje de ordenadas izquierdo) y DifmodelVSmed (eje de ordenadas derecho) para un día claro, 22/06/2016 (a) , y para un día con paso de nubes (b)	92
Fig. 3.36 Producible real y producción de la central FV de Amareleja (eje de ordenadas izquierdo) y DifmodelVSmed (eje de ordenadas derecho) para el día 06/03/2015. Las zonas indican el motivo que crea un aumento de la DifmodelVSmed (zona 1: cálculo de	

sombras, zona 2: limitación, zona 3 y 4: inercia de la temperatura al salir de sombras y al salir de limitación, respectivamente).....	92
Fig. 3.37 Potencia medida en cada uno de los variadores de la retícula DL y posición de los seguidores FV de la misma en la central de Amareleja.....	93
Fig. 3.38 Producible real (calculada a partir del MR del propio generador)y producción del generador FV (DO2) la central FV de Amareleja (eje de ordenadas izquierdo) y DifmodelVSmed (eje de ordenadas derecho) para un día claro, 22/06/2016 (a) , y para un día con paso de nubes (b)	95
Fig. 3.39 Producible real (calculada a partir de la mediana de todos los MR de la central) y producción del generador FV (DO2) la central FV de Amareleja (eje de ordenadas izquierdo) y DifmodelVSmed (eje de ordenadas derecho) para un día claro, 22/06/2016 (a) , y para un día con paso de nubes (b)	95
Fig. 4.1 Evolución del PR (negro) y PRCM (azul) de la central de Amareleja desde 2011 hasta 2017. En línea continua se muestran los valores mensuales y con puntos los anuales. ..	99
Fig. 4.2 Histograma con la diferencia entre potencia producible real (media 10-min) y potencia medida (media 10-min) de la central de Amareleja durante el periodo 2011-2017.....	100
Fig. 4.3 DifmodelVSmed en instantes en los que existen sombras.....	101
Fig. 4.4 Histograma con la diferencia diaria entre producible real y producción de la central de Amareleja en función del kTd. (a) kTd bajos, (b) Ktd medios y (c) kTd altos.....	102
Fig. 4.5 Histograma con la diferencia entre potencia producible real y potencia producida para un generador FV con MR, calculando la producible real a partir de las condiciones de operación que registra su MR (negro) y con la mediana de todos (9) MR durante el periodo 2011-2017.	103
Fig. 4.6 Histograma con la diferencia entre potencia producible real (media diezminutal) y potencia medida (media diezminutal) de los generadores FV de la central de Amareleja durante el periodo 2011-2017. (a) todos, (b) Generador con menos dispersión y (c) generador con más dispersión.....	104
Fig. 4.7 Histograma con la diferencia diaria entre producible real y producción del generador FV con MR de la central de Amareleja en función del kTd. Producible real con su MR: (a) kTd bajos, (b) Ktd medios y (c) kTd altos. Producible real con todos MR: (c) kTd bajos, (d) Ktd medios y (e) kTd altos.	105

Fig. 4.8 Histograma con la diferencia diaria entre producible real y producción de todos los generadores FV de la central de Amareleja en función del kTd. (a) kTd bajos, (b) Ktd medios y (c) kTd altos.	105
Fig. 4.9 Filtro rango $\pm 3\%$ PRVPNPV del día anterior (líneas punteadas).	109
Fig. 4.10 (a) Gy PDC25_SET de los 15 previos al día que se quiere calcular la PRVPNSET, (29/08/2012). (b) Regresión lineal para el cálculo de la PRVPNSET del día 29/08/2012. Los puntos azules muestran los instantes que han pasado los filtros.	112
Fig. 4.11 Evolución de la PRVPNSET de la central de Amareleja.	112
Fig. 4.12. Potencia en AC de los 280 generadores de la central para los días 05-08/03/2015.	113
Fig. 4.13 Evolución de la PRVPNSET de la central de Amareleja aplicando el nuevo filtro de saturación.	114
Fig. 4.14 (a) Gm y PDC25_SET de los 15 previos al día que se quiere calcular la PRVPNSET, (22/07/2014). (b) Regresión lineal para el cálculo de la PRVPNSET del día 22/07/2014. Los puntos muestran los instantes que han pasado los filtros, el color es función del momento del día (Negro por la mañana, azul medio día y gris por la tarde).	115
Fig. 4.15 (a) TC y (b) G de los 9 MR para el día 14/07/2014.	115
Fig. 4.16 Regresión lineal para el cálculo de la PRVPNSET del día 22/07/2014 teniendo en cuenta la posición (este-oeste) de los MR para determinar la TC. Los puntos muestran los instantes que han pasado los filtros, el color es función del momento del día (Negro por la mañana, azul medio día y gris por la tarde).	116
Fig. 4.17 Evolución de la PRVPNSET de la central de Amareleja al aplicar el cambio en la determinación de TC (media de la mediana de los MR del este y de los del oeste del seguidor).	116
Fig. 4.18 Evolución de la PRVPNSET de la central de Amareleja junto con la recta de ajuste por mínimos.	117
Fig. 4.19 (a) G y PDC25_AV4 de los 30 días previos al día que se quiere calcular la PRVPNAV4, (29/08/2012). (b) Regresión lineal para el cálculo de la PRVPNAV4 del día 29/08/2012. Los puntos azules muestran los instantes que han pasado los filtros.	120
Fig. 4.20 Evolución de la PRVPNVAR de cada uno de los generadores que componen la central de Amareleja. Comparación entre calcular la PRVPN a nivel de central y a nivel de generador.	121
Fig. 4.21 Histograma de la PRVPNGEN media del periodo estudiado (2011-2017).	122

Fig. 4.22 (a) Media y (b) desviación típica de la PRVPN de cada generador a lo largo de los seis años de estudio.....	123
Fig. 4.23 Variación de la PCEM ($\Delta PCEM_GEN$) de cada generador de la central de Amareleja a lo largo del tiempo (2011-2017).....	124
Fig. 4.24 Variación de la PCEM corregida diariamente ($\Delta PCEM_GEN_Corregida$) de cada generador de la central de Amareleja a lo largo del tiempo (2011-2017). En color aquellos generadores que se salen del rango establecido (azul, por encima y rojo, por debajo) de forma significativa.....	125
Fig. 4.25 Evolución de la $\Delta PCEM_AM1_Corregida$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.	126
Fig. 4.26 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (AM). En azul el generador analizado (AM1), (a, b y c) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la Fig. 4.25	126
Fig. 4.27 Evolución de la $\Delta PCEM_AD1_Corregida$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.	127
Fig. 4.28 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (AD). En azul el generador analizado (AD1), (a, b, c y d) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la Fig. 4.27	127
Fig. 4.29 Evolución de la $\Delta PCEM_DM4_Corregida$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.	128
Fig. 4.30 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (DM). En azul el generador analizado (DM4), (a, b, c y d) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la Fig. 4.29	128
Fig. 4.31 Evolución de la $\Delta PCEM_AF2_Corregida$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.	129
Fig. 4.32 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (AF). En azul el generador analizado (AF2), (a, b, c y d) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la Fig. 4.31	129
Fig. 4.33 Evolución de la $\Delta PCEM_BH1_Corregida$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.	130

Fig. 4.34 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (BH). En azul el generador analizado (BH1), (a, b, c y d) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la **Fig. 4.33**.130

Fig. 5.1 Esquema conceptual del procedimiento implementado para un sistema fotovoltaico genérico conectado a red.135

Fig. 5.2 Gráfico para visualizar, de forma intuitiva, los datos de la **Tabla 5.1**. (a) nMBE, (b) nRMSE y (c) nMAE. El color verde indica QS. 25, el azul QS. 50 y el rojo QS. 75. Cada columna corresponde con un intervalo de kTd.139

Fig. 5.3 Diagrama de cajas del SS de la central de Amareleja para el 2012. Cada columna corresponde con un intervalo de kTd.....140

Fig. 5.4 Valores de los diferentes estadísticos en función de la combinación de modelos utilizada y del kTd: (a) bajos, (b) medios y (c) altos.143

Fig. 5.5 Correlación entre MBEG0 y kTh y $\cos\theta$144

Fig. 5.6 Diagrama de cajas del SS de la central de Amareleja para el 2012 en función del kTd, sin corrección de la irradiancia global horizontal predicha (gris claro) y corregida (gris oscuro).145

Fig. 5.7 Comparación de los estadísticos del método paramétrico (círculos) y del no paramétrico (cuadrados), datos de la **Tabla 5.5** (a) nMBE, (b) nRMSE y (c) nMAE. El color verde indica QS. 25, el azul QS. 50 y el rojo QS. 75. Cada columna corresponde con un intervalo de Ktd.....146

Fig. 5.8 Diagrama de cajas del SS de la central de Amareleja para el 2012 en función del KTd, método no paramétrico (gris claro) y paramétrico (gris oscuro).147

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Estructura de los QAP tradicionales aplicados en las diferentes etapas.....	3
Tabla 2.1 Resumen de los elementos que forman la central de Amareleja.....	12
Tabla 2.2 Resumen de la información de la central utilizada en el contexto de esta tesis.....	15
Tabla 2.3 Características de cada generador.....	16
Tabla 2.4 Resumen de las medidas disponibles de la estructura fija instalada en Tudela.	17
Tabla 3.1 Valores máximos de $\Delta Gd, max$ y diferencias de irradiación máximas mensuales ($\Delta Gm, max$) para cada mes del año de estudio (en %). a es valor que mejor ajusta la Eq.(3.4) para cada par de valores $Max(\Delta Gd, max)_m$ y $\Delta Gm, max$	29
Tabla 3.2 Grupos de sensores considerados en el análisis.....	32
Tabla 3.3 Diferentes modelos de curva I-V encontrados en la literatura.	60
Tabla 3.4 Diferentes modelos MPP encontrados en la literatura disponible. Solo las fórmulas con $\eta'G'$ y $\eta G'$ asumen implícitamente la dependencia de la eficiencia con la temperatura que viene dado por el factor $(1 + \gamma TC')$. Todas las demás letras diferentes a G, T o P representan ajustes empíricos, adimensionales.....	63
Tabla 3.5 Coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, γ , y pérdidas de eficiencia en 600 y 200 W /m ² medidos en dos muestras de módulos FV de $c - Si$ y $CdTe$. Además, se presenta la información de la hoja de características.	72
Tabla 3.6 Principales características tanto de las condiciones meteorológicas como de operación.	74
Tabla 3.7 Modelos MPP seleccionados.	75

Tabla 3.8 Modelos curva I-V seleccionados.	76
Tabla 3.9 Nomenclatura para la extensión a cualquier condición de operación.....	76
Tabla 3.10 Nomenclatura para el método utilizado para obtener el MPP a partir de modelos de curva I-V.....	77
Tabla 3.11 MBWE y su correspondiente RMSWE para los modelos de MPP.....	81
Tabla 3.12 MBWE y su correspondiente RMSWE para los modelos de curva I-V.....	81
Tabla 3.13 Resumen de varios modelos seleccionados.....	82
Tabla 3.14 MBWE y su correspondiente RMSWE de los modelos seleccionados para capa fina.	84
Tabla 4.1 Media y desviación típica de la diferencia ($PWAT - PPV_INV$).....	118
Tabla 4.2 PCEM de los generadores FV DD3 y DD4 obtenida a partir de medidas de vatímetro, carga electrónica y método de regresión lineal a partir de datos de SCADA propuesto.	121
Tabla 5.1 Estadísticos obtenidos con el método propuesto de predicción de producción implementado en la central de Amareleja para el año 2012.....	138
Tabla 5.2 $cvMBE$ y $cvMAE$ obtenido en la central de Amareleja tras simular el método propuesto a lo largo del 2012.....	140
Tabla 5.3 Valor de los estadísticos analizados de las diferentes variables en cuestión.	142
Tabla 5.4 $cvMBE$ y $cvMAE$ obtenido en la central de Amareleja tras simular el método propuesto a lo largo del 2012. Con y sin corrección de la irradiancia global horizontal predicha.	145
Tabla 5.5 Estadísticos obtenidos con el método no paramétrico de predicción de producción implementado en la central de Amareleja para el año 2012.....	146
Tabla 5.6 $cvMBE$ y $cvMAE$ obtenido en la central de Amareleja tras simular el método propuesto a lo largo del 2012. Con y sin corrección de la irradiancia global horizontal predicha.	147

NOMENCLATURA Y ACRÓNIMOS

Nomenclatura

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
A	Amplitud del seno de la variación estacional capa fina	<i>adim</i>
a	Parámetro fórmula dispersión irradiancia	-
a_1	Parámetro empírico para el ajuste del rendimiento relativo con la G	-
a_2	Parámetro empírico para ajuste del rendimiento relativo con la G	-
a_3	Parámetro empírico para ajuste del rendimiento relativo con la G	-
a_{dow}	Pendiente límite inferior de potencia CEM (filtro P_{CEM})	-
a_{up}	Pendiente límite superior de potencia CEM (filtro P_{CEM})	-
B_I	Irradiancia directa inclinada	W/m^2
c_0	Parámetro empírico de modelado en PVGIS	<i>adim</i>
c_2	Parámetro empírico de modelado en PVGIS	<i>adim</i>
$\cos\theta$	coseno del ángulo cenital del Sol	<i>rad</i>
c_{RP}	Coefficiente exponencial empírico para variación de R_p con la G	<i>adim</i>
$cvMAE$	Error medio absoluto normalizado por la media de las observaciones	%
$cvMBE$	Error medio del sesgo normalizado por la media de las observaciones	%
D	Diferencia entre predicción y observación	<i>kW</i>
d_i	Diferencia entre predicción y observación del momento i	<i>kW</i>
$Dif_{modelVSmed}$	Diferencia entre producible real y producción (10min)	%

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
$Dif_{modelVSmed_d}$	Diferencia diaria entre producible real y producción	%
$Dif_{modelVSmed_MR}$	Diferencia entre producible real y producción (10min) calculada la producible con el <i>MR</i> instalado en el generador FV.	%
$Dif_{modelVSmed_MR_d}$	Diferencia diaria entre producible real y producción calculada la producible con el <i>MR</i> instalado en el generador FV.	%
$Disp_{PV}$	Disponibilidad sistema fotovoltaico genérico	<i>adim</i>
D_0	Irradiancia difusa horizontal	W/m^2
$D_{0,m}$	Irradiancia difusa horizontal medida	W/m^2
E_i	Error de la energía diaria del modelo FV respecto a la observación para el día <i>i</i>	%
E_g	Energía de la banda prohibida, “ <i>band gap</i> ”	<i>eV</i>
E_g^*	Energía de la banda prohibida, “ <i>band gap</i> ” en <i>CEM</i>	<i>eV</i>
E_{medida_d}	Energía medida diaria	<i>kWh</i>
$E_{out,fore}$	Energía predicha en la salida del sistema FV	<i>kWh</i>
$E_{out,m}$	Energía medida en la salida del sistema FV	<i>kWh</i>
E_{out,m_i}	Energía medida en la salida del sistema FV para el día <i>i</i>	<i>kWh</i>
$E_{out,Model}$	Energía modelada en la salida del sistema FV	<i>kWh</i>
$E_{out,Model_i}$	Energía modelada en la salida para el día <i>i</i>	<i>kWh</i>
$E_{Producible_real_d}$	Energía producible real diaria	<i>kWh</i>
F	Predicción	<i>kW</i>
FF^*	Factor de forma en <i>CEM</i> de una célula FV	<i>p. u.</i>
FF_0	Factor de forma de una célula FV ideal	<i>p. u.</i>
FF_0^*	Factor de forma en <i>CEM</i> de una célula FV ideal	<i>p. u.</i>
f_i	Predicción del momento <i>i</i>	<i>kW</i>
$F_{\Delta G_d5}$	Fracción de las desviaciones de irradiación diaria mayores al 5%	%
$F_{\Delta G_h5}$	Fracción de las desviaciones de irradiación horarias mayores al 5%	%
$F_{\Delta G_p5}$	Fracción de las desviaciones de irradiación (periodo <i>p</i>) mayores al 5%	%
$F_{\Delta Tc_d2}$	Fracción de las desviaciones de temperatura diaria mayores al 2%	%
G	Irradiancia efectiva que llega a las células FV	W/m^2
G^*	Irradiancia en <i>CEM</i> ($1000 W/m^2$)	W/m^2
G_d	Irradiancia diaria efectiva que llega a las células FV	Wh/m^2
$G_{día_claro}$	Irradiancia global del día claro	W/m^2
G_I	Irradiancia global inclinada	W/m^2
G_{NOC}	Irradiancia en <i>NOC</i> ($800 W/m^2$)	W/m^2
G_m	Irradiancia efectiva que llega a las células FV medida	W/m^2
G_0	Irradiancia global horizontal	W/m^2

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
$G_{0_correct}$	Irradiancia global horizontal corregida	W/m^2
G_{0_d}	Irradiación global horizontal diaria	Wh/m^2
G_{0_m}	Irradiancia global horizontal medida	W/m^2
g_P	Conductancia serie normalizada de la célula FV	<i>adim</i>
H_r	Humedad relativa	%
I	Corriente eléctrica	A
I_{DC}	Corriente continua (DC)	A
I_0	Corriente de saturación o corriente inversa	A
I_0^*	Corriente de saturación o corriente inversa en CEM	A
I_L	Corriente de iluminación o fotocorriente	A
I_L^*	Corriente de iluminación o fotocorriente en CEM	A
I_{MPP}	Corriente del punto de máxima potencia	A
I_{MPP}^*	Corriente del punto de máxima potencia en CEM	A
I_{SC}	Corriente de cortocircuito	A
I_{SC}^*	Corriente de cortocircuito en CEM	A
k	Constante de Boltzmann	J/K
k_0	Pérdidas de vacío inversor (modelo Jantsch)	<i>adim</i>
k_1	Pérdidas de conmutación inversor (modelo Jantsch)	<i>adim</i>
k_2	Pérdidas de efecto Joule inversor (modelo Jantsch)	<i>adim</i>
K_{P_cu}	Pérdidas en el cobre del transformador a potencia nominal	Ω
kT	Índice de claridad	<i>p. u.</i>
kTd	Índice de claridad diario	<i>p. u.</i>
kTh	Índice de claridad diario	<i>p. u.</i>
kTm	Índice de claridad mensual	<i>p. u.</i>
kTy	Índice de claridad anual	<i>p. u.</i>
L_{P_cu}	Pérdidas en el cobre del transformador	Ω
L_{P_mag}	Pérdidas magnéticas del transformador	Ω
L_{P_trafo}	Pérdidas totales del transformador	Ω
m	Factor de idealidad	<i>p. u.</i>
m^*	Factor de idealidad en CEM	<i>p. u.</i>
MBE_{G0}	Error medio del sesgo de la irradiancia global horizontal	W/m^2
$MBE_{G0_correct}$	Error medio del sesgo de la irradiancia global horizontal corregido	W/m^2
$MBWE$	Error medio del sesgo ponderado	<i>adim</i>
MRn	Módulo de Referencia n	-
n	Número de observaciones	-
N_{CS}	Número de células solares asociadas en serie	-
N_d	Número de días del periodo de integración	-

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
N_{GEN}	Numero generadores en la central FV	-
$nMAE$	Error medio absoluto normalizado por el rango	<i>p. u.</i>
$nMBE$	Error medio del sesgo normalizado por el rango	<i>p. u.</i>
$nRMSE$	Raíz del error cuadrático medio normalizado por el rango	<i>p. u.</i>
O	Observación (medida)	<i>kW</i>
o_i	Observación (medida) del momento i	<i>kW</i>
p	Periodo de integración	-
p'	Potencia <i>MPP</i> relativa a la potencia en <i>CEM</i>	<i>p. u.</i>
P_{AC_inv}	Potencia en <i>AC</i> del inversor	<i>kW</i>
p_{ac_inv}	Potencia en <i>AC</i> del inversor respecto a su potencia nominal	<i>kW</i>
P_{CEM}	Potencia en <i>CEM</i>	<i>kWp</i>
$P_{CEM\text{DiaAnterior}}$	Potencia en <i>CEM</i> determinada para el día anterior	<i>kWp</i>
P_{CEM_PV}	Potencia en <i>CEM</i> de un sistema/generador FV genérico	<i>kWp</i>
P_{DC}	Potencia continua (<i>DC</i>)	<i>W</i>
P_{DC_inv}	Potencia en <i>DC</i> del inversor	<i>kW</i>
p_{dc_inv}	Potencia en <i>DC</i> del inversor respecto a su potencia nominal	<i>kW</i>
P_{DC25_GEN}	Potencia en <i>DC</i> corregida a 25°C del generador FV	<i>kW</i>
P_{DC_SET}	Potencia en <i>DC</i> de la central FV	<i>kW</i>
P_{DC25_PV}	Potencia en <i>DC</i> corregida a 25°C de un sistema FV	<i>kW</i>
P_{ent_traf}	Potencia entrada del transformador	<i>kW</i>
P_{fIPV}	Potencia nominal según los resultados flash	<i>W</i>
P_{limINV}	Potencia limitación del inversor	<i>kW</i>
P_{med_PV}	Potencia medida de un sistema FV	<i>kW</i>
P_{med_SET}	Potencia medida de un central FV	<i>kW</i>
P_{modelo_teo}	Potencia Producible Teórica	<i>kW</i>
P_{modelo_Real}	Potencia Producible Real	<i>kW</i>
P_{MPP}	Potencia FV en el punto de máxima potencia	<i>kW</i>
$P_{nBT/MT}$	Potencia nominal del transformador <i>BT/MT</i>	<i>kVA</i>
P_{nINV}	Potencia nominal de inversor de toda central FV	<i>kW</i>
P_{nINV1}	Potencia nominal de inversor (unitaria)	<i>kW</i>
$P_{nMT/AT}$	Potencia nominal del transformador <i>MT/AT</i>	<i>MVA</i>
P_{NOC}	Potencia en condiciones nominales de operación (<i>NOC</i>)	<i>kW</i>
P_{nPv}	Potencia nominal de un sistema FV	<i>kWp</i>
P_{nSET}	Potencia nominal (pico) de una central FV	<i>kW</i>
P_{nTrafo}	Potencia nominal del transformador	<i>kVA</i>
P_{PV_INV}	Potencia registrada por el inversor	<i>kW</i>
P_{real}	Potencia real (medida)	<i>kW</i>
P_{sal_traf}	Potencia salida del transformador	<i>kW</i>

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
P_{WAT}	Potencia medida con vatímetro	kW
PR_{CEM}	Performance Ratio en <i>CEM</i>	<i>p. u.</i>
PR^{DC}	Performance Ratio a partir de las medidas en continua	<i>p. u.</i>
PR_{CEM}^{DC}	Performance Ratio a partir de las medidas en continua en <i>CEM</i>	<i>p. u.</i>
$PRVPN_{PV}$	Potencia real frente a la nominal de un sistema FV	<i>p. u.</i>
$PRVPN_{SET}$	Potencia real frente a la nominal de un central FV	<i>p. u.</i>
$PRVPN_{GEN}$	Potencia real frente a la nominal de un generador FV	<i>p. u.</i>
q	Carga del electrón	C
$QS_{.25}$	Cuantil 25	-
$QS_{.50}$	Cuantil 50 (mediana)	-
$QS_{.75}$	Cuantil 75	-
$RMSWE$	<i>RMSE</i> ponderado (“ <i>Root Mean Square Weighted Error</i> ”)	-
$RMSE_f$	<i>RMSE</i> del modelo de predicción	-
$RMSE_p$	<i>RMSE</i> del modelo de persistencia	-
R_p	Resistencia paralelo de la célula FV	Ω
R_p^*	Resistencia paralelo de la célula FV en <i>CEM</i>	Ω
r_p	Resistencia paralelo normalizada de la célula FV	<i>p. u.</i>
r_p^*	Resistencia paralelo normalizada de la célula FV en <i>CEM</i>	<i>p. u.</i>
R_{p0}	Resistencia paralelo de la célula FV empírica	Ω
R_S	Resistencia serie de la célula FV	Ω
R_S^*	Resistencia serie de la célula FV en <i>CEM</i>	Ω
r_S	Resistencia serie normalizada de la célula FV	<i>p. u.</i>
r_S^*	Resistencia serie normalizada de la célula FV en <i>CEM</i>	<i>p. u.</i>
T	Texturizado	-
t	Tiempo	s
T_a	Temperatura ambiente	$^{\circ}C$
$T_{a,d}$	Temperatura ambiente media diaria	$^{\circ}C$
$T_{a,m}$	Temperatura ambiente medida	$^{\circ}C$
$T_{a,NOC}$	Temperatura ambiente en <i>NOC</i>	$^{\circ}C$
T'_C	Temperatura relativa a la temperatura en <i>CEM</i> en el módulo	<i>p. u.</i>
T_C	Temperatura de operación de las células FV	$^{\circ}C$
T_C^*	Temperatura de operación de las células FV en <i>CEM</i> ($25^{\circ}C$)	$^{\circ}C$
$T_{C,m}$	Temperatura de operación de las células medida	$^{\circ}C$
$T_{Ceq,d}$	Temperatura diaria equivalente de operación de las células	$^{\circ}C$
T_{MR}	Temperatura de operación de las células medida por un <i>MR</i>	$^{\circ}C$
$T_{MR,oc}$	Temperatura de operación de las células en circuito abierto medida por un <i>MR</i>	$^{\circ}C$
$T_{PT100,n}$	Temperatura registrada por la <i>PT100 n</i>	$^{\circ}C$

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
t_{tot}	Tiempo total del periodo analizado	s
U_0	Componente de transferencia de calor	W/m^2K
U_1	Componente convectiva de transferencia de calor	W/m^3K
V	Tensión o potencial eléctrico	V
V_{DC}	Tensión continua (DC)	V
V_{MPP}	Tensión del punto de máxima potencia	V
V_{MPP}^*	Tensión del punto de máxima potencia en CEM	V
$V_{nBT/MT}$	Tensión nominal transformador BT/MT	kV
$V_{nMT/AT}$	Tensión nominal transformador MT/AT	kV
V_{OC}	Tensión de circuito abierto	V
V_{OC}^*	Tensión de circuito abierto en CEM	V
v_{OC}	Tensión de circuito abierto normalizado	p. u.
v_{OC}^*	Tensión de circuito abierto normalizado en CEM	adim
V_t	Voltaje térmico de la célula FV	V
V_t^*	Voltaje térmico de la célula FV en CEM	V
W_d	Dirección del viento	°
W_D	Dirección del viento registrada por la veleta situada en el seguidor	°
WE_i	Error de la energía diaria del modelo FV respecto a la observación ponderado por la irradiación para el día i	p. u.
W_s	Velocidad del viento	m/s
W_S	Velocidad del viento registrada por el anemómetro situado en el seguidor	m/s
$W_{s,m}$	Velocidad del viento medida	m/s
α	Coefficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura	%/A
β	Coefficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura	%/V
γ	Coefficiente de variación de la potencia con la temperatura	%/°C
γ_S	Elevación solar	rad
$\Delta E_{G \neq G^*}$	Error al considerar la eficiencia con la irradiancia	kWh
ΔE_{R_P}	Pérdidas energéticas diarias debidas a los efectos R_P	kWh
ΔE_{R_S}	Ganancias energéticas diarias debidas a los efectos R_S	kWh
$\Delta E_{T_C \neq T_C^*}$	Error al considerar la eficiencia con la temperatura	kWh
ΔG_d	Diferencia irradiación diaria observada entre los MR	W/m^2
$\Delta G_{d,max}$	Máxima diferencia de irradiación diaria observada entre los MR	W/m^2
ΔG_h	Diferencia irradiación horaria observada entre los MR	W/m^2
$\Delta G_{h,max}$	Máxima diferencia de irradiación horaria observada entre los MR	W/m^2
ΔG_m	Diferencia irradiación mensual observada entre los MR	W/m^2

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
$\Delta G_{m,max}$	Máxima diferencia de irradiación mensual observada entre los <i>MR</i>	W/m^2
ΔG_y	Diferencia irradiación anual observada entre los <i>MR</i>	W/m^2
$\Delta G_{y,max}$	Máxima diferencia de irradiación anual observada entre los <i>MR</i>	W/m^2
ΔT_C	Dispersión de la temperatura de operación de las células en un generador FV	K
$\Delta^V T_C$	Dispersión vertical de la temperatura de operación de las células en un generador FV	K
$\Delta^H T_C$	Dispersión horizontal de la temperatura de operación de las células en un generador FV	K
$\Delta T_{C,d,max}$	Máxima diferencia de la temperatura de operación de las células diaria observada entre los <i>MR</i>	K
$\Delta T_{C,m,max}$	Máxima diferencia de la temperatura de operación de las células mensual observada entre los <i>MR</i>	K
$\Delta T_{C,y,max}$	Máxima diferencia de la temperatura de operación de las células anual observada entre los <i>MR</i>	K
ΔP_{CEM_GEN}	Variación de la P_{CEM} de un generador FV	<i>p. u.</i>
$\Delta P_{CEM_GEN_Corregida}$	Variación de la P_{CEM} de un generador FV corregida	<i>p. u.</i>
δ	Parámetro empírico de variación de R_S con la temperatura	$\%/^{\circ}C$
η	Rendimiento del generador FV	<i>p. u.</i>
η^*	Rendimiento del generador FV en <i>CEM</i>	<i>p. u.</i>
η'	Rendimiento del generador FV relativo al rendimiento en <i>CEM</i>	<i>p. u.</i>
η_{AV}	Promedio de la eficiencia de un determinado periodo	<i>p. u.</i>
η_{inv}	Rendimiento del inversor	<i>p. u.</i>
η_{MR}	Rendimiento del <i>MR</i>	<i>p. u.</i>
η_{MR}^*	Rendimiento del <i>MR</i> en <i>CEM</i>	<i>p. u.</i>
η_{trafo}	Rendimiento del transformador	<i>p. u.</i>
θ	Ángulo cenital	<i>rad</i>
ξ	Coefficiente de variación del factor de forma con la temperatura	<i>p. u.</i>
τ	Parámetro empírico de variación de I_0 con la irradiancia	-
σ_D^2	Varianza de la diferencia entre predicción y observación	-
φ	Fase del ángulo	<i>rad</i>
φ_S	Ángulo azimutal	<i>rad</i>
ω	Ángulo horario	<i>rad</i>

Acrónimos

<u>Acrónimo</u>	<u>Descripción</u>
AC	Corriente alterna
BT/MT	Baja tensión/media tensión
CdTe	Teluro de Cadmio
CECPV	Calculadora para sistemas FV
CEM	Condiciones Estándar de Medida
CENER	CEntro Nacional de Energías Renovables
CIEMAT	CEntro de Investigación en Energía, Medio Ambiente y Transportes
CIGS	Cobre-Indio-Galio-Selenio
DC	Corriente continua
E	Este
ECMWF	Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas de Medio Alcance (“ <i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i> ”)
EES	“ <i>Engineering Equation Solver</i> ”
EPC	<i>Ingeniería, suministro y construcción</i> (“ <i>Engineering, Procurement and Construction</i> ”)
EPIA	Asociación de la industria fotovoltaica europea (“ <i>European Photovoltaic Industry Association</i> ”)
FF	Factor de forma de una célula FV
FSE	Factor sombreado energético
FSG	Factor sombreado geométrico
GCR	Ocupación del terreno (“ <i>Ground Cover Ratio</i> ”)
GEM	Multiescala ambiental global (“ <i>Global Environmental Multiscale</i> ”)
HIT	Tecnología FV “ <i>Heterojunction with Intrinsic Thin layer</i> ”
HTC	Condiciones de alta temperatura (“ <i>High Temperatura Conditioins</i> ”)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (“ <i>International Electrotechnical Commission</i> ”)
IES – UPM	Instituto Energía Solar-Universidad Politécnica de Madrid
IV_{3p}	Modelo de la curva I-V considerando 3 parámetros
IV_{4p}	Modelo de la curva I-V considerando 4 parámetros
IV_{5p}(5 equations)	Modelo de la curva I-V considerando 5 parámetros
IV_{5p}(Carrero)	Modelo de la curva I-V considerando 5 parámetros según Carrero
IV_{5p}(Chan)	Modelo de la curva I-V considerando 5 parámetros según Chan
IV_{5p}(Green)	Modelo de la curva I-V considerando 5 parámetros según Green
IV_{5p}(Villalva)	Modelo de la curva I-V considerando 5 parámetros según Villalva
JRC	Centro de investigación conjunta de la comisión europea (“ <i>Joint Research Centre</i> ”)
LIC	Condiciones de baja irradiación (“ <i>Low Irradiance Conditions</i> ”)

<u>Acrónimo</u>	<u>Descripción</u>
LID	Degradación Inducida por luz (<i>“Light Induced Degradation”</i>)
MAE	Error medio absoluto (<i>“Mean Absolute Error”</i>)
MBE	Error medio del sesgo (<i>“Mean Bias Error”</i>)
MATLAB	Software informático (MATrix LABoratory)
MPP	Punto de máxima potencia (<i>“Maximum Power Point”</i>)
MPP_{$\eta=cte$}	Modelo <i>MPP</i> considerando la eficiencia de la célula FV constante
MPP_{$\eta(G,T)$}(200)	Modelo <i>MPP</i> considerando que la eficiencia de la célula FV depende de la temperatura e irradiancia (200)
MPP_{$\eta(G,T)$}(200,800)	Modelo <i>MPP</i> considerando que la eficiencia de la célula FV depende de la temperatura e irradiancia (200 y 800)
MPP_{$\eta(G,T)$}(exp)	Modelo <i>MPP</i> exponencial (eficiencia dependiente de la irradiancia y de la temperatura)
MPP_{$\eta(G,T)$}(huld)	Modelo <i>MPP</i> de Huld (eficiencia dependiente de la irradiancia y de la temperatura)
MPP_{$\eta(G,T)$}(Kenny)	Modelo <i>MPP</i> de Kenny (eficiencia dependiente de la irradiancia y de la temperatura)
MPP_{$\eta(T)$}$\alpha\beta$	Modelo <i>MPP</i> considerando que la eficiencia de la célula FV depende de la temperatura con α y β
MPP_{$\eta(T)$}$\alpha\beta\xi$	Modelo <i>MPP</i> considerando que la eficiencia de la célula FV depende de la temperatura con α , β y ξ
MPP_{$\eta(T)$}γ	Modelo <i>MPP</i> considerando que la eficiencia de la célula FV depende de la temperatura con γ
MR	Módulo de Referencia
MT/AT	Media tensión/Alta tensión
N	Norte
NT	No texturizado
NOC	Condiciones nominales de operación (<i>“Nominal Operating Conditions”</i>)
NOCT	Temperatura en condiciones nominales de operación (<i>“Nominal Operating cell temperature”</i>)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NWP	Método numérico de predicción atmosférica (<i>“Numerical Weather Prediction”</i>)
O	Oeste
O&M	Operación y Mantenimiento
PID	Degradación Inducida por Potencial (<i>“Potential Induced Degradation”</i>)
PR	Performance Ratio
PRVPN	Potencia real versus potencia nominal
PVCROPS	Proyecto europeo (<i>“PhotoVoltaic Cost rÉduction, Reliability, Operational performance, Prediction and Simulation”</i>)
PVGIS	Sistema de información geográfica fotovoltaica de JRC (<i>“Photovoltaic Geographical Information System”</i>)

<u>Acrónimo</u>	<u>Descripción</u>
<i>PVsyst</i>	Software informático cálculo sistemas FV
<i>QAP</i>	Procedimientos de garantía de calidad (“ <i>Quality Assurance Procedures</i> ”)
<i>RMSE</i>	Raíz del error cuadrático medio (“ <i>Root Mean Square Error</i> ”)
<i>S</i>	Sur
<i>SAM</i>	Modelo FV Solar Advisor Model
<i>SANDIA</i>	Laboratorios nacionales <i>SANDIA</i>
<i>SISIFO</i>	Software informático predicción producción energética de sistemas FV
<i>SCADA</i>	Sistema de Monitorización (“ <i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> ”)
<i>Si</i>	Silicio policristalino
<i>-Si/μSi</i>	Doble unión de silicio amorfo-micromorfo
<i>SS</i>	“Skill Score”
<i>T</i>	Texturizado
<i>WRF</i>	Investigación y predicción meteorológica (“ <i>Weather Research and Forecasting</i> ”)
<i>THREDDS</i>	Servicios de datos distribuidos ambientales en tiempo real (“ <i>THematic Real-time Environmental Distributed Data Services</i> ”)
<i>UTC</i>	Tiempo Universal Coordinado (“ <i>Universal Time Coordinated</i> ”)

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La energía fotovoltaica (FV) ha experimentado un gran crecimiento en los últimos años (**Fig. 1.1**) y se prevé que lo siga haciendo en los próximos (**Fig. 1.2**). La razón principal es el descenso espectacular que ha experimentado su precio. A pesar del gran crecimiento de la demanda en 2016, en 2017 tanto módulos FV, inversores como estructuras redujeron su precio sin precedentes. Los precios se desplomaron debido al crecimiento en la capacidad de producción. Los precios promedio de los módulos cayeron aproximadamente un 29%, a 0,33 €/W_p entre el cuarto trimestre de 2015 y un año después, siendo mínimos históricos (REN, 2017). Por tanto, en estos momentos, se puede hablar de una tecnología limpia, madura, fiable, robusta y económicamente competitiva (IEA, 2017).

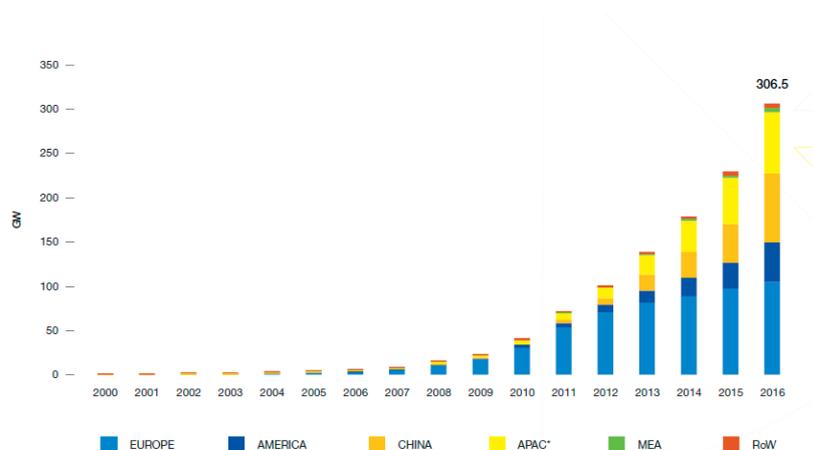


Fig. 1.1 Potencia total instalada en el mundo desde 2000 hasta 2016. Fuente SolarPower Europe.

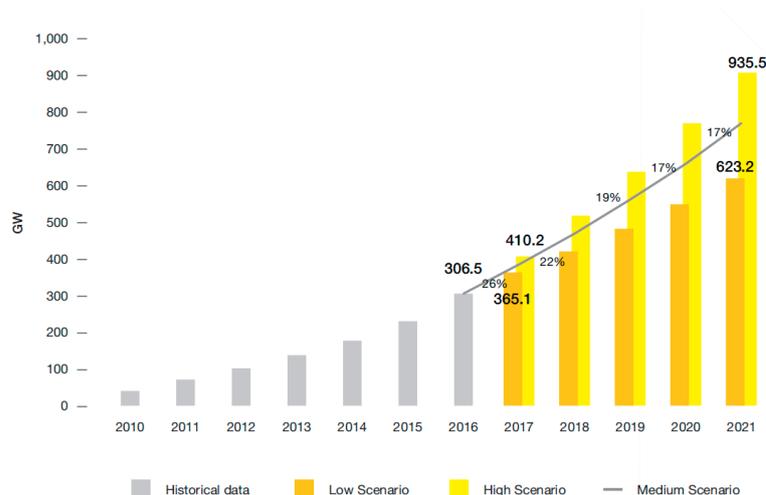


Fig. 1.2 Previsión de Potencia total instalada en el mundo hasta 2021. Fuente SolarPower Europe.

En la actualidad, la tendencia es desarrollar centrales FV cada vez mayores. Tal y como expone SolarPower Europe, “... *The global solar market remains driven by utility scale solar power systems – more than ever before. This trend will continue for the next five years even if leading solar countries are striving to quickly develop their rooftop segments...*”. Los motivos principales son su diseño modular (estas centrales suelen hacerse a partir de unidades similares de hasta 3 MW), los costes de instalación son mucho menores en comparación con otros sistemas FV y pueden construirse en periodos relativamente cortos. Además, su tamaño permite la implantación de un sistema de monitorización detallado, (SCADA, “Supervisory Control And Data Acquisition”) y un mantenimiento profesional que aseguren una operación óptima. Todo esto conduce a un rendimiento relativamente alto y un bajo consumo energético, lo que les permite competir con las centrales convencionales en amplio número de escenarios (Lazard, 2017). Por estas razones se hace cada vez más necesario disponer de herramientas que garanticen la viabilidad y rentabilidad de cada proyecto. Para ello, se emplean diversos procedimientos relacionados con la supervisión y garantía de la calidad (QAP, “Quality Assurance Procedures”) (Leloux et al., 2014; Martinez-Moreno et al., 2015), cuyo principal objetivo es hacer realidad las expectativas.

Los procedimientos de garantía de calidad actuales pueden dividirse en cuatro etapas: diseño, suministro, puesta en marcha y operación. Durante la etapa de diseño, previa a la construcción de la central, se lleva a cabo una estimación de la producción FV anual que tendrá dicha central a lo largo de su vida útil. En la etapa de suministro se trata de verificar que los diferentes elementos que van a constituir la central FV cumplen

con lo establecido por el fabricante. En la etapa de puesta en marcha se corrobora que, una vez construida la central FV, ésta funciona como se esperaba. Finalmente, durante la operación de la central y a lo largo de toda su vida útil se determina si el rendimiento de la central FV es el esperado. Dentro de los procedimientos *QAP* tradicionales los objetivos de cada una de estas etapas se intentan cumplir en base a las siguientes prácticas, **Tabla 1.1**:

Tabla 1.1 Estructura de los *QAP* tradicionales aplicados en las diferentes etapas.

Etapa	<i>QAP</i> Tradicionales
Diseño	– Estimación de la producción mediante algún tipo de software comercial (e.g. PVsyst).
Suministro	– Medida de la P_{CEM} , potencia en condiciones estándar de medida (<i>CEM</i>) ¹ , de una muestra representativa de los módulos FV que van a instalarse en la central FV.
Puesta en Marcha	– Evaluación del funcionamiento de la central mediante algún índice de comportamiento, típicamente el “ <i>Performance Ratio</i> ” (<i>PR</i>), que es una relación entre producción y radiación incidente sobre el campo FV. – Inspección de la temperatura de los módulos FV, mediante termografías.
Operación	– Evaluación del comportamiento de la central, nuevamente, mediante el <i>PR</i> . – Anualmente, medida de la P_{CEM} de una muestra representativa de los módulos FV (requiere desmontar una cierta cantidad de módulos de los generadores y llevarlos a un laboratorio cualificado).

Dada la situación actual del sector FV, donde los márgenes de beneficio son cada vez menores y la tendencia es, como se ha comentado, a construir más centrales FV y de mayor tamaño, estos procedimientos no resultan suficientes. Por ejemplo, el hecho de medir la P_{CEM} de una muestra representativa de módulos durante la etapa de suministro no evita que puedan aparecer posteriormente degradaciones indeseadas, inducidas por la luz (*LID*, “*Ligth Induced Degradation*”) o por la polarización (*PID*, “*Potential Induced Degradation*”), micro-roturas, etc. Por otro lado, muchas instalaciones FV que pasan los filtros propuestos en la etapa de puesta en marcha muestran diversos problemas (e.g. baja P_{CEM}) que no son detectados hasta pasado un largo periodo de tiempo. Por ejemplo, Martínez (Martínez, 2012), expone que un 10 % de las instalaciones de España, pertenecientes al primer “Boom” de la FV, presentan una P_{CEM} 6 % inferior a la potencia

¹ Condiciones estándar de medida, *CEM*: Irradiancia efectiva en el plano del seguidor $G=1000W/m^2$; espectro *AM1.5* y temperatura de operación de las células $T_C=25^\circ C$).

nominal (P_n), estando el 25 % de estas por debajo del 10 % de su P_n . Además, índices de comportamiento como el PR , solo ofrecen información anual y no son capaces de identificar el origen ni las causas de los posibles problemas que puedan surgir en la instalación y, por tanto, no sirven a la hora de asignar responsabilidades.

Algunas de las carencias en los procedimientos de garantía de calidad tradicionales ya han intentado ser subsanadas por algunos autores. Así el *IES – UPM* ha propuesto nuevos procedimientos en cada una de las etapas anteriormente mencionadas (Moretón, 2016a). En la etapa de diseño, propone realizar la estimación con su propio software (*SISIFO*) además de realizar una campaña de medidas in-situ de la radiación y un adecuado modelado de las condiciones de operación a partir de datos meteorológicos. En la etapa de suministro propone realizar pruebas de *LID*, *PID* y medir los coeficientes de variación de la potencia con la temperatura e irradiancia de los módulos para ver cómo se ajustan a los valores proporcionados por los fabricantes. Durante la puesta en marcha, además de obtener el valor del PR , propone calcular también el PR en condiciones estándar de medida, PR_{CEM} , caracterizar en campo una parte de los generadores FV de la central (mediante un vatímetro y midiendo sus curvas I-V) y comprobar la existencia de posibles puntos calientes. Por último, en la etapa de operación, propone utilizar los mismos índices de comportamiento que para la de suministro y detectar posibles problemas en base a los registros de producción de las diferentes unidades generadoras que conforman una central.

Sin embargo, la información que ofrecen los actuales sistemas de monitorización de las centrales FV se puede utilizar para evaluar de forma mucho más precisa el comportamiento de una central que se encuentra ya en operación, permitiendo además identificar ciertos problemas en los generadores FV y otras partes de la instalación antes de que lleguen a afectar notablemente a la producción. El poder localizar el origen de dichos problemas ayudará también a determinar en quién debe recaer la responsabilidad de solucionarlos. En este contexto se enmarcan los objetivos de esta tesis, que se presentan a continuación.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo principal de esta tesis es desarrollar nuevos procedimientos de garantía de calidad de centrales fotovoltaicas que, aprovechándose de la información recogida por los sistemas de monitorización, completen las carencias de los procedimientos propuestos hasta la fecha, garantizando el buen funcionamiento de una central FV y maximizando, de esta manera, su rentabilidad. Estos nuevos procedimientos se basan en establecer una expectativa lo más realista posible de la potencia/energía generada por la central y por cada uno de los generadores individuales que la componen en función de las condiciones de operación que se den en cada momento. El comportamiento de la central podrá ser evaluado a través de la diferencia que exista entre dicha expectativa y la producción real medida a la salida de la misma. La precisión en el cálculo de dicha expectativa de producción será uno de los puntos claves en los que se centrará la presente tesis. La correcta medida de las condiciones de operación de los módulos FV, un adecuado modelado matemático de los diferentes elementos que componen el sistema y la precisa caracterización de los parámetros que definen el comportamiento de dichos elementos constituyen aspectos esenciales a la hora de obtener una elevada precisión en el cálculo.

En este sentido, el capítulo 3 se centra justamente en determinar, de la manera precisa posible, la potencia que debería generar una central FV y cada uno de sus generadores para unas condiciones de operación dadas esto es, irradiancia efectiva que llega a las células (G) y temperatura de operación de las mismas (T_c). La medida precisa de las condiciones de operación de los generadores FV no es algo en absoluto trivial en una central FV de cierta extensión, donde la dispersión en radiación y temperatura a lo largo de su superficie puede hacer que dicha medida esté sujeta a una incertidumbre importante. El estado del arte actual apenas aporta información sobre este importante aspecto de la evaluación del comportamiento de una central. Por ello, gran parte de este capítulo se dedicará a determinar la mejor manera de medir las citadas condiciones, lo que constituirá una de las principales aportaciones de esta tesis.

La potencia que puede producir una central FV en función de las condiciones de operación se puede calcular mediante un modelo matemático del comportamiento de los diferentes elementos que la componen. En el marco de los procedimientos de

garantía de calidad, dicho modelo debe estar basado únicamente en las características facilitadas por los fabricantes (valores nominales), ya que ésta es la única información de la que se dispone en las etapas previas a la construcción de la central. Entre los elementos a modelar en una instalación FV, los modelos matemáticos correspondientes a inversores, transformadores y cableado se encuentran ampliamente aceptados por la comunidad científica y no existen muchas variantes que puedan ser utilizadas. Sin embargo, no ocurre lo mismo en el caso del modelado del generador FV. A pesar de que se han propuesto modelos de generador desde la aparición de la energía FV, ésta se puede considerar todavía una cuestión abierta. Prueba de ello es la extensa literatura publicada al respecto en artículos de revisión del estado del arte ([Balasubramanian and Ariffin, 2014](#); [Ma et al., 2014a](#); [Rus-Casas et al., 2014](#)), la constante aparición de nuevas propuestas y el hecho de que actualmente exista un debate relacionado con el desarrollo de un estándar de calificación energética de centrales FV. Por todo ello, en el capítulo 3 se llevará a cabo una minuciosa revisión de los modelos de generador fotovoltaico disponibles en la literatura, lo que supone otra aportación fundamental del presente trabajo.

El resultado de evaluar el modelo teórico de los diferentes elementos para unas condiciones de operación dadas constituye lo que en el contexto de esta tesis entenderemos por “*Potencia Producible Teórica*”, P_{modelo_teo} . Sin embargo, la respuesta en potencia de una central FV suele ser inferior a la que se obtiene a partir de ese modelo teórico, lo cual se debe, entre otras cosas, a que las características reales de algunos elementos de la instalación pueden no corresponder exactamente con los valores nominales que da el fabricante, sujetos muchas veces a una cierta tolerancia. Por otro lado, en toda instalación pueden darse pérdidas difícilmente modelables a priori, como puede ser el grado de suciedad que aparecerá en los módulos, la degradación que sufrirán éstos o posibles problemas que puedan surgir en la instalación a lo largo del tiempo. Es por ello por lo que las estimaciones de producción de las centrales FV realizadas durante la fase de diseño incluyen un escenario de pérdidas que deberá ser pactado por las diferentes partes involucradas en el proyecto (*EPC*, inversores y expertos independientes). Este escenario de pérdidas establece la máxima diferencia admisible entre la P_{modelo_teo} y el sistema real.

Para comprobar correctamente que el escenario de pérdidas contemplando en la fase de estimación de la producción se corresponde con la realidad, es necesario esperar a que la central FV esté construida y lleve un tiempo en operación. Sin embargo, para determinar si el modelo teórico se ajusta o no al comportamiento real, se pueden llevar a cabo una serie de medidas en campo durante la etapa de puesta en marcha de la central (Moretón, 2016a). Estas medidas no sólo servirán para caracterizar cómo de bueno es el modelo teórico de la central FV empleado en las estimaciones de producción, sino que, además, permitirán corregir dicho modelo y obtener un valor de referencia para la potencia que podría producir la central FV que se ajusta mucho más al valor real. A esta expectativa realista de potencia se denominará, en el contexto de esta tesis, “Potencia Producibile Real”, P_{modelo_Real} . Este cálculo de P_{modelo_Real} , se puede implementar de forma automática en los SCADA de las centrales aprovechando la información ofrecida por los sistemas de monitorización que suelen incluir la mayor parte de ellas.

Como primer objetivo del capítulo 4 se propone utilizar esa “Potencia Producibile Real”, para evaluar el comportamiento de una central FV que se encuentre ya en operación. De esta manera será posible vigilar su correcto funcionamiento no sólo de forma anual, sino también mensual o incluso diariamente. El segundo objetivo del capítulo 4 consiste en desarrollar un procedimiento que permita detectar de forma automática los posibles problemas que puedan surgir en los generadores FV de una central (degradaciones prematuras, tendencias anómalas...). Dicho procedimiento se basa en un cálculo preciso de la P_{CEM} de cada generador a partir de la información típica proporcionada por un sistema de monitorización. El anterior cálculo de P_{CEM} también puede ser aplicado a toda la central en su conjunto, lo que permitirá estudiar la evolución de la potencia de todos los módulos que la componen y determinar la degradación que están sufriendo los mismos en el tiempo.

Finalmente, comentar que un escenario futuro bastante probable lo constituye el hecho de que las FV tengan que estimar su producción energética, al menos un día por adelantado, para casar la oferta y demanda requerida por el sistema eléctrico. Por ello, en el capítulo 5 se propone utilizar los modelos descritos en el capítulo 3 para diseñar y evaluar un modelo paramétrico de predicción de producción que utilice como información de entrada los datos de predicción meteorológica proporcionados por una

fuelle de predicción gratuita. Esta forma paramétrica de construir un modelo de predicción se comparará con un modelo no paramétrico basado en técnicas de “machine-learning” que no requiere el modelado de los distintos elementos que componen un sistema FV.

Todos los procedimientos y métodos desarrollados, así como las conclusiones obtenidas en esta tesis han sido analizados y validados en el importante observatorio FV que constituyen dos de las que en su día fueran las mayores centrales FV del mundo. Dicho observatorio se describirá en detalle en el siguiente capítulo (capítulo 2).

2

EL OBSERVATORIO FOTOVOLTAICO

Para poder alcanzar los objetivos marcados en la presente tesis uno de los hitos más importantes lo constituye la creación de un observatorio fotovoltaico con el que poder analizar y validar los diferentes aspectos del comportamiento de una central FV que se van a tratar aquí. El observatorio FV en el que se basa esta tesis está constituido por los datos almacenados durante años en dos de las centrales que en su día fueran las más grandes del mundo: la central FV de Tudela (España) y la central FV de Amareleja (Portugal). La primera ya ha sido utilizada como base experimental en otros estudios precedentes ([García, 2008](#); [García et al., 2011](#); [Lorenzo et al., 2011](#)). En esta ocasión, únicamente se utilizarán los datos de una estructura fija colocada en dicha central sobre la que se montaron varios generadores FV de diferentes tecnologías de módulo. Por otro lado, la mayor parte de los datos utilizados en esta tesis proceden de la central de Amareleja que, con sus cerca de 46 MW_p , constituye todavía hoy una de las centrales con seguimiento azimutal más grandes del mundo. Por la calidad de su construcción, el respeto mostrado con el entorno y el detallado sistema de monitorización con el que fue dotada ha sido merecidamente bautizada por alguna de las figuras más conocidas en el sector fotovoltaico español como “La Capilla Sixtina de la Fotovoltaica”². Como el lector entenderá, la descripción detallada de la información recogida por el sistema de monitorización y la programación de la base de datos que se ha creado para este estudio es demasiado extensa como para incluirla en esta memoria.

² Curiosamente, uno de los principales artífices de esta gran obra también se llamaba Miguel Ángel.

Por ello, a continuación, se presenta un breve resumen con la información más relevante.

2.1 CENTRAL FV DE AMARELEJA

2.1.1 Descripción de la central

La central de Amareleja (**Fig. 2.1**), propiedad de Acciona Energía (66%) y Mitsubishi Corporation (34 %), se encuentra situada en la localidad que le da nombre, Amareleja (Portugal). Fue la central más grande del mundo en el momento de su instalación (2008) con sus 45,78 MW_p de potencia nominal (P_{nSET}) y ocupa una superficie de 250Ha.



Fig. 2.1. Vista aérea de la central fotovoltaica de Amareleja (45.6 MW_p).

La central está compuesta por 2.520 seguidores de eje vertical (seguimiento azimutal) formados cada uno de ellos por 104 módulos FV de silicio policristalino, que se encuentran inclinados 45° respecto del suelo, **Fig. 2.3**. Las dimensiones del seguidor son 12,87x10,4 m. Eléctricamente, cada seguidor se compone de 4 series de 26 módulos cada una, conectadas en paralelo. La potencia nominal de estos seguidores (Potencia en CEM) oscila entre los 17,68 y los 18,72 kW_p dependiendo del módulo FV

que se haya colocado. Existen cuatro tipos de módulos; texturizados y no texturizados de dos potencias CEM diferentes, 170 y 180 Wp .



Fig. 2.2 Distribución de las retículas y módulos de la central de Amareleja.



Fig. 2.3 Seguidor Azimutal.



Fig. 2.4 Caseta de un Centro de transformación.

La superficie de la central se divide en 70 retículas (**Fig. 2.2**), cada una de las cuales consta de un centro de transformación (**Fig. 2.4**) donde se ubica un inversor de potencia nominal $P_{nINV1}=500\text{ kW}$ y un transformador de baja a media tensión cuya potencia nominal es $P_{nBT/MT}=630\text{ kVA}$ y cuya tensión de salida nominal es $V_{nBT/MT}=20\text{ kV}$. Cada inversor está compuesto por 4 bloques independientes, a los que, en adelante, se denotará como variadores, de $P_{nVAR1}=125\text{ kW}$. Cada uno de esos variadores está conectado a 9 seguidores FV, formando lo que, en adelante, se entenderá por “generador FV”. De esta manera, cada retícula está constituida por 36 seguidores azimutales repartidos en 4 generadores FV.

Finalmente, los 70 centros de transformación están conectados a una subestación (**Fig. 2.5**) en la que un transformador de potencia nominal $P_{nMT/AT}=40\text{ MVA}$ se encarga de elevar la tensión de salida de la central al valor $V_{nMT/AT}=60\text{ kV}$.



Fig. 2.5 Subestación de la central de Amareleja.

La **Tabla 2.1** muestra un resumen de los elementos que forman la central de Amareleja.

Tabla 2.1 Resumen de los elementos que forman la central de Amareleja.

Elemento	Uds/central	$P_n(\text{ud})$	$P_n(\text{central})$
Transformador MT/AT	1	40 MVA	40 MVA
Transformadores BT/MT (retículas)	70	630 kVA	44,1 MVA
Inversores	70	500 kW	35 MW
Variadores	280	125kW	
Seguidores	2.520	17,68 kW	45,78 MW _p
		18,72 kW	
Módulos	262.080	170 W	
		180 W	

2.1.2 Sistema de monitorización de la central

El sistema de monitorización de la central de Amareleja es capaz de medir tanto variables eléctricas como meteorológicas, además de identificar fallos eléctricos por medio de alarmas. Todos estos datos son registrados cada 10 *min* en una base de datos común y mostrados en un *SCADA* (“*Supervisory Control And Data Acquisition*”), **Fig. 2.6**. Como se verá a continuación, se trata de un sistema de monitorización en detalle donde se registran más de 25.000 datos cada 10 *min*.



Fig. 2.6 SCADA de Amareleja.

Las variables monitorizadas se pueden organizar en tres grupos:

- Variables meteorológicas
- Variables eléctricas
- Alarmas

2.1.2.1 Variables meteorológicas

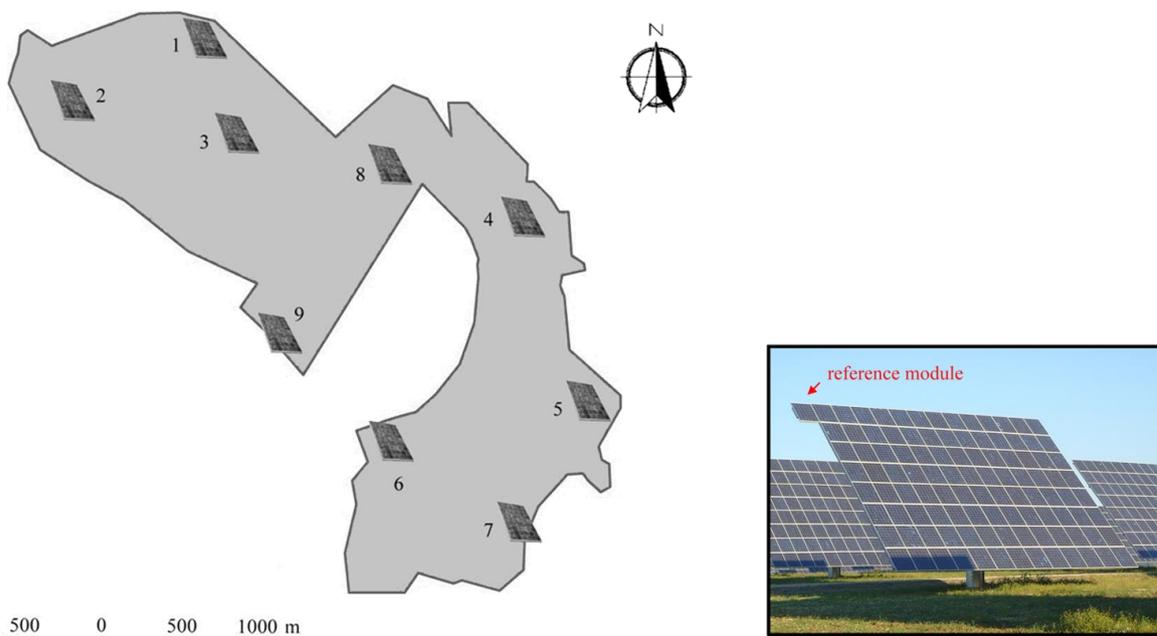
Gran parte de los datos del recurso solar se registran en una estación meteorológica colocada en el medio de la central, **Fig. 2.7 (a)**. En dicha estación se realizan mediciones de irradiancia global horizontal (G_0), irradiancia difusa horizontal (D_0), temperatura ambiente (T_a), velocidad del viento (W_s), dirección del viento (W_d) y humedad relativa (H_r). La instrumentación necesaria la componen un piranómetro, un

piranómetro con banda de sombreado, una termorresistencia ($PT100$), un anemómetro, una veleta y un higrómetro.

Sin embargo, las condiciones de operación de los generadores FV no se obtienen de la estación meteorológica, sino de 9 módulos de referencia (MR) idénticos a los que componen dichos generadores, distribuidos a lo largo de toda la superficie de la central, **Fig. 2.7 (b)**. Los MR permiten medir la irradiancia efectiva que llega a las células (G) y la temperatura de las mismas (T_C).



(a)



(b)

Fig. 2.7 Estación meteorológica de Amareleja (a), Ubicación de los módulos de referencia a lo largo de la central (b).

2.1.2.2 Variables eléctricas

El sistema de monitorización es capaz de registrar multitud de variables eléctricas a todos los niveles de la planta, partiendo desde la medida de corriente de una serie de módulos hasta la potencia entregada por toda la central. La descripción detallada de todas las medidas disponibles es demasiado extensa para incluir la en esta tesis. Por ello, en la **Tabla 2.2** se resumen las variables que se han utilizado en este estudio.

2.1.2.3 Disponibilidad técnica-Alarmas

En la base de datos creada para la central se recogen también todas las alarmas que ofrecen los diferentes elementos de la instalación: Seguidores, Inversores y Centros de Transformación. Se trata de alarmas tales como fusibles fundidos en las diferentes series de módulos, problemas en el sistema de seguimiento, errores en las variables eléctricas medidas por los inversores, disparo de las distintas protecciones... Todas estas alarmas son de gran ayuda en las labores de mantenimiento diarias de la central. Sin embargo, en el contexto de esta tesis únicamente se utilizarán aquellas alarmas que el personal de mantenimiento ha anotado como verdaderos problemas en la instalación. Dichas alarmas se utilizarán para determinar si coinciden con problemas que se hayan detectado en la instalación mediante otros métodos y para asignar una posible causa a dichos problemas.

Tabla 2.2 Resumen de la información de la central utilizada en el contexto de esta tesis.

Grupo	Nivel	Variables Registradas
Variables Meteorológicas	Módulo de referencia	Irradiancia en el plano del seguidor Temperatura de módulo
	Estación meteorológica	Irradiancia difusa horizontal Irradiancia global horizontal Temperatura ambiente Velocidad viento Dirección viento
Variables Eléctricas	Variador	Potencia en alterna Energía Temperatura de la parte de potencia Temperatura de la tarjeta de control
	Subestación	Potencia activa en <i>MT</i> y <i>AT</i> Potencia reactiva en <i>MT</i> y <i>AT</i> Potencia aparente en <i>MT</i> y <i>AT</i>
Alarmas	Seguidor, Variador, CT	Las anotadas por el personal de O&M

2.2 CENTRAL FV DE TUDELA

2.2.1 Descripción de la instalación

En el año 2011 se instaló en la central FV de Tudela (Navarra) una estructura dedicada a experimentación de diferentes tecnologías de módulo, **Fig. 2.8**.

