

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



Estudio de un sistema fotovoltaico: Caracterización,
Simulación y evaluación de diversos métodos de Análisis y
Predicción

Tesis para optar el Título de Licenciado en Física que presenta el bachiller:

Sebastian Miguel Gómez Sócola

Asesores: Prof. Dr. Jan Amaru Palomino Töfflinger

Prof. Dr. Juan de la Casa Higuera

Jurados: Prof. Dr Jorge Andrés Guerra

Prof. Dr. Rolf Grieseler

Lima: junio 2019



ESTA PAGINA A SIDO INTENCIONALMENTE DEJADA EN BLANCO

A mis padres Miguel y Hellen, quienes, con ayuda de muchos más,
me han enseñado nunca ocultar quien soy.

A los datos, a la física y a la programación, porque sin ellos, no habría una
pisca extra de magia en mis días.

Nunca habrá un momento perfecto para hacer algo grande en tu vida. Si
esperas al momento perfecto, nunca sucederá. Tienes que crear el
momento perfecto, la oportunidad perfecta y la situación perfecta, con
esfuerzo y dedicación.

AGRADECIMIENTOS

A todas las personas que han estado relacionadas al desarrollo de esta tesis y trabajo de investigación.

- Dr. Jan Amaru Töfflinger Palomino Grupo Ciencias de los Materiales - PUCP, por ser un amigo, colega y jefe paciente que tiene que lidiar con mi naturaleza rebelde. Además, por darme la libertad de buscar mi propio camino en la investigación y dejarme llevar por mi propio instinto. Por ser el primero que confió en mí cuando notó mis ansias de aprender acerca de sistemas fotovoltaicos y por enseñarme la física detrás de los paneles. Gracias por todas las oportunidades brindadas y espero con ansias de que nuestros trabajos sigan teniendo un punto en común.
- Dr. Emilio Muñoz, Grupo IDEA - UJA, por las mañanas de té y trabajo en la Universidad de Jaén, España, en las cuales me introdujo a los modelos de predicción del comportamiento eléctrico de módulos y generadores. Además de su constante atención a la presentación de mis resultados.
- Mg. José Rubén Angulo, Grupo Ciencias de los Materiales - PUCP, por ser compañero en prácticamente todos los viajes realizados a simposios y pasantías relacionadas al tema de sistemas fotovoltaicos. Las conversaciones entabladas siempre fueron provechosas.
- Dr. Andrés Guerra, Grupo Ciencias de los Materiales - PUCP, por ser un oído inteligente al cual acudir cada vez que una idea se me ocurría y que, sin su aporte intelectual, este trabajo no hubiese sido realizable. Además de introducirme al lenguaje de programación Wolfram Mathematica y enseñarme pacientemente, herramienta que me ha permitido dar un paso más cerca para ser un científico.
- Dr. Juan de la Casa, Grupo IDEA - UJA, por ser como un padrino cuya generosidad no tiene límite, la cual siento que no he sabido corresponder adecuadamente debido a mi naturaleza rebelde. Además, por su aporte en lo académico y en las discusiones y explicaciones que permitían el avance intelectual de esta investigación. Por último, agradecerle por ser pieza clave en mi estadía en la Universidad de Jaén en el mes de febrero del 2017.
- Al GRUPO IDEA de la Universidad de Jaén por su apoyo a lo largo de la investigación tanto en lo relacionado a aportar ideas como en dar las directrices adecuadas. Además de haber proporcionado los datos que se usaron en el presente trabajo. Por último, por haberme acogido en su casa de estudio.
- A la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima y a la Universidad nacional de San Agustín de Arequipa por el derecho de usar los datos.

- A la Agencia Andaluza de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AACID) por la financiación dentro del marco del proyecto EMERGIENDO CON EL SOL, la cual permitió la obtención del sistema fotovoltaico y monitorización que se han usado en el presente trabajo.
- A cada persona que decidió escuchar mis disparates acerca de sistemas fotovoltaicos, compañeros de clase y profesores.