Dicha estructura está compuesta por cinco generadores FV de diferentes tecnologías (silicio policristalino (*Si*), telurio de cadmio (*CdTe*), cobre-indio-galio-selenio (*CIGS*) y doble unión de silicio amorfo-micromorfo ($-Si/\mu Si$) de dos fabricantes distintos) cada uno con potencias nominales comprendidas entre 1.890 y 2.400 *Wp*, **Tabla 2.3**.

Todos los generadores están montados sobre una estructura estática inclinada inclinados 30° respecto del suelo, orientada al sur y totalmente libre de sombras. Cada generador está conectado a un inversor de potencia nominal $P_{nINV1}=2.5\text{ kW}$. De esta manera se evita el inversor limite la potencia que se puede obtener de los módulos FV.



Fig. 2.8 Zona de experimentación de la central de Tudela compuesta por cinco generadores de cuatro tecnologías diferentes.

Tabla 2.3 Características de cada generador.

Fabricante	Tecnología	P_n Módulo (<i>Wp</i>)	Nº módulos	γ (%/°C)	β (%/°C)	α (%/°C)	P_n (<i>Wp</i>)
F1	<i>Si</i>	160	14	-0.45	-0.37	0.10	2240
F2	$a - Si/\mu Si$	130	18	-0.28	-0.33	0.06	2340
F3	$a - Si/\mu Si$	135	14	-0.24	-0.30	0.07	1890
F4	<i>CIGS</i>	107	18	-0.446	-0.357	-0.003	1926
F5	<i>CdTe</i>	175	30	-0.25	-0.27	0.04	2250

2.2.2 Sistema de monitorización

Los datos de recurso solar se obtienen de una estación meteorológica (**Fig. 2.9**) dotada de un piranómetro horizontal, un piranómetro con banda de sombreado, un piranómetro inclinado (30°), un pirheliómetro y un termorresistencia (PT100) que registran G_0 , D_0 , G_I , B_I y T_a , respectivamente.



Fig. 2.9 Estación meteorológica de la central de Tudela.

Las condiciones de operación en los generadores (G y T_c) se miden mediante dos MR de silicio policristalino situados en dos de las esquinas de la estructura estática anteriormente mencionada. También se mide la temperatura en la parte trasera de dos módulos de cada generador mediante dos sensores PT100. Asimismo, se registra la tensión (V_{DC}), corriente (I_{DC}), y potencia (P_{DC}) en continua de cada generador mediante unos vatímetros de precisión.

Una vez al mes, en condiciones de cielo despejado, se desconectan todos los generadores durante unos minutos y se miden, mediante una carga capacitiva, sus curvas I - V. Se miden datos cada segundo y se registran estos y sus medias 10-min.

Tabla 2.4 Resumen de las medidas disponibles de la estructura fija instalada en Tudela.

Grupo	Nivel	VARIABLES REGISTRADAS	
Variables Meteorológicas	Módulo de referencia	Irradiancia efectiva y temperatura de célula	
	Termorresistencia (PT100)	Temperatura de la parte posterior de los módulos	
	Estación Meteorológica		Irradiancia difusa horizontal
			Irradiancia global horizontal
Variables Eléctricas	Variador (Mediante vatímetro)	Potencia DC	
		Corriente DC	
		Tensión DC	
	Generador (Mediante carga capacitiva)	Curvas I-V	

3

POTENCIA QUE PUEDE PRODUCIR UNA CENTRAL FV

Las expectativas de producción de una central FV son de enorme importancia tanto para los inversores, que deben establecer la viabilidad y rentabilidad del proyecto, como para los encargados de la operación y mantenimiento (*O&M*) de las centrales FV, que deben garantizar su correcto funcionamiento a lo largo del tiempo. Los procedimientos técnicos de garantía de calidad son los que se encargan de garantizar que el comportamiento real del campo FV y dichas expectativas coinciden.

El principal objetivo del presente capítulo no es otro que determinar la forma correcta de calcular la potencia que debería generar una central FV para unas condiciones de operación dadas. Dicha potencia debe servir como referencia a la hora de determinar si la central cumple o no con las expectativas creadas en la fase de diseño y si el funcionamiento de la central a lo largo de su vida útil es o no el correcto. Una correcta determinación de la potencia producible por una central requiere también una medida precisa de las condiciones de operación de los generadores FV, algo nada trivial en una central FV de cierta extensión, donde la dispersión en radiación y temperatura a lo largo de su superficie puede hacer que dicha medida esté sujeta a una incertidumbre importante. La medida correcta de las condiciones de operación en una central FV constituirá, por tanto, el primero de los puntos a tratar en este capítulo. Una vez determinadas las condiciones de operación, se requiere un modelo matemático de los

diferentes elementos de la instalación que nos permita calcular la potencia producible que teóricamente se podría obtener de la central si las características de todos esos elementos se ajustasen a los valores proporcionados por los fabricantes, P_{modelo_teo} . El modelo del generador FV es el que más controversia presenta, por lo que una parte importante de este capítulo lo constituye una minuciosa revisión de los modelos de generador fotovoltaico disponibles en la literatura. Dichos modelos se analizarán teniendo en cuenta tanto su precisión como su complejidad, pero sobre todo desde el punto de vista de si pueden o no ser usados a partir únicamente de la información técnica facilitada por los fabricantes, algo que resulta esencial dentro del contexto de los procedimientos de garantía de calidad de las centrales FV. Finalmente, se mostrará cómo diferentes medidas llevadas a cabo en una central durante su puesta en marcha pueden servir para cuantificar las discrepancias entre las características nominales de los elementos de la instalación y sus características reales y, por tanto, para corregir los datos de entrada de los modelos teóricos, obteniendo así un valor de potencia producible mucho más cercano a la realidad experimental, P_{modelo_real} . Para poder llevar a cabo todo este complejo análisis se ha contado los datos registrados durante años en las centrales FV de Tudela y Amareleja, que constituyen el verdadero observatorio fotovoltaico de esta tesis, perfectamente descrito en el capítulo 2.

3.1 MEDIDA CORRECTA DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

La correcta medida de las condiciones de operación de toda una central FV resulta un asunto más complicado de lo que parece ya que puede estar sujeto a una incertidumbre importante dada la dispersión que puede existir en dichas condiciones a lo largo de toda su extensión. Existen varios aspectos a tener en cuenta a la hora de efectuar dichas medidas que han sido poco o nada tratados en la literatura y que determinarán el que la medida esté sujeta a una mayor o menor incertidumbre. El número y tipo de sensores a utilizar, la ubicación de los mismos o incluso el propio valor de la incertidumbre asociada a las medidas son algunos de esos aspectos que necesitan ser clarificados.

Cuando lo que se pretende es determinar las condiciones de operación de un único generador FV, podría pensarse que la medida de dichas condiciones es una labor más sencilla que en el caso de toda una central FV dado que a lo largo de su superficie la dispersión de G y T_C será inferior a la que existe a lo largo de la extensión de toda la central. El razonamiento anterior es bastante acertado para el caso de la irradiancia, pero no tiene por qué ser cierto para la temperatura de trabajo de los módulos. Nuevamente, el número, el tipo y, sobre todo, la posición de los sensores utilizados vuelven a ser claves a la hora de conseguir que la incertidumbre de la medida sea pequeña. Un reto todavía mayor lo constituye la medida de las condiciones de operación no sólo de un generador FV sino de todos los generadores que constituyen una central FV ya que, por razones evidentes, no resulta viable colocar sensores de G y T_C en cada uno de ellos.

Este apartado pretende dar respuesta a cómo medir de forma correcta las condiciones de operación de toda una central FV y de cada uno sus generadores utilizando para ello el menor número de sensores posible y atendiendo, en todo momento, a la incertidumbre asociada a dicha medida.

3.1.1 Tipos de sensores a utilizar

La medición de la irradiancia puede realizarse, bien mediante piranómetros o mediante dispositivos de referencia de tecnología equivalente a la de los módulos de la central, para los que se puede utilizar células individuales o módulos completos (en

adelante, módulos de referencia, *MR*). Estos últimos no son otra cosa que módulos FV exactamente iguales a los utilizados para generar energía previamente estabilizados y calibrados por algún centro cualificado. El valor de irradiancia se determina en ellos gracias a la medida de su corriente de cortocircuito (I_{SC}), que varía de forma prácticamente proporcional con dicha irradiancia. También suele utilizarse la temperatura del módulo para corregir el valor de irradiancia medido a temperaturas diferentes a los 25 °C. Los piranómetros tienen una respuesta espectral y angular más amplia y el efecto de la suciedad no es tan acusado como el que se da en la superficie de un módulo de referencia. Sin embargo, a la hora de caracterizar las condiciones de irradiancia que reciben los módulos FV de los distintos generadores interesa que la respuesta del sensor (espectral, angular, térmica...) sea lo más próxima a la de estos. Por ello, un *MR* exactamente igual a los que componen los generadores FV resulta una opción más adecuada. Además, una vez los generadores FV se encuentren en operación, tanto los módulos de los generadores como los *MR* tendrán un grado de suciedad similar eliminado así, otra fuente de incertidumbre en la medida de la irradiancia que llega a las células.

Para medir la temperatura de trabajo de los módulos se utilizan, normalmente, varios tipos de sensores. Se pueden utilizar termopares o termorresistencias (*PT100*) adheridos a la parte trasera de los módulos FV. Sin embargo, también es posible determinar la temperatura de los módulos que forman un generador FV midiendo la temperatura de trabajo de un módulo de referencia mediante la lectura de su tensión de circuito abierto, V_{OC} . Los sensores adheridos a la parte de atrás de los módulos miden la temperatura en un único punto del “backsheet” que recubre los módulos mientras que la temperatura medida por los *MR* corresponde a la temperatura media de un conjunto de células. La temperatura de célula no suele coincidir ni evolucionar de la misma forma que la temperatura de la superficie trasera del módulo ([Krauter and Preiss, 2009](#)), lo que supone un argumento a favor de utilizar también módulos de referencia. Sin embargo, hay que tener ciertas precauciones a la hora de medir la temperatura de operación mediante módulos de referencia. Si de lo que se trata es de medir la temperatura de operación de un generador FV o de módulos individuales que se encuentran entregando potencia eléctrica a la red (o a cargas aisladas), hay que tener presente que el módulo de referencia está en circuito abierto y, a diferencia de los módulos que componen el

generador, no entrega potencia eléctrica por lo que estará algo más caliente que estos. Es por ello que la temperatura medida ha de corregirse de acuerdo a la Eq.(3.1):

$$T_{MR} = T_{MR_{oc}} - \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G \cdot \eta(G, T_{MR_{oc}}) \quad (3.1)$$

donde $T_{MR_{oc}}$ es la temperatura medida en el MR , $NOCT$ es la temperatura del módulo en condiciones nominales de operación³ (valor facilitado por el fabricante) y $\eta_{MR}(G, T_{MR_{oc}})$ es la eficiencia del módulo para la irradiancia y temperatura registradas en el mismo. Dicha eficiencia se puede obtener a partir de la Eq.(3.2):

$$\eta_{MR}(G, T_C) = \eta_{MR}^* [1 + \gamma(T_{MR_{oc}} - T_C^*)] \quad (3.2)$$

donde η_{MR}^* es el rendimiento del módulo en condiciones estándar de medida y γ el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, ambos valores son proporcionados por el fabricante y T_C^* la temperatura de operación en CEM (25 °C).

Si lo que se pretende es medir la curva I-V de un generador, en este caso ni el módulo de referencia ni los módulos que componen el generador estarán entregando potencia eléctrica, por lo que su temperatura será similar y no será necesario corregir la medida de temperatura.

Finalmente merece la pena comentar que es posible utilizar un mismo módulo de referencia para la medida tanto de irradiancia como de temperatura de operación si éste se divide en dos partes (Martínez et al., 2011). Con MR bien calibrados es posible medir las condiciones de operación con un error inferior al 2 % (Hermann et al., 2007).

3.1.2 Medida de las condiciones de operación de toda una central FV

La dispersión espacial que se da en las condiciones de operación de una central FV puede hacer que las medidas realizadas en uno o varios puntos no sean representativas en toda la superficie de la misma. Por ejemplo, si nos fijamos en las medidas “instantáneas” de irradiancia de dos de los 9 MR ubicados en la central de Amareleja, **Fig. 2.7 (b)**, se observa cómo, en un día claro, la diferencia entre estos dos

³ Las condiciones nominales de operación (NOC): Irradiancia, $G_{NOC} = 800 \text{ W/m}^2$, Temperatura ambiente $T_{a_{NOC}} = 20 \text{ °C}$, Velocidad media del viento $W_s = 1 \text{ m/s}$, con el módulo en circuito abierto y el viento orientado en paralelo al plano de seguidor y todas sus partes totalmente expuestas al viento

sensores está dentro del $\pm 1\%$, **Fig. 3.1 (a)**. Sin embargo, en un día de sol y nubes pueden encontrarse diferencias de hasta el 80%, **Fig. 3.1 (b)**. Un argumento similar se puede aplicar cuando se observa la temperatura de módulo de un día claro, **Fig. 3.1 (c)** y otro nuboso, **Fig. 3.1 (d)**. Esto demuestra que la incertidumbre a la hora determinar la potencia producible por una central FV es pequeña en días soleados, pero puede ser bastante grande cuando existe paso de nubes. Por ello, a la hora de caracterizar el comportamiento de una central en términos de potencia conviene hacerlo en días despejados.

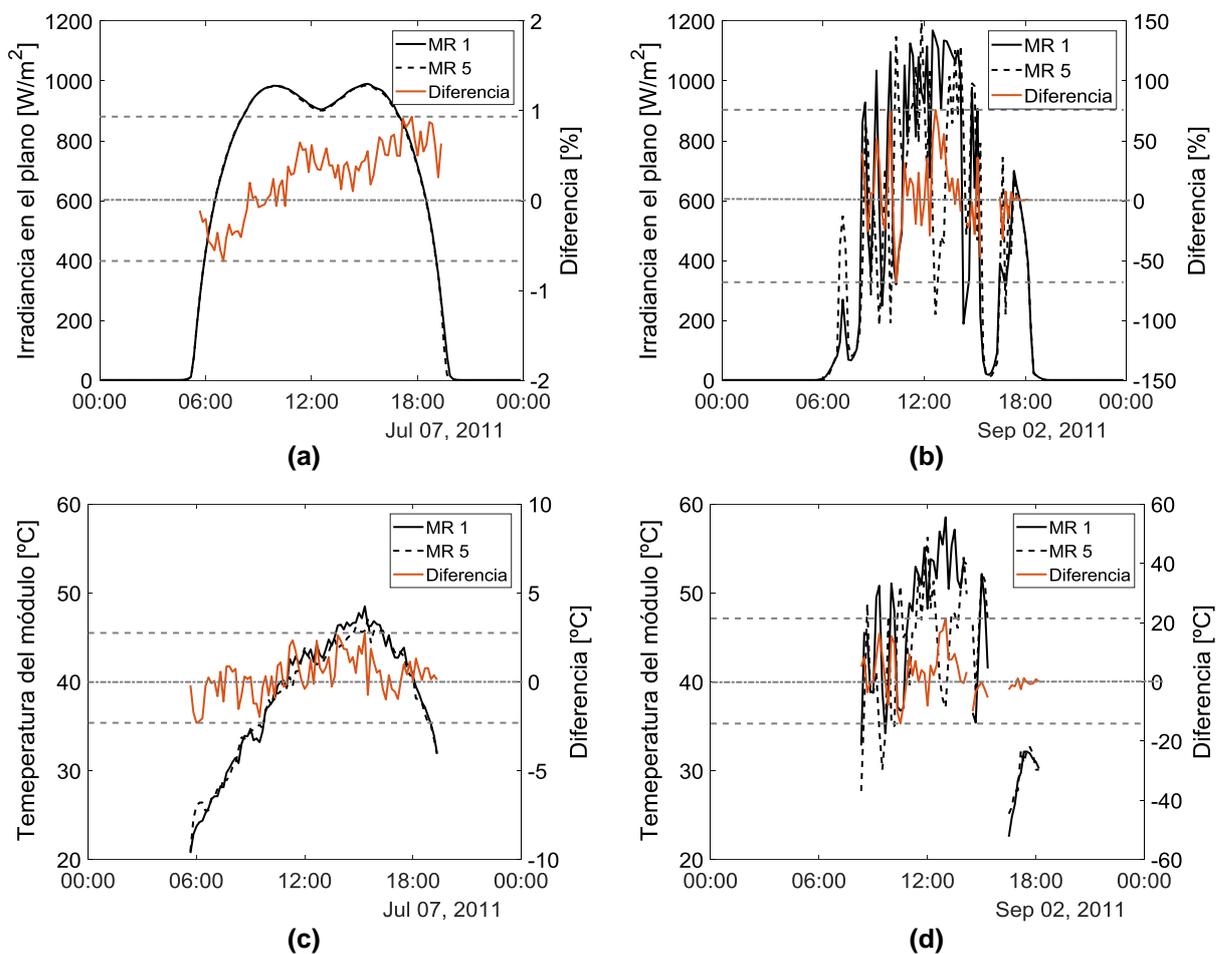


Fig. 3.1 Irradiancia en el plano del seguidor y temperatura de módulo de dos sensores ubicados en la central FV de Amareleja para un día soleado (**a** y **c**), respectivamente y para un día con paso de nubes (**b** y **d**) respectivamente.

Sin embargo, la evaluación del comportamiento de una central FV que se encuentra ya en operación suele hacerse en términos de energía y no de potencia, a través de diversos índices de comportamiento como el PR , PR_{CEM} , etc., que se obtienen al comparar las producciones de energía observadas con el valor teórico. Por ello, un análisis de la incertidumbre que se tiene en la medida de las condiciones de operación

en términos energéticos parece aquí de mayor relevancia. De hecho, la incertidumbre en la determinación de la radiación recibida por una central se ve considerablemente amortiguada si se hace en términos energéticos (diarios, mensuales o anuales). Un horizonte diario será el que mayor incertidumbre presente y por tanto será el primero en ser analizado.

3.1.2.1 Dispersión en las condiciones de radiación de una central

3.1.2.1.1 Dispersión en términos diarios

La **Fig. 3.2** muestra las diferencias de la irradiación diaria (ΔG_d) medida por los 9 MR de la central FV de Amareleja para los mismos días que la **Fig. 3.1**, día claro y día nublado respectivamente. Para ambos casos, se ha tenido en cuenta como base de la normalización el sensor que más irradiación ha medido.

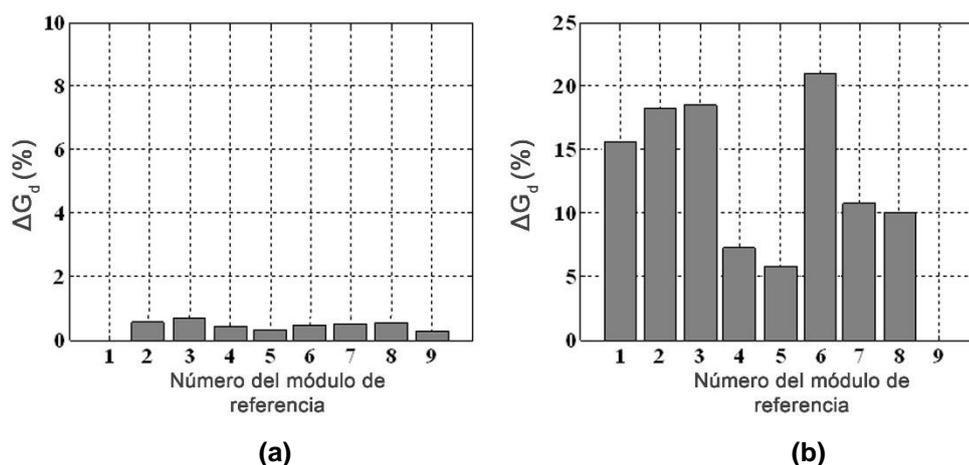


Fig. 3.2 Diferencias de radiación diaria de cada uno de los MR respecto al que más ha medido (expresado en %). (a) día claro (07/07/2011), (b) día parcialmente nublado (02/09/2011).

En la **Fig. 3.3** puede verse un histograma con las máximas diferencias de irradiación diaria observadas entre dos de los 9 sensores durante el año de estudio, calculadas de acuerdo a la Eq.(3.3):

$$\Delta G_{d,max} = \max_n G_d - \min_n G_d \quad (3.3)$$

donde n es el número de MR que hay en la central, en este caso 9. En más de un tercio de los días, la diferencia es mayor del 5 %.

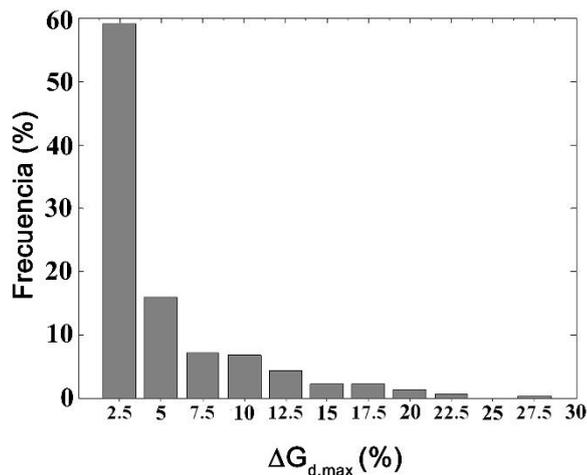


Fig. 3.3 Histograma de las máximas diferencias de radiación diaria observadas a lo largo del año de estudio en la central de Amareleja. El eje de abscisas indica el centro de la barra.

La dispersión de irradiación se debe a la cobertura nubosa, por lo que es de esperar una cierta correlación con el índice de claridad kT (definido como la relación entre la irradiación global horizontal y su correspondiente radiación extraterrestre) y con la distancia entre los puntos de observación. En la **Fig. 3.4** se ha representado la dispersión de radiación diaria, $\Delta G_{d,max}$ frente al kTd . Se observa cómo cuanto mayor es el kTd menor es $\Delta G_{d,max}$. Se puede suponer una correlación lineal entre ambas variables, pero el valor de R^2 de dicha correlación es pobre ($R^2 < 0.65$).

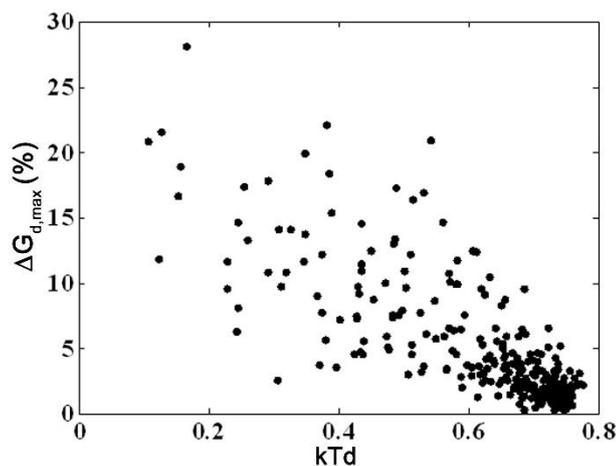


Fig. 3.4 Máximas diferencias de radiación diaria observadas a lo largo del año de estudio en la central de Amareleja en función del índice de claridad diario.

La correlación entre $\Delta G_{d,max}$ y la distancia se aprecia claramente cuando se comparan distancias pequeñas con distancias relativamente grandes. La **Fig. 3.5** muestra las diferencias en la radiación diaria medida por dos módulos de referencia separados una cierta distancia representada frente al kTd . El caso **(a)** corresponde a

dos módulos de referencia separados 30 m (los dos módulos colocados en la central de Tudela) y el caso **(b)** a dos módulos separados 466 m (los sensores más cercanos de la central de Amareleja, MR1 y MR3). Como era de esperar, cuanto mayor es la distancia mayor es la diferencia de radiación, con diferencias máximas del 2 % frente al 18 % en un caso y en el otro.

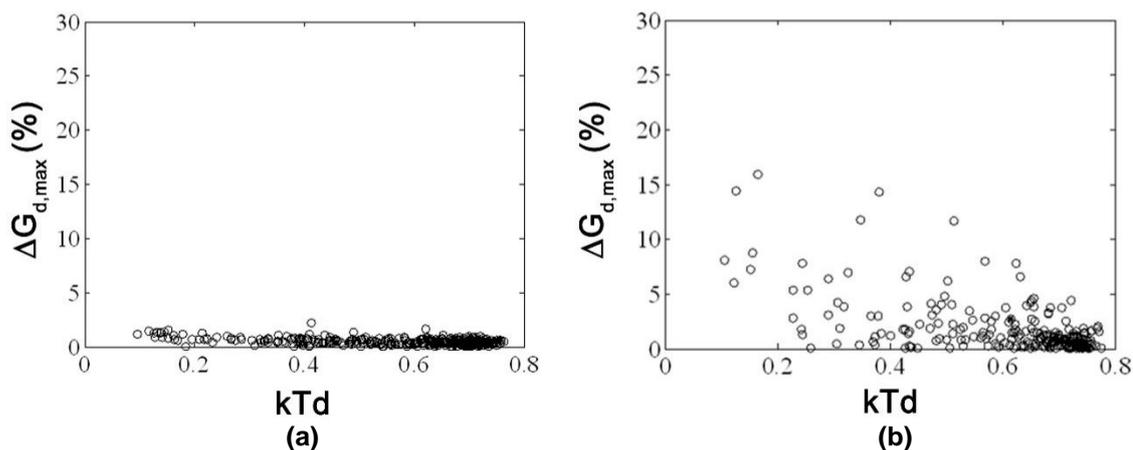


Fig. 3.5 Diferencias en la radiación diaria medida por dos MR separados una cierta distancia representada frente al kT_d . El caso **(a)** corresponde a dos módulos de referencia separados 30 m (los dos módulos colocados en la central de Tudela) y el caso **(b)** a dos módulos separados 466 m.

Sin embargo, sorprende bastante que esa dependencia no aparezca si se consideran distancias relativamente grandes (superiores a varios cientos de metros). La **Fig. 3.6** presenta las diferencias de radiación observadas entre sensores separados 466 m y 2.716 m (los dos módulos de referencia más próximos de la central de Amareleja y los dos que se encuentran más alejados).

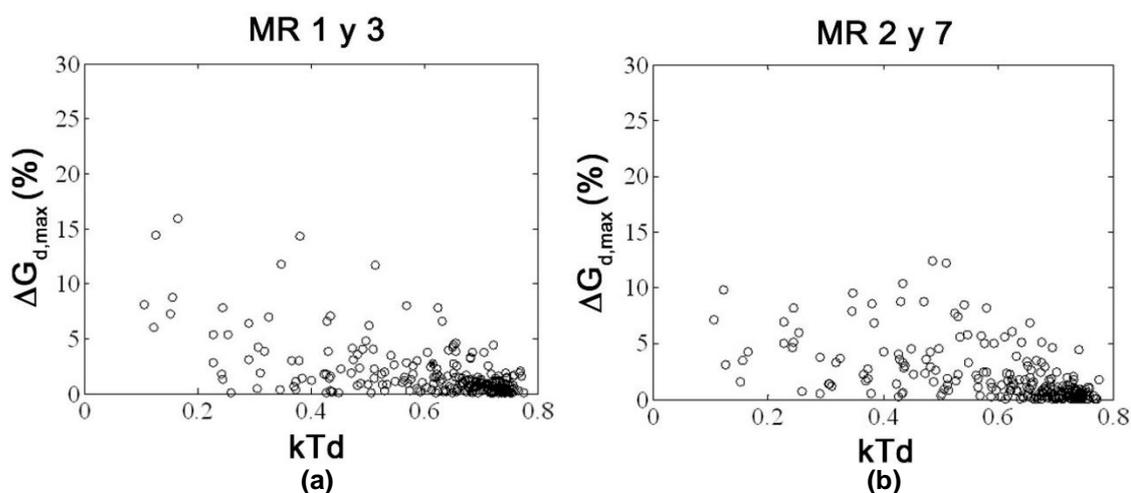


Fig. 3.6 Diferencias de radiación observadas entre sensores separados 466 m **(a)** y 2,716 m **(b)** (los dos módulos de referencia más próximos de la central de Amareleja y los dos que se encuentran más alejados).

En este caso, las diferencias de radiación son muy similares. Esta falta de correlación que se observa entre la dispersión de radiación y la distancia cuando dicha distancia es ya relativamente grande, se puede explicar de acuerdo con el comportamiento caótico que presentan las nubes y a que esas distancias tienen ya un tamaño del orden del tamaño de las propias nubes, en torno a los cientos de metros. En cualquier caso, sería interesante ver qué ocurre con la dispersión de radiación en distancias intermedias, entre los 50 y los 400 m.

Finalmente, mencionar que no se ha observado ninguna correlación clara entre la dispersión de la irradiancia y la velocidad del viento.

3.1.2.1.2 Dispersión en términos horarios, mensuales y anuales

Como es de esperar, al integrar en el tiempo, la dispersión de la irradiancia disminuye. La **Fig. 3.7** muestra el histograma con la dispersión de irradiancia horaria ($\Delta G_{h,max}$) de la central de Amareleja para el año de estudio. En más de un tercio de las horas la dispersión es mayor del 10 %.

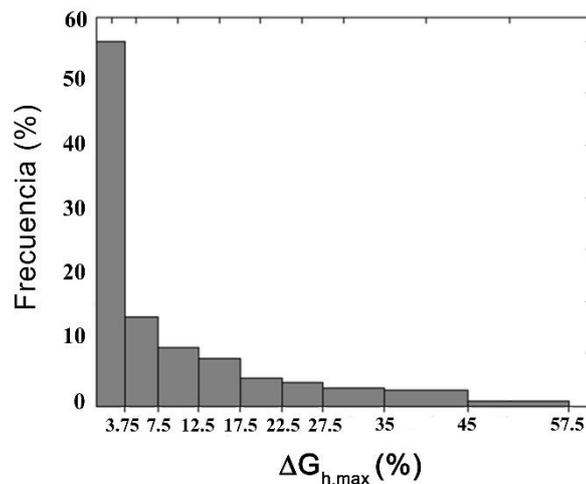


Fig. 3.7 Histograma con la dispersión de irradiancia horaria de la central de Amareleja para el año de estudio.

La **Fig. 3.8** representa la máxima dispersión mensual, $\Delta G_{m,max}$, frente al índice de claridad mensual kT_m , mostrando de nuevo una correlación entre ambas variables. Los valores de dispersión mensual son menores del 5%. Estos valores junto con los valores máximos mensuales de $\Delta G_{d,max}$, $Max(\Delta G_{d,max})_m$ son los que muestra la **Tabla 3.1**. El parámetro a es valor que mejor ajusta la Eq.(3.4) para cada par de valores $Max(\Delta G_{d,max})_m$ y $\Delta G_{m,max}$.

$$\Delta G_{m,max} = \text{Max}(\Delta G_{d,max})_m \cdot N_d^{-a} \tag{3.4}$$

Donde, N_d es el número de día integrados, ($N_d=30$). El valor de a se encuentra cerca del 0.5 en casi todos los meses. Esto significa que la máxima diferencia de irradiación se reduce por el factor $\approx 1/\sqrt{30}$ cuando el periodo de integración va desde 1 a 30 días. Es interesante resaltar que “leyes” similares explican cómo se suavizan debido a la dispersión geográfica las fluctuaciones de potencia en centrales fotovoltaicas (Hoff and Perez, 2010; Marcos et al., 2012; Murata et al., 2009).

Tabla 3.1 Valores máximos de $\Delta G_{d,max}$ y diferencias de irradiación máximas mensuales ($\Delta G_{m,max}$) para cada mes del año de estudio (en %). a es valor que mejor ajusta la Eq.(3.4) para cada par de valores $\text{Max}(\Delta G_{d,max})_m$ y $\Delta G_{m,max}$.

	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
$\text{Max}(\Delta G_{d,max})_m$	4.1	18.4	20.9	12.4	28.1	18.1	13.8	8.3	18.9	17.8	14.2	10.9
$\Delta G_{m,max}$	0.92	1.28	2.64	1.66	4.58	3.11	1.90	0.75	1.37	3.84	2.01	2.66
a	0.44	0.78	0.61	0.59	0.53	0.52	0.58	0.71	0.77	0.45	0.57	0.42
\bar{a}	0.58≈1/2											

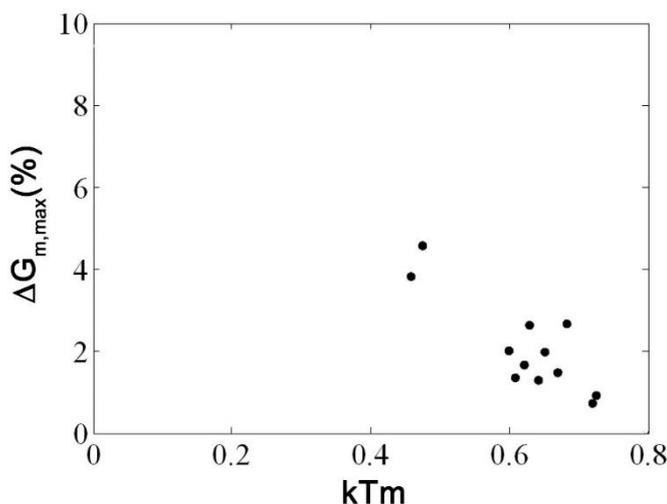


Fig. 3.8 Máxima dispersión mensual frente al índice de claridad mensual (kTm).

En la **Fig. 3.9**, pueden verse las diferencias en irradiación mensual entre los dos sensores más cercanos de la central de Amareleja y los dos más alejados. Al igual que ocurría para la irradiación diaria, para estas distancias, no se ha encontrado correlación alguna.

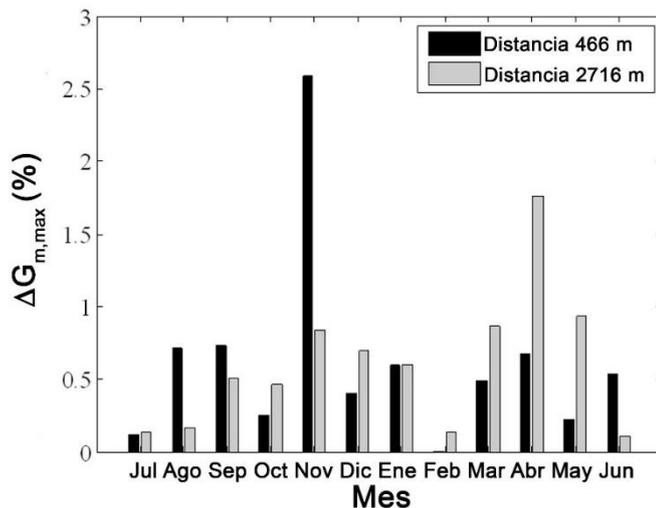


Fig. 3.9 Diferencias en irradiación mensual entre los dos sensores más cercanos de la central de Amareleja y los dos más alejados.

Para finalizar, la **Fig. 3.10** muestra las diferencias de irradiación anuales (ΔG_y). Dichas diferencias son inferiores al 2 %.

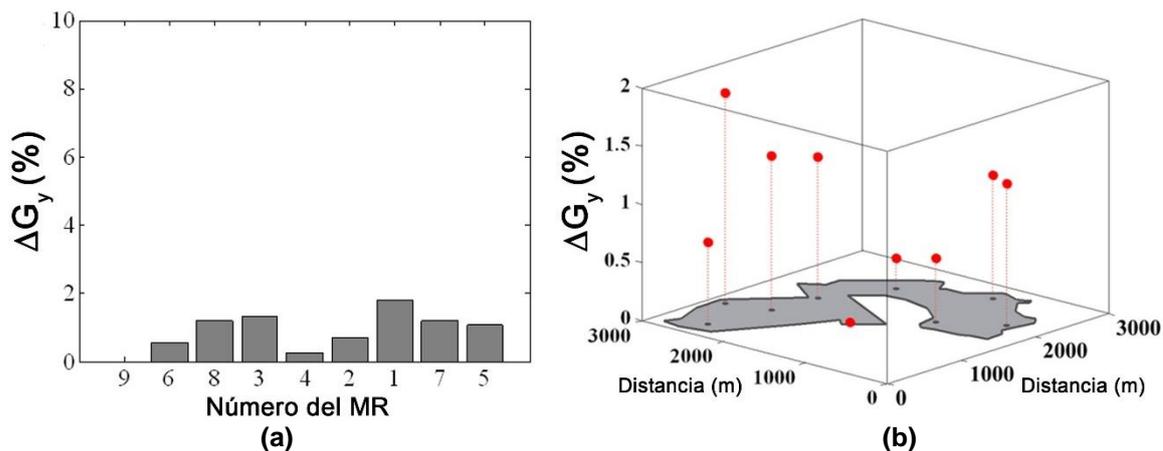


Fig. 3.10 Diferencias de radiación anual observadas entre cada MR y el de mayor valor medido (%). **(a)** MR ordenados ascendentemente en función de la distancia al módulo que ha registrado mayor valor de radiación. **(b)** MR situados dentro de la central FV.

3.1.2.2 Dispersión en las temperaturas de los módulos a lo largo de toda una central

Cabe recordar en primer lugar que el efecto de la temperatura de operación en el comportamiento energético de un generador o módulo FV es mucho menor que el de la radiación. Por ello, a la hora de evaluar dicho comportamiento, los posibles errores en la determinación de la temperatura tienen menos influencia que los cometidos en la medida de radiación.

3.1.2.2.1 Dispersión en términos diarios, mensuales y anuales

Las máximas diferencia de temperatura encontradas en la media diaria, $\Delta T_{C,d,max}$, están en torno a 7 °C. Teniendo en cuenta que el coeficiente de variación de la potencia de un módulo FV con la temperatura está en torno al 0,5 %/K, la incertidumbre en el comportamiento energético diario de un generador FV asociada a la medida de la temperatura estaría en torno al 3,5 %. Más adelante se verá como disminuye esa incertidumbre a medida que se promedian las medidas en diferentes puntos de una central.

Mensualmente se encuentran diferencias de temperatura inferiores a 3 °C ($\Delta T_{C,m,max} < 3$ °C) siendo similares para todos los meses del año en estudio. Anualmente, la máxima diferencia es aproximadamente de 2 °C ($\Delta T_{C,y,max} \approx 2$ °C). Estas diferencias no serán relevantes a la hora de determinar el comportamiento energético de una central FV.

Finalmente, las diferencias en los valores medios de temperatura registrados en dos puntos diferentes de una central tampoco parecen estar relacionados con la distancia entre ellos. Esto no sólo se ha comprobado en Amareleja sino también en la central FV de Tudela. Por tanto, se puede concluir que la media en temperatura es independiente de la distancia que separa los sensores. No obstante, es muy importante destacar aquí que en el análisis llevado a cabo los sensores estaban colocados en la misma posición respecto al generador. Por tanto, este experimento no permite identificar qué ocurre dentro de un mismo generador, lo cual es algo que se analizará más adelante.

3.1.2.3 *Influencia del número y distribución de los sensores en la medida de las condiciones de operación de una central FV*

Según lo comentado hasta ahora es evidente que, para tener una medida de las condiciones de operación representativa de toda una central, es muy importante determinar el número de sensores de irradiancia y temperatura a utilizar y cuál debe ser su distribución espacial.

Para cuantificar la dispersión de las medidas de irradiación, de aquí en adelante, se referirá como $F_{\Delta G,p5}$ a la fracción, en %, de las desviaciones de irradiación mayores

al 5% calculadas para el periodo de integración p (hora, día, mes) a lo largo del año de estudio. Por ejemplo, $F_{\Delta G_{h5}}$ será la fracción de las desviaciones de irradiación horaria mayores del 5 % a lo largo del año. Anteriormente se ha visto (**Fig. 3.7**) que $F_{\Delta G_{h5}}$ está próxima al 40 %. Esto significa que, trabajando en base horaria, si se utiliza un único sensor para determinar la irradiación, en lugares más alejados de 450 m al punto de observación se cometerá un error mayor al 5 % en cerca del 40 % de los valores obtenidos durante el año. En términos diarios el valor es similar ($F_{\Delta G_{d5}} = 30 \%$).

El camino más obvio para reducir esta dispersión es usar la media de varios sensores distribuidos en toda la superficie de la central. Con el fin de analizar el efecto de mediar las medidas de irradiación, se han dividido en varios grupos los 9 MR de la central de Amareleja. La **Tabla 3.2** resume los grupos y sensores considerados. Cada grupo está formado por los sensores más cercanos yendo desde uno hasta cuatro elementos por grupo.

Tabla 3.2 Grupos de sensores considerados en el análisis.

Nº de MR por grupo	Nº de grupos	Nº de Referencia de los MR (Fig. 2.7)
1	9	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
2	7	1-2, 1-3, 2-3, 3-8, 8-4, 9-6, 6-7
3	4	1-2-3, 5-6-7, 3-8-9, 1-3-8
4	4	1-2-3-8, 2-3-8-9, 8-9-6-4, 6-4-5-7

La **Fig. 3.11 (a)** muestra los histogramas de las máximas diferencias de irradiación diaria medidas entre los grupos de sensores de la **Tabla 3.2** durante el año analizado. Cada histograma corresponde con un número diferente de sensores por grupo. El valor de $F_{\Delta G_{d5}}$ disminuye considerablemente cuando se incrementa el número de sensores por grupo desde uno hasta tres, siendo esto coherente con el comportamiento caótico de las nubes. Sin embargo, la dispersión entre los grupos de tres y cuatro sensores es prácticamente igual. En la **Fig. 3.11 (b)** pueden verse las máximas diferencias de irradiación diaria obtenidas al utilizar sensores individuales o grupos de los tres más cercanos respecto a la media de los 9 MR. El factor $F_{\Delta G_{d5}}$ descrece desde el 24.7 % (sensores individuales) hasta el 4.7 % (grupos de tres sensores). Si se utilizan en lugar de grupos de los tres sensores más cercanos los tres más alejados se obtienen resultados similares. Esto lleva a concluir que, para centrales de varias centenas de hectáreas, parece que la posición exacta de los sensores no es tan importante siempre

y cuando estén separados al menos 450 m. Entre 50 m y 450 m no se puede determinar que ocurre.

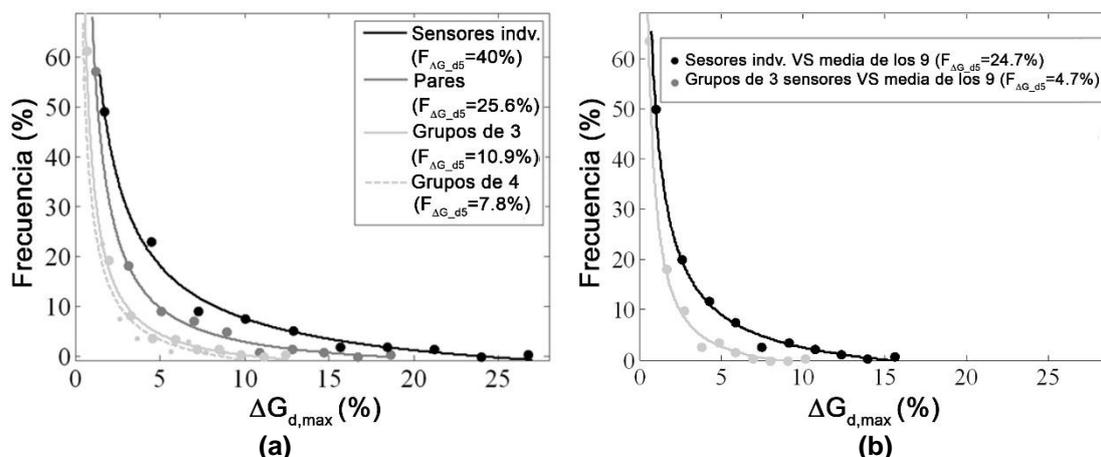


Fig. 3.11 (a) Histogramas de las máximas diferencias de irradiación diaria medidas entre los grupos de sensores de la **Tabla 3.2**. **(b)** Máximas diferencias de irradiación diaria obtenidas al utilizar sensores individuales o grupos de los tres más cercanos respecto a la media de los 9 MR.

Un análisis similar se ha llevado a cabo para determinar cómo se reduce la dispersión de la temperatura en el módulo usando la media de varios sensores. De la misma manera que en el caso de la radiación, para cuantificar la dispersión de la media diaria de la temperatura de módulo, el factor $F_{\Delta T_{c,d2}}$ indicará la fracción (en %) de las desviaciones mayores a 2 K a lo largo del año analizado. La **Fig. 3.12** ofrece los histogramas de las máximas diferencias de la media diaria de la temperatura de módulo, considerando los mismos grupos de sensores que en la **Fig. 3.11 (a)** para el año analizado. Cada histograma corresponde con un número diferente de sensores por grupo.

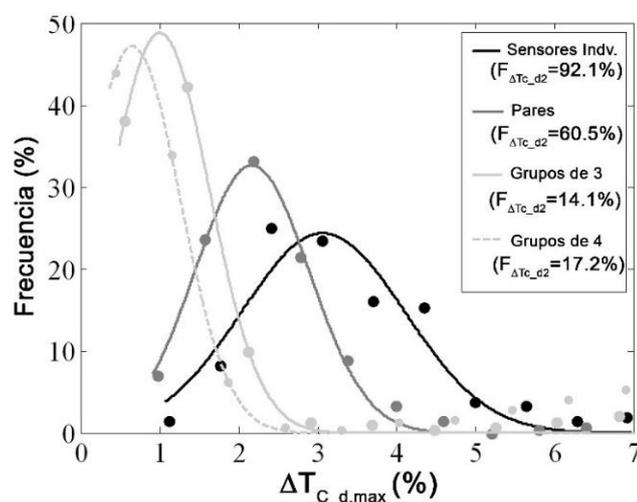


Fig. 3.12 Histogramas de las máximas diferencias de la media diaria de la temperatura de módulo, considerando los mismos grupos de sensores que en la **Fig. 3.11 (a)**.

El valor de $F_{\Delta T_c_{d2}}$ disminuye considerablemente al incrementar el número de sensores por grupo de uno a tres y es parecido cuando se pasa de tres a cuatro sensores por grupo. De estos resultados se puede concluir que para reducir el error cometido por dispersión espacial en una central de las dimensiones de la central de Amareleja, se debe llevar a cabo la medida de temperatura de operación al menos en tres puntos distribuidos a lo largo de la superficie de la central.

3.1.3 Medida de las condiciones de operación de un único generador FV

Al igual que ocurre con la medida de las condiciones de operación de toda una central FV, cuando lo que se pretende es caracterizar las condiciones de operación de un único generador FV la medida proporcionada por los sensores debe ser representativa de todo ese generador. Esto lleva a preguntas como si un solo sensor es suficiente o cuáles son las mejores ubicaciones para los sensores, dada la dispersión que puede aparecer a lo largo de la superficie del generador FV. Parece obvio que cuanto mayor sea el generador mayor será dicha dispersión y, por tanto, la incertidumbre en la medida de sus condiciones de operación.

La dispersión de irradiancia en la superficie de un generador FV no es relevante si se pretende caracterizar el comportamiento de un generador en términos de energía y tampoco lo es a la hora de caracterizar dicho comportamiento en términos de potencia si se escogen condiciones de cielo despejado⁴. Por contra, no es tan evidente que ocurra lo mismo con la temperatura de los módulos FV que constituyen el generador FV. La velocidad y dirección del viento tienen una influencia directa en la distribución de temperaturas a lo largo de la superficie de un generador. Hay quien sostiene que en ausencia de viento se puede esperar una dispersión de temperatura de menos de 1 K (Dirnberger et al., 2010), por lo que ciertos estudios proponen que las mediciones se tomen con velocidades del viento inferiores a 5 m/s (Caamaño et al., 1999). Sin embargo, no está claro que una velocidad de viento baja garantice una mayor uniformidad de temperatura, como se mostrará más adelante. Generalmente, se considera que las diferencias en la temperatura dentro de un generador FV son inferiores a 5 K (Dirnberger et al., 2010; Electrotechnical Commission., 2011a; Electrotechnical Commission, 1995; D. L. King et al., 2004), pero un experimento llevado a cabo en dos

⁴ Esta afirmación es válida para generadores cuyos módulos están orientados en la misma dirección, cosa que no tiene por qué ser cierta en todas las centrales FV.

generadores FV mostró diferencias de temperatura máximas de hasta 10 K entre los extremos norte y sur de los mismos (Farr and Stein, 2014). En ese caso, los generadores FV estaban compuestas por 60 módulos *CIGS* de vidrio-vidrio montados sobre dos estructuras colocadas cerca del suelo. El experimento sí que mostró una cierta influencia de la dirección del viento en el gradiente de temperatura observado pero los autores no pudieron explicar completamente la tendencia observada por medio de la dirección del viento. Por ello su conclusión fue que era necesario diseñar un experimento diferente para explorar mejor la influencia del viento y que sería muy interesante llevar a cabo este análisis en otras ubicaciones y con diferentes configuraciones de generador para ver si se repiten las tendencias observadas.

En cualquier caso, para reducir la incertidumbre a la hora de medir la temperatura de operación de un generador FV, la norma IEC-61829 (Electrotechnical Commission, 1995) propone medir la temperatura en varios módulos (“... por lo menos tres módulos cuyas temperaturas de operación sean representativas de las de todo el generador...”) mediante termorresistencias o termopares adheridos a la parte de atrás de los mismos. De hecho, la norma IEC 61853-1 (Electrotechnical Commission., 2011a) recomienda utilizar tres termopares por cada módulo a medir para tener en cuenta la dispersión de temperaturas que se da dentro del propio módulo. En el marco de los procedimientos de garantía de calidad de las centrales FV, el procedimiento que proponen estas normas es inviable en términos de tiempo de ejecución. Por ello, la mayor parte de las experiencias llevadas a cabo en la medida en campo de generadores FV dentro de centrales de gran tamaño se han llevado a cabo utilizando módulos de referencia para medir tanto la irradiancia en el plano como la temperatura de operación de los módulos (Martínez et al., 2011). En tal caso, la dispersión de temperatura a lo largo del generador FV, así como el número y posición de los módulos de referencia constituyen aspectos clave a la hora de garantizar una incertidumbre pequeña y una repetitividad alta. Todos estos son, precisamente los aspectos que se pretenden clarificar en el presente apartado.

3.1.3.1 Dispersión de temperatura en un generador FV

Para entender y cuantificar la posible dispersión de temperatura dentro de un mismo generador FV se realizó un experimento que consistió en registrar las medidas ofrecidas por 9 sensores (*PT100*) perfectamente distribuidos a lo largo de la superficie

de un seguidor de la central de Amareleja, a lo largo de 9 días consecutivos. El seguidor objeto de estudio tenía colocado también un *MR* en una de las esquinas superiores, tal y como muestra la **Fig. 3.13**. Además, se añadió un anemómetro-veleta en la otra esquina superior del seguidor, **Fig. 3.13**. Por tanto, las medidas utilizadas en el análisis serán las nueve temperaturas de las *PT100*, ($T_{PT100,n}$, donde n es el número de la *PT100* que va de 1 a 9), velocidad y dirección del viento respecto al seguidor, ofrecido por el anemómetro-veleta (W_S y W_D , respectivamente), irradiancia en el plano del seguidor y temperatura de módulo medida por el *MR* (G y T_{MR} , respectivamente) y finalmente las variables ofrecidas por la estación meteorológica de la central de Amareleja (W_S y W_d). Todas estas medidas se realizaban de forma sincronizada cada 2 segundos, registrando la media minatural.

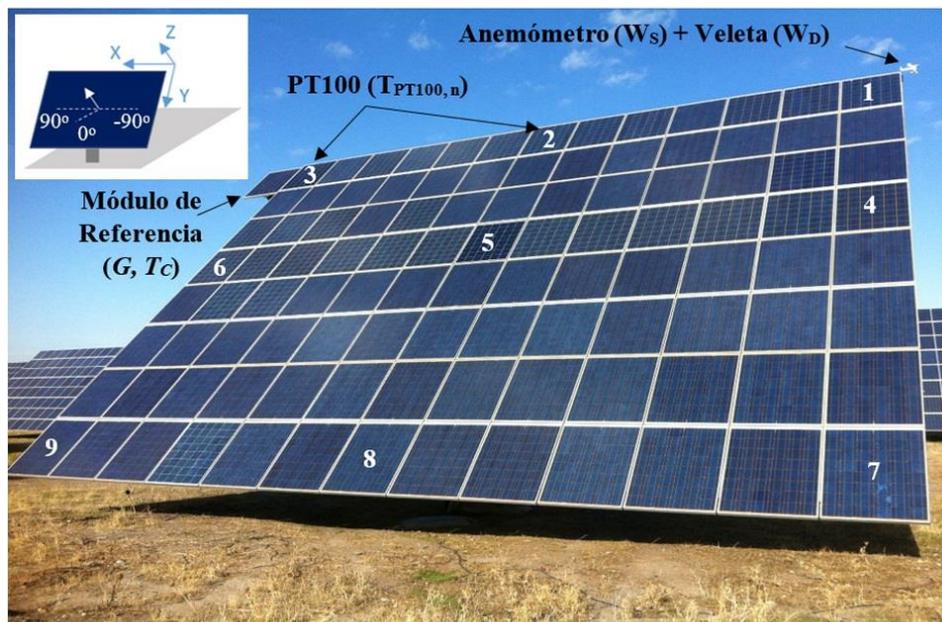


Fig. 3.13 Seguidor con su *MR* en donde se colocaron un anemómetro, una veleta y las 9 *PT100*, uniformemente distribuidas en la parte trasera de los módulos (su ubicación viene determinada por la numeración).

Para identificar bien la posición de los diferentes elementos de medida, se define un sistema de referencia solidario al seguidor (esquina superior izquierda de la **Fig. 3.13**). Los ejes X e Y corresponden con la dirección horizontal y vertical y el Z con la normal al plano del seguidor. Por tanto, normalizando por las dimensiones del seguidor, el *MR* y el Anemómetro-veleta estarían en las posiciones $(1,0)$ y $(0,0)$, respectivamente. La posición de las 9 *PT100* de la 1 a la 9 serían $(0,0)$, $(1/2, 0)$, $(1,0)$, $(0,1/2)$, $(1/2, 1/2)$, $(1,1/2)$, $(0,1)$, $(1/2, 1)$, $(1,1)$, respectivamente. Además, serán necesarios dos sistemas

de referencia para definir la dirección del viento. El absoluto $N - S, E - O$ y el relativo al seguidor. Este último está en la esquina superior izquierda de la **Fig. 3.13** en color blanco. En este sistema de referencia, la dirección del viento viene dada por el ángulo que forma ésta y la proyección horizontal del eje Z . Por tanto, 0° significa que el viento sopla de forma perpendicular a la superficie del seguidor mientras que 90° (o -90°) sería de forma paralela.

La dispersión de total de temperatura, ΔT_C , en un determinado momento vendrá definida por la diferencia entre la $PT100$ que más mide y la que menos. Es también interesante distinguir entre dispersión “vertical”, $\Delta^V T_C$, definida como la mayor diferencia entre las $PT100$ que se encuentran en la misma línea vertical (misma componente x) y “horizontal”, $\Delta^H T_C$, siendo esta la máxima diferencia entre las $PT100$ situadas en la misma línea horizontal (misma componente y). Finalmente, la diferencia de temperatura media entre los lados del seguidor $\overline{\Delta^H T_C}$, es la diferencia entre la media de los valores registrados por las $PT100$ del lado derecho del seguidor (sensores 1,4 y 7) y la media de los del lado izquierdo (sensores 3,6 y 9)

3.1.3.1.1 Condiciones ambientales durante el experimento

3.1.3.1.1.1 Irradiancia horizontal y temperatura ambiente

Los días en los que se realizó el experimento fueron tanto días claros como parcialmente nublados, **Fig. 3.14 (a)**. La temperatura ambiente varió desde 9°C hasta 30°C , **Fig. 3.14 (b)**.

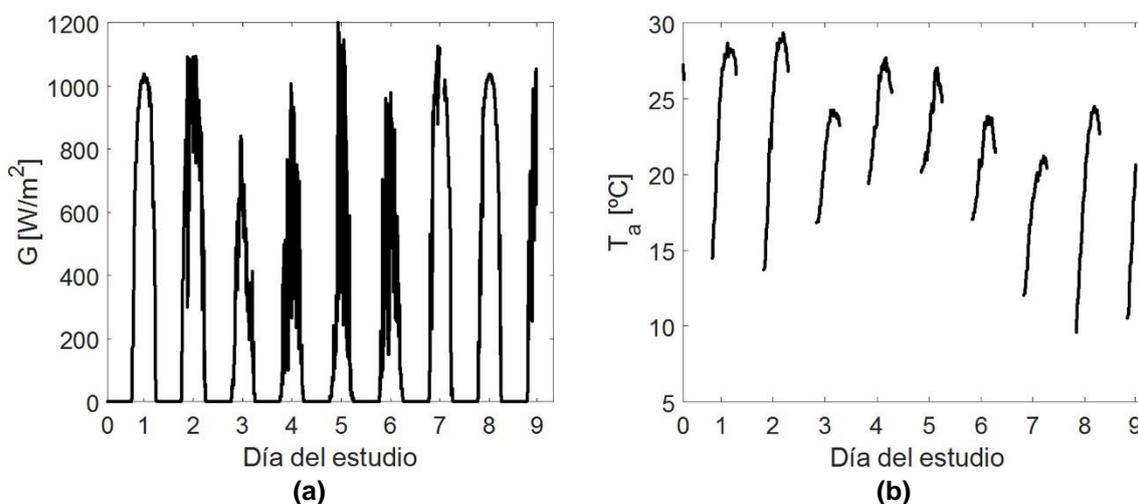


Fig. 3.14 Irradiancia efectiva que llega a las células, **(a)**, y temperatura ambiente, **(b)**, observadas durante los días del experimento (los valores nocturnos se han excluido).

Estas condiciones pueden considerarse representativas de las condiciones ambientales registradas en la central de Amareleja a lo largo de todo un año. Como puede verse en la **Fig. 3.15 (a)** la distribución de la irradiancia efectiva que llega a las células durante el experimento es similar a la distribución anual. Aunque la temperatura ambiente durante el experimento fue ligeramente diferente respecto a la distribución anual, la media de los valores de ambas distribuciones es bastante parecida. **Fig. 3.15 (b)**.

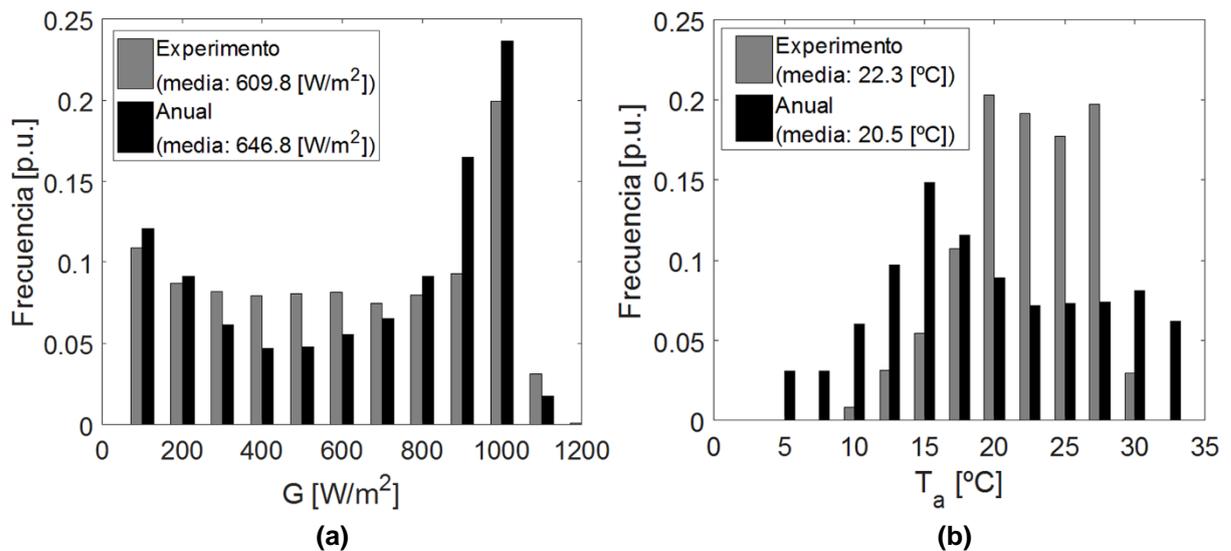


Fig. 3.15 Distribuciones de la irradiancia efectiva que llega a las células, (a), y temperatura ambiente, (b), durante los días del experimento (los valores nocturnos se han excluido).

3.1.3.1.1.2 Velocidad y dirección el viento

En relación con el viento, la velocidad registrada durante el experimento fue menor de 7 m/s casi todo el tiempo con dirección predominante sur, para los primeros días y noroeste para los últimos, **Fig. 3.16 (a)**. En la **Fig. 3.16 (b)** puede verse como la distribución anual de energía en función de la velocidad del viento es similar a la distribución de la velocidad del viento durante el experimento. Por tanto, el rango de velocidades registradas es totalmente representativo de las condiciones anuales de viento en la planta de Amareleja.

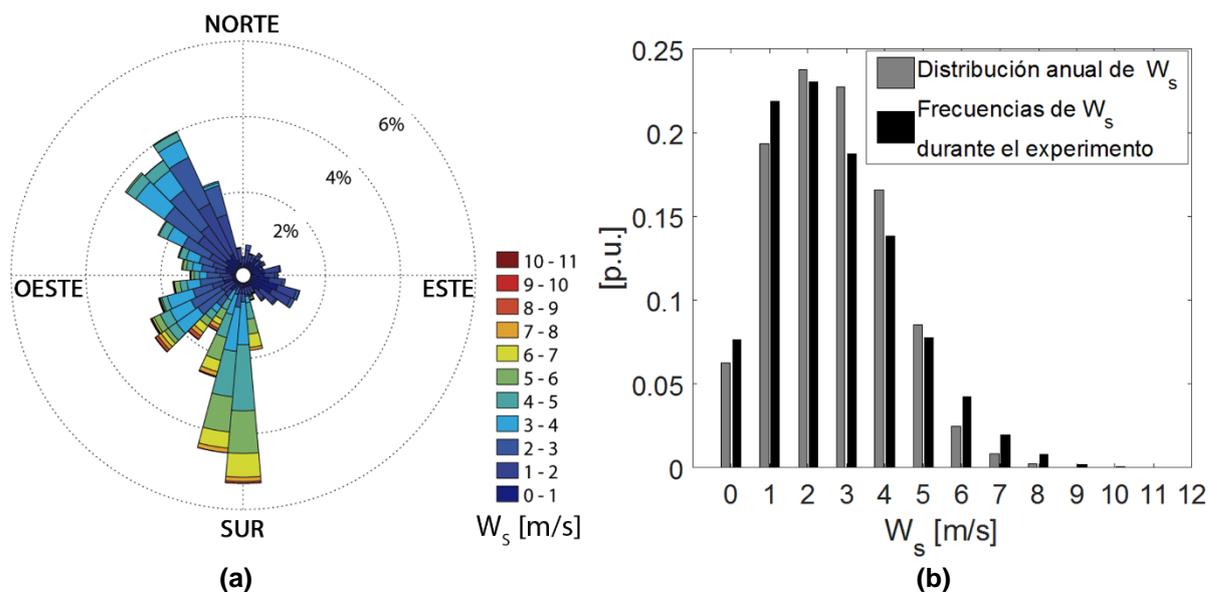


Fig. 3.16 Condiciones de viento registradas en la estación meteorológica durante los días del experimento, (a), y distribución anual de la velocidad de viento y durante los días del experimento, (b).

La **Fig. 3.17** muestra la velocidad y dirección del viento medidas con el anemómetro-veleta montado en la parte superior del seguidor. Las direcciones mostradas están referidas a la posición del seguidor, de acuerdo con el sistema de referencia definido en la **Fig. 3.13**. Durante la mayor parte del tiempo el viento sopló de forma paralela a la superficie del seguidor.