RESUMEN

El uso de energía solar ha aumentado exponencialmente en los últimos años en el mundo. Sin embargo, en el Perú, los sistemas fotovoltaicos aún se limitan a proporciones bajas, con tan solo 96 MW instalados hasta la actualidad en el país, los cuales producen un 0.5 % de la energía total del Perú (Fuente: La industria de la Energía Renovable en el Perú, 2016). Además, están en proceso de construcción la planta fotovoltaica de Rubí (144.5 MW) e Intipampa (40.0 MW). Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de características modulares (pequeños) conectados a la red son nulos debido a no contar con políticas que respalden a estos. Al ser un tópico académico no del todo explotado en el Perú, es de interés todo tipo de investigación que promueva no solo el uso de este recurso, sino también que permita conocer y mejorar los mecanismos de estudio para estimar la eficiencia y la predicción de la producción de energía en condiciones meteorológicas nacionales.

Osterwald (1986) [1] propuso un modelo simplificado del comportamiento en potencia de una célula fotovoltaica FV para unas condiciones de irradiancia incidente y temperatura de operación. Otros [2 - 4], a partir de esta propuesta, desarrollaron modelos empíricos y físicos por los cuales se puede modelar el comportamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Estos modelos se basan en los valores de las características eléctricas de los sistemas fotovoltaicos que son proporcionados por el proveedor y medidos a condiciones estándares. Sin embargo, para una mejor precisión, estos modelos deben ser ajustados ya que la producción eléctrica se da a condiciones de trabajo diferentes de los estándares. En consecuencia, estos modelos predicen la producción de energía con una desviación en valores considerable, es decir, se alejan de los datos recolectados. El principal objetivo del presente trabajo es proponer métodos que permitan obtener el valor de potencia máxima real, asumidas todas las pérdidas intrínsecas de operación de este tipo de sistemas, en condiciones estándar o P_{PVG}^* . En este caso se ha trabajado con datos recolectado en las instalaciones de la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. Dicho parámetro nos servirá para describir exactamente al sistema en ciertas condiciones dadas y aplicar este conocimiento para la estimación de la energía que generará el sistema para unas condiciones dadas de irradiancia y temperatura de módulo. Finalmente, se debe recalcar que el Perú cuenta con múltiples microclimas, y para cada microclima específico se esperan distintas relaciones de P_{PVG}^* con respecto a la potencia nominal.

Además, en este trabajo se propone un método nuevo cuya funcionalidad se basa en el modelo de Osterwald y ciertos algoritmos computacionales de limpieza de data. Este método puede ser usado para obtener el P_{PVG}^* bajo ciertas situaciones específicas; pero, su finalidad es comprobar la robustez del método usado en el Instituto de Energía Solar en la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM). Como consecuencia de un buen análisis exhaustivo de las variantes de este último, se logra mejorar la predicción de energía para un tiempo de estudio muy corto, con valores cercanos a 2 % de RMSE (root mean square error) y diferencia porcentual en energía cerca al 0 %. Por otro lado, el método usado permite entender los efectos de ciertos comportamientos en el sistema, como la existencia de sombras parciales o presencia de polvo.

Finalmente, se recomienda tener en cuenta ciertas sugerencias al caracterizar el sistema, como escoger días donde la temperatura e irradiancias sean cercanas al promedio anual, a fin de lograr la menor desviación del valor real de potencia máxima a condiciones estándar de cualquier sistema. Se ha hecho uso del software Wolfram Mathematica v.11.0 para programar todo el código que se ha implementado en esta investigación, ya sea para las simulaciones y caracterización como para el análisis de comportamiento meteorológico.