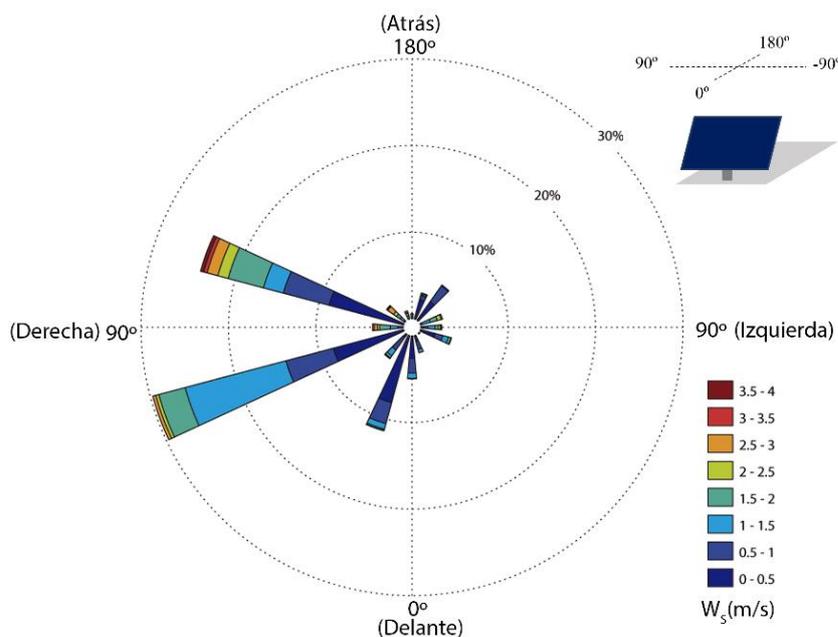


Fig. 3.17 Dirección y velocidad del viento en relación con la posición del seguidor.

3.1.3.1.1.3 Dispersión espacial de los registros de viento

Los registros de viento tomados en un punto específico de la planta no necesariamente se relacionan con lo que se observa en las cercanías de cada seguidor fotovoltaico. **Fig. 3.18** muestra las medidas de viento registradas en la estación meteorológica de la central y las registradas en el anemómetro-veleta montado sobre el seguidor en estudio. Para poder compararlas correctamente, las medidas obtenidas en el seguidor se han referido al sistema absoluto $N - S, E - O$.

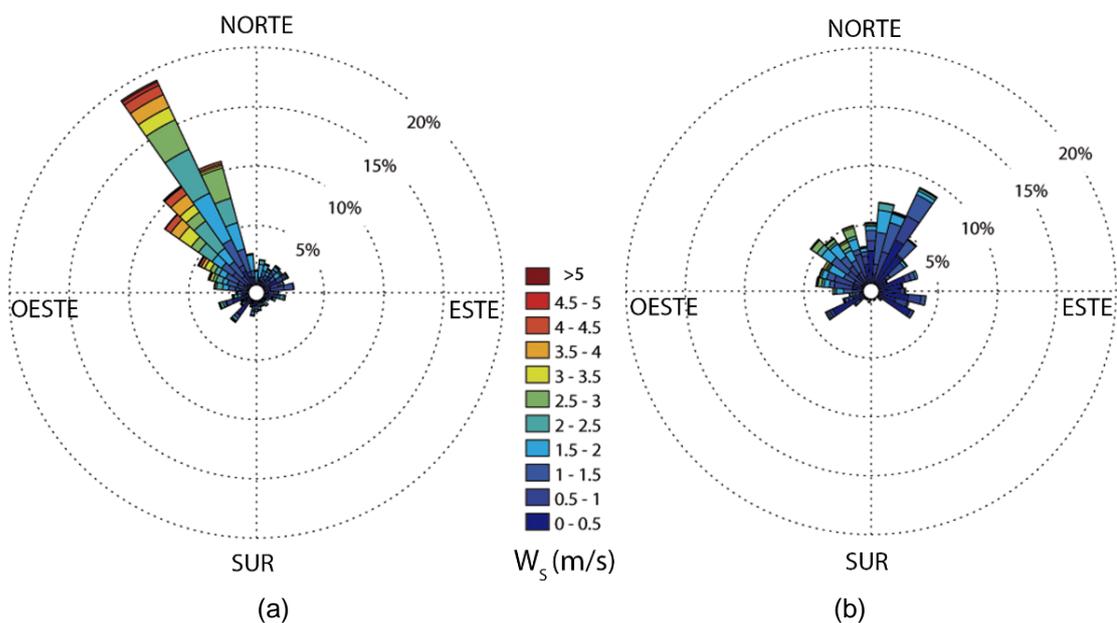


Fig. 3.18 Condiciones de viento registradas. (a) Estación meteorológica, (b) Anemómetro del seguidor.

Como puede verse (**Fig. 3.18**) la dirección del viento sobre el seguidor no se parece a la registrada en la estación meteorológica. La velocidad también es algo menor en el seguidor. Por lo tanto, está claro que las condiciones de viento en los seguidores se modifican en cierta medida por el entorno. Como consecuencia, las mediciones de viento registradas en una estación meteorológica ubicada en un único punto dentro de una planta fotovoltaica de tamaño considerable no son representativas de las condiciones del viento en la superficie de los módulos fotovoltaicos y, por lo tanto, su utilidad para estimar la temperatura de operación del campo fotovoltaico es limitada.

3.1.3.1.2 Observaciones experimentales

3.1.3.1.2.1 Dispersión de temperatura en la superficie del seguidor

La **Fig. 3.19 (a)** muestra la dispersión de la temperatura total frente a la irradiancia incidente. Puede verse que la dispersión de la temperatura viene influenciada por la irradiancia. Con baja irradiancia, la dispersión no supera los 2-3 K, pero con valores de irradiancia cercanos a 1000 W/m^2 , aparecen diferencias de temperatura de hasta 10 K entre diferentes puntos del mismo seguidor. La **Fig. 3.19 (b)** muestra esta dispersión en las direcciones vertical y horizontal. Está claro que la dispersión horizontal observada es mayor que la vertical. De hecho, para niveles de irradiancia cercanos a 1000 W/m^2 pueden alcanzarse diferencias de 10 K horizontalmente y solo de 5 o 6 K verticalmente.

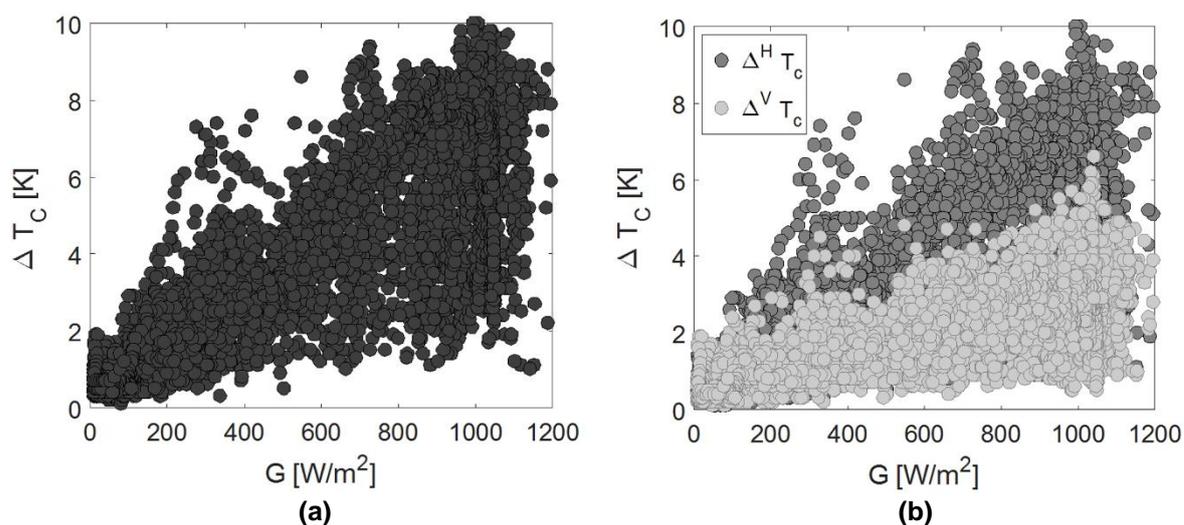


Fig. 3.19 (a) Máxima dispersión de temperatura entre los diferentes sensores ubicados en el seguidor frente a la irradiancia. **(b)** Máxima dispersión de temperatura en vertical (puntos gris claro) y en horizontal (puntos gris oscuro).

3.1.3.1.2.2 Influencia del viento

Como se ha comentado en la sección 3.1.3.1.1, la mayoría de los registros de velocidad del viento están dentro de un pequeño rango. Para el rango de velocidades que van desde 0 m/s hasta 3.5 m/s , la dispersión de temperatura es de 2-3 K a 10 K. Para vientos superiores a 4 m/s , aunque son pocos los datos registrados en este rango de velocidades, se tiene una dispersión menor a 5 K. En cualquier caso, está claro que bajas velocidades de viento no garantizan una mayor uniformidad en la distribución de temperaturas en el seguidor, **Fig. 3.20 (a)**.

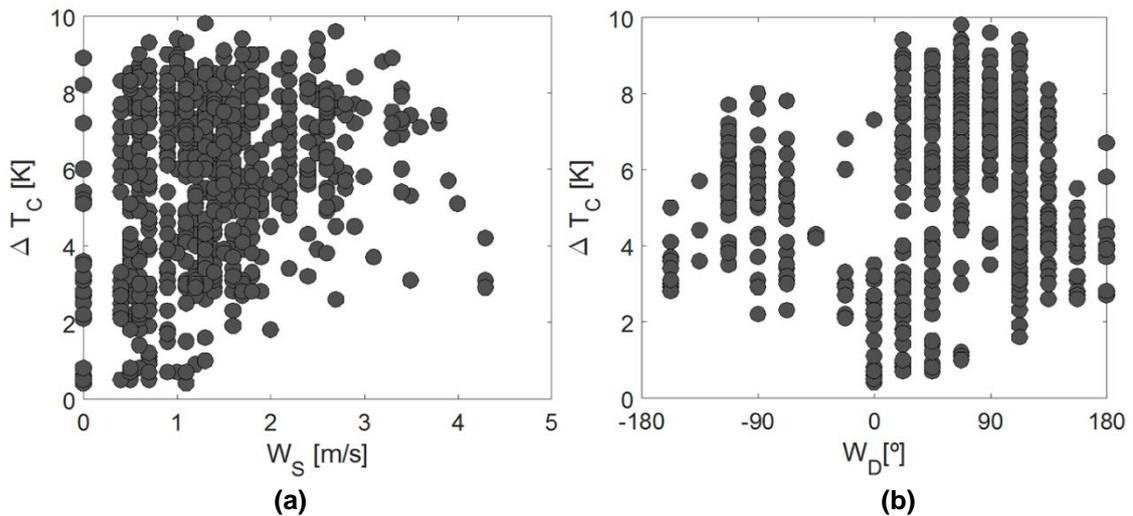


Fig. 3.20 Máxima dispersión de temperatura entre los diferentes sensores ubicados en el seguidor frente a la velocidad del viento, **(a)** y dirección del viento relativa al seguidor, **(b)**.

En relación con la dirección del viento, ésta puede tener una influencia considerable en la distribución de temperatura del seguidor dadas las bajas velocidades registradas (**Fig. 3.21**). La **Fig. 3.21** muestra la dispersión máxima de temperatura observada verticalmente, **Fig. 3.21 (a)**, y horizontalmente, **Fig. 3.21 (b)**, frente a la dirección del viento (relativa a la posición del seguidor). Se puede ver cómo la dirección del viento apenas afecta a la distribución vertical, mientras sí que lo hace a la distribución horizontal. Las máximas dispersiones se observan con direcciones de viento de aprox. $\pm 90^\circ$ (viento que sopla paralelo a la superficie) mientras que las dispersiones más pequeñas ocurren para direcciones de 0° y 180° (viento que sopla perpendicularmente a la superficie). Las **Fig. 3.20 (b)** y **Fig. 3.21 (b)**, son prácticamente igual debido a que la máxima dispersión de temperatura se da en el sentido horizontal.

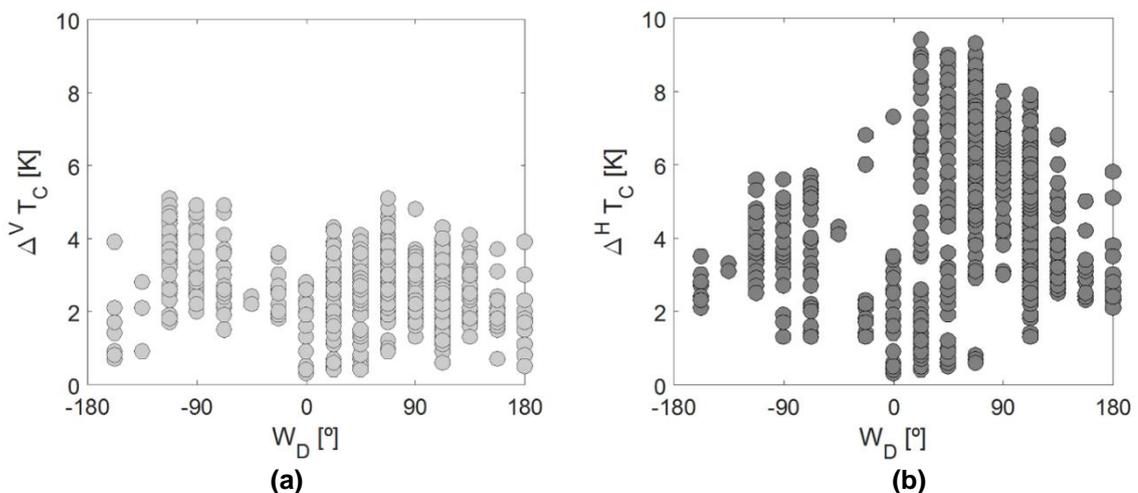


Fig. 3.21 Máxima dispersión de temperatura frente a la dirección del viento relativa al seguidor. **(a)** verticalmente, **(b)** horizontalmente.

Para una mejor explicación de la influencia de la dirección del viento en la distribución horizontal de temperaturas se muestra la **Fig. 3.22**. En ella, puede verse la diferencia media de temperatura entre ambos lados del seguidor (derecha e izquierda) frente a la dirección del viento para diferentes velocidades del mismo. En la **Fig. 3.22 (b)** se observa una clara correlación entre las diferencias de temperatura y la dirección del viento para rangos de velocidad que van de 2 a 3 m/s . Las diferencias positivas máximas ocurren para direcciones cercanas a 90° (viento que sopla paralelo al seguidor y entra por el lado izquierdo). Esto significa que los módulos que se encuentran en el lado izquierdo están más fríos que los del lado derecho. Por otro lado, las diferencias negativas máximas ocurren con direcciones de viento cercanas a -90° (viento que sopla paralelo al seguidor y entra por el lado derecho). En este caso, son los módulos del lado derecho los que se encuentran más fríos. La asimetría entre los valores positivos y negativos es debida a la diferencia de irradiancia registrada para cada valor de dirección de viento. Para vientos inferiores se ve a 1 m/s una dispersión de temperatura similar pero no una correlación, tan clara, con la dirección del viento **Fig. 3.22 (a)**. Cuando se tienen velocidades de viento superiores a 3 m/s las diferencias de temperatura son menores y nuevamente no se ve una correlación con la dirección del viento. Sin embargo, como se ha comentado, hay pocos datos para estas velocidades.

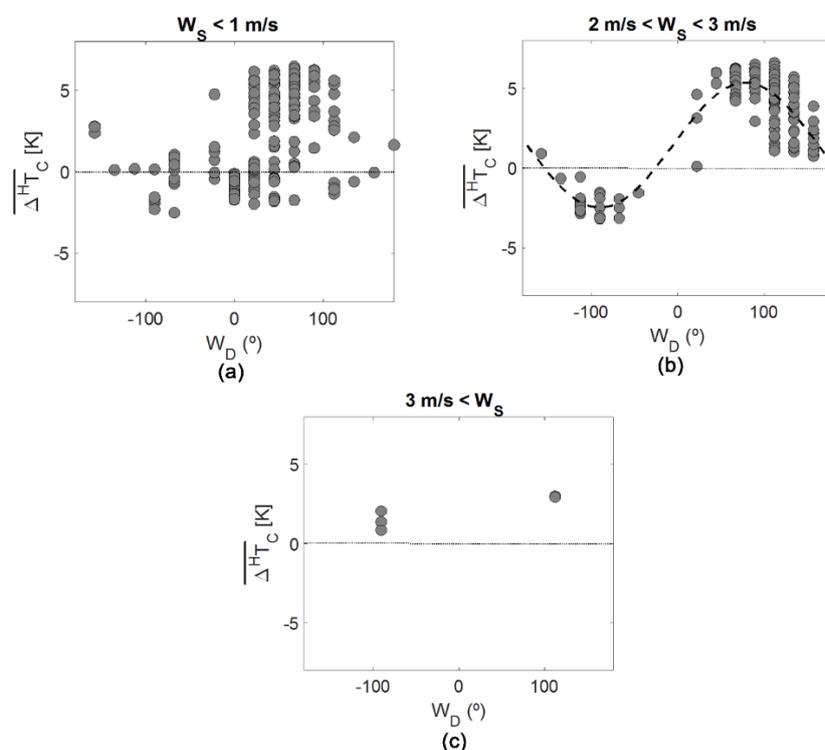


Fig. 3.22 Diferencia media de temperatura entre los extremos del seguidor frente a la dirección del viento relativa al mismo: **(a)** $W_S < 1 \text{ m/s}$, **(b)** $2 \text{ m/s} < W_S < 3 \text{ m/s}$ y **(c)** $3 \text{ m/s} < W_S$.

Los resultados comentados indican que velocidades bajas de viento (menores a $3\text{-}4\text{ m/s}$), combinadas con una cierta dirección del viento, promueven la aparición de gradientes horizontales de temperatura en un seguidor FV. Por tanto, aquellos módulos que se encuentran más cercanos a la dirección del viento se encuentran más fríos. A modo de ejemplo, la **Fig. 3.23** muestra el gradiente térmico que aparece en la superficie de un seguidor para un instante concreto, cuando la velocidad del viento es menor de 3 m/s . Estas dispersiones son $\Delta T_C=8\text{ K}$, $\Delta^V T_C=3.6\text{ K}$ y $\Delta^H T_C=7.2\text{ K}$. Parece razonable pensar que, con bajas velocidades de viento, como son las registradas durante el experimento, el flujo de aire sobre la superficie del seguidor sea laminar y por tanto, se vea una clara relación entre dirección de viento y diferencias de temperatura mientras que, para velocidades superiores, se prevé un régimen turbulento donde no se aprecie la correlación dirección de viento y diferencia de temperatura. Es probable que, este segundo caso, favorezca una temperatura más uniforme en toda la superficie del seguidor FV.

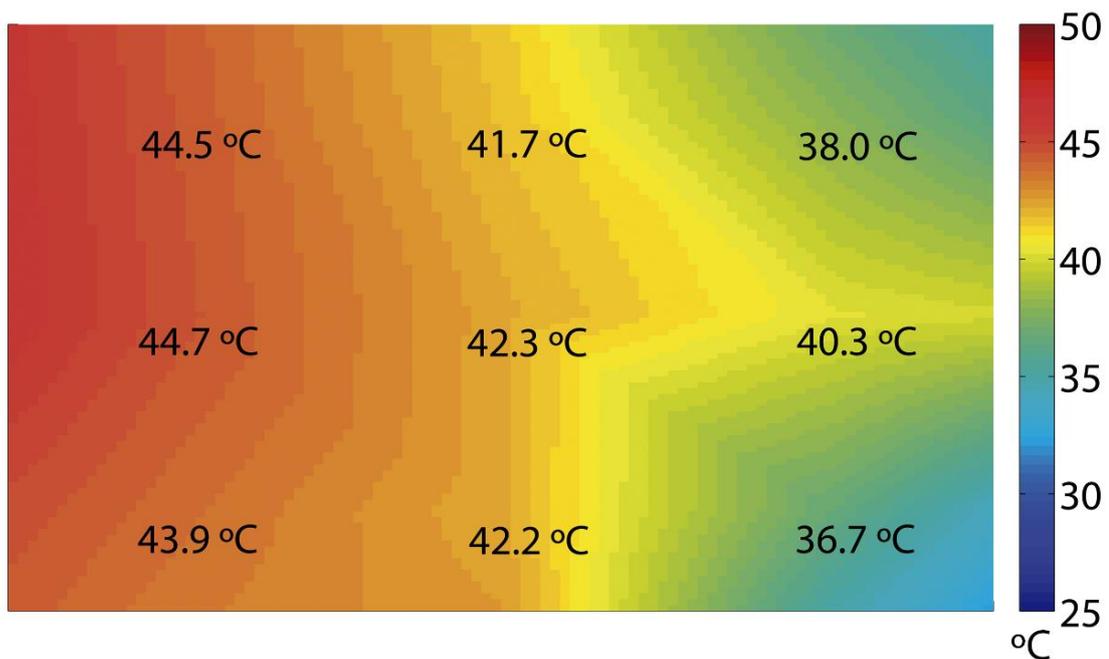


Fig. 3.23 Valores de temperatura registrados en un instante determinado ($G=867\text{ W/m}^2$, $T_a=24.7\text{ °C}$, $W_D=157.5^\circ$ (relativa al seguidor) y $W_S=1.2\text{ m/s}$) en la superficie del seguidor. ($\Delta T_C=8\text{ K}$, $\Delta^V T_C=3.6\text{ K}$ y $\Delta^H T_C=7.2\text{ K}$).

En vista de las observaciones, las máximas dispersiones horizontales observadas durante el experimento corresponden a 10 °C para los 12 m de longitud del seguidor, es decir, aproximadamente 1 °C/m . Como consecuencia práctica, de relevancia para la

caracterización de los módulos FV en campo, el uso de un único MR fijado a un lado del seguidor FV para estimar la temperatura de los módulos individuales puede generar un error de $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ cada metro de separación, en dirección horizontal, entre el MR y el que se va a medir. Dado que los módulos de células $c - Si$ típicamente tienen coeficientes de variación de la potencia con la temperatura en torno a $0.5\text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, el aumento de $1\text{ }^{\circ}\text{C}/m$ al determinar la temperatura representa un error asociado en la potencia de $0.5\text{ } \%/m$.

3.1.3.1.3 Representatividad de las medidas de temperatura en función número, posición y tipo de sensores utilizados

3.1.3.1.3.1 Diferencias entre las medidas tomadas con $PT100$ y con MR

La **Fig. 3.24** muestra la diferencia entre las medidas de temperatura registradas por el módulo de referencia y las tomadas por la $PT100$ montada en el módulo más cercano al MR (separadas por una distancia de menos de 1 m). En promedio, ambas mediciones difieren solo en 1.8 K . Las diferencias entre ambas mediciones están dentro del intervalo $\pm 2\text{ K}$ centrado en dicha media.

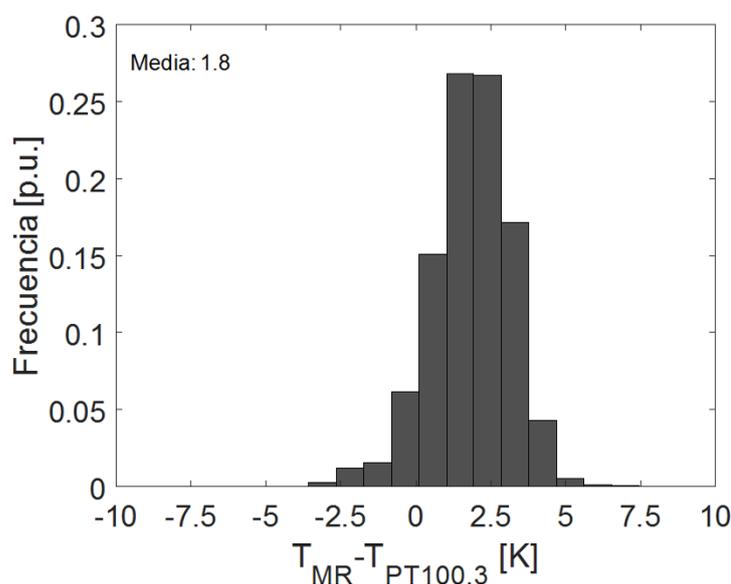


Fig. 3.24 Histograma de la diferencia de temperatura entre la obtenida con el voltaje de circuito abierto del MR (T_{MR} y la medida por la $PT100$ colocada en el módulo más cercano al MR ($T_{PT100,3}$).

Estas diferencias pueden explicarse por medio de tolerancias de medición y teniendo en cuenta que las medidas de $PT100$ corresponden a un único punto, mientras que la tensión de circuito abierto del módulo es un reflejo de la temperatura de la unión

$p - n$ de un grupo de células. Como se dice en la norma IEC 62446 ([Electrotechnical Commission., 2016](#)) "... es de esperar que el módulo esté más caliente alrededor de la caja de conexiones en comparación con el resto ya que el calor no se conduce tan bien al entorno circundante. También es normal que los módulos fotovoltaicos vean un gradiente de temperatura en los bordes y soportes ". De hecho, algunos autores han informado diferencias de temperatura de hasta $5 K$ dentro del mismo módulo fotovoltaico ([EPIA, 2014](#)). Por otro lado, la temperatura de la unión $p - n$ no evoluciona de la misma manera que la superficie posterior del módulo FV. Cabe señalar que las diferencias que se encuentran aquí entre las medidas basadas en $PT100$ y las basadas en el V_{OC} de un grupo de células son afines a los valores ofrecidos por otros autores ([Krauter and Preiss, 2009](#)). En cualquier caso, la temperatura más relevante en un módulo es, de hecho, la de la unión $p - n$. Por lo tanto, el valor de temperatura dado por el V_{OC} del módulo de referencia ([Electrotechnical Commission., 2011b](#)) es más representativo de T_m que la medida proporcionada por una $PT100$ ([Electrotechnical Commission., 1998](#)).

3.1.3.1.3.2 Medida de la temperatura en un único punto de generador

La dispersión de temperatura que se produce en un generador fotovoltaico puede llevar a que la medida de temperatura en un único punto (o la registrada en un módulo de referencia montado en una posición específica) no sea representativa de la temperatura global del seguidor. Este es particularmente el caso de la temperatura de los módulos ubicados a ambos lados del seguidor FV analizado. Los histogramas de la **Fig. 3.25** muestran la diferencia entre la medida de los sensores $PT100$ ubicados en ambas esquinas superiores del seguidor FV, $T_{PT100,1}$ y $T_{PT100,3}$, y el promedio de las 9 $PT100$, $T_{PT100,m}$. El valor medio de estas diferencias es de aprox. $1 K$. Sin embargo, la dispersión varía de $-4 K$ y $+2 K$ en el histograma de la **Fig. 3.25 (a)** y de $-2 K$ y $+4 K$ en el histograma de la **Fig. 3.25 (b)**. La forma asimétrica de los histogramas se relaciona específicamente con la posición de cada sensor $PT100$ en el seguidor FV combinada con la dirección predominante del viento durante los días de prueba. Por lo tanto, la incertidumbre total en la temperatura medida por un solo sensor ubicado en una de las esquinas del seguidor FV es de aprox. $\pm 4 K$, lo que representa una incertidumbre en la potencia CEM de aprox. el $\pm 2 \%$.

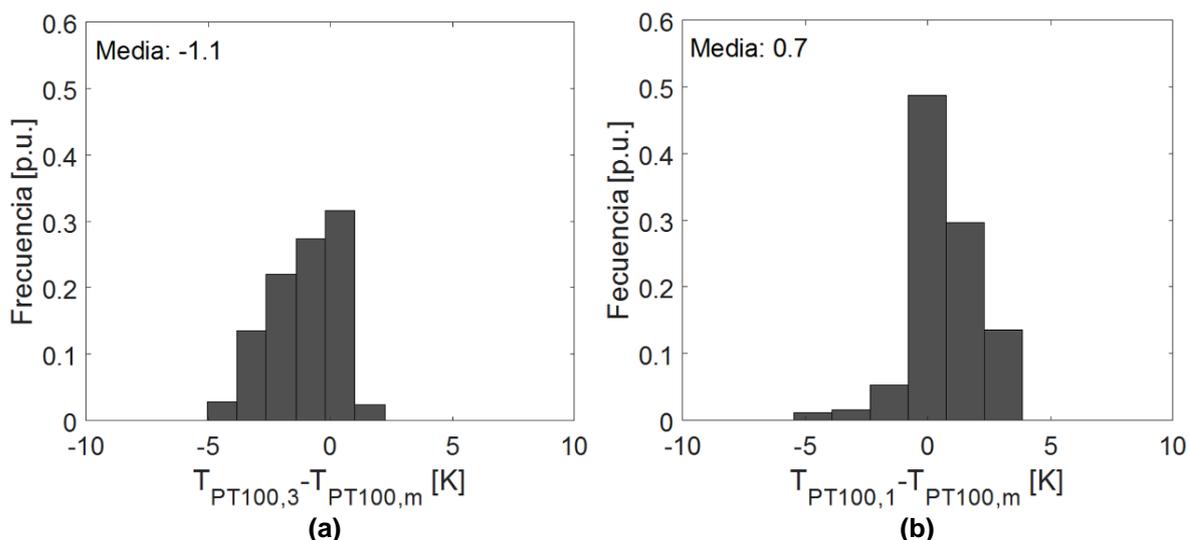


Fig. 3.25 (a) Histograma de la diferencia de temperatura entre la medida por la PT100 situada en la posición (1,0), $T_{PT100,3}$, y la media de las nueve PT100 colocadas en el seguidor, $T_{PT100,m}$. (b) Histograma de la diferencia de temperatura entre la medida por la PT100 situada en la posición (0,0), $T_{PT100,1}$, y la media de las nueve PT100 colocadas en el seguidor, ($T_{PT100,m}$).

La incertidumbre se reduce considerablemente si el sensor de temperatura está ubicado en el centro del seguidor FV. De hecho, la **Fig. 3.26 (a)** muestra la diferencia entre la PT100 ubicada en el centro, $T_{PT100,5}$ y el promedio de las nueve.

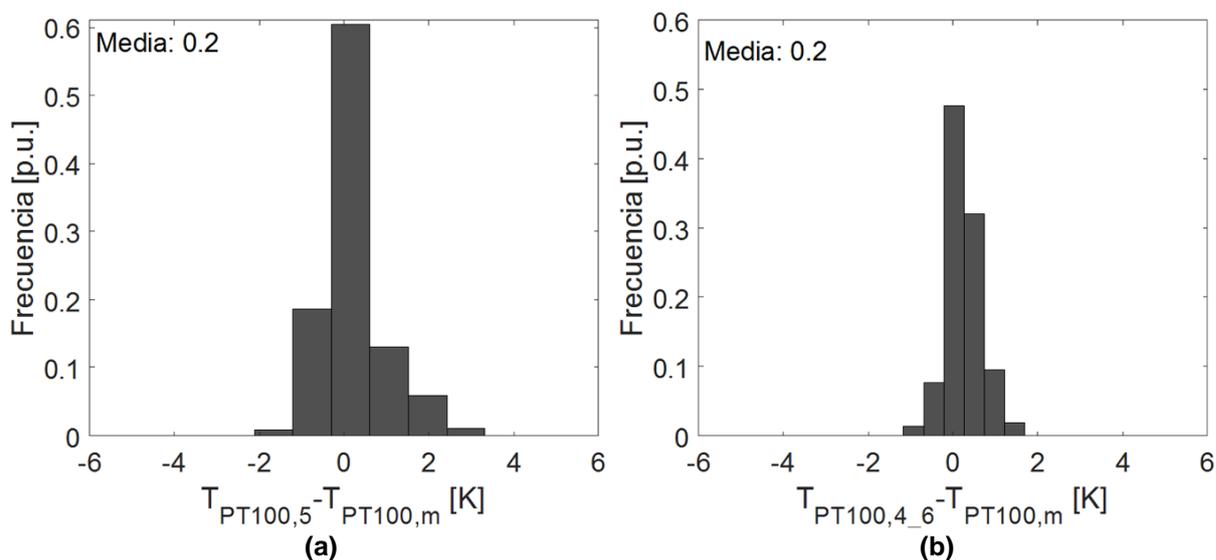


Fig. 3.26 (a) Histograma de la diferencia de temperatura entre la medida por la PT100 situada en la el centro del seguidor, $T_{PT100,5}$, y la media de las nueve PT100 colocadas en el seguidor, $T_{PT100,m}$. (b) Histograma de la diferencia de temperatura entre la media medida por las PT100 situadas en la posición (1,0,5) y (0,0,5), $T_{PT100,4_6}$, y la media de las nueve PT100 colocadas en el seguidor, ($T_{PT100,m}$).

En este caso, la asimetría del histograma ha desaparecido, y el valor promedio ha disminuido a $0.2 K$, con una dispersión más baja de alrededor de $\pm 2 K$. La incertidumbre en la caracterización de la potencia *CEM* se reduce, aproximadamente, $\pm 1 \%$. Esta observación revela la importancia de ubicar el sensor de temperatura lo más cerca posible del centro del generador FV cuando se requiere una alta precisión en la determinación de la temperatura. Sin embargo, si la medición de la temperatura se realiza por medio de *MR*, la ubicación de uno de esos módulos en el centro de un generador FV resulta imposible en la práctica. En ese caso, una mejor práctica consiste en el uso de dos *MR* fijados a ambos lados del generador FV (a media altura), y tomando la media de ambas medidas. La **Fig. 3.26 (b)** muestra, precisamente, la diferencia entre el promedio de las temperaturas medidas por las *PT100* ubicadas en ambos lados del generador FV, $T_{PT100,4_6}$, y el promedio de las nueve. El valor medio de esas diferencias también es de $0.2 K$ pero el rango de dispersión se reduce a $\pm 1 K$, lo que representa una incertidumbre en la determinación de la potencia *CEM* de solo $\pm 0.5 \%$.

3.1.3.1.3.3 Medidas de la temperatura para cálculos basados en energía

La incertidumbre asociada a la medida de la temperatura de funcionamiento del generador FV se reduce considerablemente cuando el objetivo es caracterizar el rendimiento del generador FV en términos de energía (energía diaria, por ejemplo). Para caracterizar adecuadamente el impacto de la temperatura en la producción de energía diaria, la temperatura equivalente diaria se define como

$$T_{ceq,d} = \frac{\sum_{i=1}^n T_C(i) \cdot G(i)}{\sum_{i=1}^n G(i)} \quad (3.5)$$

Donde n es el número de instantes considerados durante un día. La **Fig. 3.27** muestra la dispersión máxima de la temperatura equivalente diaria, $T_{ceq,d}$, registrada por las nueve *PT100* en el transcurso de los 9 días de prueba. En este caso, las mayores diferencias no superan los $5 K$.

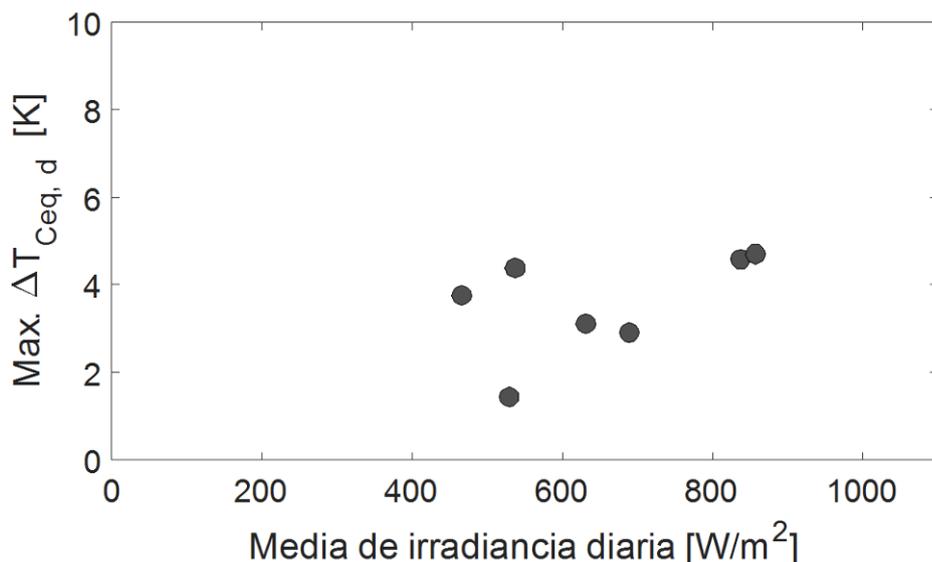


Fig. 3.27 Máxima dispersión de temperatura equivalente registrada por las nueve PT100 para cada día de estudio frente a la media de irradiancia diaria.

Además, la máxima diferencia entre la temperatura equivalente diaria medida por el módulo de referencia y la temperatura equivalente diaria calculada utilizando el promedio de las 9 temperaturas registradas por los sensores PT100 es inferior a 2,5 K. Teniendo en cuenta los coeficientes de temperatura típicos de los módulos FV $c - Si$, una incertidumbre de aproximadamente 2 K en la temperatura del módulo representa un error de solo el 1 % en energía. Por lo tanto, la ubicación del sensor de temperatura también es menos importante cuando el objetivo es caracterizar el rendimiento del generador FV en términos de energía.

3.1.4 Medida de las condiciones en todos y cada uno de los generadores de una central

Cuando se plantea caracterizar las condiciones de todos y cada uno de los generadores FV de una central FV resulta evidente pensar que es inviable poner un sensor en cada uno de los generadores de ésta. Por ello, surgen preguntas de cómo trabajar con los que se han instalado, si estos están bien ubicados, etc...

Respondiendo a estas cuestiones, en relación con la radiación, para caracterizar la de un generador FV perteneciente a una central FV, puede parecer sensato utilizar el sensor más cercano a éste. Como se ha visto, si está a una distancia mayor de 400 m, es preferible utilizar la medida de varios sensores, si es posible al menos 3, ya que es igual o más representativa que la del más cercano. En distancias comprendidas entre

los 30 *m* y 400 *m* no se tiene conocimiento de que ocurre y a menos de 30 *m* la utilización del más cercano puede ofrecer mejores resultados. Esto es así, siempre y cuando, estén disponibles y registradas, en cualquier momento, las medidas de todos los sensores. La experiencia adquirida en el trascurso de estas tesis muestra que, cuando se tiene un sistema de monitorización detallado, como es el de Amareleja, suelen aparecer, en determinados momentos, problemas de comunicación y registro. Este hecho lleva a aconsejar el uso de varios sensores para caracterizar la radiación incluso para distancias menores a 30 *m*.

Un argumento similar, pese a encontrarse menor dispersión que en radiación, se puede aplicar en la determinación de la temperatura de operación de los módulos de cualquier generador FV de una central FV. Si bien, en este caso, se ha observado que su buena caracterización radica en ubicar correctamente los sensores, dado que la dispersión espacial de temperatura en un único generador FV no es despreciable. Para ello, es aconsejable colocar sensores en ambos extremos a una altura media del generador FV.

Por consiguiente, para obtener una medida representativa de las condiciones de operación de cualquier generador FV de una central FV es preferible utilizar la medida de varios sensores que de un solo. La lógica lleva a pensar que una media de estos sensores es lo correcto. Esto es así, siempre y cuando no aparezcan valores de las medidas erróneos. La realidad es que, en monitorizaciones como la de Amareleja, aparecen, con relativa frecuencia, problemas de congelación de sensores (se registra el último valor repetidamente). Esto hace que el uso de la mediana en lugar de la media sea recomendable dada su mayor robustez.

3.2 MODELADO FV

3.2.1 Modelado del Generador FV

Conocidas las condiciones de operación, G y T_C , el modelado de la potencia máxima de salida de un generador FV en función de las condiciones de operación requiere resolver la función dada por Eq.(3.6):

$$P_{MPP} = P_{MPP}(G, T_C) \quad (3.6)$$

donde P_{MPP} es la potencia de salida del generador FV en el punto de máxima potencia y G y T_C representan las condiciones de funcionamiento, es decir, la irradiancia efectiva que llega a las células y la temperatura del módulo. Es interesante señalar que, cuando las condiciones de operación son las condiciones estándar de medida, CEM , la P_{MPP} es denominada potencia nominal del generador FV (P_{CEM}). En adelante, se utilizará el asterisco (*) para referirse a variables en CEM . Por tanto, $P_{CEM} = P_{MPP}(G^*, T_C^*)$ y los valores de potencia, eficiencia, irradiancia y temperatura relativos a las CEM se definirán como muestra la Eq.(3.7):

$$p' = \frac{P_{MPP}}{P_{CEM}}; \eta' = \frac{\eta}{\eta^*}; G' = \frac{G}{G^*}; T'_C = T_C - T_C^* \quad (3.7)$$

Los modelos FV se clasifican tradicionalmente como "físicos", basados en la ecuación del diodo de Shockley y Queisser, o "empíricos", basados en el ajuste de ciertas ecuaciones obtenidas a partir de medidas de eficiencia.

Este apartado, se centra, principalmente, en la revisión de los principales modelos FV que existen en la literatura analizando tanto la precisión como como su grado de ajuste a la información estrictamente proporcionada por los fabricantes de módulos FV. Se comienza con una descripción de los principales modelos tras la que se discute la utilidad de cada tipo de modelo en función de la aplicación. El ajuste de los mismos a las hojas de características del fabricante se evalúa teniendo en cuenta la posibilidad de extraer de ellas los datos de entrada y analizando también la rigurosidad de la información que habitualmente contienen. Finalmente, se evalúa la precisión de los modelos gracias a una meticulosa campaña de medidas realizada en la central FV de Tudela sobre cuatro tecnologías comerciales diferentes como son: $c - SI, CdTe$ $CISG$ y

$a - Si/\mu Si$. Se tienen cinco generadores FV (dos son $a - Si/\mu Si$, de diferentes fabricantes) cada uno con una P_{CEM} de aprox. $2 kW$. Par ello, se ha comparado la potencia medida y la energía producida de los diferentes modelos FV (diferentes sets de ecuaciones). Se ha prestado especial atención al silicio cristalino, que es de lejos, la tecnología predominante en los mercados actuales y futuros.

3.2.1.1 Revisión de las alternativas para el modelado FV

3.2.1.1.1 Modelos físicos (Modelos de curva I-V completa)

Una manera habitual de representar un generador FV es mediante su circuito eléctrico equivalente denominado modelo de los cinco parámetros con diodo, **Fig. 3.28 (a)**. Éste consta de una fuente de corriente, un diodo en antiparalelo y dos resistencias. Su expresión matemática, basándose en la ecuación del diodo propuesta por Shockey y Queisser, viene dada por la Eq.(3.8):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_p} \quad (3.8)$$

Donde los cinco parámetros son: corriente de generación (fotocorriente), I_L ; corriente de saturación del diodo, I_0 ; voltaje térmico, V_t ; resistencia serie, R_S ; y resistencia paralelo, R_p . Una buena descripción de este modelo puede encontrarse en (Loferski, 1993) y en libros de texto como (Backus, 1976; Green, 1982; John et al., 1991; Lorenzo et al., 1994). El voltaje térmico viene dado por la Eq.(3.9):

$$V_t = mN_{CS}kT_C/q \quad (3.9)$$

Donde m es el factor de idealidad, N_{CS} el número de células solares asociadas en serie, k la constante de Boltzmann ($1.381 \times 10^{-23} J/^\circ K$) y q es el valor absoluto de carga del electrón ($-1.602 \times 10^{-19} C$). T_C viene expresada en (K).

La salida del circuito es la llamada curva I-V que viene caracterizada, principalmente, por tres puntos, I_{SC} , corriente de cortocircuito; V_{OC} , tensión de circuito abierto y corriente y tensión del punto de máxima potencia, I_{MPP} y V_{MPP} , respectivamente, **Fig. 3.28 (b)**.

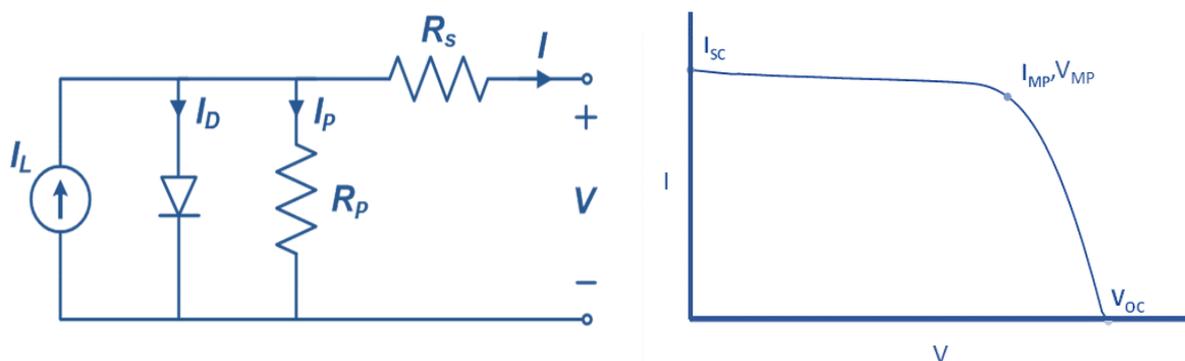


Fig. 3.28 (a) Modelo de los cinco parámetros con diodo. **(b)** Puntos característicos de la curva I-V.

En la práctica, trabajar con este modelo implica resolver tres problemas diferentes:

1. Obtener los parámetros en *CEM* a partir de la información disponible.
2. Extrapolar estos parámetros a otras condiciones de medida.
3. Resolver la ecuación para obtener el punto de máxima potencia (*MPP*)

3.2.1.1.1.1 Obtención de los parámetros en *CEM*

En principio, para determinar los cinco parámetros son necesarias cinco ecuaciones independientes. En la información que ofrece el fabricante en su hoja de características, pueden encontrarse tres puntos característicos en *CEM* y el coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura, β , (El contenido de la hoja de características se discutirá a continuación, en la sección 3.2.1.1.5.1). Evaluando la Eq.(3.8). para I_{SC}^* , Eq.(3.10); para V_{OC}^* , Eq.(3.11) y para I_{MPP}^* y V_{MPP}^* , Eq.(3.12) se obtienen tres de las cinco ecuaciones necesaria.

$$I_{SC}^* = I_L^* - I_0^* \left(\exp \frac{I_{SC}^* R_S^*}{V_t^*} - 1 \right) - \frac{I_{SC}^* R_S^*}{R_P^*} \quad (3.10)$$

$$0 = I_L^* - I_0^* \left(\exp \frac{V_{OC}^*}{V_t^*} - 1 \right) - \frac{V_{OC}^*}{R_P^*} \quad (3.11)$$

$$R_S^* = \frac{1}{I_{MPP}^* \left[V_{OC}^* - V_{MPP}^* + V_t^* \ln \left(1 - \frac{I_{MPP}^* \left(1 - \frac{R_S^*}{R_P^*} \right)}{I_{SC}^* \left(1 - \frac{V_{OC}^*}{R_P^* I_{SC}^*} \right)} \right) \right]} \quad (3.12)$$

La cuarta ecuación se obtiene imponiendo que la derivada de la potencia en el *MPP* sea cero (Eq.(3.16)). Para ello, a partir de la Eq.(3.13) y observando que la Eq.(3.8) es de la forma $I = f(I, V)$ se tiene la Eq.(3.14). Aplicando a la Eq.(3.14) derivadas

parciales quedaría la Eq.(3.15) y, finalmente, evaluándola para la condición $\left. \frac{dP}{dV} \right|_{MPP} = 0$ se obtendría la cuarta ecuación del sistema (Eq.(3.16)):

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (3.13)$$

$$dI = dI \frac{\partial f(I, V)}{\partial I} + dV \frac{\partial f(I, V)}{\partial V} \quad \text{ó} \quad \frac{dI}{dV} = \frac{\frac{\partial f(I, V)}{\partial V}}{1 - \frac{\partial f(I, V)}{\partial I}} \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial f(I, V)}{\partial V} = -\frac{I_0}{V_t} \exp \frac{V + IR_S}{V_t} - \frac{1}{R_P} \quad \text{y} \quad \frac{\partial f(I, V)}{\partial I} = -\frac{I_0 R_S}{V_t} \exp \frac{V + IR_S}{V_t} - \frac{R_S}{R_P} \quad (3.15)$$

$$I_{MPP}^* + V_{MPP}^* \frac{-\frac{I_0^*}{V_t^*} \exp \frac{V_{MPP}^* + I_{MPP}^* R_S^*}{V_t^*} - \frac{1}{R_P^*}}{1 + \frac{I_0^* R_S^*}{V_t^*} \exp \frac{V_{MPP}^* + I_{MPP}^* R_S^*}{V_t^*} + \frac{R_S^*}{R_P^*}} = 0 \quad (3.16)$$

Es importante señalar que se puede obtener la misma ecuación al ver que la pendiente de la curva I-V en el *MPP* es (Saloux et al., 2011; Xiao et al., 2004) y viene dada por Eq.(3.17):

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{MPP} = -\frac{I_{MPP}}{V_{MPP}} \quad (3.17)$$

La quinta y última expresión aparece de la definición del coeficiente β (De Soto et al., 2006). A partir de la Eq.(3.11) para G^* y T_c , teniendo en cuenta la dependencia de la temperatura con I_L, I_0 y R_p , descrita por las Eq.(3.28) y (3.29) (siguiente apdo.), y considerando que la temperatura de circuito abierto se define como la Eq.(3.18):

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}^* [1 + \beta(T_c - T_c^*)] \quad (3.18)$$

Lleva a:

$$0 = I_L^* [1 + \alpha(T_c - T_c^*)] - I_0^* \left(\frac{T_c}{T_c^*} \right)^3 \exp \left[\frac{E_g}{k} \left(\frac{1}{T_c^*} - \frac{1}{T_c} \right) \left(\exp \frac{V_{oc}^* [1 + \beta(T_c - T_c^*)]}{V_t^* \frac{T_c}{T_c^*}} - 1 \right) \right] - \frac{V_{oc}^* [1 + \beta(T_c - T_c^*)]}{R_p^*} \quad (3.19)$$

Donde E_g es la banda prohibida (“band gap”) del material (1.121 eV para el silicio cristalino). E_g tiene una pequeña dependencia con la temperatura caracterizada por la Eq.(3.20):

$$\frac{E_g}{E_g^*} = 1 - 0.0002677T' \quad (3.20)$$

Pese a variar con la temperatura, el valor concreto de la temperatura no es crítico ya que, cualquier T_C que varíe de 1 a 10°C por encima o por debajo de T_C^* da el mismo resultado.

Para finalizar, es interesante señalar que existe una alternativa al establecer una relación entre m y R_p (Jia et al., 1995). Esta viene dada por Eq.(3.21):

$$V_t^* = \frac{V_{MPP}^* + I_{MPP}^* R_S^* - V_{OC}^*}{\ln \left[\frac{(I_{SC}^* - I_{MPP}^*) \left(1 + \frac{R_S^*}{R_p^*}\right) + \frac{V_{OC}^* - V_{MPP}^*}{R_p^*}}{I_{SC}^* \left(1 + \frac{R_S^*}{R_p^*}\right) \frac{V_{OC}^*}{R_p^*}} \right]} \quad (3.21)$$

Las 5 ecuaciones comentadas forman un sistema de ecuaciones implícito y no lineal que requiere de métodos numéricos para ser resuelto. Estos métodos exigen un cálculo tedioso, además, es necesario establecer un buen punto inicial (punto semilla) para que las iteraciones converjan. Por tanto, se necesitan herramientas matemáticas potentes como el *EES* (engineering equation solver) de F-Chart (De Soto et al., 2006) o funciones de Lambert (Ghani et al., 2012; Jakhrani et al., 2014). Por ello, muchos autores han propuesto modificar la Eq.(3.8) con el objetivo de mejorar la convergencia (Laudani et al., 2013; Lo Brano et al., 2010; Lo Brano and Ciulla, 2013). En este trabajo se han realizado varias simulaciones con la herramienta de *MATLAB*, *F-solve*, obteniendo resultados razonables para el *c-Si* cuando se usa $m = 1.06$ y valores R_S y R_p particulares (Carrero et al., 2010) como punto semilla. Sin embargo, a menudo es necesario abordar los problemas de convergencia.

Estas dificultades sugieren que la extracción directa de los 5 parámetros únicamente de la información que ofrece la hoja de características no sea un buen camino para desarrollar procedimientos que predigan la productividad energética. Además, esta forma de calcular viene limitada por la representatividad de los parámetros que se encuentran en dicha hoja ($I_{SC}^*, V_{OC}^*, I_{MPP}^*, V_{MPP}^*$) debido a las dispersiones observadas entre módulos de lotes industriales de un mismo tipo de módulo, como se muestra en la sección 3.2.1.1.5.1.

Por todo lo comentado, se han explorado numerosas aproximaciones para reducir la tarea de extraer estos parámetros. Por ejemplo, no tener en cuenta la corriente de recombinación en cortocircuito (Sera et al., 2007), es decir, Eq.(3.22):

$$I_L^* = I_{SC}^* \left(1 + \frac{R_S^*}{R_P^*}\right) \quad (3.22)$$

También, considerando la ecuación anterior, asumiendo un valor para m e iterando sobre R_S y R_P hasta encontrar un único par de valores (R_S , R_P) que garantizan una única P_{CEM} , pero no unos únicos I_{MPP}^* y V_{MPP}^* (Villalva et al., 2009). Ampliamente referenciadas están las relaciones derivadas al comparar el FF^* con el FF de una célula ideal (una célula con $R_S^* = 0$ y $R_S^* = \infty$), FF_0 , usando las expresiones semi-empíricas disponibles para el MPP (Green, 1982). Para ello, se aplican las siguientes Eqs.(3.23)-(3.25):

$$v_{OC}^* = \frac{V_{OC}^*}{V_t^*}; r_P^* = R_P^* \frac{I_{SC}^*}{V_{OC}^*}; r_S^* = R_S^* \frac{I_{SC}^*}{V_{OC}^*} \quad (3.23)$$

$$FF_0^* = \frac{v_{OC}^* - \ln(v_{OC}^* - 0.72)}{v_{OC}^* + 1} \quad (3.24)$$

$$FF^* = FF_0^* (1 - r_S^*) \left\{ 1 - \left(\frac{v_{OC}^* + 0.7}{v_{OC}^*} \right) \left[\frac{FF_0^* (1 - r_S^*)}{r_P^*} \right] \right\} \quad (3.25)$$

Estas ecuaciones son válidas para células de eficiencia razonable ($v_{OC} > 10$), como es el caso de la mayoría de las células comerciales de hoy en día, y se convierten particularmente útiles cuando, de nuevo, la entrada considerada es solo la P_{CEM} , pero no I_{MPP}^* y V_{MPP}^* independientemente. Si se combina con valores razonables para m y R_P , el cálculo de la curva I-V se vuelve totalmente analítico y directo. Por ejemplo, $1.1 \leq m \leq 1.3$ y R_P^* mayor que 5 veces $V_{MPP}^* / (I_{SC}^* - I_{MPP}^*)$ son rangos razonables para el silicio cristalino. Una simplificación adicional de este enfoque es considerar R_P^* infinito. Entonces, quedaría la Eq. (3.26):

$$R_S^* = \left(1 - \frac{FF^*}{FF_0^*} \right) \frac{V_{OC}^*}{I_{SC}^*}; I_L^* \approx I_{SC}^* \text{ e } I_0^* = I_{SC}^* \exp\left(-\frac{V_{OC}^*}{V_t^*}\right) \quad (3.26)$$

En general, el circuito equivalente del generador FV puede ser simplificado al asumir que R_P^* es infinito, lo que da como resultado el llamado "modelo de los 4 parámetros ". Esto es ampliamente utilizado, dado su compromiso entre precisión y complejidad, en módulos de silicio cristalino que operan en lugares soleados (Bashahu and Habyarimana, 1995; Bellini and Bifaretti, 2009; Celik and Acikgoz, 2007; Hernandez et al., 2012; Jakhrani et al., 2014; Jia et al., 1988; Lorenzo et al., 1994; Massi Pavan et

al., 2014). Incluso puede utilizarse el denominado "modelo de 3 parámetros" que resulta de considerarlo como una célula ideal, donde se ignoran los efectos de las resistencias serie y paralelo. Este modelo muestra buenos resultado, errores de P_{DC} menores al 4 %, en un amplio rango de G y T_C (Mahmoud et al., 2012; Saloux et al., 2011; Vajpai and Khyani, 2013).

Un enfoque totalmente diferente consiste en extraer los 5 parámetros a partir de una curva I-V medida (en lugar de la hoja de características). La literatura contiene muchas variaciones para dar respuesta a esta pregunta (Bashahu and Nkundabakura, 2007; Bogning Dongue et al., 2013; Bouzidi et al., 2007; Chan and Phang, 1987; Charles et al., 1981; De Blas et al., 2002; Ghani et al., 2012; Haouari-Merbah et al., 2005; Hernandez et al., 2012; Jia et al., 1995; Kim and Choi, 2010; Ma et al., 2014b; Ortiz-Conde et al., 2014; Phang et al., 1984; Singh et al., 2013; Stein et al., 2013; Tsuno et al., 2009; Venkateswarlu and Sangameswar, 2013; Zhou et al., 2007). Típicamente, un paso clave consiste en tomar R_p como la inversa de la pendiente alrededor del punto de cortocircuito como se muestra en Eq. (3.27):

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I_{SC}} = -\frac{1}{R_p} \quad (3.27)$$

Esta aproximación ha sido adoptada por softwares ampliamente conocidos, como el *PVsyst* (PVsyst, n.d.) y el *CECPV calculator* (GOsolarCalifornia, n.d.). Estos softwares son fáciles de manejar por el usuario por lo que tienen muchos adeptos. Sin embargo, dado que obtienen las curvas I-V a partir de pruebas en un único módulo, aparecen objeciones con la representatividad del modelo y, en el contexto contractual, si la productividad no es la esperada, los fabricantes de módulos FV pueden achacárselo a ello.

3.2.1.1.1.2 Extrapolación de los parámetros a cualquier condición de operación

Para extrapolar los parámetros a cualquier condición de operación lo más típico es asumir que I_L es prácticamente proporcional a la irradiancia, es decir, Eq.(3.28):

$$I_L = I_L^* G' [1 + \alpha T_C'] \quad (3.28)$$

Donde α es el coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura. Este valor se puede encontrar en las hojas de características y tiene un orden de magnitud inferior a β , por lo que puede descartarse sin cometer un error significativo. La corriente de saturación del diodo viene dada por la Eq.(3.29):

$$I_0 = I_0^* \left(\frac{T_C}{T_C^*}\right)^3 \exp \left[\frac{E_g}{k} \left(\frac{1}{T_C^*} - \frac{1}{T_C} \right) \right] \quad (3.29)$$

donde m y R_S se suponen, generalmente, constantes, mientras que R_P crece cuando la irradiancia decrece. En la literatura, se han propuesto relaciones empíricas para describir este efecto. Por ejemplo, están la relación “inversa” (De Soto et al., 2006) y la “exponencial” (Mermoud and Lejeune, 2010), Eq.(3.30) y Eq.(3.31), respectivamente:

$$R_P = \frac{R_P^*}{G'} \quad (3.30)$$

$$R_P = R_P^* + (R_{P0} - R_P^*) \exp(-c_{RP} G') \quad (3.31)$$

donde, R_{P0} y el coeficiente exponencial c_{RP} se ajusta empíricamente. La relación $\frac{R_{P0}}{R_P^*}$ observada varía desde 4 para el silicio cristalino hasta 12 para la triple unión de amorfo. c_{RP} varía de 2 (*CdTe*) a 5.5 para *Si*.

Debe tenerse en cuenta que, en estos procedimientos, el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura es un resultado y no una entrada. Si es necesario ajustarse estrictamente a la hoja de características, es posible ajustar el γ resultante a un valor predeterminado añadiendo un exponente de ajuste a la Eq.(3.29). Si bien, esto complica realmente el cálculo. En esta dirección, una ecuación alternativa para I_0 , basada en el coeficiente variación de la tensión con la temperatura, se obtiene escribiendo la Eq. (3.8) para V_{OC} e imponiendo su valor al que se obtiene de la Eq.(3.32):

$$V_{OC} = V_{OC}^* [1 - \beta T_C'] + V_t \ln G' \quad (3.32)$$

Finalmente, pueden considerarse dependencias adicionales como las existentes entre I_0 y la irradiancia y la de R_S con la temperatura por medio de las Eq.(3.33) y Eq.(3.34) respectivamente:

$$I_0 = I_0^* G'^{\tau} \left(\frac{T_C}{T_C^*} \right)^3 \exp \left[\frac{E_g}{k} \left(\frac{1}{T_C^*} - \frac{1}{T_C} \right) \right] \quad (3.33)$$

$$R_S = R_S^* \exp[\delta T_C'] \quad (3.34)$$

donde, τ y δ son parámetros empíricos que, para ser ajustados, necesitan información adicional a la que se tiene en *CEM* (Boyd et al., 2011; Siddiqui and Abido, 2013). Otra dependencia empírica más simple es la de R_S con la temperatura propuesta por (Yordanov, 2014). Obviamente, agregar parámetros empíricos mejora la precisión del modelo cuando se trabaja con un módulo individual. Sin embargo, una vez más, debido a las variaciones existentes entre módulos, aun perteneciendo a un mismo lote, pone en cuestión la representatividad de tal procedimiento y, por lo tanto, los beneficios de introducir estos dos parámetros empíricos cuando el objetivo es emplearlos en ejercicios de predicción de la productividad energética.

3.2.1.1.1.3 Resolución del modelo para el *MPP*

La Eq.(3.8) es implícita y no lineal por lo que se suele resolver mediante métodos iterativos (Newton-Raphson, etc.). Sin embargo, Ruiz ha desarrollado un procedimiento analítico basado en series de Taylor sencillo de aplicar. Aunque aún no ha sido publicado en ninguna revista de impacto, si se ha utilizado en numerosas ocasiones en el *IES – UPM* dando excelentes resultados en términos de precisión, lo que justifica incluir, para la resolución de la Eq.(3.8), las siguientes ecuaciones propuestas por Ruiz:

$$D_{MPP0} = \frac{v_{OC} - 1}{v_{OC} - \ln v_{OC}} ; D_{MPP} = D_{MPP0} + 2r_S D_{MPP0}^2 \quad (3.35)$$

$$i_S = \frac{1 - g_p(1 - r_S)}{1 - \exp(-v_{OC}(1 - r_S))} \quad (3.36)$$

$$i'_S = 1 + i_S \exp[-v_{OC}(1 - r_S)] ; v'_S = 1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln(v_{OC} i_S) \quad (3.37)$$

$$i'_{MPP} = i'_S - \frac{D_{MPP}}{v_{OC}} ; v'_{MPP} = v'_S + \frac{1}{v_{OC}} \ln D_{MPP} \quad (3.38)$$

$$\frac{I_{MPP}}{I_{SC}} = i'_{MPP} - g_p(v'_{MPP} - r_S) ; \frac{V_{MPP}}{V_{OC}} = v'_M - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} r_S \quad (3.39)$$

donde $g_p = 1/r_p$ es la conductancia normalizada y v_{OC} , r_S y r_p vienen dados por la Eq.(3.23) quitando los asteriscos (*). Por extensión, para V_{OC} e I_{SC} en condiciones diferentes a *CEM*, se utilizan las siguientes ecuaciones Eq.(3.40) y Eq.(3.41):

$$V_{OC} = V_{OC}^* [1 - \beta T_C'] + V_t \ln G' \quad (3.40)$$

$$I_{SC} = I_{SC}^* G' [1 + \alpha(T_C - T_C^*)] \quad (3.41)$$

La **Tabla 3.3** contiene una lista de los principales modelos de curvas I-V propuestos en la literatura.

Tabla 3.3 Diferentes modelos de curva I-V encontrados en la literatura.

Modelos de la curva I-V		
$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_p}$		
(Backus, 1976; Green, 1982; John et al., 1991; Loferski, 1993; Lorenzo et al., 1994)		
Obtención de los parámetros en CEM	Desde la hoja de características	Resolución sistema de 5 ecuaciones Realizando varias simplificaciones para I_L, FF, m o R_p Considerando $R_p^* = \infty$ (Modelo de 4 parámetros) Considerando $R_p^* = \infty$ y $R_S^* = 0$ (Modelo de 3 parámetros)
	Desde medidas de la curva I-V	(De Soto et al., 2006; Ghani et al., 2012; Jakhрани et al., 2014; Laudani et al., 2013; Lo Brano et al., 2010) (Green, 1982; Sera et al., 2007; Villalva et al., 2009) (Akbaba and Alattawi, 1995; Bellini and Bifaretti, 2009; Hernandez et al., 2012; Jakhрани et al., 2014; Jia et al., 1988; Lorenzo et al., 1994; Massi Pavan et al., 2014; Xiao et al., 2004) (Mahmoud et al., 2012; Saloux et al., 2011; Vajpai and Khyani, 2013)
	Extensión a cualquier condición de operación	$I_L = I_L^* G' [1 + \alpha T_C']$ $m = m^*$ Expresiones alternativas para I_0 Expresiones alternativas para R_p Expresiones alternativas para R_S
	Resolución del modelo para el MPP	Métodos iterativos (Newton-Raphson, etc) Método analítico de Ruiz (Apdo. 3.2.1.1.1.3.)

3.2.1.1.2 Modelos empíricos (Modelos MPP)

Existen ecuaciones empíricas que relacionan los valores de potencia máxima observada con las condiciones de funcionamiento. El modelo *MPP* más simple consiste en asumir solo una relación lineal entre la potencia y la irradiancia, Eq.(3.42):

$$p' = G' \quad \text{or} \quad \eta' = \text{constant} \quad (3.42)$$

Sin embargo, el considerar la eficiencia constante para cualquier condición de operación, es poco realista. Una primera estimación consiste en considerar que la eficiencia se ve afectada por la temperatura, disminuyendo de forma proporcional, Eq.(3.43):

$$\eta' = (1 + \gamma T'_C) \quad (3.43)$$

Donde γ , coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, se considera constante. Este valor casi siempre se encuentra en las hojas de características por lo que resulta una fórmula muy conocida (Evans, 1981; Osterwald, 1986) y ampliamente utilizada.

En lugar de usar el coeficiente de variación de la potencia, se puede escribir un modelo similar a partir de los coeficientes de variación, con la temperatura, de la corriente de cortocircuito (α), tensión de circuito abierto (β), valores que siempre se encuentran en la hoja de características, y del factor de forma (ξ). Es fácil deducir que la Eq.(3.43) es equivalente a la Eq.(3.44) ya que γ cumple con la Eq.(3.45).

$$\eta' = (1 + \alpha T'_C)(1 + \beta T'_C) (1 + \xi T'_C) \quad (3.44)$$

$$\gamma = \alpha + \beta + \xi \quad (3.45)$$

En la práctica, el *FF* es mucho menos sensible a la temperatura que el V_{OC} por lo que, algunos autores, han sugerido considerarlo como una constante, o $\xi = 0$ (Fuentes et al., 2007). Notar que, en este tipo de modelos, puede ser relativamente complicado considerar la dependencia de la eficiencia con la irradiancia. Aunque inicialmente se intentó considerarla agregando un logaritmo de base 10 (Evans, 1981), es mejor implementando un modelo propuesto hace más de diez años, Eq.(3.46) (Randall and

Jacot, 2003; Williams et al., 2003), el cual ha sido utilizado por varios autores (Beyer et al., 2007; Reich et al., 2009):

$$\eta' = (1 + \gamma T'_c)(a_1 + a_2 G' + a_3 \ln G') \quad (3.46)$$

donde a_1, a_2 y a_3 son parámetros ajustados empíricamente. Dado que la particularización de esta ecuación para las CEM conduce a la Eq.(3.47), la relación entre eficiencia e irradiancia se pueden determinar a partir de dos valore.

$$a_1 + a_2 = 1 \quad (3.47)$$

Aunque las hojas de características solo suelen dar el valor de 200 W/m^2 , $\eta'(0.2)$, se sabe que la eficiencia aumenta cuando la irradiancia disminuye debido a la resistencia en serie, representada por el término $a_2 G'$, dando $a_2 \leq 0$, mientras que la eficiencia disminuye cuando también lo hace la irradiancia debido a la resistencia paralelo representada por el término $a_3 \ln G'$, dando $a_3 \geq 0$. Por tanto, una aproximación basada únicamente en este valor supone la siguiente Eq.(3.48):

$$a_1 = 1; \quad a_2 = 0; \quad a_3 = \frac{\eta'(0.2) - 1}{\ln 0.2} \quad (3.48)$$

Esto debe tratarse con precaución, dado el hecho de que, cuando se trata de $c - Si$ y lugares soleados, el efecto positivo de la resistencia en serie puede incluso superar el efecto negativo de la resistencia paralelo. Otra posibilidad práctica para abordar este problema consiste en otorgar generalidad a los valores ya publicados para módulos particulares. El JRC de ISPRA ha publicado valores de eficiencia a diferentes irradiancias para varias tecnologías (Kenny et al., 2013). A modo de ejemplo, para un módulo $poli - Si$ dicen que $\eta'(0.6) = 1$ y $\eta'(0.2) = 0,96$, lo que conduce a que $a_1=1,184$, $a_2=-0,184$ y $a_3=0,118$.

La **Tabla 3.4** contiene una lista cronológica de modelos *MPP* propuestos desde mediados de los años noventa Eq.(3.49)- Eq.(3.60). Hay que tener en cuenta que los modelos difieren en el número de parámetros empíricos involucrados, que van desde solo dos – Eq.(3.49) y Eq.(3.50) - hasta seis - (3.54) y Eq.(3.59). La justificación de las diferentes propuestas suele ser que mejoran la precisión, principalmente para capa fina y baja irradiancia, y el cómo tratan el logaritmo en el caso de que la irradiancia sea nula.

Sin embargo, es sorprendentemente inquietante la ausencia, en las publicaciones que describen la mayor parte de estos modelos, de comparaciones entre dichos modelos y el modelo más sencillo (muchos modelos solo han sido presentados en conferencias, pero no en revistas científicas). Curiosamente, lo que si se ha realizado son “round-robins” de diferentes métodos de predicción de la productividad basados en algunos de estos modelos - en particular, de las Eqs.(3.52),(3.53) y (3.56)-, dentro de los proyectos "PV-Catapult" y "Performance", que tratan de establecer estándares para la industria FV. En dichos proyectos se ha llegado a la conclusión de que "todos los métodos son capaz de predecir, de forma correcta, la producción de energía FV de módulos conocidos" (Williams et al., 2006) y que "Todos los métodos de predicción de energía muestran resultados similares, lo que no permite ninguna preferencia de selección " (Friesen et al., 2007).

Tabla 3.4 Diferentes modelos MPP encontrados en la literatura disponible. Solo las fórmulas con $\eta'(G')$ y $\eta(G')$ asumen implícitamente la dependencia de la eficiencia con la temperatura que viene dado por el factor $(1 + \gamma T'_c)$. Todas las demás letras diferentes a G, T o P representan ajustes empíricos, adimensionales.

Referencia	Formulación	
(Evans, 1981)	$\eta'(G', T'_c) = 1 + a_1 T'_c + a_2 \lg_{10} G'$	(3.49)
(Taylor et al., 1986)	$\eta'(G', T'_c) = A + BG' + CT'_c$	(3.50)
(Randall and Jacot, 2003)	$\eta'(G') = 1 + a. \ln G'$	(3.51)
(Williams et al., 2003)	$\eta'(G') = a_1 + a_2 G' + a_3 \ln G'$	(3.52)
(Williams et al., 2005)	$\eta'(G', T'_c) = (1 + \alpha T'_c)(1 + c_0 \ln G' + c_1 \ln^2 G' + \beta T')$	(3.53)
(Rosell and Ibáñez, 2006)	$P_{DC}(G, T_c) = D_1 G + D_2 T_c + D_3 (\ln G)^{d5} + D_4 T_c (\ln G)^{d5}$	(3.54)
(Durisch et al., 2007)	$\eta(G', T_c) = a[bG' + (G')^c](1 + d \frac{T_c(oC)}{25} + e)$	(3.55)
(Heydenreich et al., 2008)	$\eta(G) = aG + b \ln(G + 1) + c[\ln^2 \frac{G + e}{G + 1} - 1]$	(3.56)
(Montgareuil et al., 2009)	$\eta'(G') = 1 + a(G' - 1) + b \ln G' + c(G' - 1)^2 + d \ln^2 G'$	(3.57)
(Reich et al., 2009)	$\eta'(G') = a_1 + a_2 G' + a_3 \ln(G' + a_4)$	(3.58)
(Huld et al., 2011)	$P_{MPP}(G', T'_c) = G'(P_{CEM} + k_1 \ln G' + k_2 \ln(G')^2 + k_3 T'_c + k_4 T'_c \ln G' + k_5 T'_c \ln(G')^2 + k_6 T'_c)^2$	(3.59)
(Silva et al., 2012)	$\eta'(G) = (1 + b \ln G^* - c G^{*1/2})(1 + b \ln G - c G^{1/2})$	(3.60)

Una idea inmediata que surge de estas comparaciones es que solo tres parámetros independientes, uno para la temperatura y dos para la irradiancia, son suficientes para describir con precisión el comportamiento FV de módulos, en términos relativos a *CEM*. Notar que no todos los parámetros incluidos en las ecuaciones descritas son independientes. Por ejemplo, la Eq.(3.46) incluye 3 parámetros para la irradiancia, pero estos no son independientes ya que deben cumplir con la Eq.(3.47). Por tanto, se deduce que hay poca o ninguna justificación para el uso de modelos más complejos, algo que sorprende a mucha gente: " *Surprisingly, there doesn't seem to be a need for overly complicated modelling to achieve this accuracy for most technologies*" como se indica en el folleto final del Performance European ([EPIA, 2009](#)) y puede ayudar a explicar por qué las propuestas basadas en más de tres parámetros están obteniendo un éxito muy limitado. Debe entenderse que aumentar el número de parámetros del módulo también aumenta la complejidad de las mediciones requeridas para determinar sus valores. El método *IEC 61853* puede servir como referente. Este método se basa, en primer lugar, en la medición del rendimiento del módulo FV en 23 puntos, donde, G y T_c van desde 100 a 1100 W/m^2 y 15 a 75 °C, respectivamente. Después, el módulo es calificado en cinco condiciones de operación diferentes, las llamadas condiciones de alta temperatura, *HTC* (1000 W/m^2 , 75 °C); *CEM*; condiciones nominales de operación, *NOC* (800 W/m^2 , $T_a = 75$ °C), condiciones de baja temperatura (500 W/m^2 , 15 °C) y condiciones de baja irradiancia, *LIC* (20 W/m^2 , 25 °C). Finalmente, el *MPP* para un par particular de G y T_c , se calcula mediante interpolaciones de estas condiciones.

A pesar de que el primer borrador de la *IEC 61853* se publicó en 2001 y fue recomendado explícitamente por organizaciones tan importantes como la "Solar American Board for Codes and Standards" ([TamiizhMani et al., 2012](#)), esta norma nunca se ha implementado en la práctica. Curiosamente, los autores de una detallada y completa validación de la metodología *IEC 61853* concluyen: " *The authors feeling is that the complexity of the standard is actually not beneficial for an accurate energy prediction, as it requires data which is actually normally not known and the generation of this... seems to affect the overall agreement more than it would be without this complicated step* " ([Roy et al., 2008](#)). Una opinión similar es expresada por los autores de una comparación entre la metodología de la *IEC 618523* y la Eq.(3.53): " *The two methodologies were found to have comparable accuracy...it is not clear whether the gain in accuracy would justify the cost in complexity of measurements and calculations*

involved” (Poissant et al., 2008). En la misma línea, recientemente, el Fraunhofer ISE ha propuesto un método para la calificación energética (Dirnberger et al., 2015) que se basa en el modelo dado por la Eq.(3.56) que utiliza tres parámetros independientes. Este modelo ha sido ampliamente validado experimentalmente para tecnologías $c - Si$ y de capa fina (Müller et al., 2010).

Comentarios similares pueden extenderse al modelo de Durisch (Durisch et al., 2007; Hamou et al., 2014) o al llamado "Loss Factor Model" que requiere hasta 15 parámetros empíricos para describir el rendimiento de los módulos de silicio amorfo (Ransome, 2009; Ransome and Sutterlueti, 2011; Sellner et al., 2012).

La universidad de Jaén (España) ha obtenido conclusiones parecidas a favor de la simplicidad de los modelos MPP . En cuanto al $c - Si$, la conclusión ha sido que "... taking an overall view both, FF , and Osterwald's models – that have 1 and 2 parameters, respectively-combine simplicity and accuracy best, so they are definitively recommended for PV engineering in Mediterranean climates “ (Fuentes et al., 2007). Además, esta conclusión se extendió a módulos de capa fina tras una campaña de pruebas con cuatro tecnologías diferentes ($a - Si$, $CIGS$, $CdTe$ y $a - Si: H / \mu Si: H$) en Jaén, Madrid y Barcelona (Torres-Ramírez et al., 2014).

Finalmente, es interesante mencionar que algunos de los modelos comentados han sido implementados en herramientas populares (Open Source) de predicción de productividad. La llamada $SANDIA$ o el modelo de King (D. King et al., 2004; King et al., 1998) se han implementado en el Solar AdvisorModel, desarrollado por $NREL$ (NREL, n.d.). La versión original de este modelo utiliza la irradiancia obtenida con piranómetro ("broadband") como entrada e incluye varias ecuaciones y muchos coeficientes para hacer frente a las respuestas espectrales y angulares. Este modelo determina el comportamiento de la superficie FV por medio de ecuaciones empíricas tanto para la corriente como para la tensión en el punto de máxima potencia. Sin embargo, esto no es necesario cuando se usa irradiación efectiva como entrada y el modelo puede ser sustancialmente simplificado. Su combinación conduce a los cuatro parámetros de la Eq. (3.53) para el cálculo de la eficiencia relativa (Williams et al., 2005). Esta ecuación fue implementada en el $PVGIS$ (desarrollado por comisión europea (PVGIS, 2016). En $PVGIS$ se pueden encontrar aplicaciones web interactivas para la estimación de la

producción FV, utilizando valores empíricos obtenidos a partir de medidas de un único módulo *c-Si*: $\alpha = 1.2 \times 10^{-3} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$; $\beta = -4.6 \times 10^{-3} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$; $c_0 = 0.033$ y $c_2 = -0.0092$ (Huld et al., 2008). Posteriormente, se sustituyó por una alternativa un poco más compleja dada por la Eq.(3.59) (Huld et al., 2011). En donde se obtienen los coeficientes para 18 módulos FV cristalinos por medio de una extensa campaña de medidas (se midieron al menos 24 valores de potencia con sus correspondientes (G, T_C) para cada módulo). Los resultados se combinaron generando un modelo para un módulo de silicio cristalino genérico. El resultado se incluyó, online, en el estimador de *PVGIS* y viene dado por $k_1 = -0.01724$; $k_2 = -0.04047$; $k_3 = -0.0047 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$; $k_4 = 1.49 \times 10^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$; $k_5 = 1.47 \times 10^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ y $k_6 = 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-2}$. Yordanov (Yordanov, 2014) propuso un conjunto de ecuaciones que permiten obtener los parámetros $k_1 - k_6$ de los parámetros de la curva I-V.

3.2.1.1.3 Tecnologías de capa fina

Modelar el comportamiento de tecnologías de capa fina es un problema un poco más complejo que el modelado del silicio cristalino. Los módulos de *a-Si* presentan, probablemente, el mejor ejemplo. Estos módulos están sujetos al efecto “*Staebler-Wronski*” (Staebler and Wronski, 1977), que provoca una disminución del rendimiento al exponerse a la luz, normalmente se reduce la eficiencia en un 15-20 % (Dunn and Gostein, 2012; Muñoz-García et al., 2012), en comparación con su valor inicial. Además, después de alcanzar la estabilización (alrededor de 6 meses de exposición al aire libre), la eficiencia de este material exhibe variaciones estacionales (Nascimento, 2013) que se han atribuido principalmente a dos efectos: efectos espectrales (Gottschalg et al., 2005; Rüther et al., 2002; Rüther and Livingstone, 1994; Virtuani and Fanni, 2012), y recocido térmico (Fanni et al., 2009; Luczak and Grzesiak, 2007). Estos cambios estacionales pueden ser aproximados por medio de una función sinusoidal (Nikolaeva-Dimitrova et al., 2010) que viene dada por la Eq.(3.61):

$$\frac{\eta(t)}{\eta^*} = A \sin\left(2\pi \frac{t}{t_{tot}} + \varphi\right) + \eta_{AV} \quad (3.61)$$

Donde A es la amplitud, t es el tiempo (mes) para el cual se quiere pronosticar la eficiencia es, t_{tot} es el período de tiempo total (12 meses), φ es la fase y η_{AV} es la eficiencia promedio.

La relación existente entre los efectos espectrales y el rendimiento de las diferentes tecnologías FV (principalmente el $a - Si$) han sido ampliamente discutidos en la literatura (Beyer et al., 2013; Dirnberger et al., 2015, 2014; Fanni et al., 2009; Gottschalg et al., 2005; Luczak and Grzesiak, 2007; Nikolaeva-Dimitrova et al., 2010; Rüther et al., 2002; Sirisamphanwong et al., 2014; Virtuani and Fanni, 2012). Los estudios publicados señalan que, si no se tienen en cuenta los efectos espectrales, puede aparecer errores apreciables en cálculos de energía anuales para el caso del $a - Si$ (desde 1.5 % hasta 10 %) (Dirnberger et al., 2014; Gottschalg et al., 2005) siendo menos importantes en *HIT*, *CIGS* y $c - Si$ (menos del 1.5 %) (Sirisamphanwong et al., 2014). El impacto espectral anual de energía para el *CdTe* es menor que en para el $a - Si$ pero mayor que el del $c - Si$ (Schweiger et al., 2012). Para modelar la influencia espectral en las diferentes tecnologías FV, algunos autores utilizan parámetros como la energía media del fotón (Norton et al., 2015) o la fracción útil (Gottschalg et al., 2005) para caracterizar la distribución espectral de la irradiancia incidente y su correlación con la eficiencia del módulo FV. Sin embargo, este procedimiento requiere el uso de espectro-radiómetros, instrumentos que no suelen ser comúnmente utilizados. Otros autores sugieren la correlación entre la eficiencia de los módulos y la masa de aire, AM (Beyer et al., 2013; D. King et al., 2004), o con ambos AM e índice de claridad, kT (Martín and Ruiz, 1999). En estos artículos, se han propuesto correlaciones empíricas para una selección de módulos de las diferentes tecnologías FV, excepto para el *CIGS*. Además, se ha señalado (Schweiger et al., 2012) que el comportamiento espectral no solo difiere entre diferentes tecnologías en condiciones reales al aire libre, sino también dentro una misma tecnología. Por esta razón, la mayoría de estas correlaciones empíricas no tiene una validez general. En este contexto, ya que la respuesta espectral de cada módulo FV no suele estar disponible y que la distribución espectral de la irradiancia incidente es difícil de obtener, en este trabajo se postulan dos generalizaciones:

- *CdTe* y *CI(G)S* se comportan de forma similar al $c - Si$.
- $a - Si/\mu c - Si$ se comporta de forma similar al $a - Si$ que, en parte, es como se describe en (King et al., 1998) o en (Martín and Ruiz, 1999)

Esto hace posible, en la práctica, tratar estas tecnologías usando solo la información disponible, a costa de un aumento de la incertidumbre.

Finalmente, vale la pena mencionar que también se ha mejorado algo en el modelado de módulos $Cds/CdTe$ al considerar los coeficientes de variación con la temperatura reales y no constantes (Ross et al., 2006). Sin embargo, para ello, se requieren nuevas medidas y la complejidad del modelo se ve incrementada considerablemente. En este trabajo, manteniendo el criterio de usar solo disponible información, se usarán los coeficientes de temperatura proporcionados por los fabricantes

3.2.1.1.4 Modelos de curva I-V frente a los *MPP*

En términos generales, han sido dos áreas de interés diferentes las que han originado el panorama actual de modelos FV, cada una con su propósito específico. Por un lado, los laboratorios especializados en energía FV, específicamente involucrados en mediciones sistemáticas de módulos FV, han sido la cuna principal de los modelos *MPP*, que son, esencialmente, empíricos y requieren de cálculos relativamente sencillos. Por otro lado, las universidades que, a menudo, se ocupan de investigaciones y estudios teóricos, han sido las creadoras de los modelos de curva I-V, que son, esencialmente, físicos y requieren de cálculos más complejos. Por ello, no sorprende que la mayoría de las comparaciones de modelos disponibles en la actualidad se hayan realizado dentro de una de estas dos áreas. No obstante, entre la extensa literatura relacionada con el análisis de estos modelos (Balasubramanian and Ariffin, 2014; Dolara et al., 2015; Ma et al., 2014a; Rus-Casas et al., 2014), solo se han publicado dos trabajos en los que se aborda la productividad energética desde ambas categorías (modelos de predicción *MPP* y curva I-V) y, aun así, de una manera bastante limitada.

El primero de ellos (Cameron et al., 2008) compara la productividad energética observada en tres generadores FV de $c-Si$ ubicados en Albuquerque (EEUU) con las predicciones de tres alternativas de modelado disponibles dentro del llamado “*Solar Advisor Model*”, *SAM*, un software gratuito desarrollado por el *NREL*: el modelo de *SANDIA* dado por la Eq.(3.53), un modelo de 5 parámetros y 1 diodo y el *MPP* casi más simple que considera solo la dependencia de la eficiencia con la temperatura, dada por la Eq.(3.43). Los coeficientes para implementar el modelo de *SANDIA* y el de 5 parámetros se toman de la base de datos distribuida con *SAM* (derivada de módulos particulares medidos en *SANDIA* y *NREL*) mientras que el coeficiente de temperatura se obtiene de la hoja de características del fabricante. Los generadores FV son de

potencias diferentes (1.1, 1.11 y 2.3kW) y el mismo tipo de módulo, pero de dos lotes diferentes (placa de identificación 210 y 220 CEM). Los resultados obtenidos en este estudio son muy interesantes ya que sugieren que las diferencias observadas entre módulos son mayores que las observadas entre modelos.

El segundo (Reich et al., 2009) analiza el rendimiento con poca luz de 41 fabricantes comerciales de células de *c-Si*. Este trabajo se realiza en el contexto de producto FV integrado, producto que suele utilizarse más en interior que al aire libre, por lo que presenta especial atención al rango de irradiancias muy bajas ($<100 W/m^2$). A pesar de que este rango es escasamente relevante para generadores FV estándar, las conclusiones del artículo siguen siendo útiles. En él se dice que la precisión de los modelos de diodo, en este rango, puede ser muy alta pero, depende mucho de los parámetros utilizados (esto es porque R_p es de suma importancia en este rango, no siendo el caso a niveles normales de irradiancia) y que el modelo *MPP* dado por la Eq.(3.58) funciona realmente bien. Esta ecuación es una adaptación de la Eq.(3.52) incluyendo un parámetro adicional en la parte logarítmica para evitar eficiencias negativas y mejorar la precisión del ajuste a bajas irradiancias, por debajo de $100W/m^2$; ya que las células de un mismo fabricante muestran grandes diferencias de eficiencia a baja irradiancia. Esto ayuda a explicar que las variaciones entre módulos vuelvan a ser considerables, como se verá en la sección 3.2.1.1.5.

Anteriormente, se ha supuesto que, con tres parámetros independientes, era suficiente para describir, con precisión, la relación entre el comportamiento FV y las condiciones de operación. Que 5 parámetros, requeridos por los modelos de curva I-V, son más de los estrictamente necesarios para calcular la productividad de sistemas FV que operan en el *MPP*. Obviamente, los modelos de curva I-V permiten estudiar el rendimiento del sistema en puntos que no son el *MPP*. Esto puede ser útil para analizar problemas particulares como el acoplamiento directo de baterías o motores de *DC*. Sin embargo, otros problemas como la limitación de potencia que aparece en sistemas FV en los que se ha sobredimensionado el campo FV en relación con el inversor o el impacto del sombreado pueden evaluarse correctamente sin la necesidad de lidiar con curvas I-V (Martínez-Moreno et al., 2010). En el contexto de la garantía de calidad de centrales FV, un aspecto más importante lo constituye el hecho de que los modelos se basen, estrictamente, en características ofrecidas por los fabricantes puesto que existen

responsabilidades que deben respaldar los proveedores de equipos FV y dichas responsabilidades deben estar de acuerdo con las especificaciones técnicas a garantizar. Los modelos *MPP* también son, en este sentido, más ventajosos, como se verá a continuación.

3.2.1.1.5 Fuentes de datos de entrada

Las posibles fuentes de datos de entrada para modelar el comportamiento FV son las hojas de características de los fabricantes, mediciones independientes y datos de operación. Representatividad, garantía y adecuación para la adaptación del modelo merecen los siguientes comentarios:

3.2.1.1.5.1 Contenido de la hoja de características del fabricante y variaciones entre módulos

Los fabricantes proporcionan hojas de características para cada tipo de módulo FV. De acuerdo con la norma *EN 50380* ("Hoja de características e información de la placa de identificación para módulos FV") estas deben contener valores de corriente y tensión para tres puntos de la curva I-V: cortocircuito, circuito abierto y *MPP* y para dos condiciones diferentes (G, T_c): *CEM* y *NOC*; el decrecimiento de la eficiencia en *CEM* a ($200 \text{ W/m}^2, T_c^*$), $\eta'(0.2)$; la *NOCT* y los coeficiente de variación con la temperatura de la tensión de circuito abierto, β , y de la corriente de cortocircuito, α . Sin embargo, hoy en día, este estándar, en general, no suele cumplirse. Muchas veces faltan la corriente y la tensión a *NOC*. y los valores del rendimiento a bajas irradiancias ([Herteleer et al., 2012](#)) Por el contrario, aunque no es requerido por *EN 50380*, todas las hojas de características incluyen el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, γ .

Hoy en día, los estándares de garantía están restringidos al valor de P_{CEM} mientras que el resto del contenido de la hoja de características se proporciona a modo de información, pero no para respaldar los controles de calidad. Como resultado, se debe acordar, con el fabricante de módulos FV, los valores máximos admisibles de variación en la P_{CEM} de los módulos antes de que estos sean suministrados. La experiencia acumulada por institutos reconocidos como el IES-UPM en el control de calidad de grandes plantas FV muestra que es aconsejable requerirle al fabricante que garantice, también, los valores de, γ .

La representatividad de la hoja de características está limitada a las variaciones que se encuentran entre módulos. Generalmente, los módulos FV se comercializan con tolerancias en la potencia de aproximadamente el 3 % pero la variabilidad de otras variables puede ser significativamente mayor. Como ejemplo representativo, el *IES-UPM* ha realizado la prueba flash a 14000 módulos FV de silicio cristalino y los resultados obtenidos son variaciones del 1.9% para la P_{CEM} , 5 % para I_{SC}^* , 2.6 % para V_{OC}^* , 5.9 % para I_{MPP}^* y 6.3 % para V_{MPP}^* .

En el contexto del control de calidad de plantas FV, los coeficientes de temperatura y las variaciones de eficiencia frente a la irradiancia a menudo se prueban tomando una muestra de módulos del mismo tipo. La **Fig. 3.29** muestra los resultados para casos de *c-Si* y de *CdTe*. La **Tabla 3.5** muestra los valores de γ y $1 - \eta'(G')$ para $G' = 0,6$ y $G' = 0,2$. Además, se ha incluido la información correspondiente de la hoja de características. Como puede verse, en primer lugar, la respuesta de la potencia con la temperatura es homogénea (desde -3 % a + 4 % centrado en la media) y bastante similar a la de la hoja de características y, en segundo, la respuesta con la irradiancia es muy heterogénea pero siempre mejor que el valor de $\eta'(0.2)$ encontrado en las hojas de características.

Mencionar que, según nuestra experiencia, los coeficientes de variación con la temperatura de las hojas de características no siempre son consistentes. Por ejemplo, hay dos formas de calcular la P_{CEM} desde las curvas I-V medidas a partir de otras condiciones de operación. Uno consiste en extrapolar a las *CEM* toda la curva I-V de acuerdo con *IEC - 6081*, que usa α y β , y, a partir de ella, obtener el valor de la P_{CEM} . El otro consiste en obtener la máxima potencia de la curva medida y extrapolar esta potencia a las *CEM*, usando γ . Idealmente, ambos resultados deberían coincidir, sin embargo, por lo general difieren en aproximadamente un 2-3 %, y nuestra experiencia incluye diferencias de hasta 5 %.

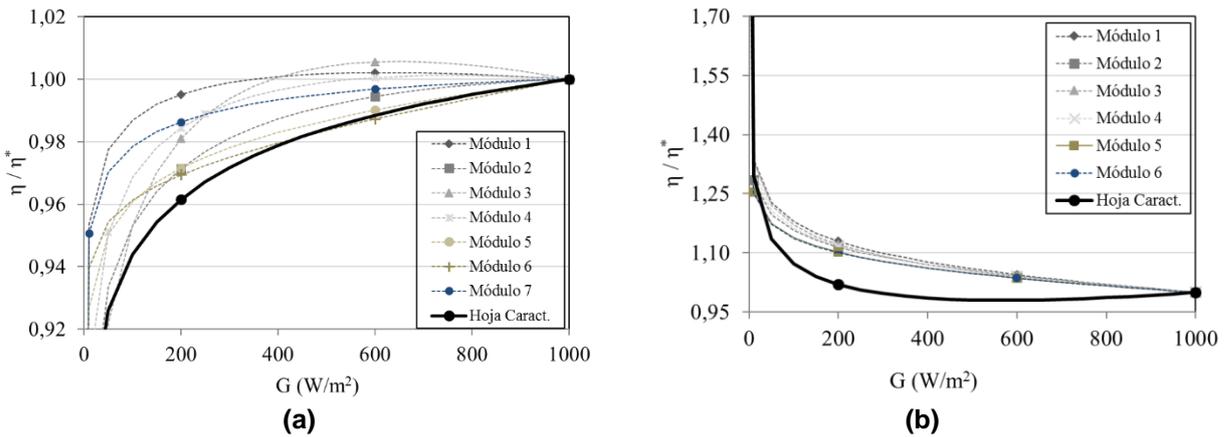


Fig. 3.29 Eficiencia frente a irradiancia en (a) 7 *c – Si* y (b) 6 *CdTe* módulos FV. Los valores para 200 y 600 W/m² se miden directamente. Las curvas se calculan con la Eq.(3.52). Las líneas continuas corresponden a la información de la hoja de características.

Tabla 3.5 Coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, γ , y pérdidas de eficiencia en 600 y 200 W/m² medidos en dos muestras de módulos FV de *c – Si* y *CdTe*. Además, se presenta la información de la hoja de características.

	<i>c – Si</i>			<i>CdTe</i>		
	γ (%/°C)	$1 - \eta'(0.6)$ (%)	$1 - \eta'(0.2)$ (%)	γ (%/°C)	$1 - \eta'(0.6)$ (%)	$1 - \eta'(0.2)$ (%)
M1	-0.428	-0.21	0.47	-0.28	-4.5	-12.9
M2	-0.399	0.56	2.84	-0.25	-4.1	-11.5
M3	-0.410	-0.55	1.89	-0.27	-4.0	-12.1
M4	-0.412	-0.04	1.54	-0.27	-4.0	-11.7
M5	-0.404	1.00	2.82	-0.29	-3.6	-10.2
M6	-0.422	1.28	3.04	-0.24	-3.6	-10.1
M7	-0.400	1.15	1.34	-0.27	-4.0	-11.4
Media	-0.410	0.46	1.99	-0.27	-4.0	-11.4
Hoja Caract.	-0.410	1.40 ^(*)	4.50	-0.25	-0.6 ^(*)	-2.0

(*) No se trata de una información de la hoja de características. Para su cálculo se ha aplicado la Eq.(3.48).

Como se ha descrito anteriormente, los 5 parámetros del modelo de la curva I-V pueden, en principio, ser extraídos desde los valores I_{SC}^* , V_{OC}^* , I_{MPP}^* , V_{MPP}^* y β que se encuentran en las hojas de características. Sin embargo, pueden surgir problemas a la hora de asignar responsabilidades cuando se usa el modelo para predecir la productividad y la información básica que lo caracteriza ni es representativa ni está garantizada por los fabricantes. De hecho, los autores de softwares ampliamente utilizados, basado en este modelo, advierte debidamente a los usuarios sobre la falta de compromiso de los fabricantes. Ejemplos reseñables son la exención de responsabilidad que aparece en la guía de usuario del *PVsystem*: “..for definitive simulations, the user is advised to carefully verify the library data with the last manufacturer’s specifications... We drop out any responsibility about the integrity and the exactness of the data and performance including in the library..”, y las explicaciones del *CECPV calculator*: “Information presented on this page does not demonstrate performance over time... All

parties should perform their own due diligences on all equipment” (California Energy Commission, n.d.).

Por otro lado, los modelos *MPP* parecen estar más cerca de las garantías proporcionadas por los fabricantes. Como se ha mencionado, los fabricantes solo garantizan la P_{CEM} aunque se sugiere que sean propensos a garantizar el γ . Esto es importante porque las pérdidas térmicas (debido a que $T_C \neq T_C^*$) son particularmente relevantes para el balance energético de una planta FV. En relación con las bajas irradiancias, la información dada por la hoja de características suele ser el $\eta'(0.2)$ y, si se observa *EN 50380*, también puede deducirse fácilmente el $\eta'(0.8)$ a partir de P_{NOC} y γ . En principio, esto hace posible resolver los parámetros de la Eq. (3.46). En caso de que solo se conozca $\eta'(0.2)$, la aproximación dada por la Eq. (3.48), en vista de los resultados de la **Tabla 3.5**, que siempre son conservadores, mantienen la cadena de responsabilidades.

3.2.1.1.5.2 Información adicional de laboratorios-organizaciones independiente

Conceder generalidad a los valores medidos en algunos módulos particulares o confiar en ciertas suposiciones permite facilitar el uso de modelos de curva I-V. De hecho, este es el camino seguido por algún de los softwares más utilizados hoy en día, como el *PVsyst* y del *CECPV calculator*. Como se ha mencionado más arriba, dichos softwares advierten debidamente a los usuarios sobre la falta de compromiso por parte de los fabricantes de módulos FV.

En este sentido, organizaciones-laboratorios independientes realizan medidas de módulos concretos (eficiencia frente a temperatura e irradiancia) y publican los resultados obtenidos. Por ejemplo, el *JRC* de *Ispira* ha publicado valores de eficiencia a diferentes irradiancias para varias tecnologías (Kenny et al., 2013). Otorgar generalidad a estos valores permite un uso sencillo de los modelos *MPP*. Sin embargo, siguen estando presente la preocupación por la responsabilidad cuando se usa el modelo para predecir la productividad, ya que es probable que esta información afecte de diferente manera a módulos del mismo tipo y los fabricantes no lo garantizan directamente.

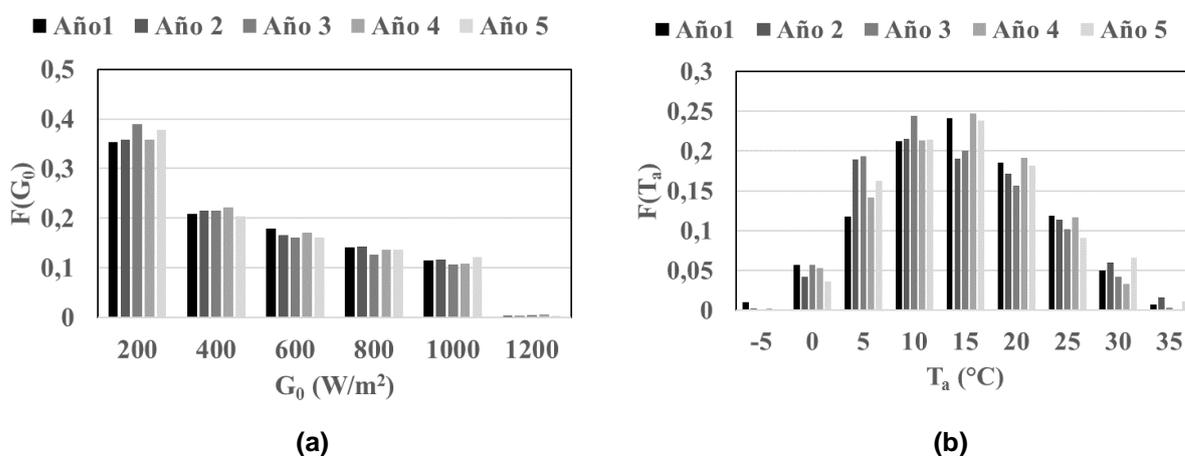
3.2.1.2 Comparación experimental de los modelos

3.2.1.2.1 Condiciones climatología y de operación durante la campaña de medidas

Las medidas se realizaron durante el período que va de marzo de 2011 a febrero de 2016. La **Tabla 3.6** resume las principales características de las condiciones ambientales observadas: irradiación diaria horizontal medida con piranómetro (banda ancha ,“broadband”), $G_{0,d}$ y temperatura ambiente promedio durante el día, $T_{a,d}$. Estas condiciones corresponden a un lugar soleado con grandes variaciones de temperatura entre el invierno y el verano. También se dan las condiciones de operación, en términos de irradiación diaria efectiva en el plano, G_d , y la temperatura del módulo equivalente, $T_{Ceq,d}$, definida como el promedio de T_C ponderado por la irradiancia. Los valores de $T_{Ceq,d}$ corresponden a $F1$. Resaltar que las diferencias entre diferentes tecnologías están por debajo de los $3.5\text{ }^\circ\text{C}$. La **Fig. 3.30** muestra la distribución anual de estas irradiancias y temperaturas.

Tabla 3.6 Principales características tanto de las condiciones meteorológicas como de operación.

	Climatología		Condiciones de Operación	
	$G_{0,d}$ kWh/m ²	$T_{a,d}$ (°C)	G_d kWh/m ²	$T_{Ceq,d}$ (°C)
Media	4.44	16.86	4.79	33.03
Peor mes	1.20	6.28	1.96	18.10
Mejor mes	7.86	27.03	7.50	46.21



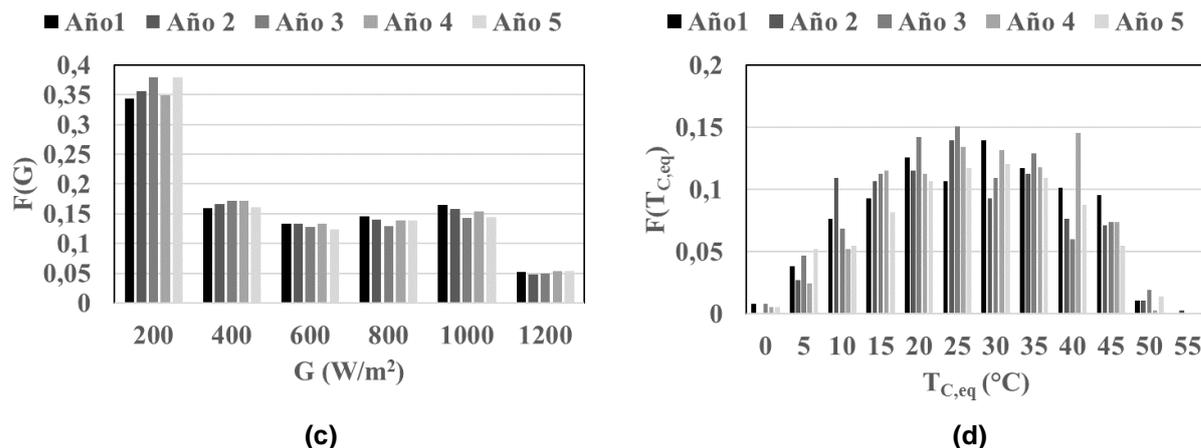


Fig. 3.30 Histogramas de las condiciones meteorológicas (irradiancia global horizontal (a) y temperatura ambiente (b)) y de operación (irradiancia efectiva que llega a las células (c) y temperatura equivalente de célula (d)) observadas durante los cinco años con los que se realiza el análisis.

3.2.1.2.2 Modelos seleccionados

Buscando abarcar todo el rango de posibilidades de modelado, se han seleccionado los que se describen en la **Tabla 3.7** como principales modelos *MPP*, y los de la **Tabla 3.8** para los de curva I-V. Además, la **Tabla 3.9** muestra las ecuaciones usadas para la resolución de la curva y la **Tabla 3.10** si la curva se ha resuelto usando un método iterativo o un método analítico.

Tabla 3.7 Modelos *MPP* seleccionados.

Modelos empíricos o <i>MPP</i>				
Tipo	Datos de entrada (Fuente)	Eqs.	Parametros	Nomenclatura
Eficiencia Constante	P_{CEM} (Hoja Caract.)	(3.42)	1	$MPP_{\eta=cte}$
Eficiencia dependiente de la temperatura	P_{CEM}, γ (Hoja Caract.)	(3.43)	2	$MPP_{\eta(T_C)-\gamma}$
	P_{CEM}, α, β (Hoja Caract.)	(3.44), $\xi=0$	3	$MPP_{\eta(T_C)-\alpha\beta}$
	$P_{CEM}, \alpha, \beta, \xi$ (Hoja Caract.)	(3.44)	4	$MPP_{\eta(T_C)-\alpha\beta\xi}$
	$P_{CEM}, \gamma, \eta_{(200)}$ (Hoja Caract.)	(3.46)(3.48)	3	$MPP_{\eta(G,T_C)-(200)}$
Eficiencia dependiente de la temperatura y de la irradiancia	$P_{CEM}, \gamma, \eta_{(200)}, \eta_{(800)}$ (Hoja Caract.)	(3.46)(3.48)	4	$MPP_{\eta(G,T_C)-(200,800)}$
	P_{CEM}, γ (Hoja Caract.) a_1, a_2, a_3 (Kenny et al., 2013)	(3.46)	5	$MPP_{\eta(G,T_C)-(Kenny)}$
	P_{CEM}, γ (Hoja Caract.) a_1, a_2, a_3 (Experimental)	(3.46)	5	$MPP_{\eta(G,T_C)-(exp)}$
	P_{CEM} (Hoja Caract.) $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$ (Huld et al., 2011)	(3.59)	7	$MPP_{\eta(G,T_C)-(Huld)}$

Tabla 3.8 Modelos curva I-V seleccionados.

Modelos físicos o de la curva I-V (Extracción de parámetros CEM)				
Tipo	Datos de entrada (Fuente)	Extracción de Parámetros	Eqs.	Nomenclatura
5 Parámetros	$V_{OC}^*, I_{SC}^*, V_{MPP}^*, I_{MPP}^*, \beta$ (Hoja Caract.)	Resolución del sistema de 5 ecuaciones implícito y no lineal	(3.8)-(3.18)	$IV_{5p_{(5\ equations)}}$
	$V_{OC}^*, I_{SC}^*, V_{MPP}^*, I_{MPP}^*$ (Hoja Caract.)	R_S^* y R_P^* (Villalva et al., 2009); I_L^* (3.22), I_0^* (3.11)	(3.8),(3.9),(3.11), (3.22) $m^* = 1.2$ (Villalva et al., 2009)	$IV_{5p_{(Villalva)}}$
	$V_{OC}^*, I_{SC}^*, V_{MPP}^*, I_{MPP}^*$ (Hoja Caract.)	R_S^* and R_{SH}^* (Carrero et al., 2010); I_L^*, I_0^* (3.10), (3.11)	(3.8)-(3.11) $m^* = 1.2$ (Carrero et al., 2010)	$IV_{5p_{(Carrero)}}$
	$V_{OC}^*, I_{SC}^*, V_{MPP}^*, I_{MPP}^*$ (Hoja Caract.)	R_S^* (3.23)-(3.25); I_L^*, I_0^* (3.10),(3.11)	(3.8), (3.9), (3.23)- (3.25), $m^* = 1.2$ $R_P^* = V_{MPP}^*/(I_{SC}^* - I_{MPP}^*)$	$IV_{5p_{(Green)}}$
	$V_{OC}^*, I_{SC}^*, V_{MPP}^*, I_{MPP}^*, R_P^*, R_{S0}^*$ (Experimental)	$R_S^*, R_P^*, m^*, I_L^*, I_0^*$ (Chan and Phang, 1987)	(3.8), (3.9) (Chan and Phang, 1987)	$IV_{5p_{(Chan)}}$
4 Parámetros	$V_{OC}^*, I_{SC}^*, V_{MPP}^*, I_{MPP}^*$ (Hoja Caract.)	R_S^*, I_L^*, I_0^* (3.26)	(3.8), (3.9) ,(3.23),(3.24),(3.25) (3.26) $m^* = 1.2$ $R_P^* = \infty$	IV_{4p}
3 Parámetros	$V_{OC}^*, I_{SC}^*, V_M^*, I_M^*$ (Hoja Caract.)	I_L^*, I_0^* (3.26)	(3.8), (3.9),(3.26) $m^* = 1.2$ $R_P^* = \infty$ $R_S^* = 0$	IV_{3p}

Tabla 3.9 Nomenclatura para la extensión a cualquier condición de operación.

Modelos físicos o de la curva I-V (Extensión a cualquier condición de operación)	
Opción	Eqs. $m = m^*, R_S = R_S^*$
E1	R_P (3.30) I_L (3.28) I_0 (3.29), (3.20)
E2	R_P (3.30) I_L (3.28) I_0 (3.8), (3.32)
E3	R_P (3.31) I_L (3.28) I_0 (3.29)(3.20)
E4	R_P (3.31) I_L (3.28) I_0 (3.83),(3.32)

Tabla 3.10 Nomenclatura para el método utilizado para obtener el MPP a partir de modelos de curva I-V.

Modelos físicos o de la curva I-V (Resolviendo el modelo para el MPP)	
Opción	Método
S1	Iterativo (Newton-Raphson)
S2	Analítico (Pérez (3.35)-(3.41))

3.2.1.2.3 Resultados

La comparación se ha realizado en términos de errores de energía diarios, relevantes para la predicción de la productividad, y en términos semanales (PR y PR_{CEM}) a lo largo del año, relevantes para las campañas de medida in situ. Los valores de la P_{CEM} utilizados fueron los nominales, a los que se hace referencia como valores de la placa de identificación en la **Tabla 2.3**.

Para tener en cuenta el impacto real en los cálculos de la productividad, los errores se han ponderado por la irradiación diaria respectiva (Hoff et al., 2013). Por tanto, el error y el error ponderado en el día "i" son dados respectivamente por las Eqs.(3.62) y (3.63):

$$E_i = \left(\frac{E_{out,Model,i} - E_{out,m,i}}{E_{out,m,i}} \right) \quad (3.62)$$

$$WE_i = E_i \frac{G_{d,i}}{(\sum_{i=1}^N G_{d,i})/N_d} \quad (3.63)$$

Donde $E_{out,Model}$ y $E_{out,m}$ representan los valores de energía diaria modelada y medida del generador, G_d la irradiación diaria efectiva en el plano del generador y N_d se extiende a la cantidad de días para el período considerado. Señalar que el "Mean Bias Weighted Error", dado por la ecuación (3.64) es igual al error en la energía calculada para dicho período.

Los estadísticos que se han considerado para evaluar los modelos son:

- Para ver cómo se ajusta el modelo a la medida experimental se utiliza el "Sesgo del error medio ponderado" (MBWE), de acuerdo con la Eq.(3.64):

$$MBWE = \frac{1}{N} \cdot \sum_i WE_i \quad (3.64)$$

• Para cuantificar la dispersión del ajuste, se utiliza el “Raíz del error cuadrático medio ponderada” ($RMSWE$), de acuerdo con la Eq.(3.65):

$$RMSWE = \frac{1}{N} \cdot \sqrt{\sum_i W E_i^2} \quad (3.65)$$

3.2.1.2.3.1 Silicio cristalino

Errores energéticos diarios

Con fines explicativos, se detalla primero el caso particular del $c - Si$ y el modelo $MPP_{\eta(G,T_c)}(200)$. La **Fig. 3.31** muestra el histograma de los errores energéticos diarios y los errores energéticos diarios ponderados y su relación con el índice de claridad diaria, kT_d . El MBE es de -2.11% y el $MBWE$ de 2.39% . En cuanto a la dispersión el $RMSE$ tiene un valor de -3.31% mientras que el $RMSWE$ es 1.33% . Debe tenerse en cuenta que al ponderar por la radiación se reduce la incertidumbre general de los modelos e implica una reducción del error en los días nublados cuando el impacto de la energía es mucho menor.

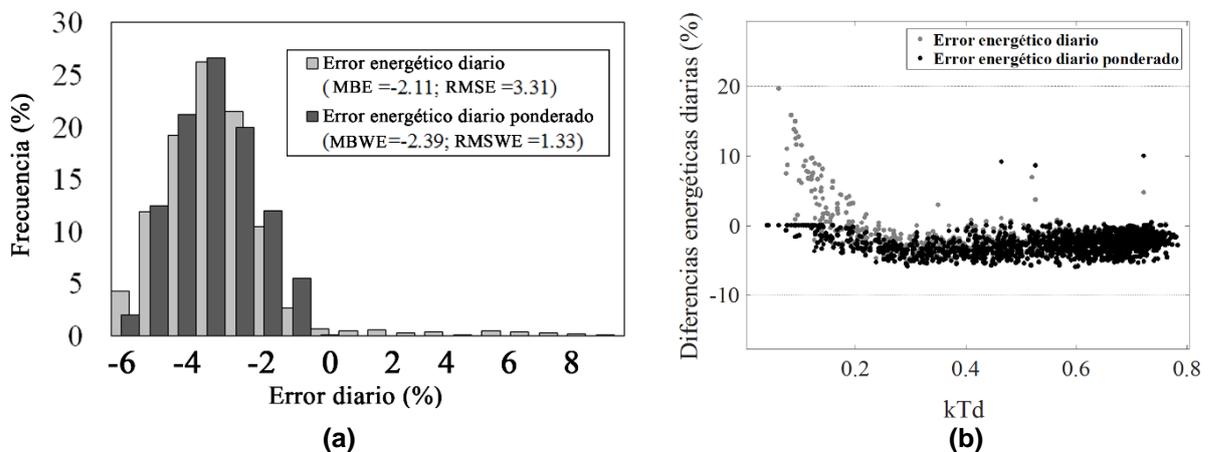


Fig. 3.31 (a) Histograma de los errores de energía diaria y errores ponderados observados para el modelo $MPP_{\eta(G,T_c)}(200)$ **(b)** Relación de los errores comentados con el índice de claridad diario.

De la **Fig. 3.31** se pueden extraer los siguientes comentarios:

- Los errores MBE y $MBWE$ dependen, obviamente, de la diferencia entre el valor de potencia CEM real y el valor nominal. De hecho, los valores de P_{CEM} deducidos de las medidas de curvas I-V sugieren que la potencia CEM real es $1-2\%$ mayor que el valor nominal, lo que probablemente se deba a la tolerancia positiva ($0, +3\%$) del proceso de fabricación. Este valor se confirmó al probar dos de los módulos que forman el generador en dos laboratorios independientes: *CIEMAT* (Centro de Investigación en

Energía, Medio Ambiente y Transportes) y *CENER* (Centro Nacional de Energías Renovables). Por ello, se espera que un buen modelo subestime alrededor del 1-2 %.

- A menor kTd se tiene mayor error. Esto puede explicarse porque existen pequeñas diferencias en la respuesta angular de los diferentes módulos FV del mismo tipo. En cualquier caso, el impacto de los días nublados en el error total de energía es muy bajo, puede verse en el WE de la **Fig. 3.31 (b)**). En la **Tabla 3.11 (MPP)** y la **Tabla 3.12 (Curva I-V)** se dan los errores $MBWE$ y $RMSWE$ de 5 años para todos los modelos considerados. De esta información se puede deducir:

- En relación con los modelos *MPP*, solo tres parámetros independientes son suficientes para que no haya prácticamente diferencias de comportamiento entre modelos.

- El uso de los valores publicados para los módulos policristalinos $MPP_{\eta(G,T_C)-(Kenny)}$ funciona mejor que el uso de un modelo genérico de $c - Si$ ($MPP_{\eta(G,T_C)-(Huld)}$)

- Las pérdidas térmicas y de baja irradiancia representan aproximadamente el 4,2 % y el 0,9 %, respectivamente ($\Delta E_{T_C \neq T_C^*}$ y $\Delta E_{G \neq G^*}$ se calculan como la diferencia del $MBWE$ del modelo $MPP_{\eta=cte}$ y el de los modelos $MPP_{\eta(T_C)-Y}$ y $MPP_{\eta(G,T_C)-(200)}$, respectivamente). Obviamente, estos resultados dependen del lugar. Por ello, es apropiado mencionar que el invierno en Navarra es soleado y fresco

- Sorprendentemente, cuando se considera solo la variación de la eficiencia con T_C sin tener en cuenta los efectos de G , el $MPP_{\eta(T_C)-Y}$ funciona realmente bien. Para explicar mejor este resultado, que es coherente con la pérdida de energía mencionada anteriormente, la **Fig. 3.32** traza la relación $\Delta E_{R_P} / \Delta E_{R_S}$ frente al kTd , como viene dada por $MPP_{\eta(G,T_C)-(exp)}$, donde ΔE_{R_P} y ΔE_{R_S} , representa las pérdidas y ganancias diarias de energía debidas a los efectos R_P y R_S , respectivamente. Puede verse que se cancelan para $kTd \approx 0.45$. Las ganancias de R_S para $kTd > 0.45$ son menores que las pérdidas de R_P para $kTd < 0.45$. La figura también ayuda a comprender que este resultado depende mucho tanto de la ubicación como del módulo FV.

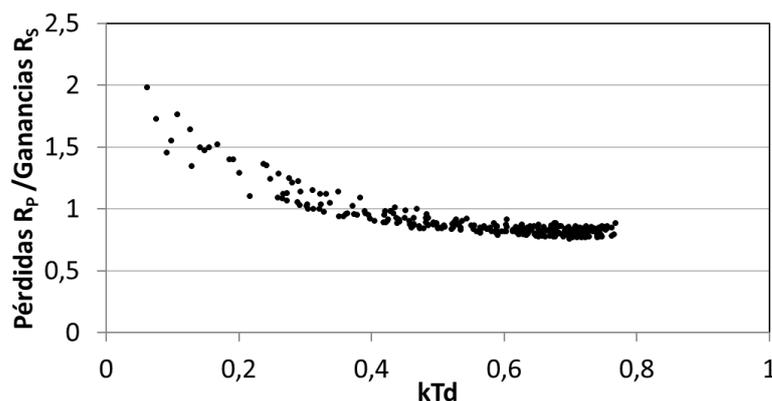


Fig. 3.32 Relación diaria entre las pérdidas de energía debidas a R_p y las ganancias debidas a R_s frente al índice de claridad.

- En todos los modelos de curva I-V simulados con $E1 - S2$ y $E2 - S2$, los resultados son exactamente los mismos. Esto es debido al uso de los mismos valores de V_{OC} para $E1$ y $E2$.
- Los modelos de curva I-V simulados con $E2$ parecen funcionar mejor que con $E1$. Esto es razonable ya que $E2$ toma en consideración el coeficiente β de la hoja de características.
- Los modelos de curva I-V simulados con $E3$ parecen tener un mejor rendimiento que los de $E1$. Este hecho implica que el cálculo de R_p a través de la Eq.(3.31) es mejor que a través de la Eq.(3.30).
- Del mismo modo, los modelos de curva I-V simulados con $E4$ parecen funcionar mejor que con $E2$, lo que lleva a la misma conclusión que para el punto anterior.
- Los modelos de curva I-V son bastante sensibles a las suposiciones de R_p , como lo muestran las diferencias entre $IV_{4p}(R_p^*)$ y $IV_{5p_{5\text{ equations}}}(R_p^* = 60\Omega)$ y entre $E1 - E2$ (R_p frente a G según la Eq.(3.31)) y $E3 - E4$ (R_p frente a G según la Eq.(3.30)) para los modelos $IV_{5p_{(Green)}}$ y $IV_{5p_{(Villalva)}}$.
- Los modelos basados en mediciones experimentales ($IV_{5p_{(Chan)}}$) no parecen ser mejores que los demás.
- El modelo que utiliza los 5 parámetros, obtenidos al resolver el sistema de 5 ecuaciones implícito y no lineal, tiene un rendimiento peor que el de los otros.
- Es conveniente utilizar el procedimiento analítico propuesto por Ruiz para resolver el punto MPP de una curva I-V. Es extremadamente fácil de implementar y los errores asociados son insignificantes, como lo revela la similitud de los resultados de $IV_{5p_{(Green)}}$ ($S1$ y $S2$).

Tabla 3.11 MBWE y su correspondiente RMSWE para los modelos de MPP.

Modelos MPP		
Modelo	MBWE	RMSWE
$MPP_{\eta=cte}$	2.72	6.51
$MPP_{\eta(T_C)-\gamma}$	-1.43	1.25
$MPP_{\eta(T_C)-\alpha\beta}$	0.13	2.81
$MPP_{\eta(T_C)-\alpha\beta\xi}$	-1.40	1.26
$MPP_{\eta(G,T_C)-(200)}$	-2.39	1.33
$MPP_{\eta(G,T_C)-(200,800)}$	-2.05	1.19
$MPP_{\eta(G,T_C)-(Kenny)}$	-1.30	1.09
$MPP_{\eta(G,T_C)-(exp)}$	-1.00	1.08
$MPP_{\eta(G,T_C)-(huld)}$	-2.61	1.15

Tabla 3.12 MBWE y su correspondiente RMSWE para los modelos de curva I-V.

Modelos de curva I-V				
Modelo	Extensión a cualquier condición de Operación	Resolución del modelo	MBWE	RMSWE
$IV_{5p_5\ equations}$	E1	S1	-5.59	3.36
		S2	-5.62	3.37
	E2	S1	-5.62	3.37
		S2	-7.60	3.47
	E3	S1	-7.71	3.47
		S2	-7.60	3.47
	E4	S1	-7.60	3.47
		S2	-7.60	3.47
$IV_{5p_villalva}$	E1	S1	-1.24	1.53
		S2	-0.42	2.55
	E2	S1	-0.43	2.54
		S2	-0.42	2.55
	E3	S1	-5.64	2.42
		S2	-4.58	3.15
	E4	S1	-4.58	3.15
		S2	-4.58	3.15
$IV_{5p_Carrero}$	E1	S1	-1.87	1.26
		S2	-0.94	1.30
	E2	S1	-0.94	1.30
		S2	-0.94	1.30
	E3	S1	-3.77	1.44
		S2	-2.70	1.52
	E4	S1	-2.70	1.52
		S2	-2.70	1.52
IV_{5p_Green}	E1	S1	-2.30	1.84
		S2	-1.32	1.17
	E2	S1	-1.32	1.17
		S2	-1.32	1.17
	E3	S1	-3.20	1.85
		S2	-2.16	1.23
	E4	S1	-2.16	1.23
		S2	-2.16	1.23
	E1	S1	3.76	4.26

Modelos de curva I-V					
Modelo	Extensión a cualquier condición de Operación	Resolución del modelo	MBWE	RMSWE	
$IV_{5p_}(Chan)$	E2	S2	1.78	1.62	
		S1	1.77	1.62	
	E3	S2	1.78	1.62	
		S1	1.25	4.24	
	E4	S2	-0.63	1.61	
		S1	-0.63	1.61	
	IV_{4p}	E1 – E3 ($R_p = \infty$)	S2	-0.63	1.61
			S1	-2.27	2.21
E2 – E4 ($R_p = \infty$)		S2	-1.26	1.24	
		S1	-1.26	1.24	
IV_{3p}	E1 ($(R_p = \infty)$ y $(R_s = 0)$)	S2	-1.26	1.24	
		S1	8.18	5.05	
	E2 ($(R_p = \infty)$ y $(R_s = 0)$)	S2	9.22	6.28	
		S1	9.22	6.28	
		S2	9.22	6.28	

La **Tabla 3.13** resume los errores observados en las estimaciones diarias de energía de los modelos seleccionados (se han seleccionado los mejores modelos de curvas I-V). Para tener en cuenta su impacto real en los cálculos de la productividad, los errores se ponderan por la irradiación diaria respectiva. Los errores promedio se deben principalmente a las diferencias entre la potencia *CEM* real y nominal (desde el -1 % hasta 2 %). Los *RMSWE* se deben a la incertidumbre del modelo y a ligeras diferencias en la respuesta angular del generador FV y el módulo de referencia que mide la irradiancia.

Tabla 3.13 Resumen de varios modelos seleccionados.

Modelo	Nº Parametros	MBWE	RMSWE
Modelos MPP			
$MPP_{\eta(T_C)\gamma}$	2	-1.43	1.25
$MPP_{\eta(G,T_C)_}(200)$	3	-2.39	1.33
$MPP_{\eta(G,T_C)_}(huld)$	7	-2.61	1.15
Modelos curva I-V			
$IV_{5p_}(Carrero),E1,S2$	5	-0.94	1.30
$IV_{5p_}(Green),E1,S2$	5	-1.32	1.17
$IV_{5p_}(Chan),E1,S2$	5	1.78	1.62
$IV_{4p,E1-E3,(R_p=\infty),S2}$	4	-1.26	1.24

Modelado en términos energéticos: Índices de comportamiento

La **Fig. 3.33 (a)** muestra la evolución observada del PR^{DC} y PR_{CEM}^{DC} semanal del periodo analizado (03/2011-02/2016). Señalar que, en un esfuerzo por evitar cualquier incertidumbre derivada de los inversores, el PR se ha calculado con valores de potencia continua (DC). Las pérdidas térmicas y de irradiancia se han calculado con el modelo $MPP_{\eta(G,T_C)-(200)}$. Como se esperaba, el PR_{CEM}^{DC} es significativamente más consistente, permitiendo una evaluación técnica de la calidad mucho más sólida sobre la producción de energía observada en períodos relativamente cortos. Hay que tener en cuenta que el PR_{CEM}^{DC} varía ligeramente de forma estacional causado, posiblemente, por diferencias entre el valor de γ de la hoja de características y el real. En la **Fig. 3.33 (b)** puede verse la distribución en frecuencia del PR^{DC} y PR_{CEM}^{DC} semanal. El MBE y $RMSE$ es, 0,99 y 0,05 para el PR^{DC} y 1,02 y 0,01 para el PR_{CEM}^{DC} , respectivamente. En base a nuestra experiencia, para tratar con el PR^{DC} , se han realizado algunas evaluaciones técnicas de calidad sobre valores de PR^{DC} observados, al considerar un valor de referencia diferente para cada mes. Los 12 valores PR^{DC} de referencia se consiguen mediante una simulación que parte de datos de radiación solar y temperatura ambiente de alguna base de datos. Sin embargo, probablemente, la validez de este procedimiento, que corrige mensualmente el PR^{DC} , no se general, sino que se restrinja a regiones climáticas particulares. De hecho, nuestros resultados muestran variaciones semanales de PR^{DC} de hasta 5 % para el mismo mes, lo que parece inadecuado para la calificación de plantas FV a gran escala.