TEMA DE TESIS

PARA OPTAR: Título de Licenciado en Física

TEMA: : Estudio de un sistema fotovoltaico conectado a la red:
Caracterización, simulación y evaluación de diversos métodos
de análisis y predicción

ÁREA: : Ciencias de Energías Renovables - Física

ASESOR: : Dr. Jan Amaru Palomino Töfflinger

ALUMNO(S): : Sebastian Miguel Gómez Sócola

CÓDIGO: : 20125182

FECHA: : 25/04/18

DESCRIPCIÓN Y OBJETIVOS:

Las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos reportadas por el fabricante de paneles son medidas a Condiciones Estándar de Medida (CEM: irradiancia de 1000 W/m², temperatura 25°C, velocidad de viento 1 m/s). Sin embargo, estas condiciones meteorológicas casi nunca se encuentran en la realidad. Así mismo, las características eléctricas de los módulos difícilmente representan el sistema en condiciones reales de trabajo, por lo que la producción de energía varía. Los modelos a estudiar en este trabajo usualmente usan las características dadas por el fabricante como parámetros, por lo que se espera que la predicción no sea del todo acertada. Por ello, múltiples trabajos se han realizado para comprobar el comportamiento en temperatura y sus implicancias en los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, sus métodos son algo complejos y requieren de restricciones, las cuales son poco útiles para un análisis rápido de un sistema fotovoltaico.

Por otro lado, Martínez-Moreno en [13] proponen un método simple para caracterizar un sistema fotovoltaico. Posteriormente, Muñoz en [12] hace uso de éste para corroborar su capacidad. Sin embargo, se ha detectado que el método de Martínez, puede ser utilizado no solo para caracterizar el sistema, sino también para simular el sistema, además de lograr mejoras sustanciales en el método restringiendo ciertos parámetros.

El objetivo principal de este trabajo será caracterizar y simular el comportamiento de un sistema fotovoltaico a partir de los datos de potencia generada, irradiancia y temperatura de la celda. Para ello, se tendrá que estudiar los distintos modelos que describen el comportamiento eléctrico de un sistema fotovoltaico. Por otro lado, se comprobará la robustez del método de Martínez mediante métodos computacionales de limpieza. Se explorará el alcance del método de Martínez en términos de tiempo de estudio, tratando de encontrar el menor tiempo de estudio para un sistema fotovoltaico que permita caracterizar y simular correctamente. Por último, desarrolla una metodología basada en los modelos para la predicción energética del sistema fotovoltaico.



GLOSARIO

Lista de Símbolos y Abreviaciones

γ	Coeficiente de pérdida de potencia por temperatura (%/°C)
σ	Desviación Estándar
μ	Media
AC	Corriente Alterna (A)
AM	Masa de Aire
A_{pv}	Área efectiva del sistema (en este caso: 17.52 m ²)
β	Coeficiente de temperatura de voltaje en circuito abierto (%/°C)
CEM	Condiciones estándar de medida. G=1000 W/m ² , Tc= 25°C, AM= 1.5
CF	Capacity factor
DC	Corriente Continua (A)
DR	Degradation Ratio
e	Carga del electrón (J)
$E_{AC, d}$	Energía producida por día en AC (kWh)
$E_{DC, d}$	Energía producida por día en DC (kWh)
FF	Factor de forma de la célula
FF_0	Factor de forma intrínseco en condiciones cualquiera.
FF_0^*	Factor de forma intrínseco de la célula en CEM;
FF^*	Factor de forma de la célula en CEM;
G^*	Energía solar incidente a CEM (W/m ²)
$G_{POA, d}$	Energía solar incidente diaria en la superficie del arreglo
GWh	Energía en Giga Watts * hora (10 ⁹ Wh)
kB	Constante de Boltzmann (J/K)
kW	Potencia en Kilowatts (10 ³ W)

I_{mpp}	Corriente en el punto de máxima potencia (A)
I_M	Corriente en el punto de máxima potencia de la celda (A);
I_M^*	Corriente en el punto de máxima potencia de la célula en CEM (A);
I_{sc}	Corriente a cortocircuito (A)
I_{sc}^*	Corriente de cortocircuito de la célula en CEM (A)
MBE	mean bias error (%)
MM	Millones
MW	Potencia en Mega Watts (10^6 W)
m-Si	Tecnología de Silicio monocristalino
η_{pv}	Eficiencia de paneles (%)
η_{sys}	Eficiencia del sistema (%)
L_c	Pérdidas de captura (h/día)
L_s	Pérdidas del sistema (h/día)
P_M	Potencia máxima (potencia instantánea) (W)
P_{mpp}	Potencia en el punto de máxima potencia (W)
P_{pvg}^*	Potencia máxima a condiciones estándar (W)
PR	Performance ratio (%)
p-Si	Tecnología de Silicio policristalino
r_s	Resistencia serie de la celda normalizada;
RER	Recursos Energéticos Renovables
RMSE	root mean square error (%)
T_c	Temperatura de celda ($^{\circ}C$)
T_c^*	Temperatura de celda medido en CEM ($T_c^* = 25^{\circ}C$)
μ -Si	Tecnología de Silicio microcristalino
USD	Dólares Americanos (\$)
V_M	Voltaje en el punto de máxima potencia de la celda (V);

V_M^*	Voltaje en el punto de máxima potencia de la célula en CEM (V);
V_{mpp}	Voltaje en el punto de máxima potencia (V)
v_{oc}	Voltaje en circuito abierto normalizado de la célula;
v_{oc}^*	Voltaje en circuito abierto normalizado de la célula en CEM;
V_{OC}	Voltaje a circuito abierto (V)
V_{OC}^*	Voltaje en circuito abierto en CEM (V);
W	Potencia en Watts
Wh	Energía en Watts * hora
W_s	Velocidad del viento (m/s)
Y_A	Índice de Rendimiento de Arreglo (Array Yield) (h/día)
Y_F	Índice de Rendimiento Final (Final Yield) (h/día)
Y_R	Índice de Rendimiento de Referencia (Reference Yield) (h/día)

LISTA DE FIGURAS

- 2.1 Diferencia entre celda, panel y arreglo fotovoltaico
- 2.2.1. Curva IV típica
- 2.2.2. Curva PV típica
- 2.3. Sistema fotovoltaico estudiado
- 2.4. Irradiancia incidente medida para el día 09 de octubre del 2015, día soleado.
- 2.5. Irradiancia incidente medida para el día 05 de enero del 2017, día nublado.
- 2.6. Potencia DC generada por el sistema fotovoltaico el día 09 de octubre del 2015, día soleado
- 2.7. Potencia DC generada por el sistema fotovoltaico el día 05 de enero del 2017, día nublado.
- 2.8. Temperatura del panel el día 09 de octubre del 2015, día soleado.
- 2.9. Temperatura del panel el día 05 de enero del 2017, día nublado.
- 2.10. Índices de rendimiento mensuales durante el período de mayo 2015 – abril 2016
- 2.11. Eficiencia de módulo y del sistema a lo largo del año de estudio
- 2.12. PR y CF mensual del sistema durante mayo 2015 a abril 2016
- 3.1. Comparación de diversos métodos para un día en específico (03 de mayo del 2015)
- 3.2. Comparación en RMSE de los distintos métodos
- 3.3. Comparación en MBE de los distintos métodos
- 3.4. Comparación de la energía medida y la energía simulada de los diversos métodos
- 4.1. Efecto de saturación del inversor con datos estructurados por la Ec 4.1 para un día cualquiera
- 4.2. Efecto de sombras con datos estructurados por la Ec 4.1 para un día con sombras parciales
- 4.3. Valores de P_{PVG}^* normalizados diarios durante el periodo de estudio