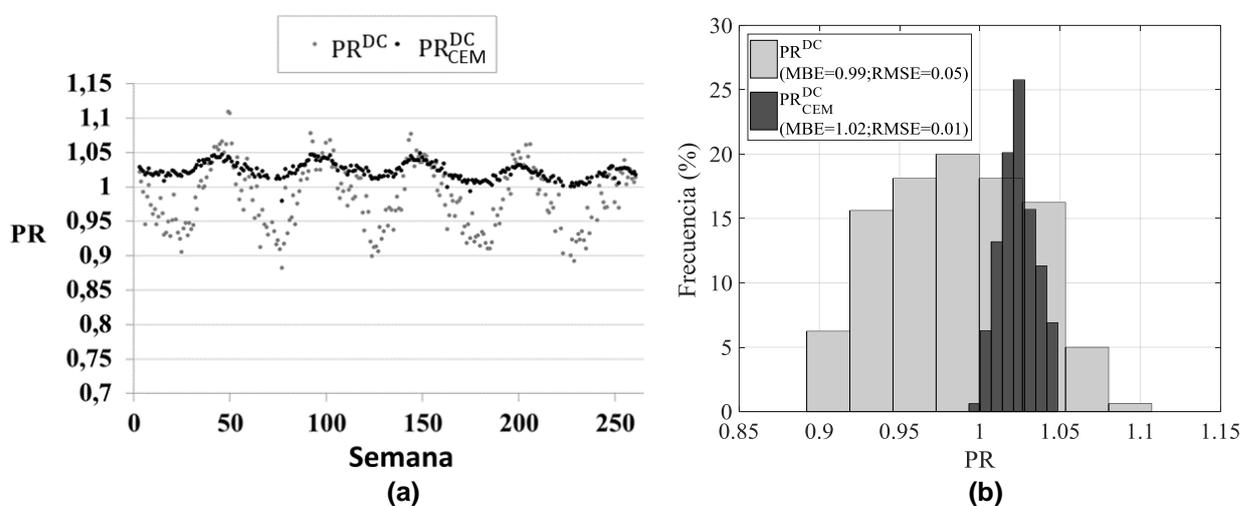


Fig. 3.33 (a) Evolución observada en el PR^{DC} y PR_{CEM}^{DC} semanal y **(b)** Histograma del PR^{DC} y PR_{CEM}^{DC} semanal durante el periodo analizado.

3.2.1.2.3.2 Tecnologías de capa fina

Como se ha visto en la sección anterior, el comportamiento de los modelos *MPP* con tres parámetros independientes, como $MPP_{\eta(T_C)_\gamma}$, $MPP_{\eta(T_C)_{\alpha\beta}}$, $MPP_{\eta(G,T_C)_{(200)}}$ es similar al de los modelos más complejos. Por tanto, solo se han simulado los tres modelos de *MPP* mencionados para cada tecnología de capa fina. En relación con los modelos de curva I-V, se ha simulado, para capa fina, aquellos que mejor funcionaban para el *c – Si*. La **Tabla 3.14** muestra los resultados para las tecnologías: *a – Si / μ Si, CIGS y CdTe*. La potencia *CEM* medida en cada generador FV, referida a la potencia nominal, se muestra debajo de cada tecnología en la **Tabla 3.14**. Destacar que los errores medios, principalmente, se deben a diferencias entre la potencia *CEM* real y nominal (excepto en el caso de *CIGS* donde se ha verificado experimentalmente que las pérdidas a bajas irradiancias son mayores que el valor de la hoja de características). Este problema también ha sido abordado en otros estudios ([Hegedus, 2013](#); [Zinßer et al., 2010](#)). En este caso, se pueden considerar los mismos comentarios que para el *Si – x*. Lo único a resaltar es que tienen un *RMSWE* más alto lo que implica que la incertidumbre asociada es mayor y que existe cierta dificultad para encontrar valores típicos de algunos de los parámetros característicos dentro de las hojas de características del fabricante o en la literatura.

Tabla 3.14 MBWE y su correspondiente RMSWE de los modelos seleccionados para capa fina.

Modelos		<i>a – Si / μSi M1</i>		<i>a – Si / μSi M2</i>		<i>CIGS</i>		<i>CdTe</i>	
		$(P_{CEM}=0.85)$		$(P_{CEM}=0.86)$		$(P_{CEM}=0.99)$		$(P_{CEM}=0.97)$	
		MBWE	RMSWE	MBWE	RMSWE	MBWE	RMSWE	MBWE	RMSWE
Modelos MPP	$MPP_{\eta(T_C)_\gamma}$	15.94	7.56	16.06	7.35	5.17	3.53	4.41	4.00
	$MPP_{\eta(T_C)_{\alpha\beta}}$	16.00	7.62	16.10	7.40	5.99	3.69	4.56	4.02
	$MPP_{\eta(G,T_C)_{(200)}}$	14.78	7.44	14.55	7.19	4.22	3.29	1.54	3.94
Modelos IV	$IV_{5p_ (Villalva),E1,S2}$	19.35	9.79	20.08	9.84	5.51	5.56	1.35	2.70
	$IV_{5p_ (Villalva),E3,S2}$	17.06	9.38	18.11	9.45	6.64	7.08	1.22	3.20
	$IV_{5p_ (Green),E1,S2}$	18.88	7.17	18.80	7.24	4.53	6.21	1.67	2.80
	$IV_{5p_ (Green),E3,S2}$	18.52	7.06	18.49	7.15	4.62	6.07	1.60	2.80
	$IV_{4p,E1-E3,(R_p=\infty),S2}$	18.89	7.04	18.90	7.16	4.63	6.58	1.82	2.61

3.2.2 Modelado del resto del sistema FV

3.2.2.1 Sombreado

La superficie disponible en una central fotovoltaica es limitada por lo que, atendiendo a criterios fundamentalmente económicos, la separación entre las diferentes estructuras sobre las que van montados los módulos de un generador FV no se puede escoger todo lo grande que se quiera. Para caracterizar la cantidad de terreno ocupada por módulos se emplea el “Ground Cover Ratio” (*GCR*) definido como el cociente entre el área total de módulos y el área total del terreno. El intento por maximizar este parámetro lleva, en la mayor parte de los casos, a que esa separación entre estructuras no sea lo suficientemente grande como para evitar que unos módulos proyecten sombras sobre otros durante las primeras y últimas horas de sol, por lo que la radiación que llega a los mismos es inferior a la que se podría calcular para una estructura de módulos aislada.

En grandes centrales, suele ser una práctica habitual dotar a esas estructuras de algún tipo de seguimiento (como es el caso de la central de Amareleja), lo que permite maximizar la cantidad de radiación que reciben los módulos a lo largo del año. Sin embargo, las estructuras que siguen al Sol tienden a proyectar más sombras sobre las estructuras vecinas que las estructuras fijas. Esto obliga a incrementar la separación entre ellas y, por tanto, a tener valores de *GCR* más pequeños. La **Fig. 3.34** muestra la configuración de seguidores utilizada en Amareleja y las sombras proyectadas entre unos y otros.



Fig. 3.34 Configuración de seguidores utilizada en Amareleja y las sombras proyectadas entre unos y otros.

La irradiancia que no llega a la superficie de los módulos de un generador FV debido al sombreado mutuo entre estructuras (bien sean fijas o con seguimiento) se puede modelar de acuerdo a unos factores de sombreado, que dependen tanto de la geometría solar como de la separación y tamaño de las mismas, así como del tipo de seguimiento ([Narvarte and Lorenzo, 2008](#)). Incluso en algunos casos las estructuras con seguimiento se dotan de algún tipo de sistema que las desorienta para evitar que se produzcan sombreados (Sistemas de Backtracking). La cantidad de irradiancia que se pierde en tales situaciones también se puede calcular en base a modelos matemáticos ([Lorenzo et al., 2011](#))

Los modelos de sombras anteriormente mencionados no tienen en cuenta más sombras que las debidas a la geometría de los propios generadores. Esto excluye la consideración de las sombras proyectadas por obstáculos particulares (árboles, etc.) y también de las debidas al perfil del horizonte cuando no es plano. La importancia de estas sombras tampoco es mucha, puesto que la norma general es ubicar los generadores precisamente en los lugares donde el impacto de estas sombras es pequeño.

Finalmente, es necesario tener en cuenta que la disminución de potencia que sufre un generador FV como consecuencia del sombreado no coincide exactamente con la disminución en la irradiancia que llega a su superficie. Las diferentes condiciones de irradiancia a la que se ven sometidas los módulos del generador provocan además un incremento de las pérdidas por “mismatch”, lo que hace que la disminución en potencia de salida sea superior a la disminución en la irradiancia recibida. Puesto que esta situación es muy difícil de modelar analíticamente, muchas veces se plantean dos escenarios distintos, uno pesimista y otro optimista. El primero supone que cualquier sombra que afecte a un conjunto de módulos puestos en serie anula la potencia de toda esa serie. El segundo supone que la pérdida de potencia del generador es exactamente la misma que la disminución en la irradiancia recibida. Es de esperar que la realidad se sitúe en algún punto intermedio de estos dos escenarios, que no tiene por qué coincidir con la media. Un modelo empírico que parece conducir a buenos resultados es el propuesto por ([Martínez, 2012](#)), que fue validado para un pequeño generador compuesto por 8 módulos y también para los generadores de dos centrales FV comerciales, compuestos por 160 módulos. El contexto de esta tesis parece un buen

escenario para comprobar también la precisión del citado modelo. Es por ello por lo que el modelado de las pérdidas por sombreado se hará aquí en base a dos factores: uno geométrico (*FSG*) que corresponde con el escenario optimista antes mencionado y otro energético (*FSE*), que corresponde con el modelo de (Martínez, 2012).

Destacar que, por simplicidad, dado que la mayoría de los seguidores de Amareleja están rodeados por otros seguidores (solo los de los extremos de la central no cumplen esta condición), se ha decidido considerar que todos están completamente rodeados y por tanto calcular un factor de sombreado geométrico y energético tipo y aplicar estos factores a todos los seguidores de la central.

3.2.2.2 Inversor

El comportamiento de un inversor FV, como el de cualquier otro convertidor electrónico, depende del punto en el que se encuentren operando (factor de carga). Así, su rendimiento es diferente cuando trabajan a potencia cercana a la nominal a cuando operan a bajas potencias. El rendimiento de un inversor viene determinado por la expresión Eq.(3.66):

$$\eta_{inv} = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{AC_inv}}{P_{DC_inv}} = \frac{P_{AC_inv}}{P_{AC_inv} + \text{Pérdidas Potencia}} \quad (3.66)$$

Como se ha comentado, éste depende fundamentalmente del factor de carga, p_{ac_inv} , que es la potencia alterna de salida normalizada según la potencia nominal, P_{nINV} :

$$p_{ac_inv} = \frac{P_{AC_inv}}{P_{nINV}} \quad (3.67)$$

A partir de dicho factor, la eficiencia del inversor se puede describir gracias al modelo propuesto por M. Jantsch (Jantsch et al., 1992). Básicamente, este modelo describe la eficiencia del inversor en función de la carga mediante tres constantes (k_0, k_1 y k_2) que, a su vez, pueden deducirse de las medidas experimentales (normalmente proporcionadas por el fabricante) de eficiencia en algunos puntos de la curva de carga.

$$\eta_{inv}(p_{ac_inv}) = \frac{p_{ac_inv}}{p_{ac_inv} + (k_0 + k_1 \cdot p_{ac_inv} + k_2 \cdot p_{ac_inv}^2)} \quad (3.68)$$

Donde:

- k_0 es el coeficiente que representa las pérdidas de vacío (alimentación inversor).
- k_1 es el coeficiente asociado a las pérdidas lineales con la corriente (pérdidas de conmutación causadas por caídas de tensión en los semiconductores)
- k_2 es el coeficiente que representa las pérdidas que son proporcionales al cuadrado de la corriente (pérdidas de efecto Joule en elementos resistivos)

Nótese que el denominador de la Eq.(3.68) es la potencia continua de entrada normalizada, p_{dc_inv} :

$$p_{dc_inv} = p_{ac_inv} + (k_0 + k_1 \cdot p_{ac_inv} + k_2 \cdot p_{ac_inv}^2) \quad (3.69)$$

A partir de estas expresiones se puede determinar la potencia AC de salida que correspondería a una determinada potencia DC de entrada y viceversa. Además, en el modelo hay que tener en cuenta que, por norma general, los sistemas FV se suelen sobredimensionar. Es decir, la potencia nominal FV instalada suele ser mayor que la potencia nominal de los inversores (Eq.(3.70))

$$P_{nFV} > P_{nINV} \quad (3.70)$$

Por ello, habrá instantes en los que las condiciones de operación supongan una producción mayor a la que los inversores puedan manejar y, por tanto, sacarán al sistema del *MPP* y su potencia de salida quedará limitada al valor nominal.

3.2.2.3 Cableado

El cableado de una central introducirá ciertas pérdidas por efecto Joule que habrá que considerar. Para su cálculo correcto es necesario conocer la corriente que pasa por el cableado, el tipo de cable (sección, etc.) y la longitud total de los mismos. La corriente no se suele utilizar como variable de entrada de los modelos ya que resulta mucho más cómodo trabajar con potencias. Por ello, lo más habitual es calcular las pérdidas del cableado a potencia nominal y a partir de ellas, calcular las pérdidas en cada momento. Para ello se tendrá en cuenta que las pérdidas son función del cuadrado de la potencia.

3.2.2.4 Transformador

El comportamiento de un transformador puede modelarse mediante el cálculo de sus pérdidas en el cobre y sus pérdidas magnéticas. El rendimiento de los mismos viene determinado por la siguiente expresión (3.71).

$$\eta_{trafo} = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{sal_traf}}{P_{sal_traf} + L_{P_{traf}}} \quad (3.71)$$

Donde $L_{P_{traf}} = L_{P_{mag}} + L_{P_{cu}}$ pérdidas magnéticas y en el cobre, respectivamente.

El cálculo de ambas pérdidas se realiza a partir de los datos proporcionados por el fabricante donde, las pérdidas magnéticas ($L_{P_{mag}}$) son constantes y no dependen del punto de trabajo del transformador mientras que las pérdidas del cobre ($L_{P_{cu}}$) sí que varían en función del punto de operación. Por ello, el fabricante proporciona $L_{P_{mag}}$ y $K_{P_{cu}}$ donde:

$$L_{P_{cu}} = K_{P_{cu}} \cdot \left(\frac{P_{ent_traf}}{P_{nTrafo}} \right)^2 \quad (3.72)$$

Donde P_{nTrafo} es la potencia nominal del transformador y $K_{P_{cu}}$ son las pérdidas eléctricas del cobre cuando el transformador está trabajando a potencia nominal.

3.3 POTENCIA PRODUCIBLE TEÓRICA VS POTENCIA PRODUCIBLE REAL: MEDIDAS EN CAMPO

3.3.1 Medidas en campo durante la puesta en marcha de una central FV

Durante la puesta en marcha de una central FV los procedimientos de garantía de calidad tradicionales únicamente contemplan medidas del PR para comprobar si el funcionamiento de la central es el esperado. Sin embargo, como expone Moretón (Moretón, 2016b) esto puede no ser suficiente y recomienda, además, evaluar el PR_{CEM} , así como caracterizar diversos generadores e inversores FV. Este tipo de medidas pueden ayudar, además de para verificar que se cumple con lo establecido en las etapas de diseño y verificación del suministro, a cuantificar las discrepancias entre las características nominales de los elementos de la instalación y sus características reales y, de esta forma, corregir los datos de entrada de los modelos teóricos, obteniendo así un valor de potencia producible mucho más cercano a la realidad experimental, P_{modelo_real} .

Como primer paso, resulta muy conveniente verificar la diferencia que existe entre la P_{CEM} nominal de los generadores, P_{nPv} , y el valor real. Son varios los motivos que contribuyen a esta diferencia entre el valor nominal y el de catálogo o nominal: tolerancias de fabricación, mala calibración del flash, degradación inicial, dispersión de los parámetros, “mismatching”... La experiencia que refleja el IES-UPM (que abarca la medida de algo más de 150 MW) es que son habituales desviaciones en torno al 5 % y que desviaciones inferiores al 3 % se consideran francamente buenas. No hay que insistir en la relevancia del papel que representa la P_{CEM} de los dispositivos FV, módulos y generadores, en la capacidad de producción de energía de una central. Por ello, es aconsejable caracterizar diversos generadores FV de la central durante la puesta en marcha de la misma. Un experimento particularmente adecuado para caracterizar completamente un generador FV consiste en observar, mediante un vatímetro (de alta precisión), la evolución de la potencia a la entrada y a la salida del inversor durante un cierto tiempo (por ejemplo, un día completo), registrando simultáneamente las condiciones de operación. Además, este experimento no solo permite determinar la P_{CEM} de los generadores FV sino también la eficiencia de los inversores, elementos que también pueden mostrar un comportamiento ligeramente diferente al establecido por el

fabricante. Asimismo, con este tipo de medidas en campo se puede establecer también cómo de precisa es la medida que estos proporcionan los propios inversores, al compararla frente a un vatímetro de alta precisión.

El procedimiento de medida descrito, si bien ofrece la indudable ventaja de la precisión, conlleva el inconveniente del mucho tiempo que requiere su implementación, al menos un día entero por ensayo. Obviamente, esto dificulta su aplicación a un número grande de generadores FV, por lo que conviene disponer también de otros procedimientos de medida más rápidos como por ejemplo la medida de curvas I-V. Aunque este método suele ser menos preciso a la hora de determinar la potencia CEM de un generador, permite detectar posibles anomalías en el mismo analizando la forma de dicha curva. Señalar que se han llegado a medir curvas I-V cercanas al megavatio (Moretón et al., 2013a, 2013b).

Finalmente, mencionar que toda central fotovoltaica tiene ciertos consumos propios (iluminación casetas y central, motorización de los seguidores...). Normalmente, estos consumos suelen ser alimentados con parte de la energía que está produciendo la central por lo que el contador de salida de la planta no los contabiliza. Por tanto, para una buena caracterización de la potencia producible es necesario tenerlos en cuenta. En las pruebas a realizar durante la puesta en marcha de la central es una buena práctica caracterizar estos consumos auxiliares.

3.3.2 Potencia producible teórica vs Potencia producible real en la central de Amareleja

Medidas como las comentadas en el apartado anterior fueron realizadas durante la puesta en marcha de la central FV de Amareleja, lo que permitió ajustar el modelo teórico de la central (Potencia producible teórica) para obtener un valor de potencia producida por la central mucho más acorde con la realidad (Potencia producible real).

En la **Fig. 3.35** puede apreciarse cómo se comportan las dos producibles modeladas (teórica y real) durante un día soleado y otro con sol y nubes. Junto a ambas producibles se ha representado la producción real medida a la salida de la central y el error o diferencia entre el valor de producible real y la producción medida. Puede verse cómo la potencia producible real se ajusta mucho más al valor de potencia medido que

la producible teórica, si bien, siguen existiendo algunas diferencias ($Dif_{modelVSmed}$, Eq. (3.73)).

$$Dif_{modelVSmed} = 100 * \frac{P_{Producibile_real} - P_{medida}}{P_{nFV}} \quad (3.73)$$

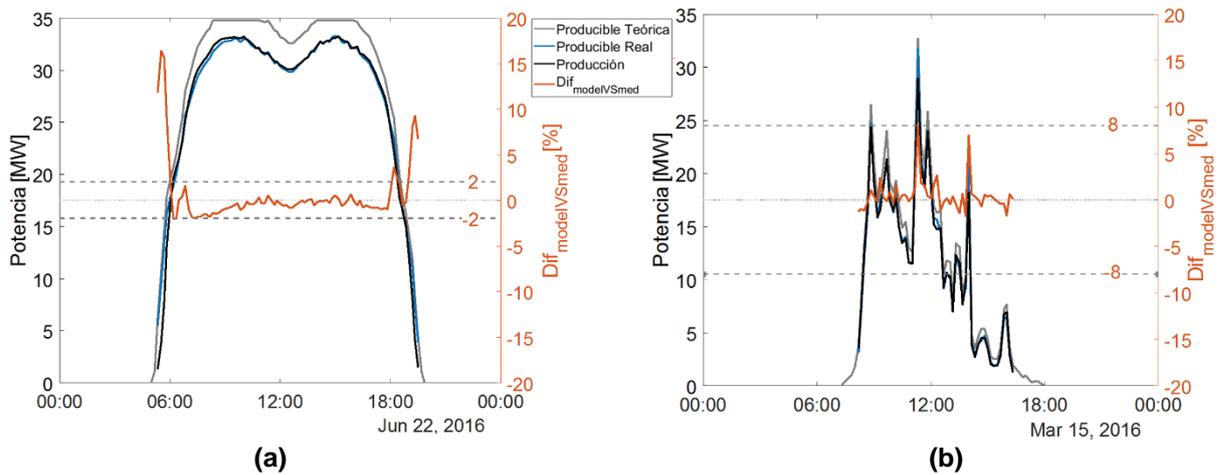


Fig. 3.35 Producible teórica, real y producción de la central FV de Amareleja (eje de ordenadas izquierdo) y $Dif_{modelVSmed}$ (eje de ordenadas derecho) para un día claro, 22/06/2016 (a), y para un día con paso de nubes (b).

Tales diferencias tienen su origen en:

- La dispersión de las condiciones de operación. **Fig. 3.35 (a y b)**.
- La precisión del cálculo de sombras. Zona 1 **Fig. 3.36**.
- La limitación de la central. Zona 2 **Fig. 3.36**.
- La inercia de la temperatura al salir de sombras, Zona 3 **Fig. 3.36** y al salir de limitación, Zona 4 **Fig. 3.36**.

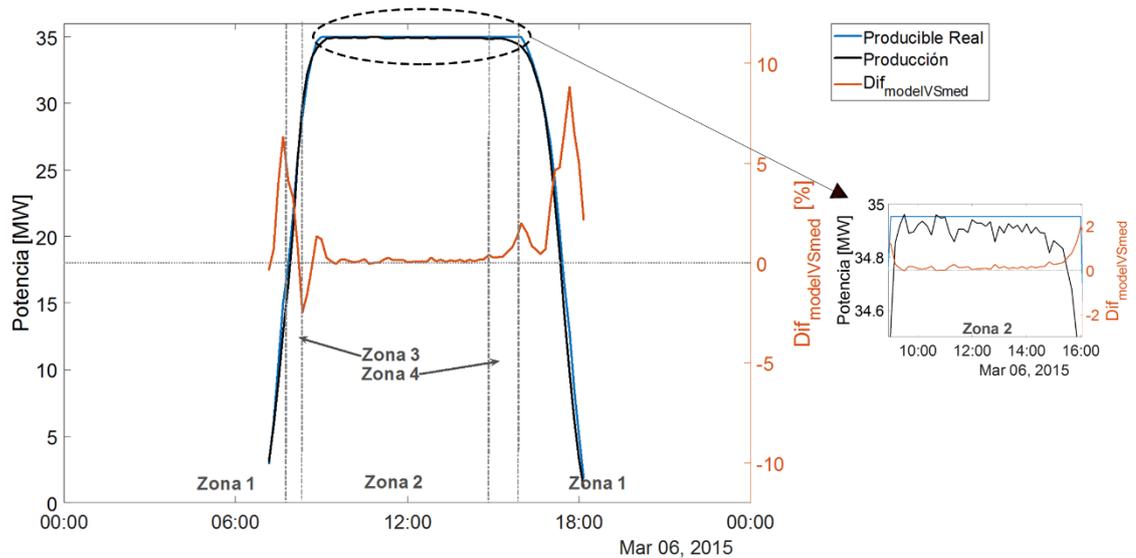


Fig. 3.36 Producible real y producción de la central FV de Amareleja (eje de ordenadas izquierdo) y $Dif_{modelVSmed}$ (eje de ordenadas derecho) para el día 06/03/2015. Las zonas indican el motivo que crea un aumento de la $Dif_{modelVSmed}$ (zona 1: cálculo de sombras, zona 2: limitación, zona 3 y 4: inercia de la temperatura al salir de sombras y al salir de limitación, respectivamente).

La dispersión de las condiciones de operación ya ha sido ampliamente tratada en el apdo. (3.1). En cuanto a la precisión del cálculo de sombras (zona 1 **Fig. 3.36**), hay que tener en cuenta que dicho cálculo supone que todos los seguidores de la central están rodeados completamente por otros seguidores. El grueso de la central sí que cumple esta condición, pero no toda. Por ejemplo, si se observa la retícula *DL* (**Fig. 3.37**), se ve cómo las sombras influyen de forma totalmente diferente en cada uno de los cuatro generadores que la componen. El variador *DL4* (oeste) presenta muchas más sombras que el *DL2* (este) al principio del día y ocurre lo contrario durante el ocaso. En el *DL3*, al estar todos los seguidores rodeados de otros seguidores, las sombras son simétricas respecto al mediodía.

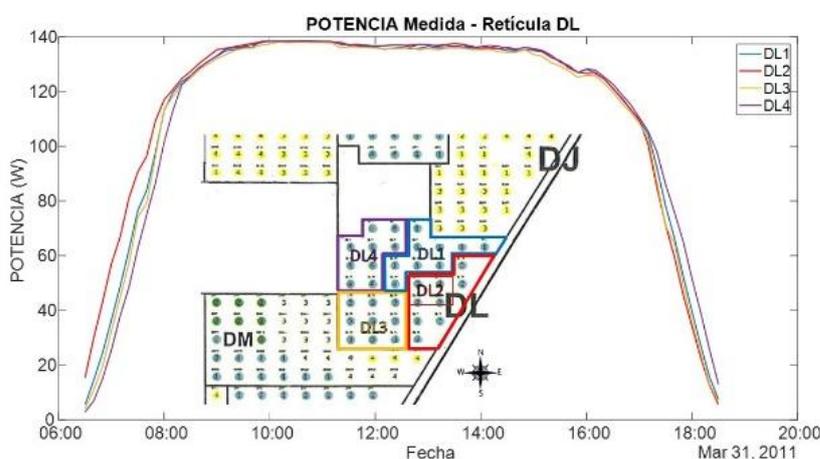


Fig. 3.37 Potencia medida en cada uno de los variadores de la retícula *DL* y posición de los seguidores *FV* de la misma en la central de Amareleja.

La limitación en potencia de la central también representa una fuente de incertidumbre para el modelo. Dicha limitación no impone una potencia constante a la salida de la central, sino que, como puede verse en la zona ampliada de la **Fig. 3.36**, existen ciertas variaciones en la misma.

Finalmente, la temperatura de los generadores no es la misma que la de los módulos de referencia cuando se dan sombras sobre los primeros o cuando actúa el mecanismo de limitación de potencia de la central. De hecho, la inercia térmica hace que la temperatura de estos generadores se siga viendo afectada cuando dejan de tener sombras (zona 3 **Fig. 3.36**) y también cuando la central sale de limitación (zona 4 **Fig. 3.36**). En el primer caso, los generadores *FV* se encuentran menos calientes que los *MR* (no han tenido sombras en ningún momento por estar colocados en la parte alta del

seguidor), por lo que la producción es algo mayor que la producible real ($Dif_{modelVSmed} < 0$). En el segundo caso ocurre lo contrario, los generadores FV se han calentado algo más que los *MR* ya que no se estaba extrayendo de ellos toda la potencia posible, por tanto, la producción es algo menor que la producible real ($Dif_{modelVSmed} > 0$).

Además de modelar la potencia producible de toda la central, se puede modelar también la potencia que debería producir cada generador FV. En el modelo de los generadores individuales no es necesario tener en cuenta el comportamiento de los transformadores ni del cableado de *MT*, ya que se encuentra aguas arriba de la medida de potencia que ofrece el inversor. La principal diferencia a la hora de implementar ambos modelos tiene que ver con que las medidas de potencia en *AC* de los generadores se obtienen de los propios inversores en lugar de a partir de las medidas de la subestación, de ahí la importancia de determinar la precisión de las medidas de estos. Las medidas llevadas a cabo en la propia central de Amareleja sirvieron para comprobar que la precisión de la medida facilitada por los inversores de esta central está en torno al $\pm 0.5\%$.

A continuación, se muestra, a modo de ejemplo, como se ajusta la producible real a la producción medida en un generador FV (*D02*) de la central de Amareleja, durante los mismos días observados en la central (**Fig. 3.35**). Se ha seleccionado el generador *D02* por ser uno de los nueve en los que uno de sus seguidores tiene instalado un *MR*. De esta manera es posible determinar la potencia producible real a partir de las condiciones de operación registradas por ese *MR*, el propio del generador y con la mediana de todos (9) *MR* de la central. La **Fig. 3.38** muestra dicho ajuste cuando se calcula la producible real a partir del *MR* situado en uno de sus seguidores. En rojo puede apreciarse el error cometido (diferencia entre ambos valores, $Dif_{modelVSmed_MR}$). Esta diferencia es algo mayor que la que se observa en caso de la totalidad de la central el día claro, **Fig. 3.38 (a)**, no siendo así para el día con paso de nubes, **Fig. 3.38 (b)**. El motivo parece ser que, al calcular la producible real con el *MR* del generador, se tiene menos incertidumbre al determinar las condiciones de operación, por lo menos para ese día.

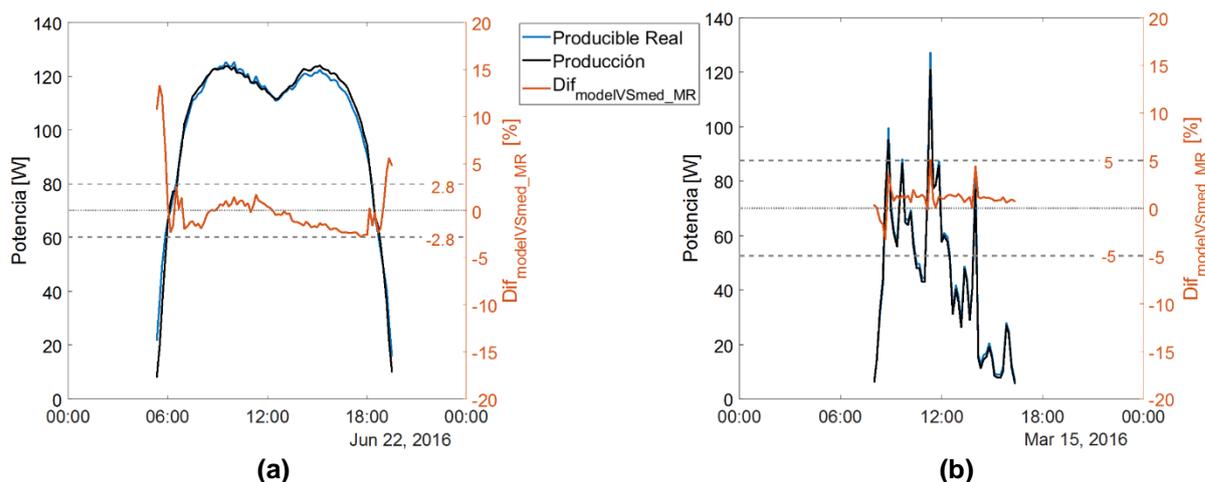


Fig. 3.38 Producibile real (calculada a partir del MR del propio generador) y producción del generador FV (D02) la central FV de Amareleja (eje de ordenadas izquierdo) y $Dif_{modelVSmed}$ (eje de ordenadas derecho) para un día claro, 22/06/2016 (a), y para un día con paso de nubes (b).

La Fig. 3.39 es análoga a la Fig. 3.38 solo que en este caso la producible real se ha determinado a partir de las medidas registradas por todos los MR de la central, concretamente con la mediana de dichos registros. En este caso se observa que para el día claro, Fig. 3.39 (a), el error cometido es algo mayor que cuando se determina la producible real con el MR propio del generador, Fig. 3.38 (a), no siendo esta diferencia muy significativa. Esto corrobora que, como ya se ha comentado, en condiciones atmosféricas estables la dispersión geográfica de las condiciones de operación no es muy grande. Por el contrario, cuando se tiene un día con paso de nubes, dicha dispersión (fundamentalmente debida a la temperatura de trabajo de las células) es considerable y así lo muestra la diferencia en el error cometido entre el cálculo de la producible real con su MR, Fig. 3.38 (b), y con todos, Fig. 3.39 (b).

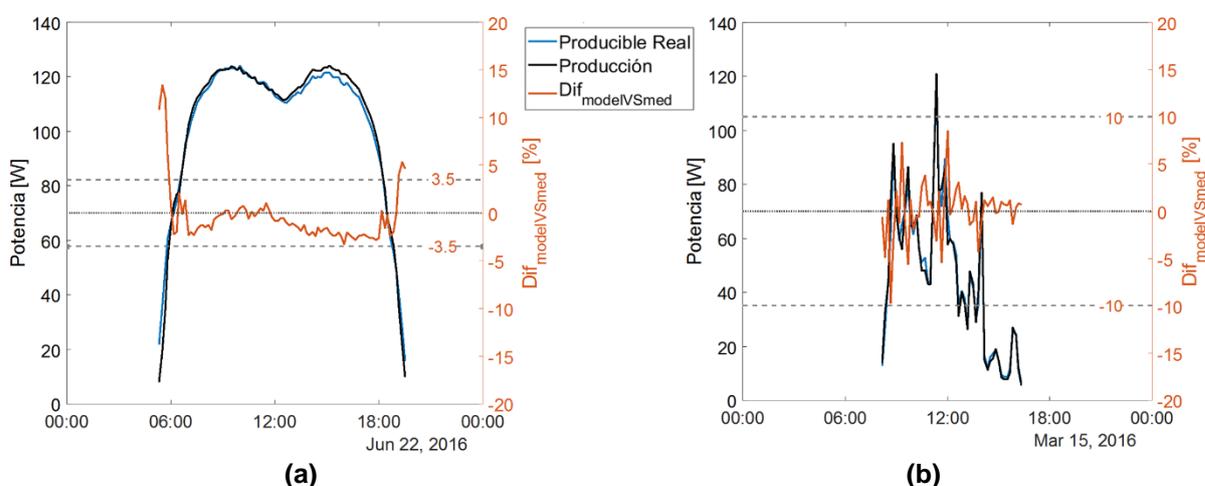


Fig. 3.39 Producibile real (calculada a partir de la mediana de todos los MR de la central) y producción del generador FV (D02) la central FV de Amareleja (eje de ordenadas izquierdo) y $Dif_{modelVSmed}$ (eje de ordenadas derecho) para un día claro, 22/06/2016 (a), y para un día con paso de nubes (b).

Una vez visto como se ajustan producible real y producción, en potencia, tanto a nivel de central como de generador FV, para dos días concretos, en la central de Amareleja, en el siguiente capítulo (capítulo 4) se analizará este ajuste en términos energéticos para toda la serie temporal de la que se disponen datos de la central comentada (2011-2017).

4

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UNA CENTRAL DURANTE SUS AÑOS DE OPERACIÓN

Para evaluar el comportamiento de una central FV durante sus años de operación los procedimientos tradicionales de garantía de calidad únicamente contemplan medidas de PR y el examen, generalmente en laboratorio, de una muestra de los módulos FV que la constituyen (curvas I-V, electroluminiscencia etc...). Si bien, estas prácticas resultan de utilidad, no parecen suficientes para obtener toda la información necesaria de la operatividad de la central. Por un lado, como ya se ha comentado, el PR únicamente permite caracterizar la eficiencia de la central de forma correcta en periodos anuales debido a su dependencia de la temperatura. Por ello, algunos autores aconsejan utilizar un PR corregido a condiciones estándar de medida, PR_{CEM} (Moretón, 2016). No obstante, aunque ambos índices, PR y PR_{CEM} , son un reflejo del comportamiento de una central FV, no permiten determinar dónde ocurren los eventuales problemas y, por tanto, no son de utilidad a la hora de asignar causas ni responsabilidades. Por otro lado, la caracterización y examen en laboratorio de una muestra de módulos FV resulta interesante para vigilar la salud global de la central pero puede resultar insuficiente para identificar problemas en generadores individuales. Además, la información obtenida de dicho examen puede, en ocasiones, no ser tan representativa como se quisiera. El hecho

desmontar los módulos y transportarlos hasta el centro cualificado hace que éstos se vean sometidos a esfuerzos extra y, si se detecta algún problema en ellos (i.e roturas de células, etc.), la causa del mismo podría haber sido originada en el propio proceso de desmontaje-transporte. Algunos autores (Enertis, 2016) han propuesto utilizar un laboratorio móvil que permita la caracterización de los módulos en la propia central sin que tengan que ser transportados a lugares lejanos.

Para hacer frente a las carencias que presentan las anteriores prácticas, en el presente capítulo se describen varios procedimientos que permitirán, además de evaluar el comportamiento de una central FV, una correcta y temprana detección de los problemas de funcionamiento y, por tanto, una adecuada asignación de responsabilidades. Junto a los índices de comportamiento, se propone realizar un cálculo de la potencia producible real, tal y como se ha detallado en el capítulo 3, y comparar dicho cálculo con la producción real obtenida en la central. Esto permitirá la evaluación del comportamiento de la central y sus generadores en periodos muy cortos (diarios o incluso intradiarios). Por otro lado, además de la caracterización periódica de una muestra de módulos FV, se propone caracterizar de forma continua la potencia en *CEM* de toda la central y de cada uno de los generadores que la componen. Para ello, se ha desarrollado un procedimiento que permite una caracterización precisa y automática de dicha potencia basado, únicamente, en los datos que facilita cualquier sistema de monitorización. Este procedimiento se podrá utilizar para determinar la degradación normal de los módulos FV de la central así como detectar posibles problemas en los generadores (degradaciones prematuras, tendencias anómalas...). Aquellos problemas en el funcionamiento de los inversores FV que no queden registrados en forma de alarmas en el sistema de monitorización también podrán ser identificados mediante este procedimiento. Todos estos procedimientos se han diseñado para que puedan ser programados en los sistemas *SCADA* de las centrales y se puedan ejecutar de forma automática, siendo de gran ayuda para el correcto mantenimiento de las mismas.

4.1 ÍNDICES DE COMPORTAMIENTO: PR Y PR_{CEM}

La **Fig. 4.1** muestra la evolución tanto del PR (negro) como del PR_{CEM} (azul) de la central de Amareleja durante el periodo 2011-2017, donde puede verse la variación estacional propia del PR mensual, principalmente debida a la diferente temperatura que se tiene en cada mes. La variación del PR anual es, en cambio, mucho menor, **Fig. 4.1** puntos negros. Es por ello por lo que este índice de comportamiento solamente es útil para evaluar periodos largos (años). El uso del PR_{CEM} mensual (azul) permite evitar la variación estacional debida a las condiciones de operación. Como es obvio, este índice tiene un valor superior al PR ya que no se ve influenciado por el descenso del rendimiento de los generadores FV con la temperatura. Sin embargo, la **Fig. 4.1** muestra también una clara variación estacional en el PR_{CEM} mensual, con un acusado descenso en primavera. El motivo no es otro que la limitación en potencia que sufre la central FV debido al sobredimensionamiento de la potencia de los generadores con respecto a la del inversor. En primavera las temperaturas son suaves y la radiación es alta, por lo que es entonces cuando más limita la central FV. Merece la pena comentar que el efecto de la limitación no se aprecia tanto durante los años 2011 y 2012, ya que durante esos años la central FV operó un 10 % por encima de su potencia nominal de inversor instalada ($1.1 \cdot P_{nINV}$). La variación de comportamiento de la central debido a la limitación apenas queda reflejada en el valor del PR mensual. La evolución del PR anual es similar a la de su valor corregido a condiciones estándar de medida, PR_{CEM} anual.

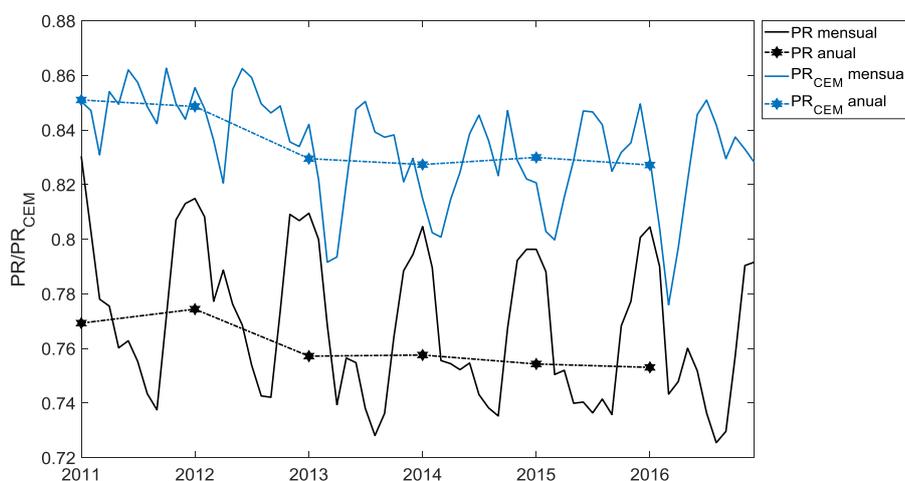


Fig. 4.1 Evolución del PR (negro) y PR_{CEM} (azul) de la central de Amareleja desde 2011 hasta 2017. En línea continua se muestran los valores mensuales y con puntos los anuales.

4.2 DIFERENCIA ENTRE PRODUCIBLE REAL Y PRODUCCIÓN

4.2.1 Análisis de la central en su conjunto

- En términos de potencia

Una forma diferente de evaluar el comportamiento de una central consiste en comparar la producción energética de la misma con la energía producible real, cuyo cálculo se ha detallado en el capítulo 3. Una desviación excesiva entre ambas (superior a la precisión del cálculo de producible) puede significar un comportamiento anómalo. La **Fig. 4.2** muestra el histograma de esta diferencia ($Dif_{modelVSmed}$, Eq.(3.73) en términos 10-min durante el periodo 2011-2017.

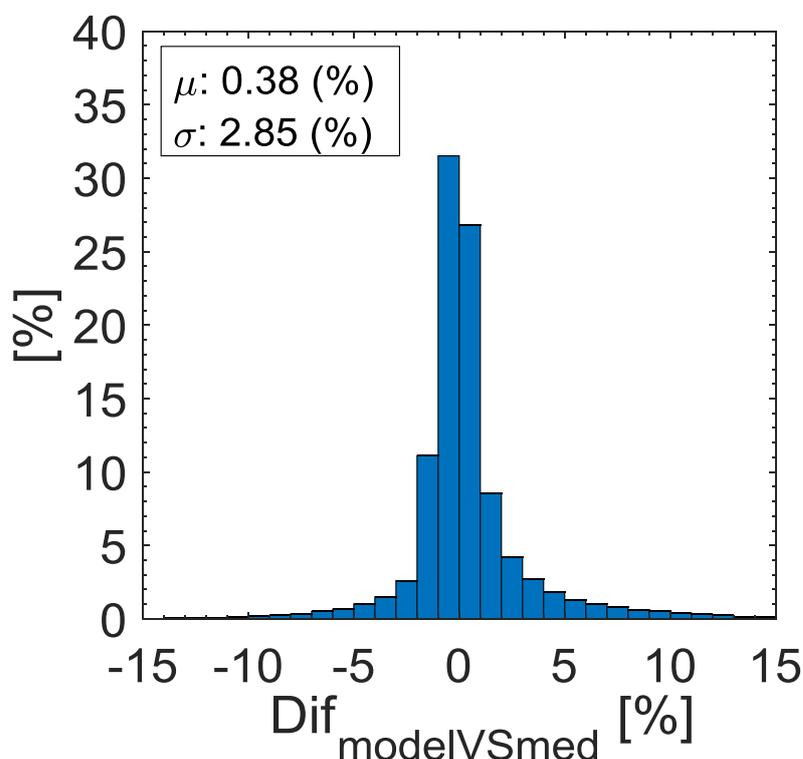


Fig. 4.2 Histograma con la diferencia entre potencia producible real (media 10-min) y potencia medida (media 10-min) de la central de Amareleja durante el periodo 2011-2017.

La **Fig. 4.2** muestra una distribución simétrica, mucho más centrada en torno a la media (0,38 %) que una distribución normal. El 60 % de esas diferencias están dentro del ± 1 % en torno a esa media.

Como se ha comentado en el apdo. 3.3.2, una fuente importante de incertidumbre se produce en el cálculo del sombreado mutuo entre seguidores y así lo corrobora la **Fig. 4.3**. En ella se muestra la diferencia entre producible real y producción 10-min ($Dif_{modelVSmed}$) únicamente de los instantes en los que existen sombras donde se han superpuesto los seis años analizados (2011-2017). Además de verse que en algunos momentos donde existe sombreado el error cometido es máximo ($\pm 15\%$) existe una variación estacional y periodicidad anual. Algo coherente dado que la posición del Sol y por tanto las sombras se repiten anualmente. La **Fig. 4.3**. muestra que en invierno, primavera y otoño se sobrestiman las sombras mientras que en verano ocurre lo contrario. Dada la periodicidad anual encontrada, se ve la posibilidad de corregir el error del modelo de cálculo de sombras. Esta corrección es propia de la central estudiada y se necesita, al menos, un año de datos para realizarla. El cómo realizar la corrección es obvio y al no ser algo genérico, se dejará como línea futura.

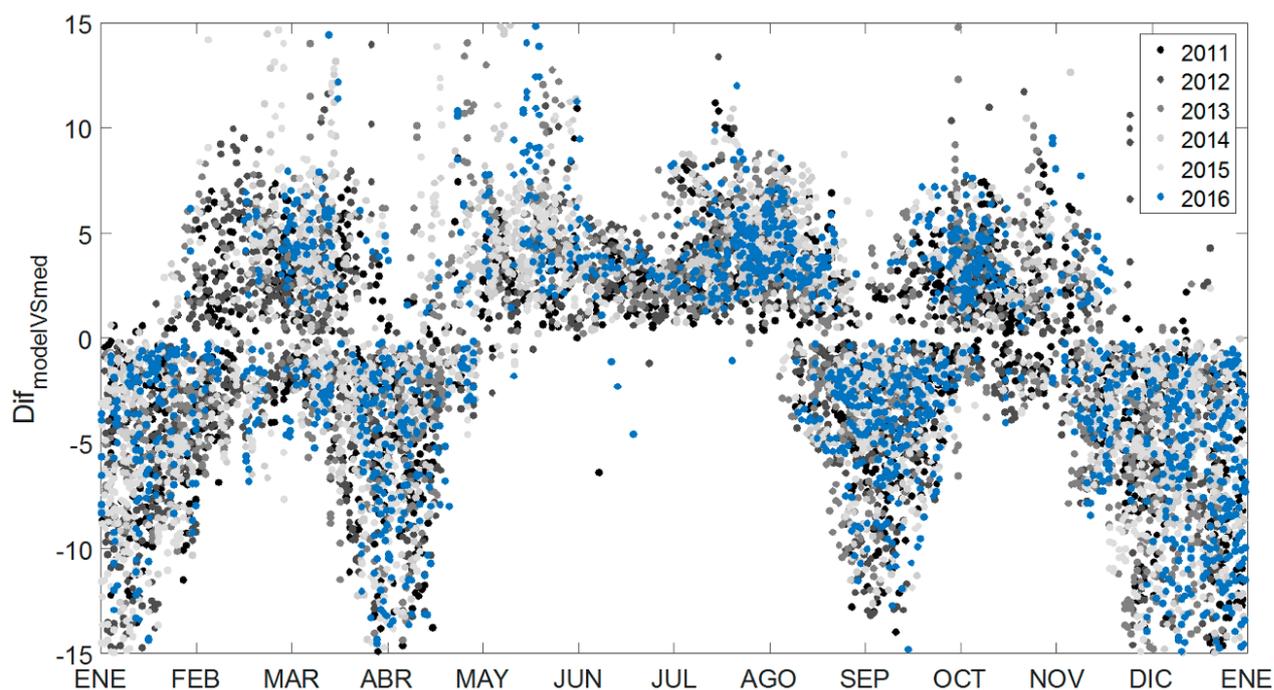


Fig. 4.3 $Dif_{modelVSmed}$ en instantes en los que existen sombras.

- En términos de energía diaria

La **Fig. 4.4** muestra tres histogramas con las diferencias diarias encontradas entre producible real y producción respecto (Eq. (4.1)). Cada uno de esos histogramas corresponde a un rango de kTd diferente.

$$Dif_{modelVSmed_d} = 100 * \frac{E_{Producibile_real_d} - E_{medida_d}}{E_{medida_d}} \quad (4.1)$$

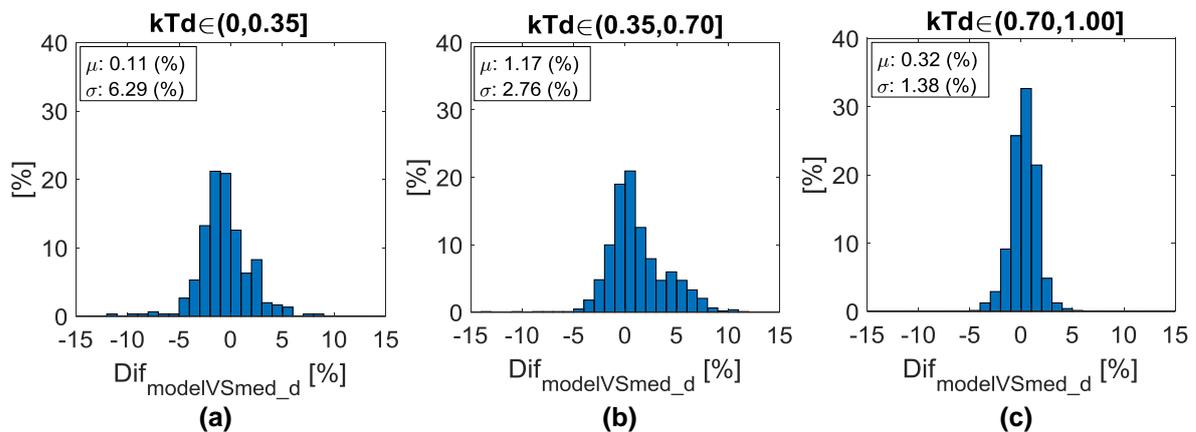


Fig. 4.4 Histograma con la diferencia diaria entre producible real y producción de la central de Amareleja en función del kTd . (a) kTd bajos, (b) kTd medios y (c) kTd altos.

Como era de esperar, al integrar en el tiempo los errores se reducen. En días con kTd altos, **Fig. 4.4 (c)**, la dispersión está comprendida en un $\pm 5\%$. El 70 % de los datos están dentro del $\pm 1\%$ y el 85 % en el intervalo $(-1, 2)\%$. Esto da una idea de la buena precisión obtenida en el cálculo de la producible diaria y también del buen comportamiento de esta central durante los años analizados. Una dispersión similar se observa para kTd bajos, si bien en este caso no se encuentra tan concentrada en torno a la media. Una mayor dispersión se observa para kTd medios, con una asimetría mucho más marcada. Parece claro que la presencia de nubes en la central disminuye la precisión del modelo de producible y complica la evaluación de su comportamiento en términos diarios.

4.2.2 Análisis a nivel de cada generador

- En términos de potencia

En la **Fig. 4.5** se muestra un histograma con la diferencia entre potencia producible real y potencia producida por uno de los generadores FV en los que se colocó un módulo de referencia para la medida de las condiciones de operación. La producible real se ha calculado tanto a partir de las condiciones de operación registradas por dicho módulo como a partir de la mediana de los registros de todos los módulos de referencia de la central. Las diferencias entre la producción real y la producible calculada de ambas formas se han denotado, $Dif_{modelVSmed_MR}$ (gris), y $Dif_{modelVSmed}$ (azul), respectivamente. Puede apreciarse que, en términos de potencia, es prácticamente lo mismo determinar la producible a partir del *MR* perteneciente al generador FV que con la mediana de todos *MR*.

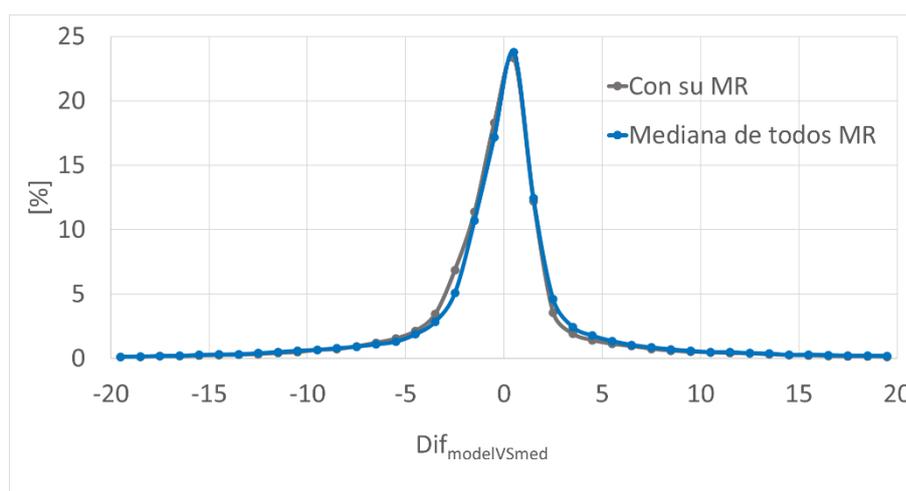


Fig. 4.5 Histograma con la diferencia entre potencia producible real y potencia producida para un generador FV con *MR*, calculando la producible real a partir de las condiciones de operación que registra su *MR* (negro) y con la mediana de todos (9) *MR* durante el periodo 2011-2017.

La **Fig. 4.6** muestra un histograma con las diferencias entre potencia producible real y potencia producida en todos los generadores. Obviamente, en este caso, las condiciones de operación para el cálculo de la producible se determinan a partir de todos los *MR*. Además, se muestran también los histogramas correspondientes a los generadores en los que menor y mayor es la dispersión de dichas diferencias, **Fig. 4.6 (a y c)**.

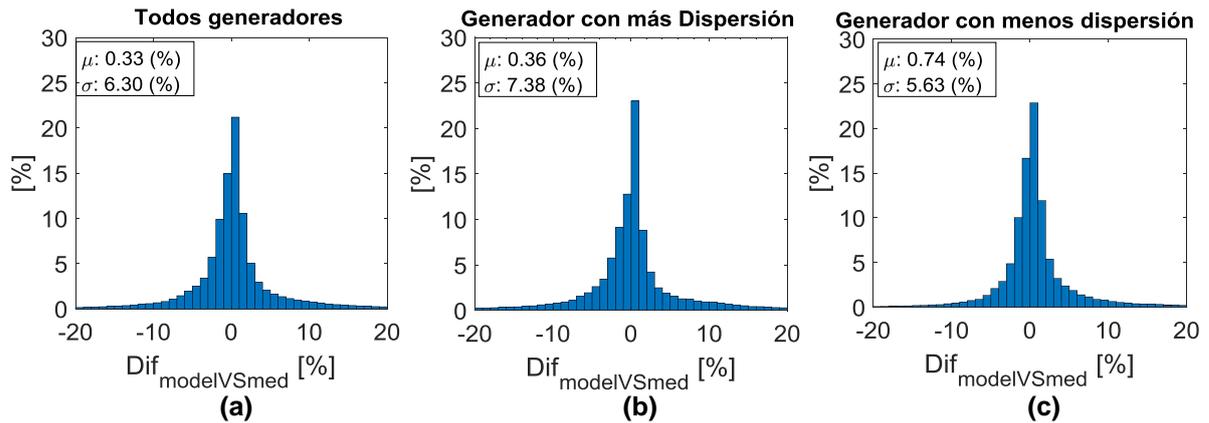


Fig. 4.6 Histograma con la diferencia entre potencia producible real (media diezminutal) y potencia medida (media diezminutal) de los generadores FV de la central de Amareleja durante el periodo 2011-2017. (a) todos, (b) Generador con menos dispersión y (c) generador con más dispersión.

Si se comparan las **Fig. 4.5** y **Fig. 4.6** puede apreciarse que no existen diferencias significativas entre la $Dif_{modelVSmed}$ calculada para el generador FV con *MR* (**Fig. 4.5**) y la de todos, **Fig. 4.6 (b)**. Es más, no hay prácticamente diferencia entre el generador que presenta menos dispersión y el que más, **Fig. 4.6 (a y c)**. Sí se aprecia una mayor diferencia entre estos histogramas y los correspondientes a la central en su conjunto (**Fig. 4.2**), donde la dispersión es significativamente más pequeña. Este es un resultado lógico teniendo en cuenta que tanto las condiciones de operación como las sombras pueden variar mucho entre los seguidores que componen los distintos generadores, haciendo que el error en el cálculo de la producible se incremente.

- En términos de energía diaria

Las **Fig. 4.7** y **Fig. 4.8** muestran el mismo análisis, pero realizado en términos de energía diaria. La **Fig. 4.7** muestra, para los diferentes intervalos de kTd , las diferencias entre producible y producción encontradas en el generador con *MR*. La **Fig. 4.8** muestra lo mismo para el conjunto de los generadores de la central. Como era de esperar, la dispersión de las diferencias en términos diarios es menor que en términos de potencia. Nuevamente se observa que no se llega a ganar en precisión por el hecho de utilizar las condiciones de operación registradas por el *MR* colocado en el propio generador (depende del día considerado). Hay que recordar que los seguidores de un mismo generador FV de la central de Amareleja pueden estar separados más de 100 m, distancia para la que

a dispersión espacial de las condiciones de operación podría ser ya importante (aunque en el contexto de esta tesis no se ha podido determinar).

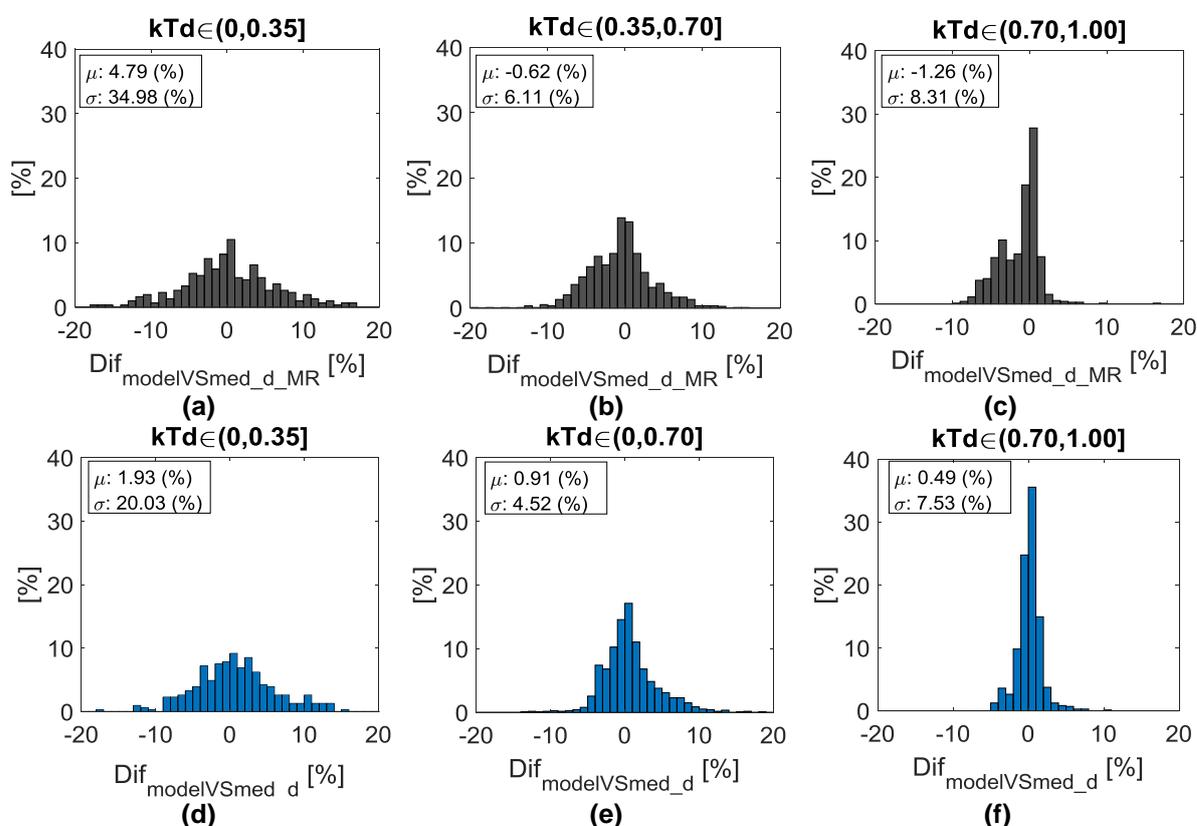


Fig. 4.7 Histograma con la diferencia diaria entre producible real y producción del generador FV con MR de la central de Amareleja en función del kTd. Producible real con su MR: (a) kTd bajos, (b) Ktd medios y (c) kTd altos. Producible real con todos MR: (d) kTd bajos, (e) Ktd medios y (f) kTd altos.

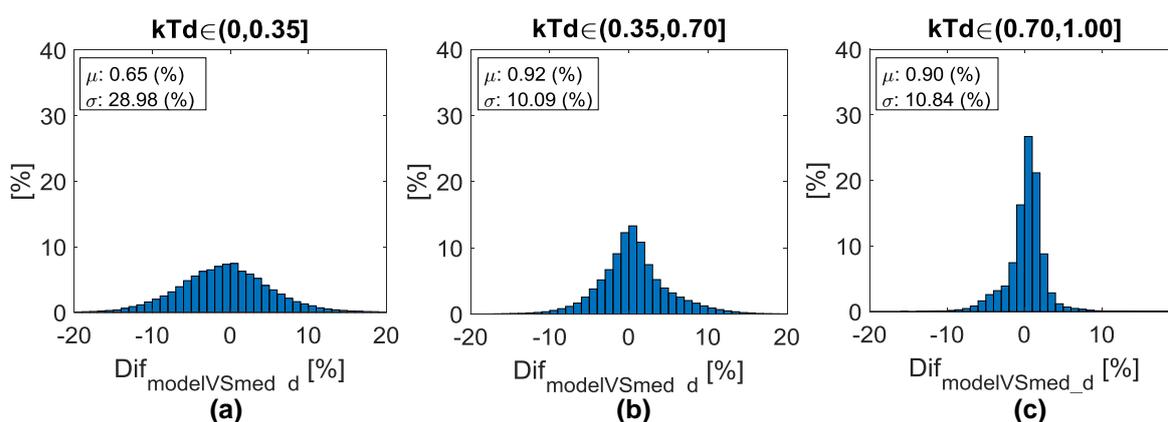


Fig. 4.8 Histograma con la diferencia diaria entre producible real y producción de todos los generadores FV de la central de Amareleja en función del kTd. (a) kTd bajos, (b) Ktd medios y (c) kTd altos.

4.3 CÁLCULO DE LA P_{CEM}

Hasta ahora, para caracterizar en campo la P_{CEM} de un generador FV, en la literatura disponible se han propuesto dos vías: la medida de su curva I-V mediante una carga capacitiva (o electrónica) y la medida de su potencia DC, a la entrada del inversor FV, mediante un vatímetro de precisión (Martínez et al., 2011). Ambos procedimientos requieren conocer las condiciones de operación de los generadores, cuya correcta medida ya se ha discutido en el capítulo 3 (apdo. 3.1). Actualmente se ha conseguido medir la curva I-V de generadores de hasta 800 kW (Moretón et al., 2013b), pero todavía resulta imposible medir la curva I-V de todo el campo FV que constituye una central de cierto tamaño. La medida de la curva I-V de un generador FV es una media individual, por lo que para tener una cierta repetitividad estadística en los resultados es necesario llevar a cabo varias medidas. Durante ese tiempo el generador no está inyectando energía al sistema.

En cambio, la medida mediante vatímetros no requiere que el generador esté desconectado y permite obtener además una mayor precisión en la determinación de la P_{CEM} ya que se lleva a cabo una medida continua de la potencia del generador (con una cadencia inferior al minuto) durante un tiempo relativamente largo, al menos un día (Martínez et al., 2011). Una regresión lineal de los valores de potencia obtenidos (extrapolados a 25 °C) representados frente a la radiación medida durante el ensayo permite obtener el valor buscado de P_{CEM} . Este procedimiento requiere de un filtrado y post-procesado de los datos, ya que puede haber momentos en los que el generador se haya visto afectado por sombras, el inversor fotovoltaico haya estado limitando la potencia de salida, etc. Si no es posible medir la potencia DC del generador, se puede obtener su P_{CEM} a partir de la medida de potencia AC (a la salida del inversor) teniendo en cuenta que la eficiencia del inversor y las características del cableado (longitud, resistencia, etc.) son datos conocidos (Martínez et al., 2011). Cabe notar que la mayor precisión que se obtiene con este procedimiento se apoya en dos supuestos: el primero, que el inversor sigue perfectamente el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico y segundo, que el error debido a la dispersión de temperatura a lo largo de la central se comporta como una variable aleatoria de media cero. De acuerdo con lo que dicen varios autores, lo primero es cierto al 99% en la mayor parte de los inversores (Haeberlin et al., 2006). Lo segundo también puede serlo, pero tras lo visto en el contexto

de esta tesis, se requiere que el número de muestras sea lo suficientemente grande y que el/los sensores de medida de temperatura estén colocados en el sitio adecuado.

Por motivos de tiempo, no resulta posible llevar a cabo la medida de P_{CEM} de todos los generadores de una central FV mediante ninguno de los dos métodos anteriores. Sin embargo, algunos autores (Carrillo and Martínez-Moreno, 2015) sostienen que si los sistemas de monitorización de las centrales dispusieran de medidas precisas de tensión y corriente en DC , así como de las condiciones de operación en cada generador, sería posible caracterizar de forma precisa la P_{CEM} de todos ellos. Para intentar demostrarlo, dotaron a un pequeño generador FV (5.8 kWp) de un MR para registrar T_C y G , así como unas resistencias shunt para medir I_{DC} de forma precisa. También se registraba la tensión V_{DC} . Las medidas se realizaron cada 30 s. El generador en cuestión estaba libre de sombras y únicamente se consideraron los días en los que la irradiancia era superior a 600 W/m² durante al menos 1,5 h. Las medidas en las que la irradiancia era inferior a 700 W/m² tampoco se consideraron. Los valores diarios de potencia obtenidos mediante este sistema de monitorización fueron muy similares a los medidos en días concretos con un vatímetro de precisión. También se comprobó que utilizando medias cada 15 min (que es una cadencia bastante habitual de los sistemas de monitorización actuales) en lugar de los valores cada 30 s se obtenían resultados similares.

4.3.1 Cálculo de la P_{CEM} de una central FV a partir de los datos de SCADA

A diferencia del experimento llevado a cabo por (Carrillo and Martínez-Moreno, 2015), en el marco de esta tesis se propone determinar la P_{CEM} de toda una central FV a partir de las medidas de potencia que facilitan los transformadores de medida situados en la subestación de dicha central. El verdadero reto de lo que aquí se plantea es conseguir la precisión suficiente como para poder ver la evolución del comportamiento de todo el campo fotovoltaico a lo largo del tiempo, detectar si se está produciendo algún tipo de degradación anómala que afecte a su potencia o incluso determinar cuál es la degradación “normal” de los módulos que constituyen este tipo de sistemas, dato muy discutido en la literatura científica. Los aspectos claves que determinan la precisión del cálculo son:

- La correcta medida de las condiciones de operación. Sobre este punto ya se ha tratado extensamente en el capítulo 3 (apdo. 3.1).

- El correcto modelado del sistema. También en el capítulo 3 (apdo. 3.2). se han analizado los diferentes modelos disponibles para el generador fotovoltaico (apdo. 3.2.1) y el resto de elementos de la instalación (apdo. 3.2.2). Simplemente comentar aquí que como modelo de generador para este procedimiento se ha escogido el modelo *MPP* denotado como $MPP_{\eta(G,T_c)}(exp)$ en la **Tabla 3.7**, que tiene en cuenta la variación de la eficiencia del generador tanto con la temperatura como con la irradiancia, Eq.(3.46).
- La eliminación de aquellas medidas que correspondan a situaciones particulares y que afecten a la potencia generada por el sistema (sombras, limitación, etc.). A continuación se explica cómo detectar si una medida se ha visto afectada por tales situaciones.

4.3.1.1 Selección de filtros

Con el objetivo de proporcionar la máxima precisión en el cálculo de P_{CEM} se debe asegurar que los datos, con los que se va a realizar la regresión lineal, no presentan ningún tipo de anomalía. Para ello, se han implementado los siguientes filtros:

- En primer lugar, es necesario eliminar los datos en los cuales haya podido ocurrir algún problema en la comunicación o en la medida (valores nulos o negativos de alguno de los datos de entrada o pérdida de datos).
- Dado que el objetivo es calcular la potencia correspondiente a las condiciones estándar de medida, cuanto más se acerquen las condiciones de operación a las anteriores, menor error se cometerá. Por ello, se limita el ajuste a momentos en los que se tiene un alto valor de irradiancia y no se tienen valores inusualmente altos (4.2). Estos valores fueron definidos en (Martínez et al., 2011). Si el diseño de la central es correcto, para estos valores de irradiancia los generadores no deberían verse afectados por sombras.

$$G(t) < 800 \text{ W/m}^2 \text{ y } G(t) > 1050 \text{ W/m}^2 \quad (4.2)$$

- Es necesario asegurar que la medida de irradiancia sea representativa de toda la superficie del campo FV. Por ello, se eliminan momentos inestables de irradiancia observando si la diferencia de radiación con el instante anterior y posterior ha sido superior a un 5 %, en valor absoluto. Si esto ocurre se elimina el dato (Eq.(4.3) y (4.4)).

$$\frac{|G(t) - G(t - 1)|}{G(t)} 100 > 5 \quad (4.3)$$

$$\frac{|G(t) - G(t + 1)|}{G(t)} 100 > 5 \quad (4.4)$$

- A la condición anterior se le añade la consideración de día claro: se eliminan aquellos datos que se recogen en momentos donde no se tiene una radiación cercana a la del día claro teórico. Para ello, se calcula la irradiancia de día claro, $G_{\text{día_claro}}$, tal y como propone (de la Parra et al., 2015). Si la irradiancia medida es menor que el 95% del valor $G_{\text{día_claro}}$ se elimina el dato (Eq.(4.5)).

$$G(t) < G_{\text{día_claro}}(t) \cdot 0.95 \quad (4.5)$$

- Uno de los supuestos en los que se apoya el procedimiento descrito por (Martínez et al., 2011) es que el inversor sigue perfectamente el punto de máxima potencia del generador FV. Para ello, es necesario eliminar aquellos datos correspondientes a instantes en los que los inversores puedan estar limitando su potencia de salida (Eq.(4.6)).

$$P_{\text{med_PV}}(t) > P_{\text{INV}}(t) \quad (4.6)$$

- Se eliminan los datos donde la disponibilidad técnica ha sido inferior al 99.9 %. Si existen averías o paradas en ciertas partes del sistema fotovoltaico considerado implica que la potencia generada ($P_{\text{med_PV}}(t)$) es inferior a la que sería sin fallos técnicos.

$$\text{Disp}_{\text{PV}} < 99.9\% \quad (4.7)$$

- Se eliminan los datos donde, para las mismas condiciones, se tengan valores de potencia mayores a un ± 3 % respecto al cálculo obtenido para el día anterior. Si algo así ocurre, con total seguridad, ha ocurrido un problema técnico que no ha sido considerado en la disponibilidad. La **Fig. 4.9** muestra, mediante las líneas punteadas, el rango establecido.

$$a_{\text{dow}} = (P_{\text{CEM Dia Anterior}} * (1 - 0.03)/1000) \quad (4.8)$$

$$a_{\text{up}} = (P_{\text{CEM Dia Anterior}} * (1 + 0.03)/1000) \quad (4.9)$$

$$\frac{P_{\text{DC}(G,25)}}{G} > a_{\text{up}} \text{ ó } \frac{P_{\text{DC}(G,25)}}{G} < a_{\text{dow}} \quad (4.10)$$

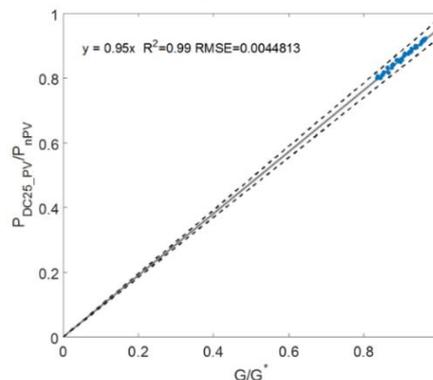


Fig. 4.9 Filtro rango ± 3 % $PRVPN_{\text{PV}}$ del día anterior (líneas punteadas).

Finalmente, una vez se han aplicado todas estas restricciones, el número de datos válidos puede verse considerablemente reducido (hay que tener en cuenta que las medidas facilitadas por los sistemas de monitorización son típicamente 10-min o cuarto horarias). Por ello, será necesario considerar los datos de varios días para tener un buen ajuste en la regresión lineal. Se ha estimado que para poder realizar la regresión lineal con cierta precisión son necesarios al menos 10 datos. El número de días que se necesita considerar para tener ese número de datos válidos depende de la climatología del lugar, la estación del año, etc. Por ello, a la hora de automatizar el procedimiento una de las cosas que será necesario determinar es, precisamente, el número de días mínimo necesario para realizar la regresión.

Aun considerando los datos de varios días anteriores, habrá días en los que no sea posible realizar la regresión por no existir un número de datos suficiente. Esto puede darse, por ejemplo, cuando se tenga una sucesión considerable de días nublados (o con radiación inestable) o en épocas del año en las que la central limite la potencia de salida por estar el campo fotovoltaico excesivamente sobredimensionado con respecto a la potencia nominal de inversor. En esos casos se puede suponer que la potencia de la central es la correspondiente a la del último día calculado.

4.3.1.2 Resultados obtenidos en la central FV de Amareleja

El procedimiento anteriormente descrito se ha implementado en la central FV de Amareleja para ver la evolución de su P_{CEM} a lo largo de 6 años de operación continua (2011-2017). La implementación se ha llevado a cabo de la siguiente manera:

- La potencia DC del campo fotovoltaico, P_{DC_SET} , se ha obtenido a partir de la medida de potencia AC registrada en la Subestación. Para ello se ha considerado el modelo de los diferentes elementos de la instalación que hay conectados entre dicha subestación y los generadores FV (transformadores, cableado, inversores, consumos auxiliares...), tal y como se ha descrito en el apdo. 3.2.2.
- Para extrapolar esa potencia DC a la potencia que se tendría si la eficiencia de los módulos FV fuese siempre la correspondiente a 25°C y 1000 W/m^2 , P_{DC25_SET} , se ha utilizado la Eq.(3.46).

- El valor de los coeficientes a_0 , a_1 y a_2 que aparecen en dicha Eq.(3.46) se obtuvieron a partir de medidas experimentales llevadas a cabo en un generador FV durante la puesta en marcha de la central.
- Como medidas de radiación y de temperatura se han considerado las medianas de los valores registrados por los 9 *MR* de la central. La mediana es un valor más robusto que la media en lo que a problemas con los sensores se refiere.
- Como potencia nominal para implementar el filtro, Eq.(4.6), se ha considerado la suma de las potencias nominales de todos los inversores de la central y se ha descontado a dicha potencia las pérdidas en los elementos que hay conectados aguas arriba de los mismos.

En base al criterio de tener al menos 10 datos para tener cierta precisión en la regresión lineal, se ha llegado a la conclusión de que en Amareleja es necesario considerar los datos de al menos 15 días anteriores al día que se desea calcular. Aun así, existe un cierto número de días en los que el cálculo no puede llevarse a cabo.

En la **Fig. 4.10** puede verse, a modo de ejemplo, la regresión lineal realizada para obtener la P_{CEM} de la central el día 29/08/2012. La **Fig. 4.10 (a)** muestra tanto la potencia *DC* de la central extrapolada a 25 °C, P_{DC25_SET} , como la irradiancia que incide en los módulos, G , los 15 días anteriores al de cálculo. En azul se han marcado los puntos que pasan los filtros anteriormente descritos. En este caso, el número de datos disponibles para la regresión es 235, algo que no ocurre en muchas épocas del año. En la figura también se indican las causas por las que se han desechado algunos de los puntos, el grado de ajuste de la regresión ($R^2 = 0.99$ y $RMSE = 0.0072$) y el valor de la P_{CEM} de la central, $PRVPN_{SET}$, obtenido (0.959).

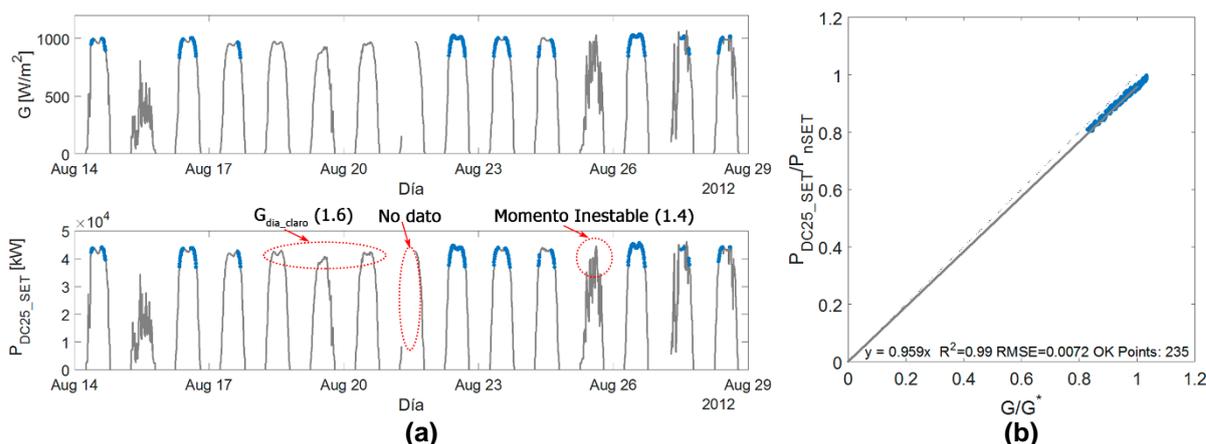


Fig. 4.10 (a) G y P_{DC25_SET} de los 15 previos al día que se quiere calcular la $PRVPN_{SET}$, (29/08/2012). (b) Regresión lineal para el cálculo de la $PRVPN_{SET}$ del día 29/08/2012. Los puntos azules muestran los instantes que han pasado los filtros.

La **Fig. 4.11** muestra la evolución del valor diario de la $PRVPN_{SET}$ desde 2011 hasta 2017.

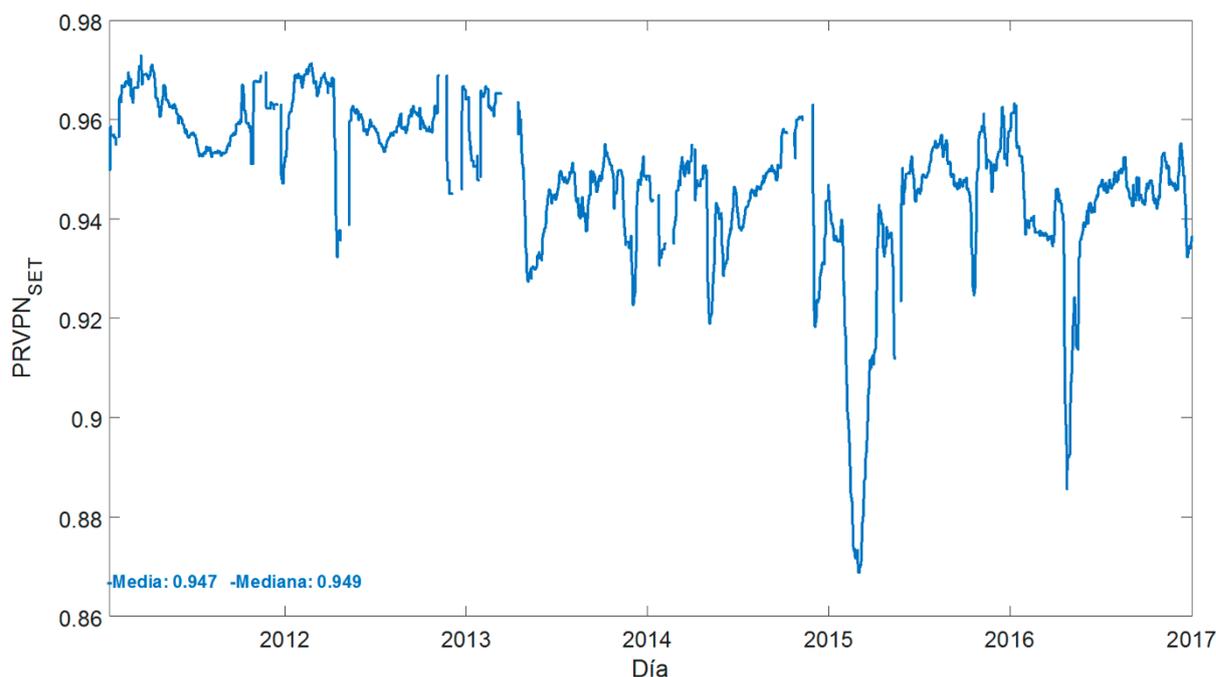


Fig. 4.11 Evolución de la $PRVPN_{SET}$ de la central de Amareleja.

Como puede verse, durante los primeros 3 años, con el método de regresión propuesto se obtiene una repetitividad bastante alta en el cálculo de la P_{CEM} , aunque se aprecian caídas repentinas de la $PRVPN_{SET}$ durante la primavera que después se recuperan. A partir de 2013 este fenómeno es mucho más marcado. El motivo de estas

caídas en los valores calculados de P_{CEM} tiene su explicación en la limitación de potencia que imponen los inversores de la central en instantes con irradiancias altas y temperaturas suaves. En muchos casos, son solamente algunos inversores los que limitan su potencia sin que, en su conjunto, el valor de potencia de la central llegue al filtro propuesto de limitación ($< P_{nINV}$). En esos casos, la disminución de potencia de que sufre la central se asigna erróneamente a un descenso en la P_{CEM} .

Hasta febrero de 2013 los inversores de la central limitaban su potencia a un valor igual a 1.1 veces su potencia nominal. Sin embargo, a partir de ese mes la limitación de los mismos se redujo vía software a su valor nominal, P_{nINV} . Esta es la razón por la que a partir de marzo de 2013 el impacto indeseado de la limitación es mayor. De hecho, la **Fig. 4.12** muestra que los diferentes inversores de la central no sólo comienzan a limitar en diferentes momentos, sino que además no todos ellos limitan exactamente a la misma potencia, lo que hace que el filtro de limitación propuesto no sea muy efectivo.

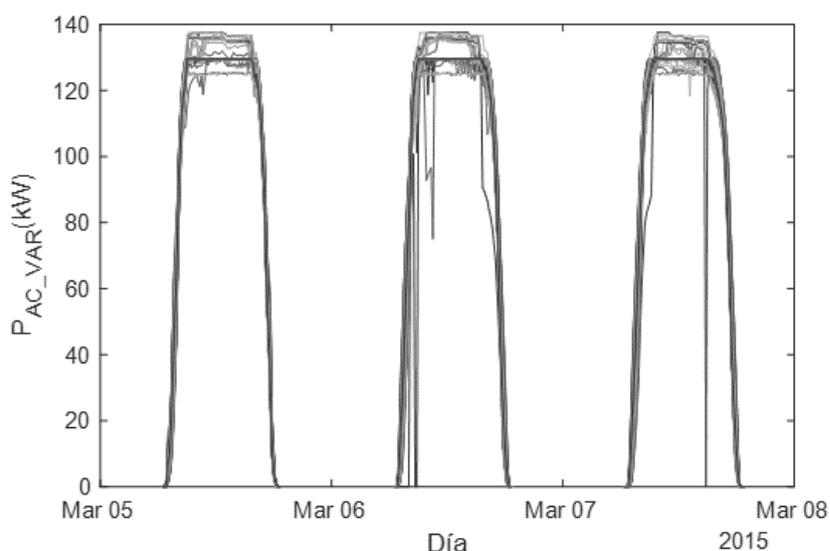


Fig. 4.12. Potencia en AC de los 280 generadores de la central para los días 05-08/03/2015.

Con el fin de reducir la influencia de este efecto en el cálculo de la P_{CEM} , se modificó el filtro de limitación al valor más restrictivo posible Eq.(4.11):

$$P_{med_SET}(t) > \min(P_{limINV}(t)) * N_{GEN} \quad (4.11)$$

Donde $\min(P_{limINV}(t))$, es la mínima potencia para la que alguno de los inversores comienza a limitar y N_{GEN} es el número de generadores de la central.

El resultado de incluir este nuevo filtro en el cálculo de la P_{CEM} de la central viene representado en la **Fig. 4.13** (azul). Las grandes fluctuaciones que aparecían en la **Fig. 4.11** (en gris en la **Fig. 4.13**), ahora han desaparecido. Por contra, al ser este filtro más restrictivo, muchos de los días en los que tiene efecto no es posible calcular la $PRVNP_{SET}$.

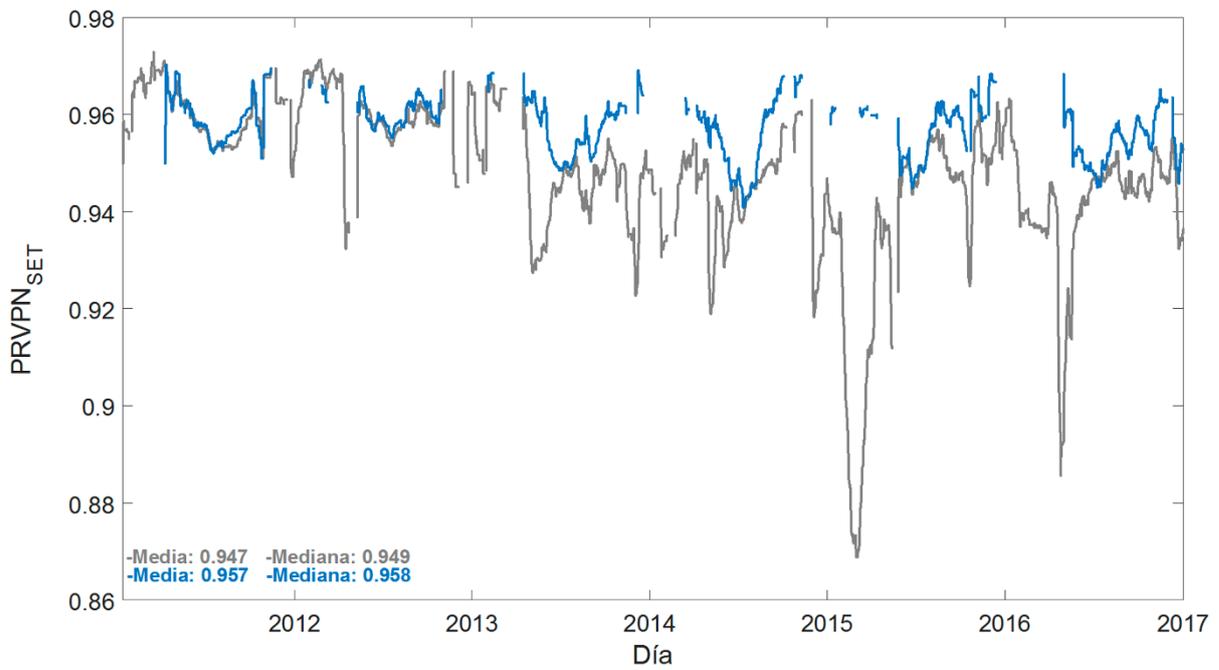


Fig. 4.13 Evolución de la $PRVNP_{SET}$ de la central de Amareleja aplicando el nuevo filtro de saturación.

Si se observa detenidamente la **Fig. 4.13**, todavía es posible apreciar una pequeña oscilación en el valor de P_{CEM} (1.5-2 %) que parece tener un carácter estacional, con el valor más bajo durante el verano y el más alto durante el invierno. Para intentar buscar una explicación, la **Fig. 4.14** muestra la regresión uno de los días en los que más bajo es el valor de $PRVNP_{SET}$. En la regresión se aprecia un triple comportamiento: Durante la primera mitad del día los puntos se sitúan algo más altos (puntos negros) que durante la segunda mitad del mismo (puntos grises). Estos dos comportamientos se observan, en mayor o menor medida, a largo de todo el año. Sin embargo, lo que diferencia a esta estación del resto es el comportamiento que aparece en los puntos calculados en las horas centrales del día (puntos azules), que coinciden con instantes en los que la radiación incide sobre el generador por encima de la normal al mismo. Puede verse claramente que estos son los puntos que hacen bajar la pendiente de la línea de regresión de forma más notable.

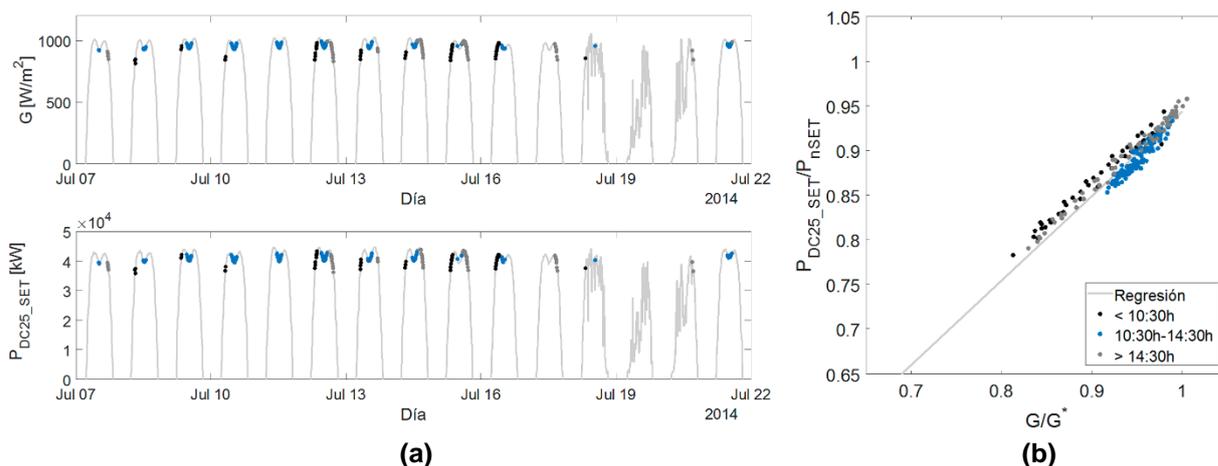


Fig. 4.14 (a) G_m y P_{DC25_SET} de los 15 previos al día que se quiere calcular la $PRVP_{nSET}$, (22/07/2014). (b) Regresión lineal para el cálculo de la $PRVP_{nSET}$ del día 22/07/2014. Los puntos muestran los instantes que han pasado los filtros, el color es función del momento del día (Negro por la mañana, azul medio día y gris por la tarde).

Analizando las medidas de los 9 MR de uno de los días utilizados para calcular la regresión (14/07/2014), se ve que la temperatura de dos de los MR situados al este del seguidor es razonablemente mayor que la del resto durante las horas centrales del día, **Fig. 4.15 (a)**, algo que no ocurre con la irradiancia, **Fig. 4.15 (b)**. Con el fin de obtener una medida representativa tanto de T_c como de G de la central, se decidió tomar por un lado la mediana de las temperaturas registradas por los módulos colocados al este, por otro la mediana de las temperaturas registradas por los módulos colocados al oeste y finalmente tomar como valor de T_c la media de ambos cálculos (en azul en la **Fig. 4.15 (a)**). La **Fig. 4.16** muestra la regresión lineal obtenida para el mismo día que la **Fig. 4.14**, (22/07/2014) determinando la T_c cómo se acaba de indicar.

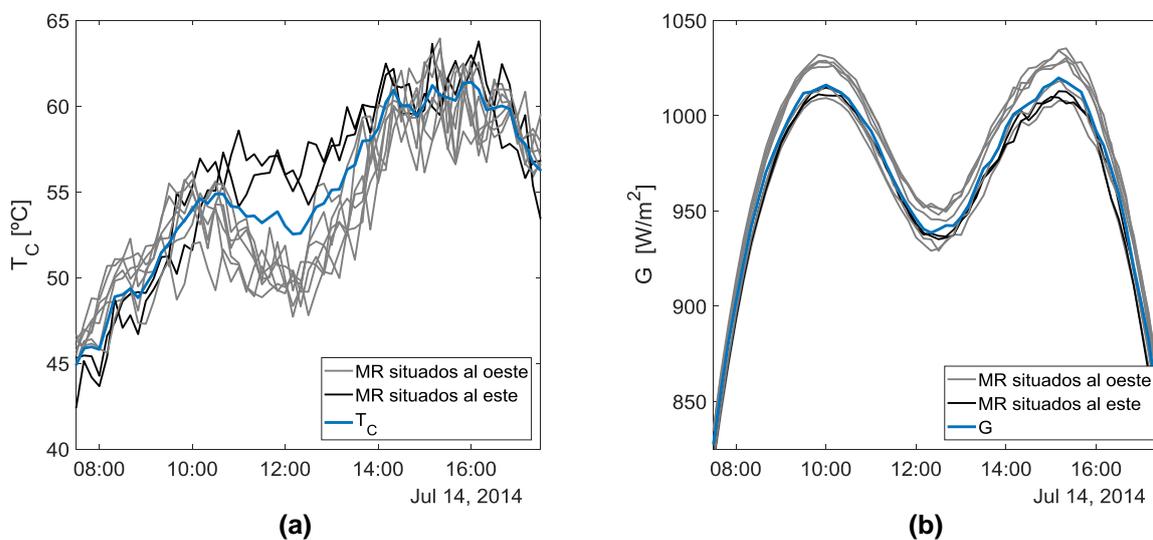


Fig. 4.15 (a) T_c y (b) G de los 9 MR para el día 14/07/2014.

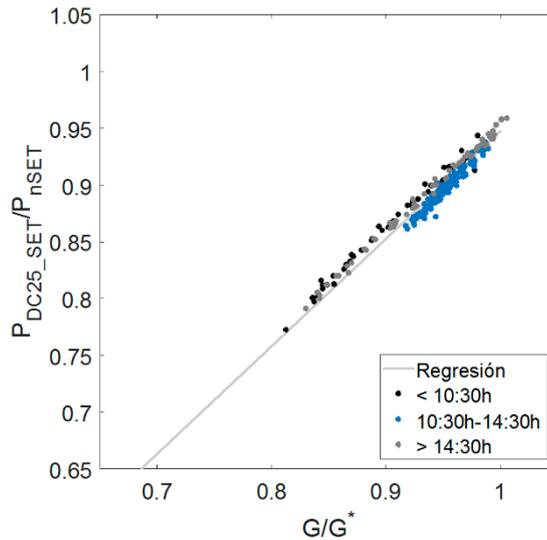


Fig. 4.16 Regresión lineal para el cálculo de la $PRVPN_{SET}$ del día 22/07/2014 teniendo en cuenta la posición (este-oeste) de los MR para determinar la T_c . Los puntos muestran los instantes que han pasado los filtros, el color es función del momento del día (Negro por la mañana, azul medio día y gris por la tarde).

La **Fig. 4.17** muestra la nueva $PRVPN_{SET}$ incluyendo el cambio (azul) junto con los valores anteriores (gris). Se ve una disminución, poco significativa, en la variación estacional comentada, por lo que el efecto comentado de la temperatura no parece ser la única causa de dicha variación.

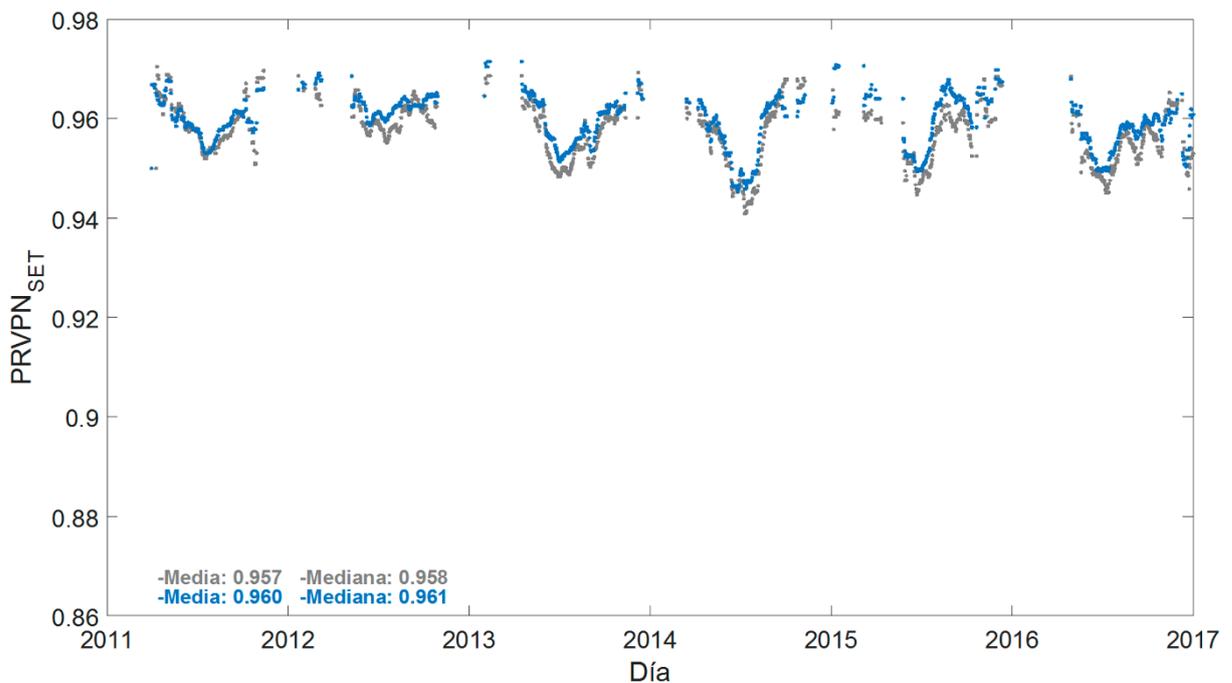


Fig. 4.17 Evolución de la $PRVPN_{SET}$ de la central de Amareleja al aplicar el cambio en la determinación de T_c (media de la mediana de los MR del este y de los del oeste del seguidor).

Finalmente, la **Fig. 4.18** muestra la evolución de la $PRVPN_{SET}$ considerando todo lo comentado en este apartado junto al ajuste a una recta por mínimos cuadrados, donde puede apreciarse que la degradación media anual de los módulos de la central está en torno al 0.083 %. Este valor puede corresponder a una degradación un poco inferior a la degradación “normal” ya que, por un lado, se han cambiado módulos a lo largo de estos 6 años (menos de un 5 % del total) y por otro, los propios MR con los que se mide la irradiancia han podido sufrir una cierta degradación (aunque no se ha conseguido medir la misma de forma experimental seguramente por tratarse de un valor inferior a la propia precisión del método de medida). En cualquier caso, la repetitividad de las medias de P_{CEM} de la central calculadas mediante el procedimiento propuesto es muy elevada, en torno al ± 1.3 %.

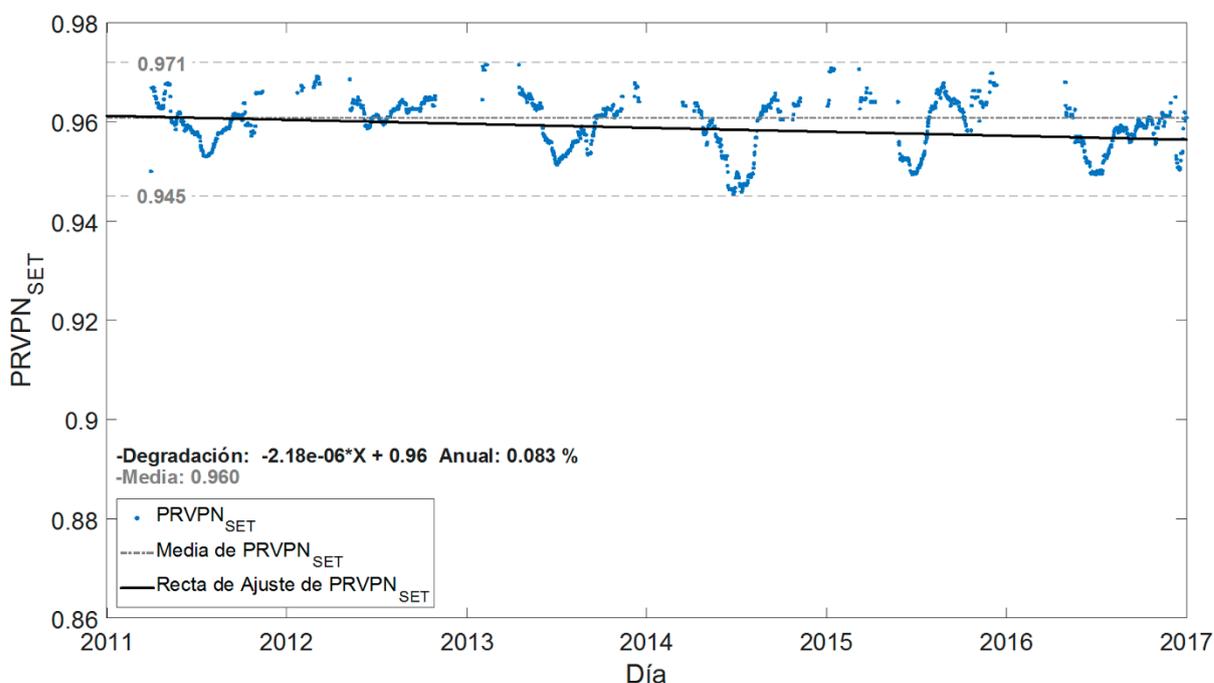


Fig. 4.18 Evolución de la $PRVPN_{SET}$ de la central de Amareleja junto con la recta de ajuste por mínimos.

4.3.2 Cálculo de la P_{CEM} de todos los generadores de una central FV a partir de los datos de monitorización de los inversores

Un procedimiento similar al descrito para calcular la P_{CEM} de una central se puede aplicar para calcular la P_{CEM} de cada uno de los generadores individuales que la componen ($PRV_{PN_{GEN}}$). A diferencia del experimento llevado a cabo por (Carrillo and Martínez-Moreno, 2015), habitualmente no se dispone de medidas en DC realizadas mediante “shunts” u otros sensores de precisión. De lo que sí se suele disponer es de las medidas facilitadas por los propios inversores. Es habitual que dichos inversores realicen las medidas a su salida en AC y que los valores en el lado DC se obtengan a partir de aquellas. Una pregunta que surge inmediatamente es si dichas medidas resultan lo suficientemente precisas como para caracterizar de forma adecuada la P_{CEM} de un generador FV, lo cual puede comprobarse mediante un vatímetro externo. Para comprobar la precisión de las medidas facilitadas por los inversores de la central de Amareleja se instaló un vatímetro de precisión en dos de los inversores de esta central y se comparó la medida obtenida a través del mismo con la facilitada por los propios inversores a lo largo de varios días. Las diferencias entre ambas medidas se muestran en la **Tabla 4.1**. Para valores de potencia DC cercanos al valor nominal del inversor (125 kW), tanto la media como la desviación típica de esas medidas es inferior al 1 %. Es importante mencionar aquí que resulta de gran importancia que las actuaciones llevadas a cabo sobre los inversores por el personal de mantenimiento (reparaciones, sustitución de componentes etc.) no alteren la calibración de los mismos.

Tabla 4.1 Media y desviación típica de la diferencia ($P_{WAT} - P_{PV_INV}$).

Generador FV	Diferencia		Tipo de Día
	Media [kW]	Desviación Típica [kW]	
DD3	-0.23	0.39	Claro
DD4	-0.19	0.28	Con paso de nubes

Tampoco es posible disponer de sensores de medida de las condiciones de operación de los generadores en todos ellos. La forma más adecuada, entonces, de mediar dichas condiciones de operación es la que ya se ha discutido en el capítulo 3 (apdo. 3.1). Estos inconvenientes pueden llevar a pensar que no es posible calcular la P_{CEM} de cada generador con una buena precisión. Sin embargo, a continuación, se mostrará cómo esto sí que es posible en realidad. El filtrado de los datos necesario para conseguirla será similar al descrito para calcular la P_{CEM} de toda la central.

4.3.2.1 Resultados obtenidos en la central FV de Amareleja

El cálculo de la P_{CEM} de los generadores de la central FV de Amareleja, se ha implementado de la siguiente manera:

- La potencia DC de los generadores se ha obtenido directamente de las medidas facilitadas por los propios inversores, en forma de medias diez minutas.
- Para extrapolar esa potencia DC a la potencia que se tendría si la eficiencia de los módulos FV fuese siempre la correspondiente a 25 °C y 1000 W/m^2 , se ha utilizado la Eq.(3.46).
- El valor de los coeficientes a_0 , a_1 y a_2 que aparecen en dicha Eq.(3.46) se obtuvieron a partir de medidas experimentales llevadas a cabo en un generador FV durante la puesta en marcha de la central.
- Como medida de radiación se ha considerado la mediana de los valores registrados por los 9 MR de la central. Como medida de la temperatura de célula se ha tomado por un lado la mediana de las temperaturas registradas por los módulos de referencia colocados al este de los seguidores, por otro la mediana de las temperaturas registradas por los módulos colocados al oeste y finalmente se ha tomado como valor de T_c la media de ambos cálculos.
- Como potencia nominal para implementar el filtro, Eq.(4.6), se ha considerado la potencia nominal de los inversores.

En base al criterio de tener al menos 10 datos para tener cierta precisión en la regresión lineal, se ha llegado a la conclusión de que en Amareleja es necesario considerar los datos de al menos 30 días anteriores al día que se desea calcular. Aun así, existe un cierto número de días en los que el cálculo no puede llevarse a cabo.

La **Fig. 4.19** muestra, a modo de ejemplo, los resultados obtenidos para un generador en concreto como es el $AV4$. La **Fig. 4.19 (a)** muestra la irradiancia y la potencia DC medida en dicho generador, $P_{DC25_{AV4}}$, los 30 días previos al día de cálculo (29/08/2012). En la **Fig. 4.19 (b)** puede verse la regresión lineal realizada con los 42

puntos que han pasado los correspondientes filtros, obteniéndose un ajuste $R^2 = 0.9$ y $RMSE = 0.0072$. El valor de $PRVPN_{AV4}$ es 0,98.

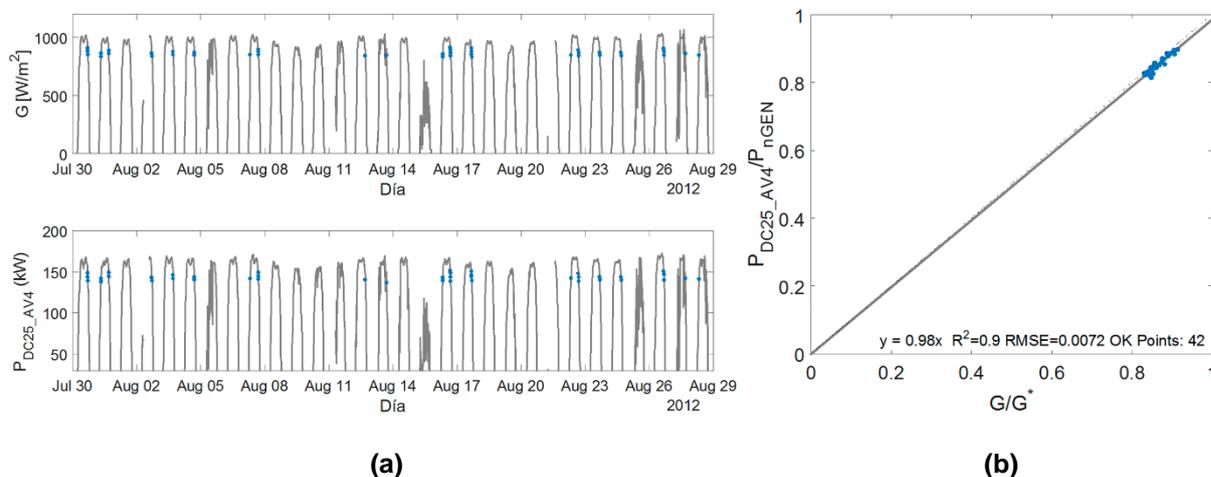


Fig. 4.19 (a) G y P_{DC25_AV4} de los 30 días previos al día que se quiere calcular la $PRVPN_{AV4}$, (29/08/2012). **(b)** Regresión lineal para el cálculo de la $PRVPN_{AV4}$ del día 29/08/2012. Los puntos azules muestran los instantes que han pasado los filtros.

En la **Fig. 4.20** puede observarse la evolución de la $PRVPN_{GEN}$ de cada uno de los generadores que componen la central de Amareleja (líneas grises), la media de todos ellos (línea azul) a lo largo de los seis años estudiados. Los valores de P_{CEM} calculados para la mayor parte de los generadores son bastante estables a lo largo del tiempo, con una oscilación cercana al $\pm 1,5\%$ a lo largo del año, similar a la que observaba en el valor de P_{CEM} de toda la central calculado en el apdo. 4.3.1., lo que da idea de la buena precisión del método. De hecho, en la **Fig. 4.20** se representa también el valor de dicha P_{CEM} a nivel de toda la central, $PRVPN_{SET}$ (línea negra). Ambos valores difieren en menos del 1% durante gran parte del tiempo, lo que sugiere que los métodos de cálculo de P_{CEM} , tanto a nivel de toda la central como a nivel de cada generador individual no sólo tienen una precisión más que aceptable, sino que además son bastante exactos.

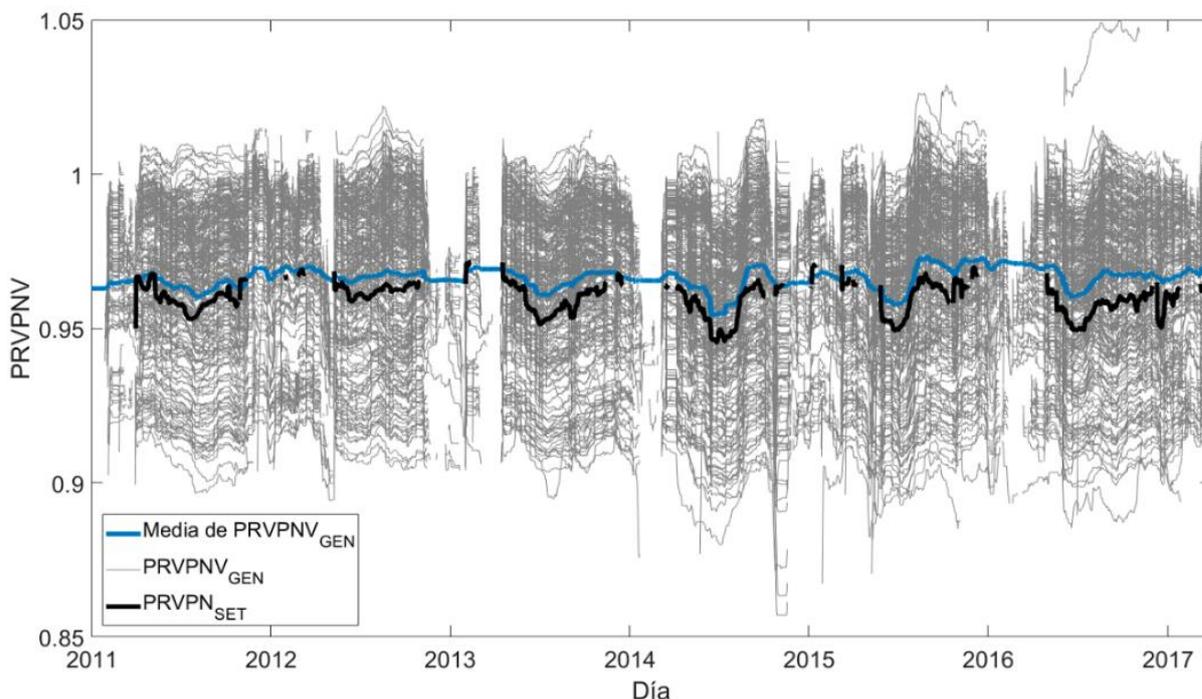


Fig. 4.20 Evolución de la $PRV_{PNV_{VAR}}$ de cada uno de los generadores que componen la central de Amareleja. Comparación entre calcular la PRV_{PNV} a nivel de central y a nivel de generador.

Para verificar de forma más rigurosa la exactitud del método de cálculo a nivel de cada generador, se han comparado las medidas de vatímetro y curvas I-V realizadas a diversos generadores FV de la central de Amareleja en su puesta en marcha con los valores de potencia obtenidos para ese mismo día con el procedimiento aquí descrito. Los resultados de ambos ensayos junto con el valor que muestra el modelo propuesto de regresión lineal a partir de datos de SCADA se presentan en la **Tabla 4.2**. Como puede verse, las diferencias entre los distintos valores son inferiores al 1 %.

Tabla 4.2 P_{CEM} de los generadores FV DD3 y DD4 obtenida a partir de medidas de vatímetro, carga electrónica y método de regresión lineal a partir de datos de SCADA propuesto.

Generador FV	$PRV_{PNV_{GEN}}$		
	Vatímetro	Carga Electrónica	Modelo propuesto (Datos SCADA)
DD3	0.980	0.991	0.985
DD4	0.984	0.996	0.989

4.3.3 Diferencias observadas entre la P_{CEM} calculada y el valor nominal

Otra de las cosas que muestra la **Fig. 4.20** es las diferencias que existen entre los valores de P_{CEM} calculados para cada generador y su P_{CEM} nominal. Varios generadores presentan potencias por encima de su valor de catálogo mientras que en otros la

potencia está un 9% por debajo de dicho valor. Esta dispersión en la desviación de potencia de los generadores respecto de su valor nominal está dentro de lo que otros autores han reflejado en el estado del arte (García et al., 2014; Martínez et al., 2011). La **Fig. 4.21** muestra el histograma de la $PRVPN_{GEN}$ media del periodo analizado (2011-2017).

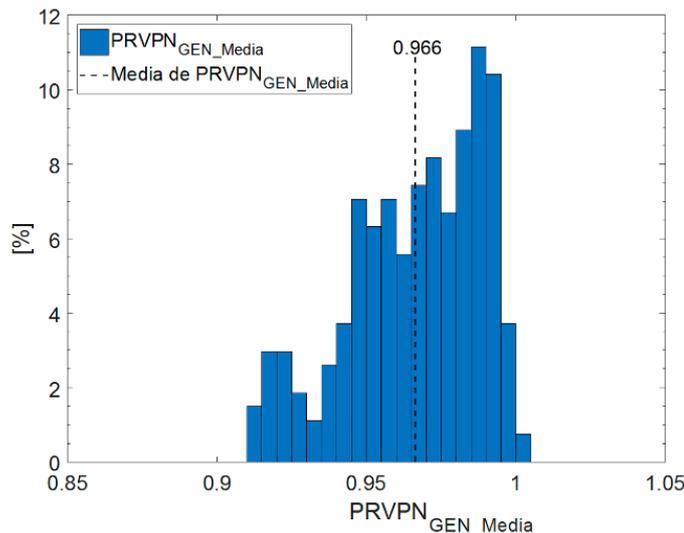


Fig. 4.21 Histograma de la $PRVPN_{GEN}$ media del periodo estudiado (2011-2017).

Para evaluar si el tipo y la potencia nominal del módulo influyen en las diferencias de $PRVPN_{GEN}$ encontradas se han realizado los histogramas de la **Fig. 4.22**. Cada uno de ellos corresponde a los generadores FV de uno de los tipos de módulos utilizados en Amareleja (potencias 180 Wp y 170 Wp , texturizados y no texturizados). Lo primero que se aprecia en la **Fig. 4.22** es que existe una diferencia evidente entre la caracterización de los módulos con superficie texturizada y los que no la tienen. El valor de P_{CEM} calculado para los primeros se acerca más al valor nominal que el de los segundos. Lo segundo que se puede extraer de la **Fig. 4.22** es que los módulos de 170 Wp tienen una potencia real más parecida a la nominal que los de 180 Wp . Esto ya fue observado por otros autores (García et al., 2014) en otras instalaciones. La explicación a esta diferencia es que los módulos de ambas potencias nominales tienen, en realidad, una potencia muy similar. La asignación de su potencia nominal en lotes de diferente potencia se hace en base a medidas de flash, cuya precisión es inferior a la diferencia de potencia que hay entre los lotes. Es por ello, que los de 180 Wp siempre están por debajo en P_{CEM} que los de 170 Wp .

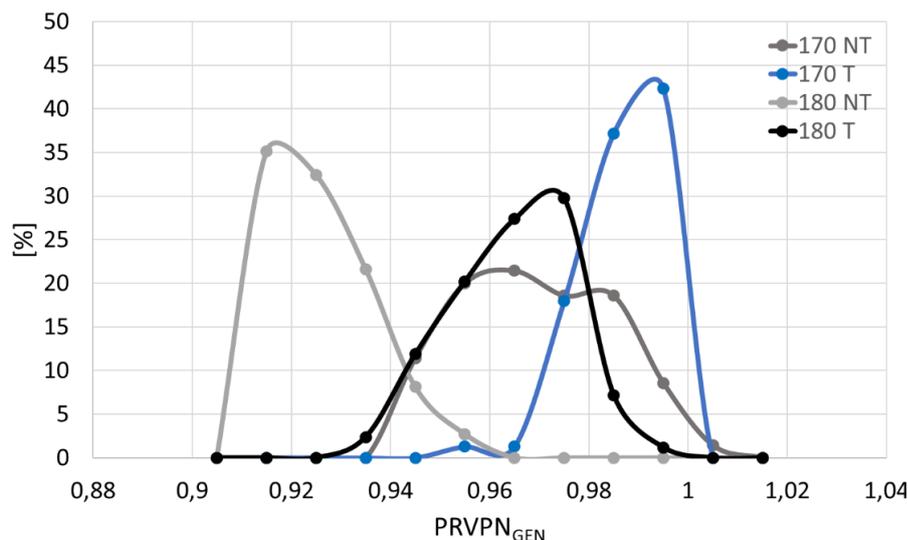


Fig. 4.22 (a) Media y **(b)** desviación típica de la PRVPN de cada generador a lo largo de los seis años de estudio.

4.4 DETECCIÓN DE PROBLEMAS EN LOS GENERADORES FV

Hoy en día, el desarrollo de sistemas, capaces de detectar e identificar, de forma automática, fallos en plantas FV es un hito ingenieril en el que muchos investigadores están trabajando (Chine et al., 2016; Chouder and Silvestre, 2010; Silvestre et al., 2013; Tadj et al., 2014). La mayor parte de los trabajos referenciados se centran donde no existe monitorización (Fuentes et al., 2014) o en instalaciones relativamente pequeñas (Chine et al., 2013). Como ya se ha comentado, en el contexto FV actual existe la tendencia de instalar centrales fotovoltaicas cada vez de mayor tamaño (cientos de MWp), con sistemas de monitorización más sofisticados y complejos, cuyo control y supervisión venga comandado por un *SCADA*. El uso de estos *SCADAs* permite una rápida visualización de las diferentes medidas registradas e identificar problemas evidentes (fallos en corrientes o tensiones, alarmas en inversores, etc.) pero no resulta un trabajo obvio el detectar de forma rápida problemas que afecten a producción de los diferentes generadores FV. Fallos ocultos o tendencias anómalas no identificables por el *SCADA* (puntos calientes, degradaciones prematuras etc.) pueden generar una pérdida de eficiencia en la instalación fotovoltaica y, a largo plazo, pueden ser los causantes de la no rentabilidad de la central FV. Por ello, resulta conveniente, tener procedimientos alternativos que puedan identificar este tipo de situaciones. El cálculo preciso de la P_{CEM} de cada generador FV, detallado en el apartado anterior, puede servir como herramienta para identificar problemas de diferente índole no detectables por el

sistema de monitorización e incluso, en última instancia, tomar decisiones de forma automática. Obviamente, esta última característica requiere de un sistema robusto, fiable y preciso.

Las variaciones en la P_{CEM} de los generadores pueden ser un síntoma de que algún problema les está afectando. En la **Fig. 4.23** se ha calculado la variación o incremento de dicha potencia con respecto a la potencia media del primer año analizado, ΔP_{CEM_GEN} .

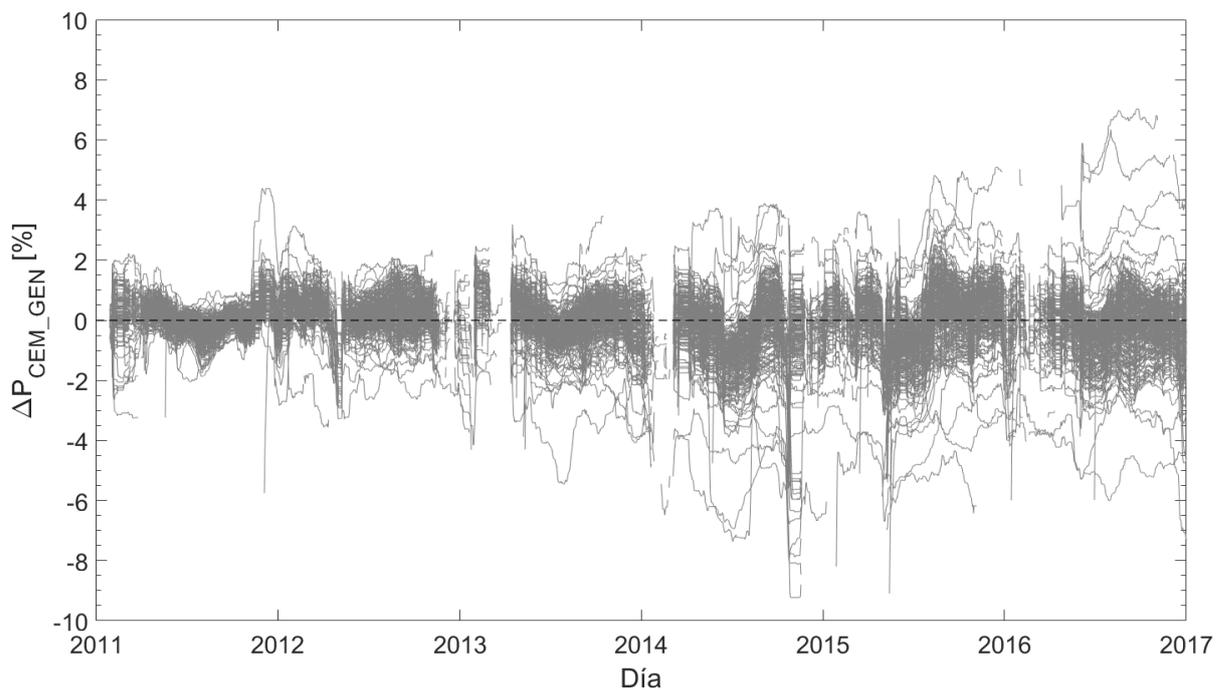


Fig. 4.23 Variación de la P_{CEM} (ΔP_{CEM_GEN}) de cada generador de la central de Amareleja a lo largo del tiempo (2011-2017).

Puede verse claramente cómo en todos los generadores existe una oscilación estacional de, aproximadamente, un $\pm 1,5 \%$ en torno a cero, algo que ya se había comentado anteriormente. También se aprecia una mayor dispersión en las potencias de los generadores conforme pasa el tiempo. Con el objetivo de mitigar el efecto de la oscilación estacional en la potencia, se ha restado a cada valor de ΔP_{CEM_GEN} la mediana diaria los incrementos en potencia que se dan en todos generadores cada día.

$$\Delta P_{CEM_GEN_Corregida} = \Delta P_{CEM_GEN} - \underset{GEN}{\text{mediana}}(\Delta P_{CEM_GEN})_{diaria}$$

El resultado de esta corrección se muestra en la **Fig. 4.24** donde puede verse que ha desaparecido en gran medida la oscilación estacional. Las líneas dibujadas en torno

al valor cero muestran el rango de incertidumbre que se tiene en el cálculo (aproximadamente, un $\pm 1.5\%$). Cuando algún generador se salga de dicha franja, puede significar que ha tenido algún problema y por tanto es conveniente revisarlo.

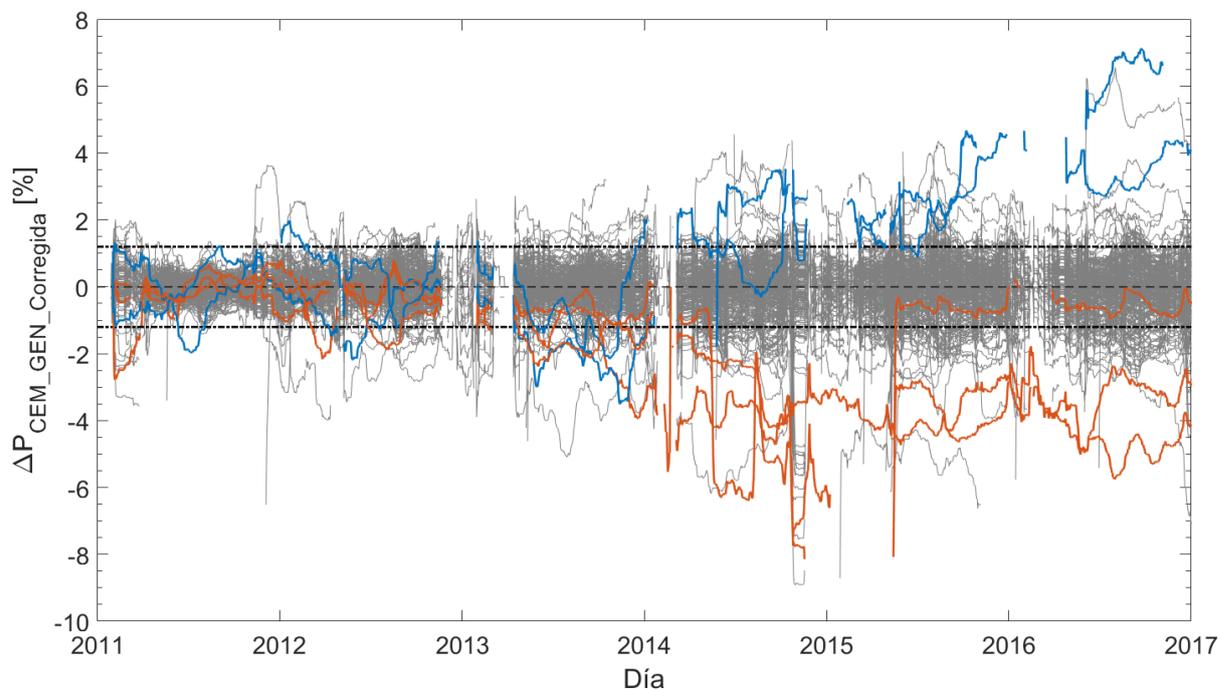


Fig. 4.24 Variación de la P_{CEM} corregida diariamente ($\Delta P_{CEM_GEN_Corregida}$) de cada generador de la central de Amareleja a lo largo del tiempo (2011-2017). En color aquellos generadores que se salen del rango establecido (azul, por encima y rojo, por debajo) de forma significativa.

A continuación, se muestra un análisis e interpretación de algunos de los generadores que se han salido del rango establecido. Dichos generadores pueden verse identificados en rojo, si están por debajo del rango y en azul si están por encima (**Fig. 4.24**). Se han seleccionado estos generadores por considerarse representativos. De entre los generadores seleccionados cuya potencia ha caído en algún momento, uno de ellos muestra una caída en su potencia y posterior recuperación (generador *AM1*), otro (generador *AD1*) muestra una caída en potencia de la que se recupera parcialmente, no llegando a alcanzar la potencia de los primeros años y un tercero muestra una caída progresiva en su potencia sin verse recuperación (generador *DM4*). Respecto a los generadores que suben en potencia se ha analizado uno que muestra una subida relativamente rápida (generador *AF2*) y otro que primero tiene una caída para posteriormente recuperarse situándose por encima de los primeros años (generador *BH1*).

4.4.1 Análisis de los generadores seleccionados

La **Fig. 4.25** muestra la $\Delta P_{CEM_GEN_Corregida}$ del generador *AM1*. En ella se ve una clara caída en la potencia hacia finales de abril de 2014 que no se recupera por completo hasta entrado el 2015. Las **Fig. 4.26 (a, b y c)** muestran la evolución de la potencia del generador analizado y de sus vecinos a lo largo de uno de los días que se han utilizado para realizar el cálculo de potencia por regresión correspondiente a los tres días señalados en la **Fig. 4.25**. En la **Fig. 4.26 (b)** se ve claramente que el generador *AM1* produce significativamente menos que sus vecinos no siendo así en los otros dos días, **Fig. 4.26 (a y c)**. Esto demuestra que el generador *AM1* ha tenido algún problema, corroborando lo observado en las regresiones y mostrando que el procedimiento de detección de problemas es eficiente. Revisando los registros de incidencias del personal de mantenimiento, no se ha podido identificar de forma clara la causa de tal caída.

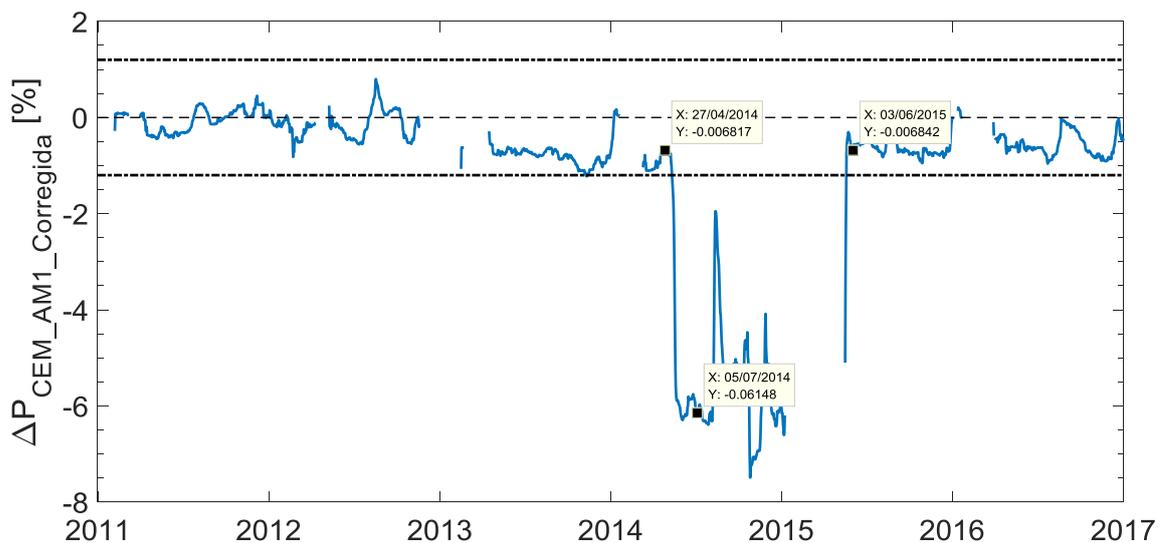


Fig. 4.25 Evolución de la $\Delta P_{CEM_AM1_Corregida}$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.

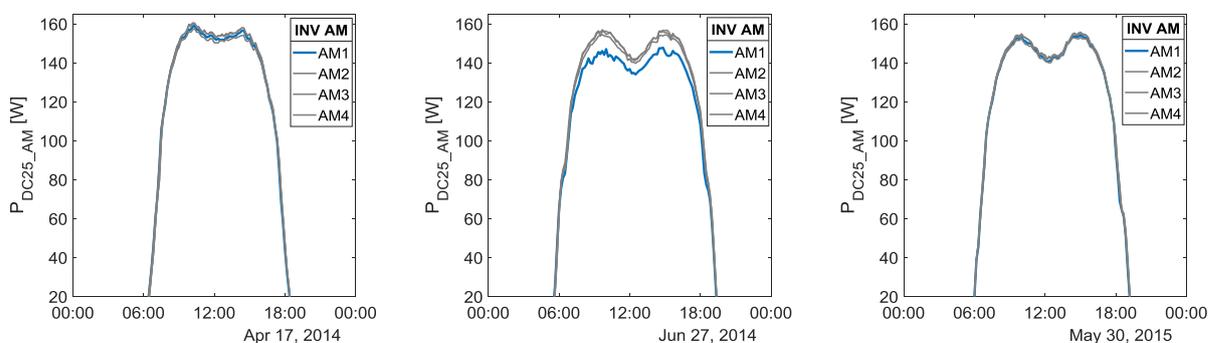


Fig. 4.26 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (AM). En azul el generador analizado (AM1), (a, b y c) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la **Fig. 4.25**.

Al analizar el generador *AD1*, puede verse en la **Fig. 4.27** como del 09/2013 al 06/2014 el generador experimenta una caída progresiva de potencia. A finales de 2014 se observa una caída abrupta que se recupera a mediados de 2015, llegando a los niveles del año anterior. Al observar la **Fig. 4.28**, que muestra su potencia junto a la de sus vecinos para uno de los días que intervienen en la regresión lineal del cálculo de P_{CEM} de los días marcados en la **Fig. 4.27**, se verifica lo comentado. En la **Fig. 4.28 (a)** se ve que el generador *AD1* está por debajo de sus compañeros, hecho que se incrementa pasado un tiempo, **Fig. 4.28 (b)**. El motivo de esta caída repentina parece ser porque limita antes que el resto como demuestra la, **Fig. 4.28 (c)**, pudiendo ser un problema de software o temperatura. Cuando pasan las estaciones donde existe limitación, este vuelve al punto anterior. En la hoja de actuaciones no hay ninguna reseña a cerca de este generador, si bien, actualmente, se le ha conectado un vatímetro mostrando que el problema puede ser de medida y no de producción.

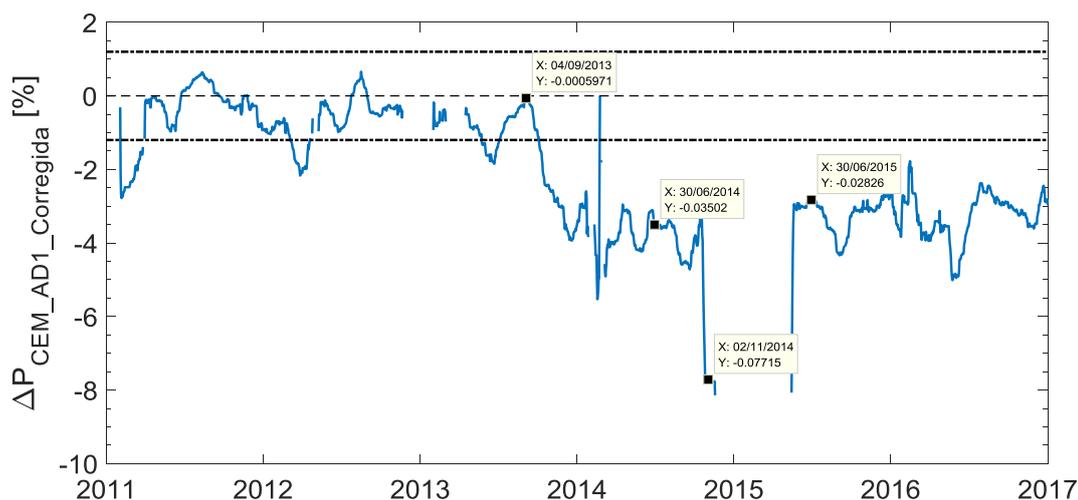


Fig. 4.27 Evolución de la $\Delta P_{CEM_AD1_Corregida}$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.

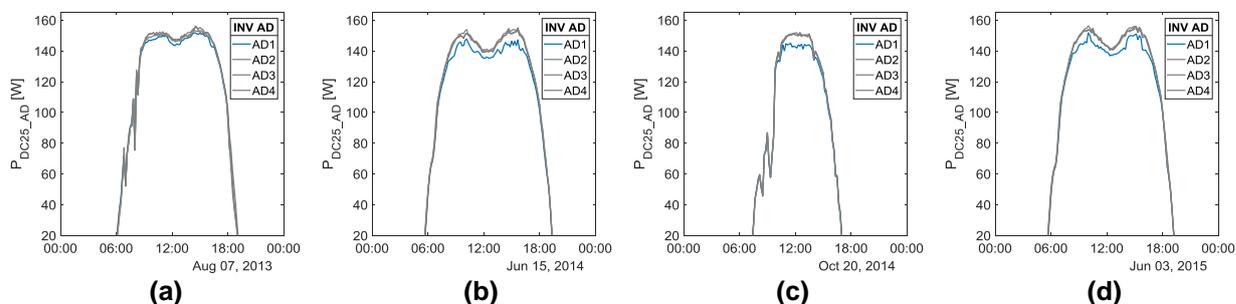


Fig. 4.28 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (*AD*). En azul el generador analizado (*AD1*), (a, b, c y d) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la **Fig. 4.27**.

El generador $DM4$ muestra una paulatina caída de su P_{CEM} desde mediados de 2012 hasta 2017 (**Fig. 4.29**). La evolución de su potencia junto a la de sus colindantes, los días analizados, coinciden con lo observado (**Fig. 4.30**). En 2012 está como el resto y poco a poco se va distanciando hasta 2017. En la hoja de actuaciones de $O\&M$ aparece que el 11/06/2012 se sustituyó el inversor debido a sucesivos problemas con alarmas de tensión, frecuencia y temperatura. Cuando se cambia el inversor es necesario volverlo a calibrar y no está claro que se haya hecho, por lo que es posible que este midiendo mal. El 13/08/2014 se incendia y es necesario volver a cambiarlo. Puede verse que este generador ha tenido bastantes problemas, cambios etc. No obstante, se trata de cambios puntuales que a priori no explican que vaya cayendo poco a poco de potencia. Una vez solventados los problemas debería haber vuelto a como estaba a no ser que este mal calibrada la medida o sea el campo fotovoltaico el que se ha degradado prematuramente por todos los problemas ocurridos.



Fig. 4.29 Evolución de la $\Delta P_{CEM_DM4_Corregida}$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.

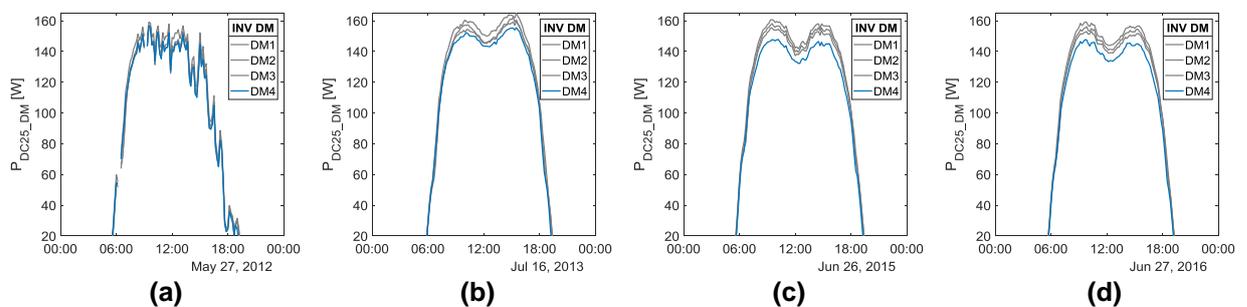


Fig. 4.30 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (DM). En azul el generador analizado ($DM4$), (a, b, c y d) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la **Fig. 4.29**.

A continuación se comienza con los generadores que, en lugar de bajar su P_{CEM} , sube. El primero que se ha analizado es el AF2. Este generador presenta una pequeña caída de finales de 2012 a finales de 2013 para luego subir, considerablemente, a mediados de 2014 y seguir haciéndolo hasta 2017, **Fig. 4.31**. Este hecho se corrobora al observar la **Fig. 4.32** donde se ve al generador AF2, a la par de sus vecinos, **Fig. 4.32 (a)**, un poco por debajo, **Fig. 4.32 (b)**, un poco arriba, **Fig. 4.32 (c)**, y bastante arriba, **Fig. 4.32 (d)**. En la hoja de actuaciones relativas al generador analizado aparecen un par de resteos en agosto de 2015. En marzo de 2013 alarma falsa de temperatura y rearme. En septiembre de 2013 se para el inversor para cambiar el firmware por parte de Ingeteam S.A. En noviembre de 2013 se hicieron trabajos de parametrización, supervisión de ventilación y colocar switch térmico por parte de Ingeteam S.A.

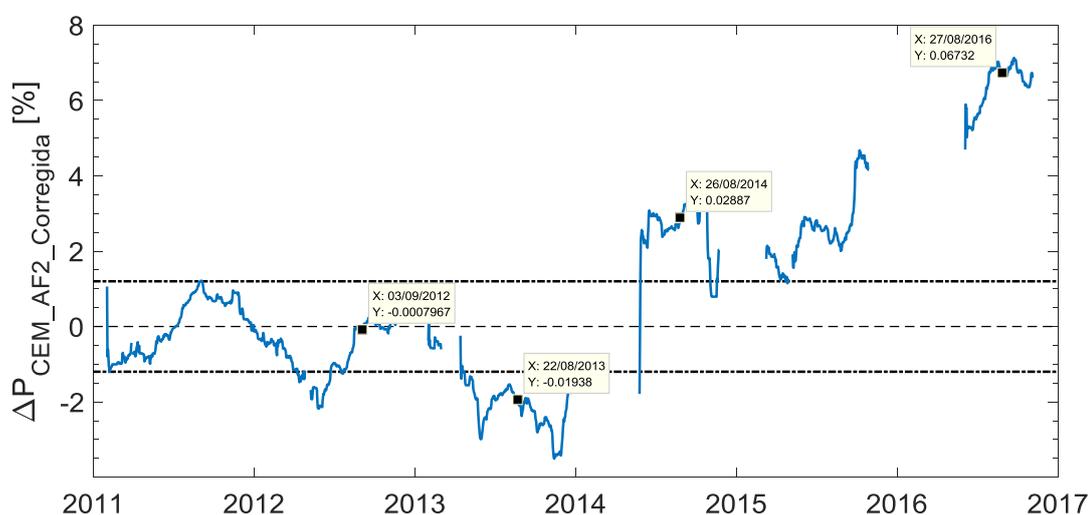


Fig. 4.31 Evolución de la $\Delta P_{CEM_AF2_Corregida}$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.

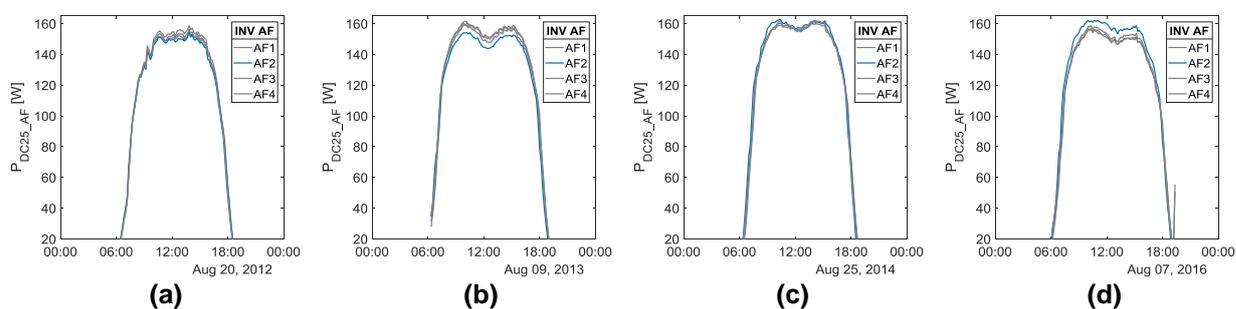


Fig. 4.32 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (AF). En azul el generador analizado (AF2), (a, b, c y d) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la **Fig. 4.31**.

Para terminar con el análisis, se ha observado que le ocurre al generador *BH1*. Este generador presenta una *PRVPN* relativamente constante hasta 2014, si bien, presenta variaciones que lo hacen salir, en algunos momentos, de los rangos establecidos. A partir de 2014 comienza a subir significativamente en P_{CEM} hasta 2017, **Fig. 4.33**. Observando su potencia junto a la de sus vecinos (**Fig. 4.34**) para uno de los días con los que se realiza la regresión de los días señalados en la **Fig. 4.33**, se ve al generador *BH1*, a la par de sus vecinos, **Fig. 4.34 (a)**, bastante por debajo, **Fig. 4.34 (b)**, emparejado, **Fig. 4.34 (c)** y por encima, **Fig. 4.34 (d)**. En la hoja de actuaciones relativas al generador analizado aparece que el 15/02/2012 se le sustituyeron las protecciones y posteriormente desde 2013 hasta mediados de 2016 se le realizaron un total de 10 actuaciones al inversor completo (4 generadores). Todas ellas relacionadas con el contactor motorizado *DC* y la instalación de un nuevo firmware y llevadas a cabo por Ingeteam S.A.

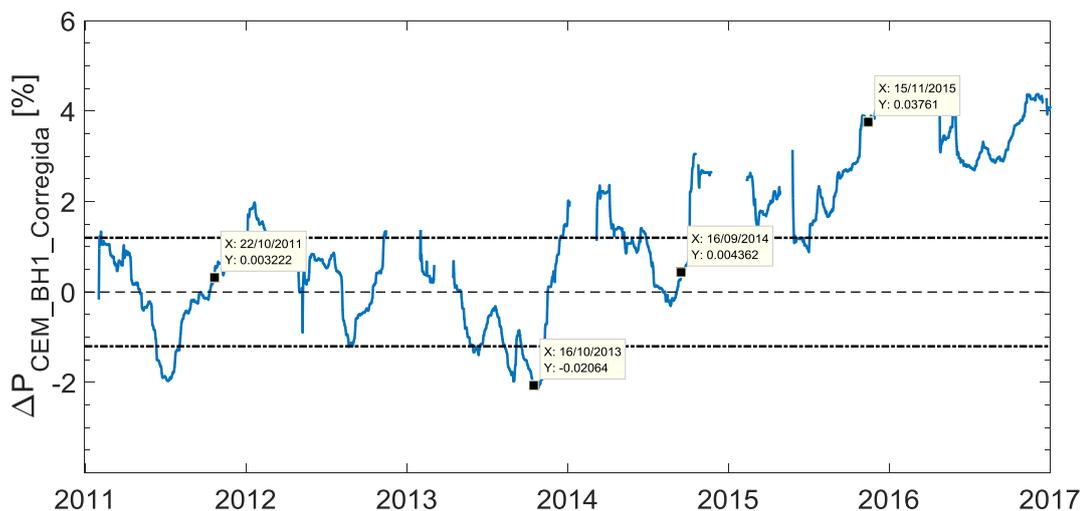


Fig. 4.33 Evolución de la $\Delta P_{CEM_BH1_Corregida}$ a lo largo de los años de estudio (2011-2017). Los días señalados son los analizados.

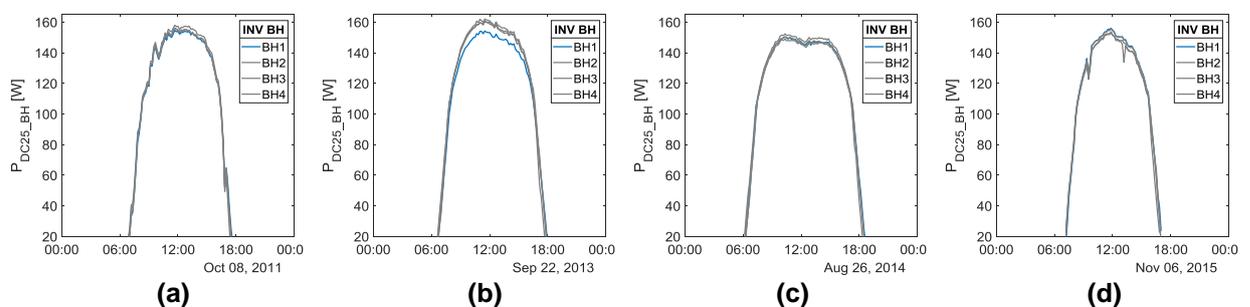


Fig. 4.34 Potencia medida en los 4 generadores pertenecientes a un mismo inversor (*BH*). En azul el generador analizado (*BH1*), (a, b, c y d) corresponde con uno de los días utilizados para realizar la regresión de los días señalados en la **Fig. 4.33**.

5

PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA

En el capítulo 3 se ha llevado a cabo una extensa revisión de los modelos fotovoltaicos que existen en la literatura y se ha analizado la utilidad de los mismos desde el punto de vista de los procedimientos de garantía de la calidad (*QAP*) de las centrales FV. Sin embargo, el modelado FV también puede ser utilizado para predecir la producción de una central a más corto plazo (por ejemplo, a un día vista). El poder predecir con anterioridad la producción de una central FV resulta interesante tanto para los operadores del sistema eléctrico, que necesitan casar por adelantado la oferta y demanda de energía eléctrica, como para los encargados de la operación de la central que, de esta manera, podrían programar la energía que va a vender al sistema.

En los modelos de predicción de producción, la central FV se puede ver como una “caja” con diferentes variables de entrada (irradiación, temperatura y velocidad de viento, por ejemplo) y una salida, la potencia *AC* inyectada en la red. En base a esto, los modelos actuales se pueden clasificar en dos tipos: modelos paramétricos (i.e. (Lorenz et al., 2010; Pelland et al., 2013) y modelos no-paramétricos (e.g.(Almeida et al., 2015; Bacher et al., 2009; Mandal et al., 2012; Zamo et al., 2014). Los primeros conciben el sistema fotovoltaico como una “caja transparente” donde cada subsistema puede ser modelado utilizando una serie de parámetros. Para los segundos el sistema es una “caja negra”, donde no es necesario tener ningún conocimiento previo de fotovoltaica y mucho

menos de la central en cuestión. Para ello utilizan técnicas de “machine learning” que permiten entrenar a un modelo genérico y hacer que aprenda, para lo cual se requieren históricos de funcionamiento tanto de las variables de entrada como de salida. Ambos modelos requieren como datos de entrada predicciones de radiación global horizontal, temperatura ambiente, etc.

Los modelos paramétricos necesitan, en primer lugar, información detallada de las características y el comportamiento de cada componente del sistema y, en segundo lugar, un modelo que permita obtener las condiciones de operación de los generadores FV a partir de las variables meteorológicas G_0 y T_a (modelos de descomposición/traslación). Estos modelos de descomposición/traslación se basan, asu vez, en ciertas correlaciones entre la radiación global y sus componentes directa y difusa que tienen un carácter bastante local. Por ello, puesto que no siempre se puede tener acceso a toda esa información, suele ser necesario hacer ciertas suposiciones que conllevan un incremento en la incertidumbre de los valores de salida del modelo. De esta manera, la precisión y exactitud de las predicciones de un modelo paramétrico dependen del comportamiento de cada uno de los sub-modelos en los que se dividen, en la precisión de la medida o estimación de los diferentes parámetros y en la precisión de los valores de radiación horizontal, temperatura ambiente y velocidad de viento utilizados (valores predichos). Sin embargo, una ventaja muy importante es que se pueden llevar a cabo predicciones de producción desde el mismo momento en el que la instalación entra en funcionamiento usando, por ejemplo, las características nominales de los componentes y modelos genéricos de descomposición/traslación.

Existen varias investigaciones recientes que han empleado modelos paramétricos para predicción de producción. Por ejemplo, (Lorenz et al., 2010) obtiene la producción fotovoltaica a partir de un conjunto de modelos físicos que utilizan como variable de entrada la irradiación solar obtenida a partir de las predicciones del modelo global del Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Plazo Medio (*ECMWF*). Otros autores (Pelland et al., 2013) utilizan como variable de entrada la irradiación predicha a partir de un modelo numérico llamado Environment Canada’s Global Environmental Multiscale (*GEM*) model.

En este capítulo se analiza la precisión de un modelo paramétrico de predicción de producción que se ha construido en base a los modelos descritos en el capítulo 3 y a los datos meteorológicos proporcionados por una fuente de predicción gratuita.

5.1 FUENTE DE PREDICCIÓN METEOROLÓGICA

La fuente de predicción meteorológica empleada en este estudio es Meteogalicia ([Meteogalicia, n.d.](#)), ofrecida por el instituto meteorológico de la Xunta de Galicia. Este instituto publica regularmente los resultados de mesoescala⁵ obtenidos con un modelo numérico de predicción (*NWP*) conocido como Weather Research and Forecasting (*WRF*) ([Skamarock et al., 2007](#)). Los datos pueden ser descargados gratuitamente desde sus servidores *THREDDS*. El modelo *WRF* se ejecuta dos veces al día, a las 00 *UTC*, predicción para las siguientes 96 horas y a las 12 *UTC*, predicción para las siguientes 84 horas, con una resolución espacial de 12x12 *km* en un área comprendida entre 21.58° *O*-6.36° *E* y 33.64° *N* -49.57° *N* y resolución temporal horaria. Además, Meteogalicia mantiene disponibles los históricos de predicciones.

De todas las variables que nos proporciona el *WRF* para este estudio se utilizarán únicamente la irradiancia global horizontal (G_0), la velocidad del viento (W_s) y la temperatura ambiente (T_a) predichas.

5.2 MÉTODO DE PREDICCIÓN

La **Fig. 5.1** muestra un esquema conceptual del método desarrollado para un sistema fotovoltaico genérico conectado a red. Como puede verse, este método utiliza como variables de entrada G_0 , W_s y T_a , que son varias de las variables, predichas, proporcionadas por Meteogalicia. El método se divide en tres etapas:

1. Estimación de la irradiancia en el plano del seguidor (G) a partir de la irradiancia global horizontal (G_0):

⁵ La Mesoescala en Meteorología es el estudio de sistemas del tiempo atmosférico con dimensiones horizontales que oscilan de cerca de 9 km a varios centenares de km

- a. Obtención de la posición del Sol y de los seguidores con el conjunto de ecuaciones descritas en (Lorenzo, 2011).
 - b. Descomposición de la irradiancia global horizontal en directa y difusa usando correlaciones entre la fracción de difusa horizontal y el índice de claridad. Existen diferentes correlaciones con este propósito disponibles en la literatura (Engerer, 2015; Erbs et al., 1982; Liu and Jordan, 1960; Orgill and Hollands, 1977). Por su simplicidad y buena respuesta, el modelo de Erbs será el utilizado en el procedimiento.
 - c. Estimación de la irradiancia en el plano del seguidor. La irradiancia directa es calculada mediante ecuaciones geométricas (posición del Sol y de los seguidores) mientras que la estimación de la componente difusa es mediante un modelo anisotrópico. Un modelo anisotrópico asume que la intensidad de radiación difusa de cielo no es uniforme independientemente del sector de cielo del cual provenga como si lo hacen los isotrópicos. Los modelos anisotrópicos más populares que aparecen en el estado del arte son el propuesto por (Hay and McKay, 1985) y el de (Perez et al., 1992). Estos modelos proponen que la radiación difusa de cielo se puede considerar formada por dos componentes, una parte isotrópica recibida uniformemente desde la bóveda celeste y otra parte, conocida como circunsolar, resultante de la dispersión hacia delante de la radiación solar y concentrada en el cielo alrededor del Sol. Para este estudio se utilizará el Pérez dado que, en general, ofrece mejores resultados.
 - d. Consideración del efecto del ángulo de incidencia y de los efectos suciedad propuestos por (Martin and Ruiz, 2001).
 - e. Cálculo de las pérdidas por sombreado (Martínez, 2012) y correcciones espectrales (Fuentes et al., 2007).
2. Estimación de la temperatura de célula (T_c) a partir de T_a , W_s y G utilizando la ecuación (5.1) propuesta por (Faiman, 2008):

$$T_c = T_a \frac{G}{U_0 + U_1 W_s} \quad (5.1)$$

Donde, U_0 es la componente de transferencia de calor (W/m^2K) y U_1 es la componente convectiva de transferencia de calor (W/m^3K). U_0 varía desde

$23.5 \text{ W/m}^2\text{K}$ a $26.5 \text{ W/m}^2\text{K}$ y U_1 desde $6.25 \text{ W/m}^3\text{K}$ a $7.68 \text{ W/m}^3\text{K}$. Los valores utilizados en el presente estudio son $U_0=25 \text{ W/m}^2\text{K}$ y $U_1=6.84 \text{ W/m}^3\text{K}$.

- Finalmente, la potencia/energía inyectada a red ($E_{out,fore}$) se calculará gracias al modelo escogido para el cálculo de la energía teórica descrito en el capítulo 3.

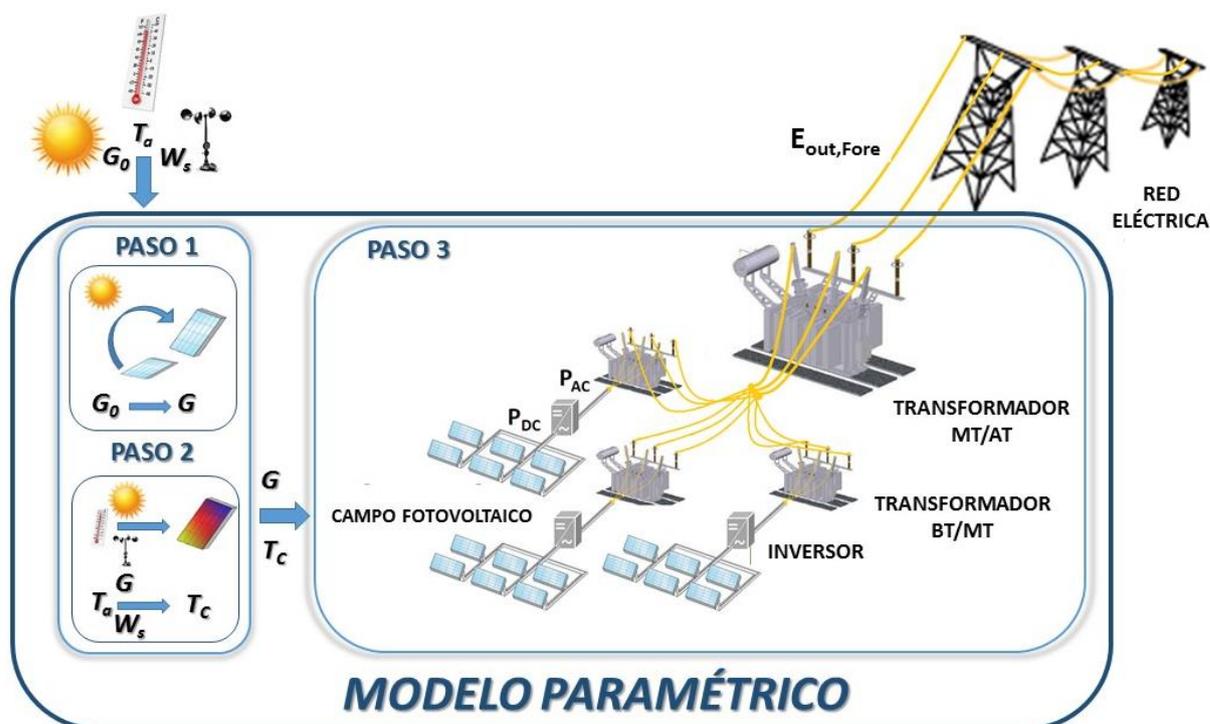


Fig. 5.1 Esquema conceptual del procedimiento implementado para un sistema fotovoltaico genérico conectado a red.

5.3 EVALUACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO EN LA CENTRAL DE AMARELEJA

La evaluación del método propuesto se ha realizado mediante una simulación anual (2012) en la central de Amareleja. Partiendo de históricos de predicción de las variables meteorológicas ofrecidos por Meteogalicia para la zona de Amareleja durante ese año, se ha analizado la precisión de la predicción de producción obtenida a partir del modelo desarrollado con los parámetros específicos de la central FV de Amareleja. Los valores de predicción se compararán con los valores de producción real de dicha central, para lo cual se van a definir una serie de estadísticos que permitan cuantificar el error cometido.

5.3.1 Estadísticos utilizados y significado

Diferentes estadísticos son comúnmente utilizados para cuantificar las discrepancias, o error, entre la predicción y la observación con el fin de evaluar el comportamiento del modelo.

- El “sesgo medio” (*MBE*), definido por la ecuación (5.2), para caracterizar el error sistemático, y el “error cuadrático medio” (*RMSE*), Eq. (5.3), que permite caracterizar también la componente aleatoria del error, son los más ampliamente utilizados por la comunidad científica (Gueymard, 2014).

$$MBE = \bar{D} = \bar{F} - \bar{O} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - o_i) \quad (5.2)$$

$$RMSE = \sqrt{\overline{D^2}} = \sqrt{\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i^2\right)} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - o_i)^2} \quad (5.3)$$

La línea superior denota media. La letra *d* indica diferencia (error), la *f*, predicción y la *o*, observación (medida). Dada la naturaleza del problema, es importante dejar constancia de que los valores negativos o nulos de las observaciones (medidas de potencia) no han sido considerados. Por tanto, *n* representa el número de horas cuando las observaciones son estrictamente positivas.

El *RMSE* ofrece la información tanto de la media como de la varianza, Eq.(5.5) del error, como describe la Eq.(5.4). Por ello, el *RMSE* debe ser presentado junto a otro estadístico como el *MBE* que permita discernir entre media y varianza.

$$RMSE^2 = \sigma_D^2 + \bar{D}^2 = \sigma_D^2 + MBE^2 \quad (5.4)$$

$$\sigma_D^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (d_i - \bar{D})^2 \quad (5.5)$$

Cabe destacar que en el *RMSE* la influencia de cada error total viene determinada proporcionalmente a su cuadrado y no por su magnitud. Esto hace que errores grandes tengan relativamente más influencia en el total del cuadrado de los errores que los errores pequeños. Como consecuencia, el *RMSE* puede verse distorsionado si el error total se concentra dentro de un pequeño número de valores atípicos (Willmott and Matsuura, 2005).

- El “error absoluto medio”, MAE , Eq. (5.6), está menos influenciado por los valores atípicos, aunque su influencia relativa depende del número de muestras y de la distribución del error (Chai and Draxler, 2014)

$$MAE = |\bar{D}| = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |d_i| = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |f_i - o_i| \quad (5.6)$$

- El Skill Score (SS), estadístico ampliamente utilizado cuando se quiere evaluar el comportamiento de modelos de predicción meteorológica. El Skill Score indica la diferencia que existe entre el método implementado y el método que normalmente se usa como referencia, en este caso la “persistencia”. La persistencia es ampliamente utilizado tanto en predicción de producción fotovoltaica, como ciencias atmosféricas (Wilks, 2011). Este método simplemente dice que en el futuro ocurrirá lo mismo que está ocurriendo ahora. En el caso que nos ocupa, se supondrá que la producción del día X será la misma que la del $X - 1$. Puede apreciarse la sencillez del modelo por lo que, para ser sustituido por otro, hay que demostrar que éste último funciona notablemente mejor que la persistencia. Utilizando el $RMSE$ como la medida de precisión, el SS vendrá definido por

$$SS = 1 - \frac{RMSE_f}{RMSE_p} \quad (5.7)$$

Donde $RMSE_f$ y $RMSE_p$ son el error cuadrático medio del modelo de predicción y del de persistencia, respectivamente.

Un $SS > 0$ ($SS < 0$) implica que el método de predicción propuesto es mejor (peor) que la persistencia. Un $SS = 1$ indica que la predicción es perfecta y un $SS = 0$ que tanto la persistencia y el método de predicción son igual de precisos. En (Bacher et al., 2009; Inman et al., 2013) puede encontrarse una revisión completa de diferentes modelos de predicción fotovoltaica con sus SS .

Finalmente, dada la naturaleza de la aplicación parece interesante observar que ocurre en términos de energía. Para ello, se han tenido en cuenta dos escenarios. Por un lado, para mercados eléctricos donde penalizan el error cometido en energía en términos diarios, el MBE es el estadístico apropiado a observar. Por otro, para aquellos mercados donde se penaliza horariamente el error cometido, en este caso, es preferible fijarse en el MAE . Por tanto, el impacto de la energía predicha en términos diarios puede

estimarse considerando el error acumulado desde el principio hasta el final del día o el error horario que se va cometiendo a lo largo del día.

- La primera estimación puede cuantificarse por medio del *MBE* diario normalizado por la media de las observaciones para ese mismo día, Eq.(5.8),

$$cvMBE = \frac{MBE}{\bar{O}} \tag{5.8}$$

- La segunda por medio del *MAE* diario también normalizado por la media de las observaciones de ese día, Eq. (5.9)

$$cvMAE = \frac{MAE}{\bar{O}} \tag{5.9}$$

Nótese que, una normalización de los valores suele ser más intuitiva para el lector. En este tipo de estudios suele ser común normalizar cada estadístico por el rango, $\max(O) - \min(O)$, o por la medida, \bar{O} , de las observaciones. La primera normalización se elige para asegurar que todos los valores están entre 0 y 1 y se denota con una *n* delante del estadístico en cuestión (*nMBE* y *cvMAE*). La segunda se denotará, como se ha podido ver, con el prefijo *cv*.

5.3.2 Resultados obtenidos en la central FV de Amareleja

La **Tabla 5.1** muestra los cuantiles 25 % ($QS_{.25}$), 50 % ($QS_{.50}$) y 75 % ($QS_{.75}$), obtenidos para cada estadístico normalizado por el rango. Además, los resultados se han agrupado en función del índice de claridad (*kTd*) en tres clases: Días nublados ($0 \leq kTd < 0.532$), parcialmente nublados ($0.532 \leq kTd < 0.678$) y claros ($0.678 \leq kTd < 1$). Los rangos han sido escogidos con la condición de que en cada uno de ellos este un tercio de los datos. La **Fig. 5.2** muestra los valores de la **Tabla 5.1**.

Tabla 5.1 Estadísticos obtenidos con el método propuesto de predicción de producción implementado en la central de Amareleja para el año 2012.

	$0 \leq kTd < 0.532$			$0.532 \leq kTd < 0.678$			$0.678 \leq kTd < 1$		
	$QS_{.25}(\%)$	$QS_{.50}(\%)$	$QS_{.75}(\%)$	$QS_{.25}(\%)$	$QS_{.50}(\%)$	$QS_{.75}(\%)$	$QS_{.25}(\%)$	$QS_{.50}(\%)$	$QS_{.75}(\%)$
<i>nMBE</i>	-28.98	-3.92	21.32	-11.77	1.71	19.14	-2.21	0.27	6.38
<i>nRMSE</i>	42.68	54.52	77.24	22.85	29.32	38.91	11.02	14.51	19.16
<i>nMAE</i>	32.28	42.88	65.89	17.05	24.46	32.78	7.53	9.75	12.12

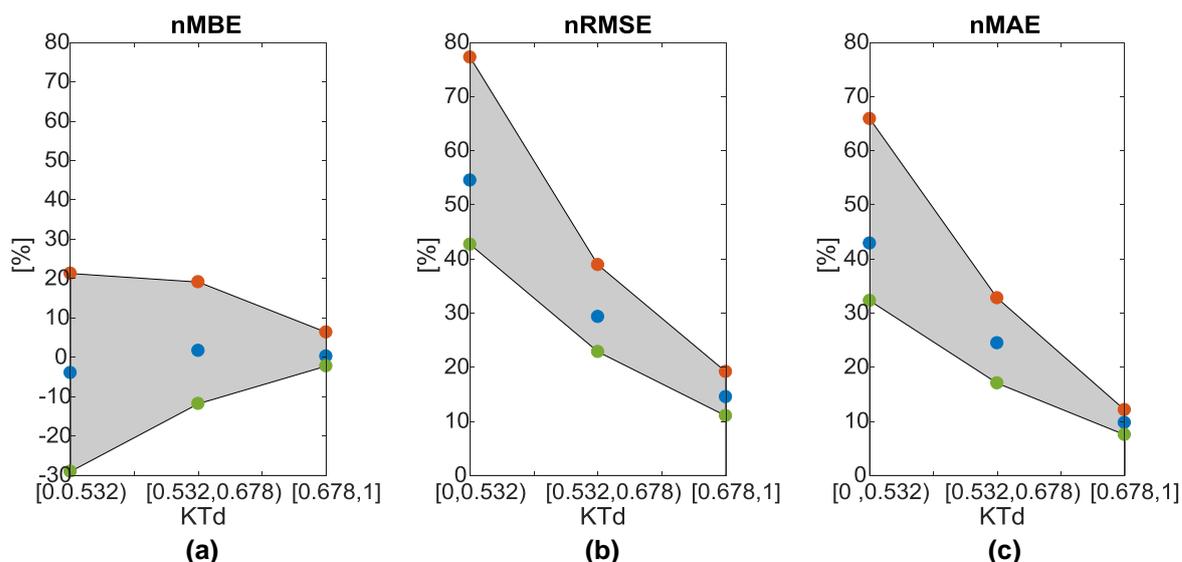


Fig. 5.2 Gráfico para visualizar, de forma intuitiva, los datos de la **Tabla 5.1**. (a) $nMBE$, (b) $nRMSE$ y (c) $nMAE$. El color verde indica $QS_{.25}$, el azul $QS_{.50}$ y el rojo $QS_{.75}$. Cada columna corresponde con un intervalo de kTd .

En la **Fig. 5.2** es fácil ver que, cuanto más nublado es el día, mayores son los errores que se cometen. En los tres gráficos, **Fig. 5.2 (a), (b) y (c)**, se aprecia un mayor rango de incertidumbre (parte sombreada gris) cuando se tienen bajos kTd . Los rangos se reducen en más de cuatro veces pasando de aprox. el 40 % para kTd bajos a menos del 10 % para kTd altos. Una rápida justificación de estos resultados puede llevarse a cabo al relacionar predicción meteorológica con estabilidad atmosférica. El hecho de tener un día claro, sin rápidos cambios atmosféricos, hace que los modelos numéricos de predicción meteorológica tengan menor error. Además, a esto hay que sumar que, como se ha visto en el capítulo 3, el modelo FV comete menos error en días claros, dado que la mayor parte de la central FV está operando en las mismas condiciones.

En relación con el SS , los resultados obtenidos se muestran, para la simulación anual comentada, en la **Fig. 5.3**. Puede verse como para kTd bajos y medios el modelo de predicción propuesto mejora los resultados ofrecidos por la persistencia. Sin embargo, para kTd altos, en la mayor parte de los casos, el resultado con la persistencia es mejor. Anteriormente se ha comentado que el método propuesto era más preciso para kTd altos, sin embargo, pese a ello, la persistencia es incluso más precisa. La razón de ello es que, generalmente, los días claros vienen agrupados (entrada de un anticiclón), por tanto, la persistencia ajusta muy bien el resultado ya que la central se comporta todos esos días igual mientras que el modelo depende de lo buena que haya sido la predicción, en este caso de Meteogalicia. Por tanto, a priori, parece que no

tendría sentido utilizar el modelo propuesto cuando se tiene una sucesión de días claros, ya que la persistencia es razonablemente mejor, pero si para kTd bajos-medios ya que se consiguen mejores resultados que con la persistencia.

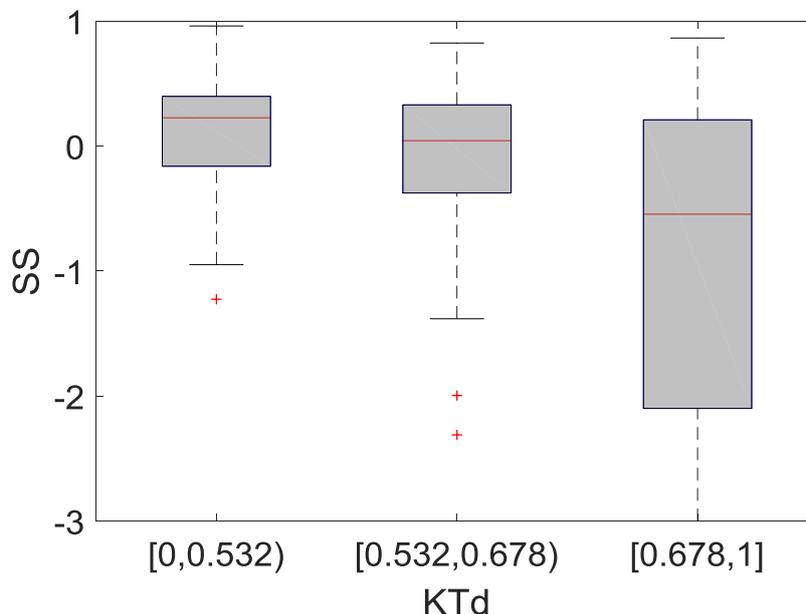


Fig. 5.3 Diagrama de cajas del SS de la central de Amareleja para el 2012. Cada columna corresponde con un intervalo de kTd .

Los resultados al evaluar el método propuesto en términos energéticos pueden verse en la **Tabla 1.2**. En ella se muestra el $QS_{.50}$ en función del índice de claridad de los estadísticos $cvMBE$ y $cvMAE$. Como se lleva comentando durante todo este análisis, vuelve a apreciarse que el método es más preciso cuanto más claro es el día. En este caso vemos como el $cvMBE$ es prácticamente nulo en días de alta producción (kTd alto). En cuanto al error de energía horaria, éste se encuentra por debajo del 5 % los días en los cuales hay mucha radiación.

Tabla 5.2 $cvMBE$ y $cvMAE$ obtenido en la central de Amareleja tras simular el método propuesto a lo largo del 2012.

	$0 \leq kTd < 0.532$ $QS_{.50}(\%)$	$0.532 \leq kTd < 0.678$ $QS_{.50}(\%)$	$0.678 \leq kTd < 1$ $QS_{.50}(\%)$
$cvMBE$	-1.01	0.49	0.14
$cvMAE$	8.93	7.84	4.83

5.3.3 Fuentes de error del modelo

La amplia información disponible en la central FV de Amareleja, ha hecho posible determinar el error que se comete en cada etapa del modelo. Es decir, se va a evaluar el error cometido en cada una de las variables predichas o modeladas de las que se tiene medida. Dichas variables medidas son la temperatura ambiente ($T_{a,m}$), la irradiancia global horizontal ($G_{0,m}$), la velocidad de viento ($W_{s,m}$), la irradiancia en el plano del seguidor (G_m), la temperatura del módulo ($T_{c,m}$) y la energía producida por la central ($E_{out,m}$). La **Tabla 5.3** muestra el error cometido en cada parte del método por medio del $QS_{.50}(\%)$ de $nMBE$, $nMAE$ y $nRMSE$. Los estadísticos de T_a y T_c han sido ponderados por el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, γ . De esta forma se refleja mejor el impacto que tiene el error de la temperatura en la energía. El error en la velocidad del viento (W_s) predicha por Meteogalicia no se incluye en la **Tabla 5.3** ya que esta variable tiene muy poco impacto en la energía producida.

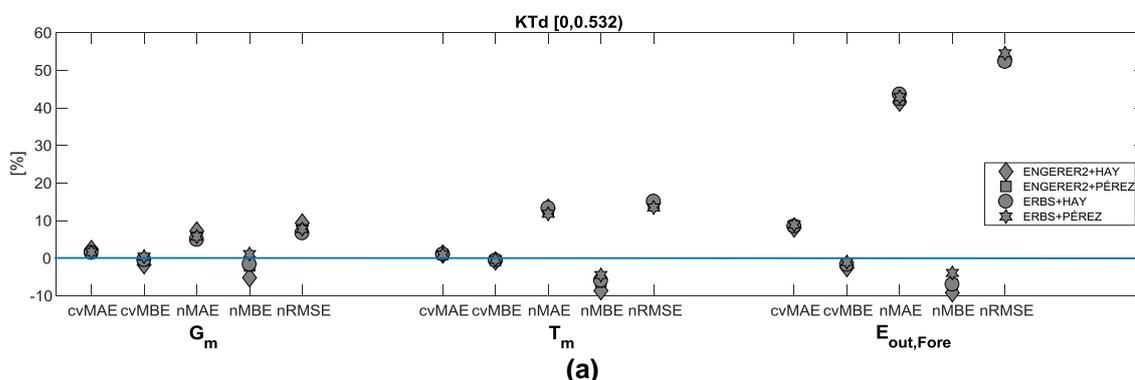
De la **Tabla 5.3** se puede concluir que el mayor $nRMSE$ para días claros (KTd alto, alta producción) corresponde con la primera etapa del método propuesto, cálculo de G a partir de G_0 . Se trata de un punto crítico del método ya que, además de existir infinidad de modelos, tanto para la descomposición de la irradiancia global horizontal, como para la estimación de la irradiancia en el plano del seguidor, todos ellos son dependientes de la ubicación para la que han sido desarrollados. Moretón, (Moretón, 2016a), explica que una de las mayores fuentes de incertidumbre en este tipo de métodos es, precisamente, este paso. Como se ha comentado, en este método, se han implementado los modelos de Erbs (Erbs et al., 1982) y Pérez (Perez et al., 1992), respectivamente. En vista a los resultados obtenidos, dada la dependencia modelo-ubicación, se ha considerado simular otros modelos existentes en la literatura en busca de una mayor exactitud. En relación con la descomposición de la irradiancia global horizontal se han simulado dos modelos, el que ya se tenía, Erbs y el que aparece en el artículo de Engerer (Engerer, 2015), denominado Engerer2. En cuanto a la estimación de la irradiancia en el plano del seguidor, los modelos simulados son el ya incluido de Pérez y el de Hay (Hay and Mckay, 1985). Se han considerado estos modelos por ser los que mejor se ajustan a la ubicación de la central FV en cuestión, además de estar ampliamente aceptados por la comunidad FV. La **Fig. 5.4** muestra un resumen del trabajo realizado donde puede apreciarse los valores de los diferentes estadísticos utilizados a lo largo de este capítulo, en función de

la combinación de modelos utilizada y del kT_d . Puede verse que no existe una mejor combinación de modelos para todos los casos contemplados pero, por regla general y más para kT_d altos la combinación Erbs-Pérez ofrece mejores resultados. Nótese que es, justamente, la combinación que se ha utilizado en un primer momento y con la que se ha llevado el análisis estadístico.

Tabla 5.3 Valor de los estadísticos analizados de las diferentes variables en cuestión.

Etapa del Modelo	Variable [Descripción del error]	Estadístico	KTd ($Q_{S,50}$)		
			[0-0.532](%)	[0.532-0.678] (%)	[0.678-1](%)
Predicción	T_a [$T_a - T_{a,m}$]	nMBE	-2.56	-4.16	-5.75
		nMAE	6.60	5.83	6.01
		nRMSE	8.05	7.10	6.76
	G_0 [$G_0 - G_{0,m}$]	nMBE	-9.79	0.05	0.27
		nMAE	22.64	9.92	2.82
		nRMSE	30.22	12.49	3.53
Condiciones de Operación	2G [$G - G_m$]	nMBE	1.12	1.34	1.54
		nMAE	5.76	5.83	7.99
		nRMSE	7.74	7.98	12.27
	3T_C [$T_C - T_{C,m}$]	nMBE	-4.46	5.19	7.41
		nMAE	11.80	8.25	7.67
		nRMSE	13.48	9.54	8.88
Modelo Eléctrico	${}^4E_{out,Model}$ [$E_{out,Model} - E_{out,m}$]	nMBE	0.46	0.48	-1.57
		nMAE	3.80	3.89	4.63
		nRMSE	5.39	5.93	7.63
Modelo Completo	$E_{out,Fore}$ [$E_{out,Fore} - E_{out,m}$]	nMBE	-3.92	1.71	0.27
		nMAE	42.88	24.46	9.75
		nRMSE	54.52	29.32	14.51

- ² Modelada desde $G_{0,m}$
- ³ Modelada desde $G_{0,m}$, $T_{a,m}$ y $W_{S,m}$
- ⁴ Modelada desde G_m y $T_{C,m}$



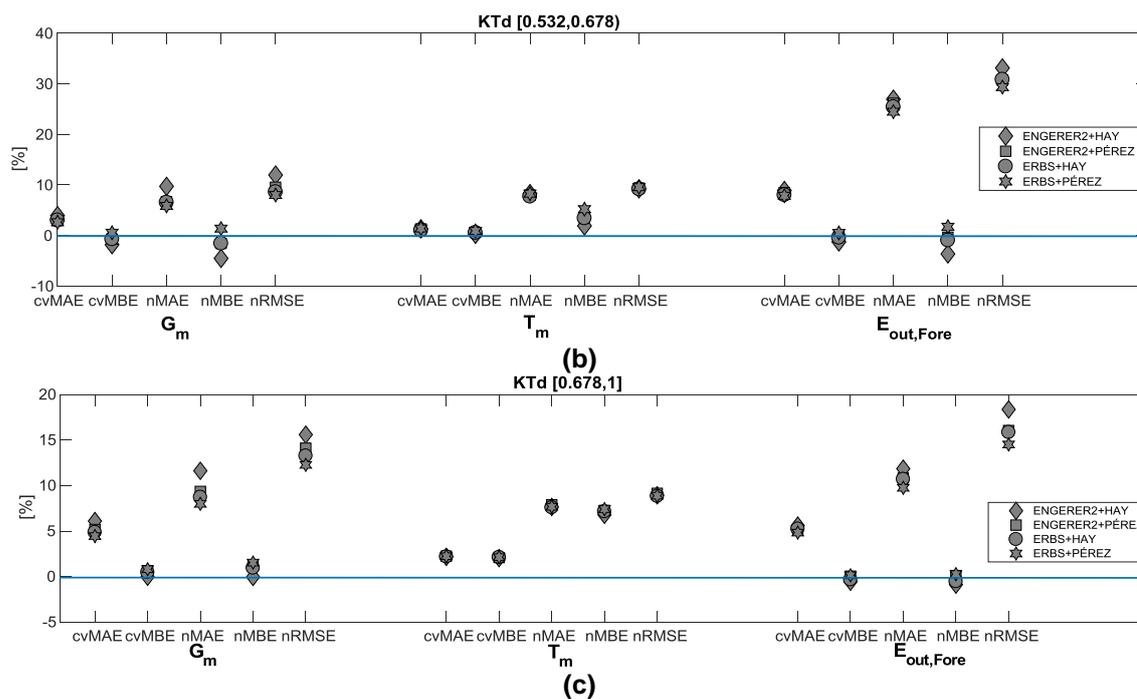


Fig. 5.4 Valores de los diferentes estadísticos en función de la combinación de modelos utilizada y del kTd : (a) bajos, (b) medios y (c) altos.

Finalmente, si se analiza la predicción, en particular la G_0 procedente del modelo *WRF* de Meteogalicia, el $nRMSE$ y $nMAE$ observados (**Tabla 5.3**) sugieren que este *WRF*, y los modelos *NWP* en general, funcionan relativamente bien cuando el día a determinar es o muy soleado o muy nublado. Cuando lo que se ha de predecir son días con paso de nubes el error es considerable. En este sentido, el error que se comete al predecir la variables de entrada del modelo es el causante de una parte importante del error que comente en el procedimiento implementado.

5.3.4 Corrección de la predicción meteorológica

Con el objetivo de mejorar la precisión de la predicción, son varios los autores que han propuesto métodos estadísticos que corrigen la predicción de irradiancia derivada de modelos *NWP* utilizando datos de campo (Lorenz et al., 2009; Mathiesen and Kleissl, 2011). Como se entiende, estos métodos necesitan de históricos por lo que no se pueden utilizar durante los primeros meses de operación. Sin embargo, la aplicación de los mismo puede mejorar la predicción de producción fotovoltaica una vez ya se encuentra la planta, durante algún tiempo, en operación.

En busca de corregir posibles sesgos en la predicción de la irradiancia de Meteogalicia se ha implementado el método estadístico propuesto por Lorenz, (Lorenz

et al., 2009). Básicamente, este método trata de ajustar, por medio de un polinomio de cuarto grado, la correlación existente entre el MBE de la irradiancia global horizontal (MBE_{G_0}) y el índice de claridad horario (kTh) y el coseno del ángulo cenital del Sol ($\cos\theta$). La **Fig. 5.5.** muestra la correlación mencionada donde se puede vislumbrar que para $\cos\theta$ y kTh medios se tiende a sobreestimar mientras que cuando los kTh son bajos se subestima. Si bien, no se ha encontrado una correlación tan evidente como en el caso de Lorenz entre las variables MBE_{G_0} , kTh y $\cos\theta$. El motivo probable es que se trata de métodos muy dependientes de la predicción y de la ubicación analizada.

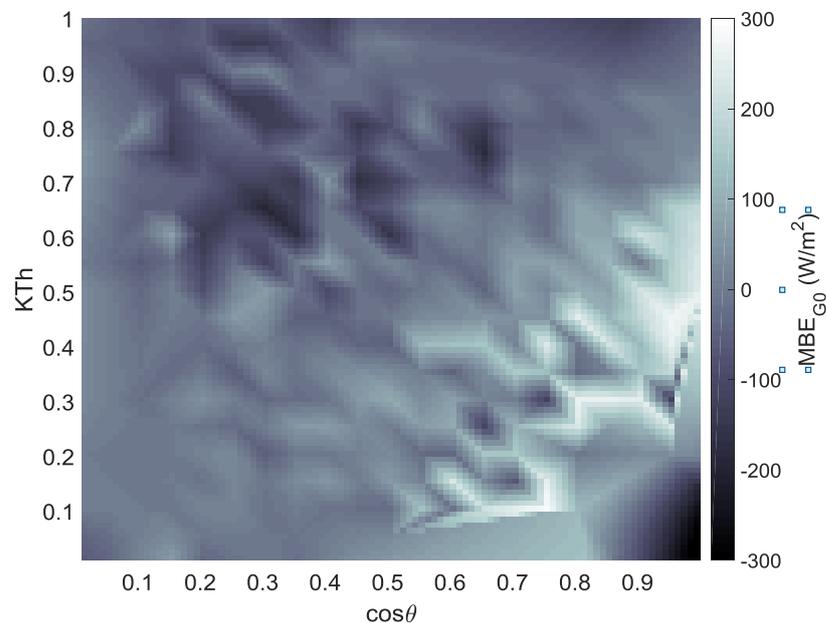


Fig. 5.5 Correlación entre MBE_{G_0} y kTh y $\cos\theta$.

No obstante, se ha realizado el ajuste tal y como Lorenz propone. Para ello, se han escogido parte de los datos que se tenían (test), concretamente 30 de los 365 días analizados. Con estos 30 días se ha realizado un ajuste por mínimos cuadrados obteniéndose los 15 coeficientes del polinomio de cuarto grado. Finalmente, se evalúa dicho polinomio, para todo el periodo analizado (365 días), ofreciendo un $MBE_{G_0_correct}$. Dicho $MBE_{G_0_correct}$ se utiliza para corregir G_0 mediante.

$$G_{0_correct} = G_0 - MBE_{G_0_correct} \quad (5.10)$$

Los SS del modelo de predicción al simular el método propuesto utilizando como variable de entrada $G_{0_correct}$ en lugar de G_0 pueden verse en la **Fig. 5.6**. Se han representado junto a los resultados que se tenían sin corrección (**Fig. 5.3**) para poder comparar los resultados. Se ve una ligera mejora para todos kTd pese a seguir ofreciendo mejores resultados la persistencia en kTd altos.

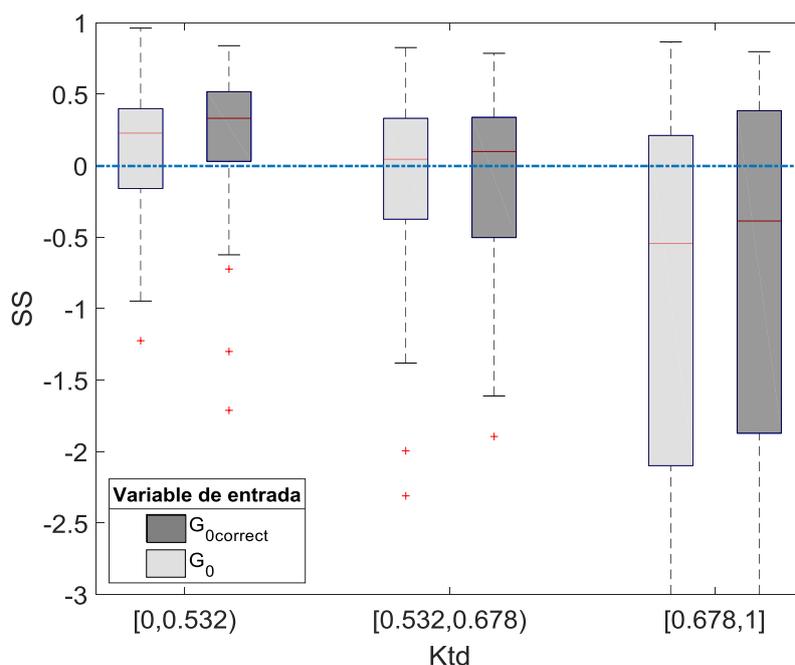


Fig. 5.6 Diagrama de cajas del SS de la central de Amareleja para el 2012 en función del kTd , sin corrección de la irradiancia global horizontal predicha (gris claro) y corregida (gris oscuro).

La **Tabla 5.4** muestra el $QS_{.50}$ en función del índice de claridad de los estadísticos $cvMBE$ y $cvMAE$ con y sin corrección de la irradiancia global horizontal predicha. Puede verse como la corrección de la variable meteorológica no solo no mejora la precisión del método, sino que la empeora ligeramente.

Tabla 5.4 $cvMBE$ y $cvMAE$ obtenido en la central de Amareleja tras simular el método propuesto a lo largo del 2012. Con y sin corrección de la irradiancia global horizontal predicha.

	$0 \leq kTd < 0.532$		$0.532 \leq kTd < 0.678$		$0.678 \leq kTd < 1$	
	$QS_{.50}(\%)$		$QS_{.50}(\%)$		$QS_{.50}(\%)$	
	Sin corrección	Con corrección	Sin corrección	Con corrección	Sin corrección	Con corrección
$cvMBE$	-1.01	1.52	0.49	-0.65	0.14	-1.20
$cvMAE$	8.93	11.70	7.84	9.90	4.83	5.19

5.4 COMPARATIVA ENTRE EL MODELO PROPUESTO Y UN MODELO NO PARAMÉTRICO

El método paramétrico aquí propuesto se ha comparado con el método no paramétrico propuesto por Almeida (Almeida et al., 2015). Para ello, este último se ha sometido al mismo análisis que el descrito en los apartados previos para el método paramétrico. Los estadísticos empleados para la comparación son exactamente los mismos. El objetivo de esta comparación es determinar los pros y contras de cada uno de ellos. La **Tabla 5.5** (análoga a la **Tabla 5.1**) muestra los estadísticos obtenidos al realizar la simulación con el método no paramétrico para la central FV de Amareleja durante el 2012. En la **Fig. 5.7** se puede ver la comparación de ambos métodos.

Tabla 5.5 Estadísticos obtenidos con el método no paramétrico de predicción de producción implementado en la central de Amareleja para el año 2012.

	$0 \leq kTd < 0.532$			$0.532 \leq kTd < 0.678$			$0.678 \leq kTd < 1$		
	$QS_{.25}(\%)$	$QS_{.50}(\%)$	$QS_{.75}(\%)$	$QS_{.25}(\%)$	$QS_{.50}(\%)$	$QS_{.75}(\%)$	$QS_{.25}(\%)$	$QS_{.50}(\%)$	$QS_{.75}(\%)$
<i>nMBE</i>	-15.37	-1.57	13.94	-8.02	-0.22	7.40	-2.10	-0.25	4.29
<i>nRMSE</i>	26.28	35.24	44.69	13.51	19.86	26.24	3.48	5.91	10.97
<i>nMAE</i>	20.06	28.94	36.43	10.17	14.86	20.34	2.76	4.35	7.52

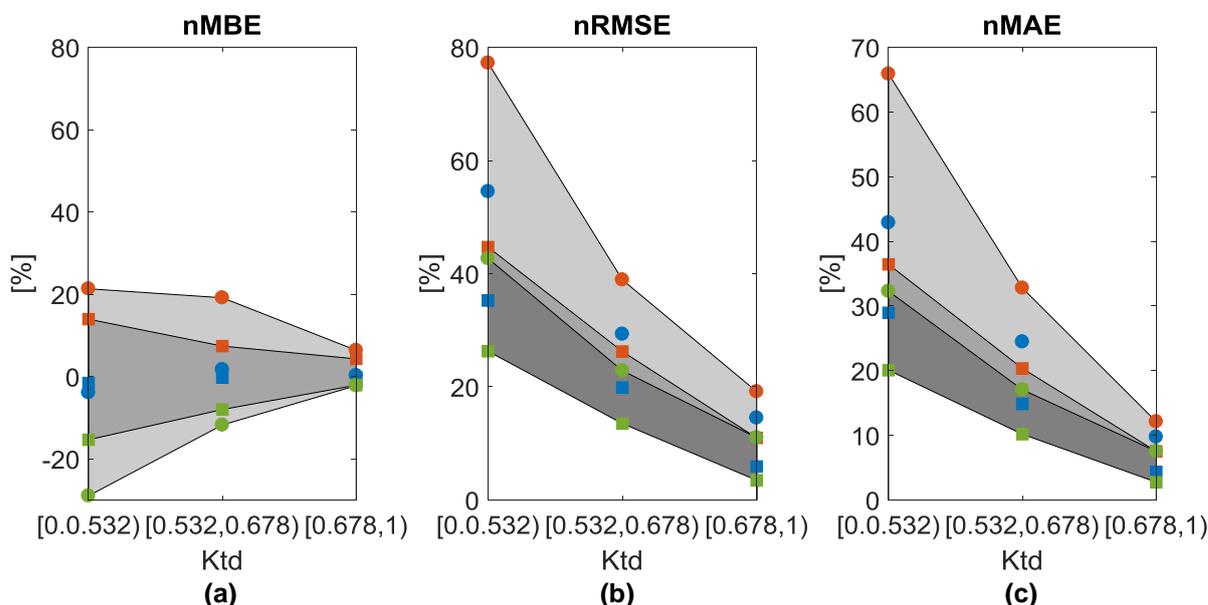


Fig. 5.7 Comparación de los estadísticos del método paramétrico (círculos) y del no paramétrico (cuadrados), datos de la **Tabla 5.5** (a) *nMBE*, (b) *nRMSE* y (c) *nMAE*. El color verde indica $QS_{.25}$, el azul $QS_{.50}$ y el rojo $QS_{.75}$. Cada columna corresponde con un intervalo de *Ktd*.

Es fácil observar que la precisión del método paramétrico es menor que la del no paramétrico, especialmente durante días nublados. Durante días claros y parcialmente

nublados, cuando se genera la mayor parte de energía la diferencia de $nRMSE$ es menor del 9 %. Otra consideración destacable es que la banda estadística del método no paramétrico (área gris oscura + gris intermedia, **Fig. 5.7**) es notablemente más estrecha que la del paramétrico (área gris clara + gris intermedia, **Fig. 5.7**).

En relación con el SS , como puede verse en la **Fig. 5.8**, únicamente para kTd bajos el método paramétrico ofrece mejores resultados que el no paramétrico. El método no paramétrico funciona mejor que la persistencia en prácticamente todo momento, en media, siempre es favorable su implementación.

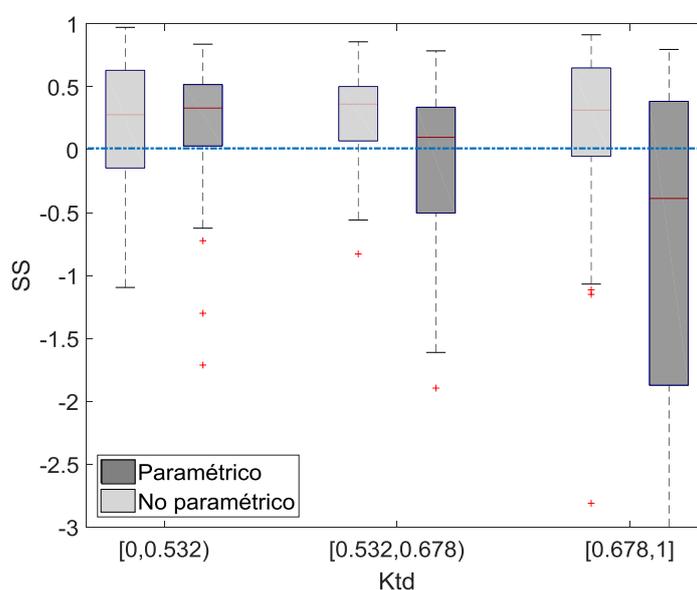


Fig. 5.8 Diagrama de cajas del SS de la central de Amareleja para el 2012 en función del kTd , método no paramétrico (gris claro) y paramétrico (gris oscuro).

Atendiendo a términos energéticos, la **Tabla 5.6** muestra una comparativa del $cvMBE$ y $cvMAE$ de ambos métodos, paramétrico y no paramétrico. Puede verse que el modelo no paramétrico ofrece mejores resultados salvo para el $cvMAE$ cuando el kTd es bajo. Para kTd bajo y medios, ambos métodos ofrecen resultados similares, la diferencia más notable aparece para kTd altos donde el $cvMAE$ del método no paramétrico es la mitad que la de método paramétrico.

Tabla 5.6 $cvMBE$ y $cvMAE$ obtenido en la central de Amareleja tras simular el método propuesto a lo largo del 2012. Con y sin corrección de la irradiancia global horizontal predicha.

	$0 \leq kTd < 0.532$		$0.532 \leq kTd < 0.678$		$0.678 \leq kTd < 1$	
	$QS_{50}(\%)$		$QS_{50}(\%)$		$QS_{50}(\%)$	
	Paramétrico	No Paramétrico	Paramétrico	No Paramétrico	Paramétrico	No Paramétrico
$cvMBE$	-1.01	-0.66	0.49	-0.05	0.14	-0.13
$cvMAE$	8.93	9.83	7.84	7.45	4.83	2.38

6

CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

6.1 CONCLUSIONES GENERALES

Los procedimientos de garantía de calidad de centrales FV que se utilizan en la actualidad presentan carencias importantes a la hora de diagnosticar el estado salud de una central, una vez ésta se encuentra ya en operación. Sin embargo, la información que ofrecen los actuales sistemas de monitorización se puede utilizar para evaluar de forma mucho más precisa el comportamiento de una central en operación, permitiendo, además, identificar de forma automática ciertos problemas en los generadores y otras partes de la instalación antes de que lleguen a afectar notablemente a la producción. En esta tesis se han propuesto dos procedimientos para poder lograr tales propósitos: el primero consiste en un correcto cálculo de la potencia que realmente debería producir la central y cada uno de sus generadores en función de las condiciones de operación y el segundo en la determinación automática de la potencia en condiciones estándar de medida tanto del conjunto de la central como de cada uno de los generadores que la componen. El grado de precisión que se necesita en dichos cálculos requiere la correcta medida de las condiciones de operación, un adecuado modelado del sistema y una selección y tratamiento de datos apropiados resultan aspectos clave que han sido convenientemente tratados en esta tesis. El correcto modelado de la instalación puede servir, además, para otros fines como puede ser la estimación de la producción de una central en diferentes horizontes temporales a partir de datos de predicción

meteorológica. En los siguientes apartados se resumen las conclusiones que se derivan de esta tesis en cada uno de los anteriores aspectos.

6.1.1 Medida de las condiciones de operación

Como sugieren diversos autores, el uso de módulos de referencia (*MR*) calibrados por algún centro cualificado resulta la mejor opción para determinar las condiciones reales de operación (*G* y T_c) de los módulos de una central FV.

La medida de la radiación recibida por una central FV está sujeta a la dispersión geográfica que presenta dicha radiación a lo largo de la superficie de la misma. Como es lógico, la dispersión de radiación afecta sobre todo cuando se trabaja en términos horarios e incluso diarios. Entre diferentes puntos dentro de una misma central (con separaciones de entre 450 y 2700 m) se han registrado diferencias de casi el 20 % en los valores de irradiación diaria y mayores al 40 % en los valores de irradiación horaria. Las diferencias en la irradiación diaria están claramente relacionadas con el índice de claridad diario. Para la mayoría de los días claros ($kTd > 0.7$) las diferencias son inferiores al 5% pero aumentan conforme decrece el kTd . En cambio, no se observa tal relación en los valores horarios. Los valores de irradiación mensual y anual son mucho más uniformes en toda la central FV (las desviaciones máximas observadas son del 4% y el 2 %, respectivamente). Se ha concluido que las desviaciones son independientes de la distancia si los puntos de medida están separados 450 m o más. Para puntos situados a menos de 30 m de distancia, todas las medidas de irradiación difieren en menos del 2 %. A partir de los datos disponibles, no se pueden hacer observaciones sobre distancias entre 30 y 450 m. Para reducir la incertidumbre introducida por la dispersión geográfica, es aconsejable que en centrales FV grandes se instalen varios sensores de radiación en toda el área ocupada por el campo FV. Se podría decir que, para centrales FV de superficie plana de pocas centenas de hectáreas, tres sensores correctamente distribuidos parecen ser suficientes.

La temperatura de trabajo de los módulos también presenta una dispersión geográfica a lo largo de la superficie de una central. Se han encontrado diferencias máximas de 6-7 °C entre diferentes módulos separados de 450 a 2700 m y también entre módulos separados únicamente 30 m, lo que lleva a concluir que la dispersión geográfica de la temperatura es independiente de la distancia. Las diferencias de

temperatura medias mensuales y anuales entre diferentes puntos de una central han sido aproximadamente de $2\text{ }^{\circ}\text{C}$, no siendo significativas en relación con el error de medición estimado. Se ha demostrado que no existe relación entre la dispersión en la temperatura diaria y la velocidad media diaria del viento. El número y ubicación de los sensores de temperatura a lo largo de la central no es tan importante como lo es para los de irradiación. Se aconseja, no obstante, disponer de tantas medidas de temperatura como de radiación, ya que esto es muy fácil de llevar a la práctica si se utiliza un mismo módulo de referencia para ambos tipos de medidas. Sin embargo, sí resulta de importancia el número y colocación de los sensores dentro de un mismo generador. En un generador FV de $12,87 \times 10,48\text{ m}$, se han observado diferencias instantáneas de temperatura entre sus módulos FV que pueden llegar a los $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Las máximas diferencias de temperatura se producen con niveles de irradiación elevados, cercanos a 1000 W/m^2 , y velocidades de viento bajas, normalmente inferiores a 3 m/s . La dispersión de temperatura horizontal puede ser casi el doble que la observada en la dirección vertical. La causa de esta alta dispersión de temperatura horizontal está relacionada con el efecto de la velocidad y la dirección del viento en los procesos convectivos que tienen lugar en la superficie del seguidor. Todo esto parece indicar que, bajas velocidades de viento, combinadas con cierta dirección del viento, promueven la aparición de gradientes de temperatura en los generadores, de modo que los módulos más cercanos a la dirección del viento tienden a estar más fríos. Las dispersiones horizontales máximas observadas corresponden a un gradiente de temperatura de aproximadamente $1\text{ }^{\circ}\text{C} / \text{m}$. Esto es de especial relevancia a la hora de caracterizar en campo módulos individuales dentro de un mismo generador, si se usa como temperatura de referencia la de un módulo colocado en el extremo. Si lo que se pretende es determinar la temperatura media del generador, las medidas proporcionadas por un único sensor colocado en uno de los extremos pueden conducir a una incertidumbre de hasta $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ en la determinación de dicha temperatura. Una posición lo más centrada posible dentro del generador ofrecerá un valor más representativo de su temperatura promedio. Puesto que no suele ser posible situar un sensor en el centro del generador, el uso de dos sensores colocados en ambos extremos proporciona una medida igual o más representativa. Aun así, la incertidumbre de la medición puede ser de alrededor de $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

6.1.2 Modelado fotovoltaico

Dentro de los elementos que constituyen una central FV, los modelos matemáticos de inversores, transformadores y cableado se encuentran ampliamente aceptados por la comunidad científica y no existen muchas variantes que puedan ser utilizadas. Sin embargo, no ocurre lo mismo en el modelado del generador FV. Por ello se ha llevado a cabo una revisión y comparación de los modelos disponibles actualmente en la literatura científica en términos de precisión y facilidad de implementación a partir de las especificaciones y garantías facilitadas normalmente por los fabricantes de módulos. Los modelos se han dividido en modelos de curva I-V y modelos *MPP*. Los modelos *MPP* son los que presentan un mejor compromiso precisión-sencillez. Un modelo de este tipo con solo tres parámetros independientes resulta suficiente para describir con precisión la relación entre el comportamiento del generador FV y las condiciones de operación. Además, estos parámetros se derivan fácilmente de la información que se extrae de una hoja de características estándar. Por el contrario, los modelos físicos (curva I-V) y los modelos *MPP* con más de tres parámetros no mejoran la precisión, únicamente aumentan la complejidad y se alejan de las especificaciones del fabricante. Por lo tanto, su uso en las prácticas de ingeniería, a pesar de que actualmente está muy extendido, apenas está justificado. Además, la corrección de los parámetros del modelo con datos reales resulta mucho más sencilla en los modelos *MPP* que en los de curva I-V. Esta corrección permite obtener un modelo que se ajusta mucho más al comportamiento real de una instalación, teniendo en cuenta las discrepancias que existen entre los valores nominales de los distintos elementos y sus valores reales. Las medidas necesarias para ello pueden llevarse a cabo durante la puesta en marcha de la central.

Por lo tanto, los modelos *MPP* proporcionan un camino directo no sólo para la supervisión operativa de las centrales, sino también para vincular las expectativas iniciales con la productividad energética real, que siempre son el núcleo de los proyectos de centrales FV comerciales. Por tanto, con ellos se puede observar el rendimiento real, abriendo las puertas para un diagnóstico claro y la asignación de responsabilidades en caso de un rendimiento bajo. Esto representa una gran ventaja en el contexto de los *QAP*.

El modelado del comportamiento de tecnologías de capa fina en base a la información estándar disponible puede hacerse de forma similar a las de silicio cristalino. Únicamente se requieren algunas suposiciones particulares con relación a las variaciones estacionales y el efecto Staebler-Wronski. Por ejemplo, se puede considerar que *CdTe* y *CIGS* funcionan de forma similar a *c-Si* y que las variaciones estacionales de $a-Si / \mu c-Si$ están bien descritas por una función sinusoidal. Sí que es cierto que, en el caso de las tecnologías de capa fina, la incertidumbre asociada a los modelos es mayor, junto con la dificultad de encontrar valores típicos de algunos de los parámetros característicos en las hojas de características del fabricante o en la literatura.

6.1.3 Cálculo de producible y la P_{CEM} a partir de los datos de un SCADA

El cociente entre la energía que realmente produce una central y la que podría producir en ausencia de problemas (*producción/producible*) constituye una referencia del comportamiento de una central FV mucho más completa que los tradicionales índices de comportamiento (PR , PR_{CEM} ...). En primer lugar, resulta un indicador mucho más intuitivo que los anteriores y, a diferencia del PR , permite la evaluación del comportamiento en periodos muy inferiores a un año. Por otro lado, la diferencia entre potencia que realmente podría producir una la central y la que se calculó de forma teórica en la etapa de diseño de la central es un indicador de la desviación de las características de los diferentes elementos respecto de sus valores nominales, lo que resulta de utilidad a la hora de asignar responsabilidades.

Considerando el margen de incertidumbre determinado por la precisión del procediendo de cálculo, una diferencia significativa entre producible y producción puede ser síntoma de la existencia de problemas en la instalación. Dicho margen de incertidumbre depende de las condiciones de operación de la central en cada instante. El resultado de implementar el procedimiento de cálculo de producible propuesto en esta tesis en la central FV de Amareleja mostró que se puede lograr una incertidumbre inferior al $\pm 1-1,5\%$ en la determinación de la potencia producible durante instantes en los que las condiciones de operación de la central son estables (y homogéneas). Dicha incertidumbre puede crecer hasta el 2% cuando la temperatura de los generadores no es homogénea (salida de sombras, condiciones particulares de viento y radiación...) o cuando los distintos inversores de la central limitan su potencia de salida a valores

diferentes. En instantes donde las condiciones de operación no son estables ni homogéneas a lo largo de la central (sombreado mutuo entre generadores, paso de nubes, etc.), la incertidumbre en la determinación de la potencia producible puede crecer desde el 2 % hasta el 10 % en algunos casos, aunque no suele ser superior al 5 %. En términos energéticos diarios, en el 92 % de los días claros (kTd mayores a 0.7) la incertidumbre del cálculo de energía producible también es inferior al 2 %. La mayor parte de esta incertidumbre se debe al error en el modelo de sobras y a la diferente limitación de los distintos inversores. En días de nubosidad variable la incertidumbre en el cálculo puede llegar hasta el ± 10 %, si bien resulta inferior al 5 % en la mayor parte de ellos. Se puede concluir, por tanto, que en días claros y en momentos en los que las condiciones son estables, diferencias entre producible y producción superiores al 2 % pueden ser síntoma de un mal funcionamiento de la central. Determinar el grado de desempeño de la central en días de nubosidad variable resulta más complicado, ya que la incertidumbre asociada llega al 5 % en muchos casos.

A nivel de cada generador FV se tiene algo más de incertidumbre en el cálculo de producible que a nivel de toda la central, sobre todo en momentos/días donde las condiciones de operación no son homogéneas. En días despejados no se ha logrado una incertidumbre inferior al ± 2 %. La correcta determinación de las condiciones de operación de los generadores es la principal razón de esta mayor incertidumbre. En el caso de la central de Amareleja, el disponer únicamente de medias de temperatura en uno de los extremos de los seguidores dificulta la correcta determinación de su temperatura. De hecho, se observa una mejoría significativa al calcular la producible de un generador con todos los MR de la central en lugar de con el suyo. La dificultad para modelar las situaciones particulares de sombreado y limitación de potencia de cada uno de ellos son también razones de esa mayor incertidumbre en el cálculo. A pesar de ello, una diferencia entre producible y producción superior al 2-3 % durante momentos en los que las condiciones son estables también puede ser síntoma de algún tipo de incidencia en los generadores o inversores.

El estudio de la degradación a largo plazo de una central FV puede llevarse a cabo mediante el procedimiento desarrollado en esta tesis para el cálculo de la P_{CEM} de toda la central. Los resultados obtenidos tras implementar dicho procedimiento en la central de Amareleja durante el periodo 2011-2017 muestran que la repetitividad en el valor de

potencia obtenido a lo largo de los diferentes días está dentro del ± 1 %. Se ha observado que la degradación media de los módulos FV en la central de Amareleja está próxima al 0,1 % anual, valor mucho menor que el que habitualmente se maneja en la literatura (0,5 % anual). A esa degradación habría que añadirle la que han sufrido los módulos de referencia utilizados. Las medidas realizadas sobre dichos módulos de referencia no han mostrado degradación alguna en 10 años, lo que quiere decir que dicha degradación está por debajo de la incertidumbre que se tiene en la calibración de módulos fotovoltaicos.

Finalmente, se ha comprobado cómo el procedimiento desarrollado en esta tesis para el cálculo de la P_{CEM} de cada uno de los generadores que componen una central puede ser utilizado con éxito para la detección automática de problemas específicos en dichos generadores. Con este método, es posible detectar problemas en un menor tiempo, poner solución antes y, por tanto, aumentar la productividad de los generadores FV. Los resultados obtenidos con ese procedimiento en la central de Amareleja muestran una incertidumbre cercana al $\pm 1,5$ % en el cálculo de dicha P_{CEM} . Se ha podido comprobar nuevamente como la clasificación en potencia que los fabricantes hacen de sus módulos no se corresponde con la realidad. Así, los módulos de 170 W y 180 W de la central de Amareleja muestran potencias reales muy similares.

6.1.4 *Uso del modelado FV para predicción de la producción*

El uso del modelado para predecir la producción de una instalación FV a partir de predicción meteorológica constituye lo que en este ámbito se conoce como métodos de predicción paramétricos. El método de predicción paramétrico que se ha analizado en esta tesis parte de los datos de predicción meteorológica ofrecidos por instituto meteorológico de la Xunta de Galicia, Meteogalicia. Los resultados obtenidos con ese método para la central de Amareleja reflejan que los errores cometidos en la predicción de la producción media horaria durante días claros ($kTd > 0,678$) son inferiores al 10 %. Sin embargo, si los días son claros, el método de persistencia obtiene mejores resultados que el método propuesto. En términos energéticos diarios, nuevamente, cuanto más claro es el día menor error se comete (inferior al 5 % en días con $kTd > 0.678$). Los errores cometidos con este método en días de nubosidad variable son

inferiores a los que se comete con el método de persistencia, pero aun así son errores notablemente mayores que los comentados para días claros.

Se ha podido determinar, asimismo, el error que se comete en cada paso del modelo. El mayor error para días claros corresponde con la primera parte del método, el cálculo de la irradiación en el plano a partir de la irradiación horizontal, con independencia de la correlación entre la fracción difusa y el índice de claridad ($FD - kT$) que se use. También se ha comprobado que la predicción meteorológica comete un error importante en días de nubosidad variable. Para eliminar el posible sesgo que pudiera presentar la predicción de la irradiación horizontal, se corrigió la misma con el método estadístico propuesto por Lorenz, (Lorenz et al., 2009). Los resultados obtenidos muestran que con ello no se consigue mejorar la precisión del método.

El método de predicción paramétrico propuesto, se ha comparado con otro no paramétrico propuesto por Almeida (Almeida et al., 2015). En su conjunto, el modelo no paramétrico, ofrece mejores resultados que el paramétrico. No obstante, esta bien clarificar que, el modelo no paramétrico necesita aprender de los datos reales medidos en la central, por lo que dicha central debe estar operativa durante al menos un año para conseguir los resultados mostrados. Por el contrario, el modelo paramétrico únicamente necesita la información de catálogo o la obtenida en los ensayos realizados en la puesta en marcha de la central FV, por lo que no es necesario esperar a que la central lleve un tiempo en operación para obtener una predicción con las incertidumbres anteriormente comentadas.

6.2 APORTACIONES

Los resultados de la tesis que aquí se presenta han dado lugar, hasta el momento, a las siguientes aportaciones:

6.2.1 Publicaciones en revistas internacionales

- **M.P. Almeida, M. Muñoz, I. de la Parra, O. Perpiñán.** “Comparative study of PV power forecast using parametric and nonparametric PV models”. Solar Energy 155. D.O.I:10.1016/j.solener.2017.07.032.

- **I. de la Parra, M. Muñoz, E. Lorenzo, M. García, J. Marcos, F. Martínez-Moreno.** *“PV performance modelling: A review in the light of quality assurance for large PV plants”*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 78. D.O.I:10.1016/j.rser.2017.04.080.

Un tercer artículo se ha enviado ya a la revista IEEE Journal of Photovoltaics y está a la espera de ser aceptado:

- **M. Muñoz, M. García, I. de la Parra, J. Marcos, E. Lorenzo.** *“Module Temperature Dispersion within a large PV array: Observations at Amareleja PV Plant”*.

6.2.2 Publicaciones en congresos internacionales

- **M. Muñoz, M. García, I. de la Parra, J. Marcos, L. Marroyo.** *“On the Calculation of the STC Power of PV Generators by Using Typical Monitoring System Data”*. 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 25-29/08/2017 Amsterdam, Netherlands. Publicacion: ISBN 3-936338-47-7. D.O.I 10.4229/EUPVSEC20172017-6BV.2.45.
- **M. Muñoz, I. de la Parra, M. García y L Marroyo.** *“PV Power forecast using a parametric model”*. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 14-18/09/2015. Hamburg, Germany. Publicación: ISBN 3-936338-39-6. D.O.I. 10.4229/EUPVSEC20152015-5BV.1.12.
- **M. Pinho, M. Muñoz, I. de la Parra, O. Perniñan, L. Narvarte.** *“Comparative study of nonparametric and parametric PV models to forecast AC power output of PV plants”* 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 14-18/09/2015. Hamburg, Germany. Publicación: ISBN 3-936338-39-6. D.O.I. 10.4229/EUPVSEC20152015-5BV.2.16.
- **M. Muñoz, I. de la Parra, M. García, J. Marcos, M. Pérez.** *“A tool for the performance evaluation and failure detection of Amareleja PV plant(Acciona) from SCADA”*. 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe). 08-10/09/2015. Geneva. Switzerland. Publicación: INSPEC: 15569181. D.O.I 10.1109/EPE.2015.7311722.

6.2.3 Participación en proyectos públicos I+D+i

- **Proyecto PV-CROPS, VII Programa Marco de la Unión Europea.** “*PhotoVoltaic Cost R€duction, Reliability, Operational Performance, Prediction and Simulation*” Acuerdo de subvención: 308468, noviembre 2012-octubre 2015.
- **Proyecto TIRER Plan Nacional de I+D.** “*Tecnologías para la integración en la red de energías renovables: electrónica de potencia, almacenamiento, gestión energética e interacción con la red*” (DPI2013-42853-R). Ministerio de Economía y Competitividad de España. Universidad Pública de Navarra (UPNa), 2014-2016

6.2.4 Participación en proyectos privados I+D+i

- **Proyecto Advance PV:** “*Desarrollo de herramientas avanzadas para la operación, mantenimiento y gestión de grandes plantas fotovoltaicas*” (OTRI 2016 024 016). ACCIONA ENERGÍA, S.A. Universidad Pública de Navarra (UPNa), septiembre 2015-agosto2017.

6.2.5 Presentaciones nacionales

- 1^{er} Encuentro de doctorandos UPNa, “*Predicción de la Producción en una central Fotovoltaica utilizando un Modelo Paramétrico*”. UPNA, mayo 2016.

6.2.6 Trabajos fin de grado

Además, tres trabajos fin de grado (*TFG*) surgieron de esta tesis, en las que el autor realizó tareas de tutorización:

- **Ander Galera.** “*Detección de problemas en grandes centrales fotovoltaicas (FV) a partir de registros de producción: aplicación en la central FV de Amareleja (Portugal)*”. Enero 2018
- **Iñigo Sagardoy.** “*Mejora de un modelo paramétrico de predicción fotovoltaica*”. Enero 2016.
- **Susana Jorajuría.** “*Análisis del uso de predicción de producción fotovoltaica para entrar en el mercado de generación eléctrica*”. Junio 2015.

6.3 LÍNEAS FUTURAS

Todos los procedimientos de medida, evaluación del comportamiento y detección de problemas aquí propuestos se han desarrollado y validado para una central FV con seguimiento azimutal localizada en una zona de clima mediterráneo. Por ello, resultaría interesante implementar todos los métodos y procedimientos desarrollados a lo largo del presente trabajo en otras centrales FV, ubicadas en otros climas, con diferente potencia, tipo de seguimiento, estructura, módulo etc.

La medida de las condiciones de operación está muy influenciada por el tipo de seguimiento utilizado, ya que el tamaño, forma y disposición de las estructuras sobre las que se montan los módulos FV son muy diferentes si se van a dotar de un seguimiento en un eje horizontal, vertical, en dos ejes o si no se va a incorporar seguimiento. La dispersión en temperatura dentro de cada generador y también la dispersión en irradiancia pueden verse influenciadas por el tipo de estructura utilizada. Un ejemplo claro lo constituyen ciertas centrales que se están construyendo actualmente formadas por estructuras en fijas montadas sobre un terreno irregular de manera que la orientación de los diferentes módulos dentro de un mismo generador no es exactamente la misma. La determinación de la irradiancia que está llegando efectivamente al generador constituye, en esos casos, un reto importante que habrá que abordar. Asimismo, se ha visto que para caracterizar la irradiación diaria que llega a una central de unas pocas hectáreas resulta suficiente disponer tres sensores de radiación convenientemente repartidos por la superficie de la central. Sin embargo, el tamaño de las centrales FV crece constantemente y sería necesario estudiar si ese número de sensores es también suficiente en centrales de mayor extensión.

En lo que se refiere a modelado FV, se ha comprobado que el modelo de sombreado mutuo entre generadores es el que mayor error introduce en la determinación de la potencia producible por una central. Una de las principales causas de dicho error tiene que ver con la disposición de las diferentes estructuras de módulos dentro de una central, ya que no todos los generadores FV se ven afectados por las mismas sombras. Intentar modelar las sombras en cada generador resulta inviable en centrales de cierto tamaño. Por ello, puede resultar interesante plantearse una corrección del modelo de sombras una vez se dispone de datos reales de producción

de la central. La utilización de técnicas de “machine-learning” podría ayudar a lograr tal propósito. Por otro lado, se ha detectado cierta estacionalidad en el cálculo de la potencia CEM de la central y sus generadores. Dicha estacionalidad podría estar relacionada con la correcta determinación de las condiciones de operación, pero también podría ser abordada desde el punto de vista del modelado. Esta será otra de las cuestiones que se pueden abordar en trabajos futuros.

Sobre los procedimientos propuestos para la evaluación del comportamiento de una central, hay que decir que las limitaciones en potencia que sufren algunas centrales, bien porque los generadores están muy sobredimensionados con respecto a la potencia del inversor FV o bien porque los operadores de la red imponen restricciones a la potencia que se puede evacuar, complican mucho la obtención de unos resultados precisos. El efecto de estas limitaciones en potencia es algo que debe ser analizado en mayor profundidad en estudios futuros.

En lo referente al uso de modelos paramétricos en predicción FV, dadas las ventajas e inconvenientes que tiene este tipo de modelo con respecto a los modelos no paramétricos, sería interesante realizar un método mixto, que se aproveche de las ventajas de ambos. Es decir, un método que durante las primeras fases de operación de la central FV sea totalmente paramétrico y que, una vez se vaya recopilando información sobre las condiciones de operación y el comportamiento de la misma, se use dicha información para hacer que el modelo aprenda mediante técnicas de “machine-learning”. La parte del modelo paramétrico en la que mayor error se comete es la que tiene que ver con la predicción de las condiciones de operación de los módulos a partir de predicciones meteorológicas de radiación horizontal y temperatura ambiente. Esa es, por tanto, la parte del modelo sobre la que dichas técnicas deberían incidir.

La degradación media que se ha medido en los módulos de la central de Amareleja mediante los procedimientos aquí desarrollados está en torno al 0,2% anual. Sin embargo, es posible que en climas más agresivos y con un índice de radiación ultravioleta mayor se puedan dar degradaciones mayores. Este será otro de los aspectos que resultaría interesante analizar en otras instalaciones.

Finalmente, en esta tesis no se ha prestado mucha atención a la suciedad que afecta a los módulos fotovoltaicos ya que no era necesario incluirla en el modelo si la medida de radiación se lleva a cabo con módulos de referencia que están en las mismas condiciones que los módulos de los generadores. Sin embargo, los escenarios de suciedad pueden ser de relevancia en determinadas ubicaciones (desiertos, etc.) tanto en la fase de operación de la central, puesto que afecta a su productividad, como en las fases previas a su construcción, puesto que afecta a las estimaciones de producción con las que se evalúa la rentabilidad del proyecto. Por ello, el poder determinar en dichas ubicaciones las pérdidas de producción debidas a la suciedad o incluso saber cómo afectan las limpiezas periódicas de los módulos a su productividad constituyen otras de las líneas futuras que se plantean en esta tesis.

REFERENCIAS

- Akbaba, M., Alattawi, M.A.A., 1995. A new model for I-V characteristic of solar cell generators and its applications 248.
- Almeida, M.P., Perpiñán, O., Narvarte, L., 2015. PV power forecast using a nonparametric PV model. *Solar Energy* 115, 354–368. doi:10.1016/j.solener.2015.03.006
- Bacher, P., Madsen, H., Nielsen, H.A., 2009. Online short-term solar power forecasting. *Solar Energy* 83, 1772–1783. doi:10.1016/j.solener.2009.05.016
- Backus, C.E., 1976. *Solar Cells*. IEEE Press.
- Balasubramanian, B., Ariffin, A.M., 2014. Performance Evaluation of Solar Photovoltaic (PV) Array Based on Mathematical and Simulation Modelling : A Review. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences* 8, 469–477.
- Bashahu, M., Habyarimana, A., 1995. Review and test of methods for determination of the solar cell series resistance. *Renewable Energy* 6, 129–138. doi:10.1016/0960-1481(94)E0021-V
- Bashahu, M., Nkundabakura, P., 2007. Review and tests of methods for the determination of the solar cell junction ideality factors. *Solar Energy* 81, 856–863. doi:10.1016/j.solener.2006.11.002
- Bellini, A., Bifaretti, S., 2009. Simplified model of a photovoltaic module. *Applied*

Electronics 3–7.

Beyer, H.G., Bethke, J., Drews, A., Heinemann, D., Lorenz, E., Heilscher, G., Bofinger, S., 2007. Identification of a general model for the MPP performance of PV-modules for the application in a procedure for the performance check of grid connected systems, in: 22th European Photovoltaic Solar Energy Conference.

Beyer, H.G., Saetre, T.O., Yordanov, G.H., 2013. Using broad-band irradiance data to model the short circuit response of aSi modules. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference 751–753. doi:10.1109/PVSC.2013.6744258

Bogning Dongue, S., Njomo, D., Ebengai, L., 2013. An improved nonlinear five-point model for photovoltaic modules. International Journal of Photoenergy 2013. doi:10.1155/2013/680213

Bouzidi, K., Chegaar, M., Bouhemadou, A., 2007. Solar cells parameters evaluation considering the series and shunt resistance. Solar Energy Materials and Solar Cells 91, 1647–1651. doi:10.1016/j.solmat.2007.05.019

Boyd, M.T., Klein, S.A., Reindl, D.T., Dougherty, B.P., 2011. Evaluation and Validation of Equivalent Circuit Photovoltaic Solar Cell Performance Models. Journal of Solar Energy Engineering 133, 21005. doi:10.1115/1.4003584

Caamaño, E., Lorenzo, E., Zilles, R., 1999. Quality Control of Wide Collections of PV Modules: Lessons Learned from the IES Experience. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 149, 137–149.

California Energy Commission, n.d. CECPV [WWW Document]. URL <http://www.gosolarcalifornia.org/tools/%0Anshpcalculator/index.php>

Cameron, C.P., Boyson, W.E., Riley, D.M., 2008. Comparison of PV system performance-model predictions with measured PV system performance. 2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference 1–6. doi:10.1109/PVSC.2008.4922865

Carrero, C., Rodríguez, J., Ramírez, D., Platero, C., 2010. Simple estimation of PV modules loss resistances for low error modelling. Renewable Energy 35, 1103–1108. doi:10.1016/j.renene.2009.10.025

- Carrillo, J., Martínez-Moreno, F., 2015. Use of PV Plants Monitoring to Characterize PV Arrays Power, in: 31 St European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibitions. Hamburgo.
- Celik, A.N., Acikgoz, N., 2007. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. *Applied Energy* 84, 1–15. doi:10.1016/j.apenergy.2006.04.007
- Chai, T., Draxler, R.R., 2014. Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? – Arguments against avoiding RMSE in the literature. *Geoscientific Model Development* 7, 1247–1250. doi:10.5194/gmd-7-1247-2014
- Chan, D.S.H., Phang, J.C.H., 1987. Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics. *IEEE Transactions on Electron Devices* 34, 286–293. doi:10.1109/T-ED.1987.22920
- Charles, J.P., Abdelkrim, M., Muoy, Y.H., Mialhe, P., 1981. A practical method of analysis of the current-voltage characteristics of solar cells. *Solar Cells* 4, 169–178. doi:https://doi.org/10.1016/0379-6787(81)90067-3
- Chine, W., Mellit, A., Lughi, V., Malek, A., Sulligoi, G., Pavan, A.M., 2016. A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks. *Renewable Energy* 90, 501–512. doi:10.1016/j.renene.2016.01.036
- Chine, W., Mellit, A., Pavan, a. M., Kalogirou, S. a., 2013. Fault detection method for grid-connected photovoltaic plants. *Renewable Energy* 66, 99–110. doi:10.1016/j.renene.2013.11.073
- Chouder, A., Silvestre, S., 2010. Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis. *Energy Conversion and Management* 51, 1929–1937. doi:10.1016/j.enconman.2010.02.025
- De Blas, M.A., Torres, J.L., Prieto, E., García, A., 2002. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. *Renewable Energy* 25, 371–380. doi:10.1016/S0960-1481(01)00056-8
- de la Parra, I., Marcos, J., García, M., Marroyo, L., 2015. Control strategies to use the

- minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control. *Solar Energy* 111, 332–343. doi:10.1016/j.solener.2014.10.038
- De Soto, W., Klein, S.A., Beckman, W.A., 2006. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy* 80, 78–88. doi:10.1016/j.solener.2005.06.010
- Dirnberger, D., Bartke, J., Steinhüser, A., Kiefer, K., Neuburger, F., 2010. Uncertainty of field I-V-curve Measurements in large Scale PV-Systems, in: *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibitions*. Valencia, pp. 6–10.
- Dirnberger, D., Blackburn, G., Müller, B., Reise, C., 2014. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 132, 431–442. doi:10.1016/j.solmat.2014.09.034
- Dirnberger, D., Müller, B., Reise, C., 2015. PV module energy rating: opportunities and limitations. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 23, 1754–1770. doi:10.1002/pip.2618
- Dolara, A., Leva, S., Manzolini, G., 2015. Comparison of different physical models for PV power output prediction. *Solar Energy* 119, 83–99. doi:10.1016/j.solener.2015.06.017
- Dunn, L., Gostein, M., 2012. Light Soaking Effects in Commercially Available CIS / CIGS Modules.
- Durisch, W., Bitnar, B., Mayor, J.C., Kiess, H., Lam, K. hang, Close, J., 2007. Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 91, 79–84. doi:10.1016/j.solmat.2006.05.011
- Electrotechnical Commission., I., 2016. IEC Standard-62446-1. Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection.
- Electrotechnical Commission., I., 2011a. IEC Standard-61853-1. Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating -- Part 1: Irradiance and temperature

- performance measurements and power rating.
- Electrotechnical Commission., I., 2011b. IEC Standard-60904-5. Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method.
- Electrotechnical Commission., I., 1998. IEC Standard-61724. Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis.
- Electrotechnical Commission, I., 1995. IEC Standard-61829. Crystalline Silicon Photovoltaic (PV) Array–On-site Measurements of I–V Characteristics.
- Enertis, 2016. Enertis lanza su nuevo laboratorio móvil para el análisis de plantas fotovoltaicas en Chile.
- Engerer, N.A., 2015. Minute resolution estimates of the diffuse fraction of global irradiance for southeastern Australia. *Solar Energy* 116, 215–237. doi:10.1016/j.solener.2015.04.012
- EPIA, 2014. Global Market Outlook.
- EPIA, 2009. IP-Performance. Setting the standards for the PV industry.
- Erbs, D.G., Klein, S. a., Duffie, J. a., 1982. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* 28, 293–302. doi:10.1016/0038-092X(82)90302-4
- Evans, D.L., 1981. Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy* 27, 555–560. doi:10.1016/0038-092X(81)90051-7
- Faiman, D., 2008. Assessing the Outdoor Operating Temperature of Photovoltaic Modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 307–315. doi:10.1002/pip.813
- Fanni, L., Pola, I., Burà, E., Friesen, T., Chianese, D., 2009. Investigation of annealing and degradation effects on a-Si PV modules in real operating conditions, in: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference.
- Farr, M.G., Stein, J.S., 2014. Spatial variations in temperature across a photovoltaic

- array, in: 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). pp. 1921–1927. doi:10.1109/PVSC.2014.6925301
- Friesen, G., Gottschalg, R., H.G.Beyer, Williams, S., Montgareuil, A.G. de, Borg, N. van der, Sark, W.G.J.H.M. van, Huld, T., Müller, B., Keizer, A.C. de, Niu, Y., 2007. Intercomparison Of Different Energy Prediction Methods Within The European Project “Performance” - Results Of The 1st Round Robin. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference 3–7.
- Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D.L., Castro, M., 2007. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy* 81, 1396–1408. doi:10.1016/j.solener.2006.12.008
- Fuentes, M., Vivar, M., Burgos, J.M., Aguilera, J., Vacas, J.A., 2014. Design of an accurate, low-cost autonomous data logger for PV system monitoring using Arduino??? that complies with IEC standards. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 130, 529–543. doi:10.1016/j.solmat.2014.08.008
- García, M., 2008. Diseño, operación y mantenimiento de Centrales Fotovoltaicas. Universidad Pública de Navarra.
- García, M., Marroyo, L., Lorenzo, E., Marcos, J., Pérez, M., 2014. STC Power for 15 MW of PV comparing nameplate, initial power, and power after four years. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 22, 242–247. doi:10.1002/pip
- García, M., Marroyo, L., Lorenzo, E., Pérez, M., 2011. Soiling and other optical losses in solar-tracking PV plants in Navarra. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 211–217. doi:10.1002/pip.1004
- Ghani, F., Duke, M., Carson, J., 2012. Extration of solar cell modelling parameters using the Lambert W-function, in: 50th Annual Conference. Australian Solar Energy Society. Melbourne.
- GOsolarCalifornia, n.d. GOsolarCalifornia [WWW Document]. URL <http://www.gosolarcalifornia.org/tools/nshpcalculator/index.php>

- Gottschalg, R., Betts, T.R., Infield, D.G., Kearney, M.J., 2005. The effect of spectral variations on the performance parameters of single and double junction amorphous silicon solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 85, 415–428. doi:10.1016/j.solmat.2004.05.011
- Green, M.A., 1982. *Solar Cells - Operating Principles, Technology and System Application*.
- Gueymard, C. a., 2014. A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, 1024–1034. doi:10.1016/j.rser.2014.07.117
- Haeberlin, H., Borgna, L., Kaempfer, M., Zwahlen, U., 2006. New Tests at Grid-Connected PV Inverters : Overview over Test Results and Measured Values of Total Efficiency η_{tot} , in: 21st EPSEC. Dresden, German, pp. 2153–2156.
- Hamou, S., Zine, S., Abdellah, R., 2014. Efficiency of PV module under real working conditions. *Energy Procedia* 50, 553–558. doi:10.1016/j.egypro.2014.06.067
- Haouari-Merbah, M., Belhamel, M., Tobías, I., Ruiz, J.M., 2005. Extraction and analysis of solar cell parameters from the illuminated current-voltage curve. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 87, 225–233. doi:10.1016/j.solmat.2004.07.019
- Hay, J.E., McKay, D.C., 1985. Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces : A Review and Assessment of Methodologies. *International Journal of Solar Energy* 3, 203–240.
- Hegedus, S., 2013. Review of photovoltaic module energy yield (kWh/kW): Comparison of crystalline Si and thin film technologies. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 2, 218–233. doi:10.1002/wene.61
- Herrmann, W., Mau, S., Fabero, F., Betts, T., Van der Borg, N., Kieferm, K., Friesen, G., Zaïman, W., 2007. Advanced intercomparison testing of PV modules in European test laboratories, in: 22nd EUPVSEC. Milan, Italy, pp. 2506–2510.
- Hernandez, J., Vallejo, W., Gordillo, G., 2012. Practical method for estimating the power

- and energy delivered by photovoltaic modules operating under non-standard conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 21, n/a-n/a. doi:10.1002/pip.2168
- Herteleer, B., Cappelle, J., Driesen, J., 2012. Quantifying low-light behaviour of photovoltaic modules by identifying their irradiance-dependent efficiency from data sheets, in: *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. pp. 3157–3162.
- Heydenreich, W., Müller, B., Reise, C., 2008. Describing the World With Three Parameters: A New Approach to PV Module Power Modelling, in: *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1-5 September 2008, Valencia, Spain. pp. 2786–2789.
- Hoff, T.E., Perez, R., 2010. Quantifying PV power Output Variability. *Sol. Energy* 84, 1782–1793. doi:10.1016/j.solener.2010.07.003
- Hoff, T.E., Perez, R., Kleissl, J., Renne, D., Stein, J., 2013. Reporting of irradiance modeling relative prediction errors. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 21, 1514–1519. doi:10.1002/pip.2225
- Huld, T., Friesen, G., Skoczek, A., Kenny, R.P., Sample, T., Field, M., Dunlop, E.D., 2011. A power-rating model for crystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 95, 3359–3369. doi:10.1016/j.solmat.2011.07.026
- Huld, T., Šúri, M., Dunlop, E.D., 2008. Geographical variation of the conversion efficiency of crystalline silicon photovoltaic modules in Europe. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16, 595–607. doi:10.1002/pip.846
- Inman, R.H., Pedro, H.T.C.C., Coimbra, C.F.M.M., 2013. Solar forecasting methods for renewable energy integration. *Progress in Energy and Combustion Science* 39, 535–576. doi:10.1016/j.pecs.2013.06.002
- Jakhrani, A., Samo, S., Kamboh, S., Labadin, J., Rigit, A., 2014. An Improved Mathematical Model for Computing Power Output of Solar Photovoltaic Modules. *International Journal of Photoenergy* 2014, doi.org/10.1155/2014/346704. doi:10.1155/2014/346704

- Jantsch, M., Schmidt, H., Schmid, J., 1992. Results on the concerted action on power conditioning and control., in: 11th European PV Solar Energy Conference. pp. 1589–1592.
- Jia, Q., Anderson, W.A., Liu, E., Zhang, S., 1988. A novel approach for evaluating the series resistance of solar cells. *Solar Cells* 25, 311–318. doi:[https://doi.org/10.1016/0379-6787\(88\)90069-5](https://doi.org/10.1016/0379-6787(88)90069-5)
- Jia, Q.X., Ebihara, K., Ikegami, T., 1995. Analytical solution for solar cell model parameters from illuminated current-voltage characteristics. *Philosophical Magazine B* 72, 375–382. doi:10.1080/13642819508239092
- John, A., Duffie, W., Beckman, A., 1991. *Solar Engineering of Thermal Processes*.
- Kenny, R.P., Viganó, D., Salis, E., Bardizza, G., Norton, M., Müllejans, H., Zaaiman, W., 2013. Power rating of photovoltaic modules including validation of procedures to implement IEC 61853-1 on solar simulators and under natural sunlight. doi:10.1002/pip
- Kim, W., Choi, W., 2010. A novel parameter extraction method for the one-diode solar cell model. *Solar Energy* 84, 1008–1019. doi:10.1016/j.solener.2010.03.012
- King, D., Boyson, W., Kratochvil, J., 2004. Photovoltaic array performance model. Sandia National Laboratories.
- King, D.L., Boyson, W.E., Kratochvill, J.A., 2004. Photovoltaic Array Performance Model. Sandia National Laboratories: Albuquerque, NM and Livermore, California.
- King, D.L., Kratochvil, J.A., Boyson, W.E., Bower, W.I., 1998. Field Experience with a New Performance Procedure for Arrays, in: 2nd World Conference and Exhibition on PV Solar Energy Conversion. Vienna.
- Krauter, S., Preiss, A., 2009. Comparison of module temperature measurement methods, in: 2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). pp. 333–338. doi:10.1109/PVSC.2009.5411669
- Laudani, A., Mancilla-David, F., Riganti-Fulginei, F., Salvini, A., 2013. Reduced-form of the photovoltaic five-parameter model for efficient computation of parameters. *Solar*

- Energy 97, 122–127. doi:10.1016/j.solener.2013.07.031
- Lazard, 2017. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - version 10.0, d.
- Leloux, J., Lorenzo, E., García-domingo, B., Aguilera, J., Gueymard, C.A., 2014. A bankable method of assessing the performance of a CPV plant. *Applied Energy* 118, 1–11. doi:10.1016/j.apenergy.2013.12.014
- Liu, B.Y.H., Jordan, R.C., 1960. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy* 4, 1–19.
- Lo Brano, V., Ciulla, G., 2013. An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data. *Applied Energy* 111, 894–903. doi:10.1016/j.apenergy.2013.06.046
- Lo Brano, V., Orioli, A., Ciulla, G., Di Gangi, A., 2010. An improved five-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 94, 1358–1370. doi:10.1016/j.solmat.2010.04.003
- Loferski, J.J., 1993. The first forty years: A brief history of the modern photovoltaic age 1, 67–78.
- Lorenz, E., Hurka, J., Heinemann, D., Beyer, H.G., 2009. Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing* 2, 2–10. doi:10.1109/JSTARS.2009.2020300
- Lorenz, E., Scheidsteiger, T., Hurka, J., 2010. Regional PV power prediction for improved grid integration. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 757–771. doi:10.1002/pip
- Lorenzo, E., 2011. "Energy Collected and Delivered by PV Modules." In *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons, Ltd.
- Lorenzo, E., Araujo, A., Cuevas, A., Egido, M., Miñano, J., Zilles, R., 1994. *Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems*. Progensa.
- Lorenzo, E., Narvarte, L., Muñoz, J., 2011. Tracking and back-tracking. *Progress in*

- Photovoltaics: Research and Applications 747–753. doi:10.1002/pip
- Luczak, K., Grzesiak, W., 2007. Energy efficient annealing of amorphous silicon modules at lower temperature., in: 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference. pp. 2068–71.
- Ma, T., Yang, H., Lu, L., 2014a. Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 36, 304–315. doi:10.1016/j.rser.2014.04.057
- Ma, T., Yang, H., Lu, L., 2014b. Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays. *Solar Energy* 100, 31–41. doi:10.1016/j.solener.2013.12.003
- Mahmoud, Y., Xiao, W., Zeineldin, H.H., 2012. A Simple Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Modules. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on* 3, 185–186. doi:10.1109/TSTE.2011.2170776
- Mandal, P., Madhira, S.T.S., Haque, A.U., Meng, J., Pineda, R.L., 2012. Forecasting Power Output of Solar Photovoltaic System Using Wavelet Transform and Artificial Intelligence Techniques. *Procedia Computer Science* 12, 332–337. doi:10.1016/j.procs.2012.09.080
- Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., García, M., 2012. Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion 226–237. doi:10.1002/pip
- Martin, N., Ruiz, J.M., 2001. Calculation of the PV modules angular losses under " eld conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 70, 25–38.
- Martín, N., Ruiz, J.M., 1999. A New Method for the Spectral Characterisation of PV modules. *Prog. Photovoltaics Res. Appl* 310, 299–310.
- Martinez-Moreno, F., Lorenzo, E., Moretón, R., Narvarte, L., 2015. Bankable Procedures for the technical quality assurance of large scale PV plants, in: 29 Th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, pp. 2864–2869.
- Martínez-Moreno, F., Muñoz, J., Lorenzo, E., 2010. Experimental model to estimate

- shading losses on PV arrays. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 94, 2298–2303. doi:10.1016/j.solmat.2010.07.029
- Martínez, F., 2012. *Caracterización y Modelado de Grandes Centrales Fotovoltaicas*.
- Martínez, F., Lorenzo, E., Muñoz, J., Moretón, R., 2011. On the testing of large PV arrays 100–105. doi:10.1002/pip.1102
- Massi Pavan, a., Mellit, a., Lughì, V., 2014. Explicit empirical model for general photovoltaic devices: Experimental validation at maximum power point. *Solar Energy* 101, 105–116. doi:10.1016/j.solener.2013.12.024
- Mathiesen, P., Kleissl, J., 2011. Evaluation of numerical weather prediction for intra-day solar forecasting in the continental United States. *Solar Energy* 85, 967–977. doi:10.1016/j.solener.2011.02.013
- Mermoud, A., Lejeune, T., 2010. Performance Assessment of a Simulation Model for PV Modules of Any Available Technology. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference.
- Messenger, R., Ventre, J., 2004. *Photovoltaic Systems Engineering*, Second Edition, 2^o. ed. Boca Ratón (FL) CRC Press LLC.
- Meteogalicia, n.d. *Meteogalicia, Prediction free source* [WWW Document]. URL www.meteogalicia.es
- Montgareuil, A.G. De, Sicot, L., Martin, J., Mezzasalma, F., Delesse, Y., Merten, J., 2009. A new tool for the motherpv method: modelling of the irradiance coefficient of photovoltaic modules, in: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. pp. 3305–3309. doi:10.4229/24thEUPVSEC2009-4AV.3.6
- Moretón, R., 2016a. *Contributions to Uncertainty Reduction in the Estimation of PV Plants Performance*.
- Moretón, R., 2016b. *Contributions to Uncertainty Reduction in the Estimation of PV Plants Performance*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Moretón, R., Lorenzo, E., Muñoz, J., 2013a. A 500-kw PV generator I-V curve. *Prog*

Photovolt 2–6.

- Moretón, R., Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., Muñoz, J., Narvarte, L., 2013b. A 800 kW PV generator I-V curve, in: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibitions. Paris, pp. 3859–3862.
- Müller, B., Kräling, U., Heydenreich, W., Reise, C., Kiefer, K., 2010. Simulation of irradiation and temperature dependent efficiency of thinfilm and crystalline silicon modules based on different parameterization. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 6–9. doi:10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.81
- Muñoz-García, M. a., Marin, O., Alonso-García, M.C., Chenlo, F., 2012. Characterization of thin film PV modules under standard test conditions: Results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure. *Solar Energy* 86, 3049–3056. doi:10.1016/j.solener.2012.07.015
- Murata, A., Yamaguchi, H., Otani, K., 2009. A method of estimating the output fluctuation of many photovoltaic power generation systems dispersed in a wide area. *Electrical Engineering in Japan (English translation of Denki Gakkai Ronbunshi)* 166, 9–19. doi:10.1002/eej.20723
- Narvarte, L., Lorenzo, E., 2008. Tracking and Ground Cover Ratio. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 703–714. doi:10.1002/pip
- Nascimento, L., 2013. A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública, in: *Rev Bras De Energ Sol.* pp. 73–81.
- Nikolaeva-Dimitrova, M., Kenny, R.P., Dunlop, E.D., Pravettoni, M., 2010. Seasonal variations on energy yield of a-Si, hybrid, and crystalline Si PV modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 18, 311–320. doi:10.1002/pip.918
- Norton, M., Amillo, A.M.G., Galleano, R., 2015. Comparison of solar spectral irradiance measurements using the average photon energy parameter. *Solar Energy* 120, 337–344. doi:10.1016/j.solener.2015.06.023
- NREL, n.d. System Advisor Model (SAM). [WWW Document].

- Orgill, J.F., Hollands, K.G.T., 1977. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface.
- Ortiz-Conde, A., García-Sánchez, F., Muci, J., Sucre-González, A., 2014. A review of diode and solar cell equivalent circuit model lumped parameter extraction procedures. *Facta universitatis - series: Electronics and Energetics* 27, 57–102. doi:10.2298/FUEE1401057O
- Osterwald, C.R.R., 1986. Translation of device performance measurements to reference conditions. *Solar Cells* 80401, 269–279. doi:10.1016/0379-6787(86)90126-2
- Pelland, S., Galanis, G., Kallos, G., 2013. Solar and photovoltaic forecasting through post-processing of the Global Environmental Multiscale numerical weather prediction model 284–296. doi:10.1002/pip
- Perez, R.R., Ineiche, P., Maxwell, E.L., Seals, R.D., Zelenka, A., 1992. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. Tech. Rep., ASHRAE.
- Phang, J.C.H., Chan, D.S.H., Phillips, J.R., 1984. Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters. *Electronics Letters* 20, 406. doi:10.1049/el:19840281
- Poissant, Y., Pelland, S., Turcotte, D., 2008. A comparison of energy rating methodologies using field test measurements. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference 1–5. doi:10.4229/23rdEUPVSEC2008-4EP.1.1
- PVGIS, C.E., 2016. PVGIS [WWW Document]. URL <http://photovoltaic-software.com/pvgis.php>
- PVsyst, n.d. PVsyst photovoltaic software [WWW Document]. URL <http://www.pvsyst.com/en/>
- Randall, J.F., Jacot, J., 2003. Is AM1.5 applicable in practice? Modelling eight photovoltaic materials with respect to light intensity and two spectra. *Renewable Energy* 28, 1851–1864. doi:10.1016/S0960-1481(03)00068-5
- Ransome, S., 2009. Understanding kWh/KWp by Comparing Measured data with Modelling Predictions and Performance Claims. IEE.

- Ransome, S., Sutterlueti, J., 2011. Improving and understanding kwh/kwp simulations, in: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Hamburgo, pp. 3255–3260.
- Reich, N.H., van Sark, W.G.J.H.M., Alsema, E. a., Lof, R.W., Schropp, R.E.I., Sinke, W.C., Turkenburg, W.C., 2009. Crystalline silicon cell performance at low light intensities. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 93, 1471–1481. doi:10.1016/j.solmat.2009.03.018
- REN, 2017. Renewables 2017 Global Status Report 2017.
- Rosell, J.I., Ibáñez, M., 2006. Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions. *Energy Conversion and Management* 47, 2424–2430. doi:10.1016/j.enconman.2005.11.004
- Ross, M., Rich, G., Petacci, L., Klammer, J., 2006. Improvement in Reliability and Energy Yield Prediction of Thin-Film cds/cdte PV Modules. *IEE* 2148–2151.
- Roy, J., Betts, T.R., Gottschalg, R., Mau, S., Zamini, S., Kenny, R.P., Friesen, G., Dittmann, S., Beyer, H.G., Jagomägi, A., 2008. Validation of proposed photovoltaic energy rating standard and sensitivity to environmental parameters, in: 22th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibitions. Valencia, pp. 1–5.
- Rus-Casas, C., Aguilar, J.D., Rodrigo, P., Almonacid, F., Pérez-Higueras, P.J., 2014. Classification of methods for annual energy harvesting calculations of photovoltaic generators. *Energy Conversion and Management* 78, 527–536. doi:10.1016/j.enconman.2013.11.006
- Rüther, R., Kleiss, G., Reiche, K., 2002. Spectral effects on amorphous silicon solar module fill factors. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 71, 375–385. doi:10.1016/S0927-0248(01)00095-2
- Rüther, R., Livingstone, J., 1994. Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics. *Solar Energy Materials & Solar Cells*.
- Saloux, E., Teyssedou, A., Sorin, M., 2011. Explicit model of photovoltaic panels to

- determine voltages and currents at the maximum power point. *Solar Energy* 85, 713–722. doi:10.1016/j.solener.2010.12.022
- Schweiger, M., Ulrich, M., Nixdorf, I., Rimmelpacher, L., Jahn, U., Herrmann, W., 2012. Spectral Analysis of Various Thin-Film Modules Using High-Precision Spectral Response Data and Solar Spectral Irradiance Data. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 3284–3290.
- Sellner, S., Sutterluti, J., Schreier, L., Ransome, S., 2012. Advanced PV module performance characterization and validation using the novel Loss Factors Model. 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference 002938–002943. doi:10.1109/PVSC.2012.6318201
- Sera, D., Teodorescu, R., Rodriguez, P., 2007. PV panel model based on datasheet values. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics* 2392–2396. doi:10.1109/ISIE.2007.4374981
- Siddiqui, M.U., Abido, M., 2013. Parameter estimation for five- and seven-parameter photovoltaic electrical models using evolutionary algorithms. *Applied Soft Computing Journal* 13, 4608–4621. doi:10.1016/j.asoc.2013.07.005
- Silva, J., Asenjo, B., Vela, N., Chenlo, F., 2012. Caracterización de módulos fotovoltaicos de diversas tecnologías en el marco del proyecto inndisol, in: XV Congreso Ibérico Y X Congreso Iberoamericano de Energia Solar (CIES2012). Vigo, pp. 427–432.
- Silvestre, S., Chouder, A., Karatepe, E., 2013. Automatic fault detection in grid connected PV systems. *Solar Energy* 94. doi:10.1016/j.solener.2013.05.001
- Singh, N.S., Jain, A., Kapoor, A., 2013. An Exact Analytical Method for Calculating the Parameters of a Real Solar Cell Using Special Trans Function Theory (STFT). *International Journal of Renewable Energy Research* 3, 378–382.
- Sirisamphanwong, C., Sirisamphanwong, C., Ketjoy, N., 2014. The effect of average photon energy and module temperature on performance of photovoltaic module under thailand's climate condition. *Energy Procedia* 56, 359–366. doi:10.1016/j.egypro.2014.07.168

- Skamarock, W.C., Klemp, J.B., Dudhi, J., Gill, D.O., Barker, D.M., Duda, M.G., Huang, X.-Y., Wang, W., Powers, J.G., 2007. A Description of the Advanced Research WRF Version 3. Technical Report 113. doi:10.5065/D6DZ069T
- Staebler, D.L., Wronski, C.R., 1977. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. *Applied Physics Letters* 31, 292. doi:10.1063/1.89674
- Stein, J., Sutterlueti, J., Ransome, S., Hansen, C.W., King, B., 2013. Outdoor PV performance evaluation of three different models: single-diode, SAPM and Loss factor model, in: *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibitions*. Munich, pp. 2865–2871. doi:10.1017/CBO9781107415324.004
- Tadj, M., Benmouiza, K., Cheknane, A., Silvestre, S., 2014. Improving the performance of PV systems by faults detection using GISTEL approach. *Energy Conversion and Management* 80, 298–304. doi:10.1016/j.enconman.2014.01.030
- TamiizhMani, G., Kuitvhe, J., Mikonovich, A., 2012. solar ABCs proposed standard on: nameplate, datasheet and sampling requirements of photovoltaic modules. [WWW Document]. Solar America Board for Codes and Standards. URL solarabcs.org/about/publications/%0Areports/nameplate/indx.html
- Taylor, R.W., Power, E., Alto, P., Ca, U.S.A., 1986. System and module rating: advertised versus actual capability* 18, 335–344.
- Torres-Ramírez, M., Nofuentes, G., Silva, J.P., Silvestre, S., Muñoz, J. V., 2014. Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. *Energy* 73, 731–740. doi:10.1016/j.energy.2014.06.077
- Tsuno, Y., Hishikawa, Y., Kurokawa, K., 2009. Modeling of the I-V curves of the PV modules using linear interpolation/extrapolation. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 93, 1070–1073. doi:10.1016/j.solmat.2008.11.055
- Vajpai, J., Khyani, H.K., 2013. Mathematical Modeling and Experimental Validation of Performance Characteristics of Solar Photovoltaic Modules 2, 295–301.
- Venkateswarlu, G., Sangameswar, R., 2013. Modeling and Parameter Extraction of PV Modules Using Genetic Algorithms and Differential Evaluation. *IOSR Journal of*

- Electrical and Electronics Engineering 5, 37–44.
- Villalva, M., Gazoli, J., Filho, E., 2009. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics* 24, 1198–1208. doi:10.1109/tpel.2009.2013862
- Virtuani, A., Fanni, L., 2012. Seasonal power fluctuations of amorphous silicon thin-film solar modules: Distinguishing between different contributions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*.
- Wilks, D., 2011. *Statistical Methods in the Atmospheric Sciences*.
- Williams, S.R., Betts, T.R., Gottschalg, R., Infield, D.G., van der Borg, N.J.C.M., Burgers, A.R., de Moor, H., Warta, W., Friesen, G., Chianese, D., Guerin de Montgareuil, A., Zdanowicz, T., Stellbogen, D., Herrmann, W., Pietruzko, S., Krustok, E., 2005. Evaluating the state of the art of photovoltaic performance modelling in Europe, in: 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain. pp. 1937–1941.
- Williams, S.R., Betts, T.R., Gottschalg, R., Infield, D.G., De Moor, H., Van Der Borg, N., Burgers, A.R., Friesen, G., Chianese, D., De Montgareuil, A.G., Zdanowicz, T., Stellbogen, D., Herrmann, W., 2006. Accuracy of energy prediction methodologies. *Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4 2*, 2206–2209. doi:10.1109/WCPEC.2006.279946
- Williams, S.R., Betts, T.R., Helf, T., Gottschalg, R., Beyer, H.G., Infield, D.G., 2003. Modelling Long-term Module Performance Based on Realistic Reporting Conditions with Consideration to Spectral Effects, in: 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. pp. 1908–1911.
- Willmott, C.J., Matsuura, K., 2005. Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance 30, 79–82.
- Xiao, W., Dunford, W.G., Capel, A., 2004. A novel modeling method for photovoltaic cells. *PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference* 3, 1950–1956. doi:10.1109/PESC.2004.1355416

-
- Yordanov, G.H., 2014. The PVGIS relative efficiency model: equations for K1 through K6, in: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibitions. Amsterdam, pp. 3297–3301.
- Zamo, M., Mestre, O., Arbogast, P., Pannekoucke, O., 2014. A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecast of hourly production. *Solar Energy* 105, 792–803. doi:10.1016/j.solener.2013.12.006
- Zhou, W., Yang, H., Fang, Z., 2007. A novel model for photovoltaic array performance prediction. *Applied Energy* 84, 1187–1198. doi:10.1016/j.apenergy.2007.04.006
- Zinßer, B., Makrides, G., Schubert, M.B., Georghiou, G.E., Wemer, J.H., 2010. Rating of annual energy yield more sensitive to reference power than module technology, in: 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC'10). pp. 1095–1099. doi:10.1109/PVSC.2010.5614705