- 4.4. Datos estructurados con la Ec 4.1 de un año de estudio (2015 mayo – 2016 abril)
- 4.5. Regresión lineal de los datos estructurados con la Ec 4.1 de 1 año (2015 mayo – 2016 abril)
- 4.6. Datos estructurados con la Ec 4.1 de un año de estudio (2015 mayo – 2016 abril) para irradiancias mayores a 800 y menores a 1050.
- 4.7. P_{PVG}^* por rangos para el periodo de estudio de 2015 mayo – 2016 abril
- 4.8. Comparación en RMSE de las variantes de método de Osterwald propuestas
- 4.9. Comparación en MBE de las variantes del método Osterwald propuestas
- 4.10. Energía proyectada por las variantes del método Osterwald propuestas
- 4.11. Regresión lineal de los datos estructurados de 1 año (2015 agosto – 2016 julio).
- 4.12. Voltaje a lo largo del día con y sin sombras parciales.
- 4.13. Comparación en RMSE de las variantes del método de Osterwald propuestas para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales.
- 4.14. Comparación en MBE de las variantes del método Osterwald propuestas para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales.
- 4.15. Energía proyectada por las variantes del método Osterwald propuestas para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales
- 4.16. Comparación de valores de P_{PVG}^* por rangos para los distintos periodos de estudio (sin y con sombras parciales)
- 4.17. Valores de P_{PVG}^* obtenidos mediante el método Osterwald oficial para cada día durante todo el periodo de funcionamiento
- 4.18.1. Datos del primer trimestre, agosto – octubre 2015
- 4.18.2. Datos del segundo trimestre, noviembre 2015 – enero 2016
- 4.18.3. Datos del tercer trimestre, febrero – abril 2016
- 4.18.4. Datos del cuarto trimestre, mayo – julio 2016
- 4.19. Pérdidas del sistema al pasar de DC a AC diarias
- 5.1. Gráfico de densidad de los datos del periodo mayo 2015 – abril 2016
- 5.2. Histograma para $G = 51 \text{ W/m}^2$. Ajustes gaussianos

- 5.3. Ejemplo de diferencia de valores en corriente y voltaje entre 2 pixeles distintos con mismo valor de irradiancia
- 5.4. Osterwald oficial con filtros gaussianos – regresión lineal de la media y desviación estándar de los ajustes gaussianos de los Histogramas para todas las irradiancias.
- 5.5. Comparación en RMSE de las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos
- 5.6. Comparación en MBE de las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos
- 5.7. Energía proyectada por las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos
- 5.8. Comparación en RMSE de las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales
- 5.9. Comparación en MBE de las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales
- 5.10. Energía proyectada por las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales
- 5.11. Comparación de valores de P_{PVG}^* por rangos usando los filtros gaussianos para los distintos periodos de estudio (sin y con sombras parciales)
- 5.12. Ajuste gaussiano para distribución normal de P_{PVG}^* diario del primer año de estudio.
- 5.13. Valores de RMSE para distinto P_{PVG}^* para el periodo de agosto 2016 a abril 2017.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Comparación de recursos solares en horas equivalentes de diferentes ciudades del Perú y el mundo

Tabla 1.2. Características técnicas y económicas de los proyectos RER adjudicados, tecnología fotovoltaica

Tabla 2.1. Características de los paneles y del sistema fotovoltaico a condiciones estándares de medida (CEM)

Tabla 2.2. Parámetros de Rendimiento mensuales del sistema estudiado

Tabla 2.3. Parámetros de rendimiento para diferentes localidades en el mundo

Tabla 3.1. RMSE, MBE y Energía simulada mediante los métodos numéricos analíticos

Tabla 4.1. RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes de Osterwald con filtros gaussianos. RMSE, MBE y Energía simulada calculados para distintos intervalos de irradiancia. Tiempo de estudio: mayo 2015 – julio 2016. Tiempo de simulación: agosto 2016 – abril 2017.

Tabla 4.2. RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes de Osterwald. RMSE, MBE y Energía simulada calculados para distintos intervalos de irradiancia. Tiempo de estudio: agosto 2015 – abril 2016. Tiempo de simulación: agosto 2016 – abril 2017.

Tabla 4.3. Valores de RMSE y MBE para distintos trimestres de estudio en el periodo de 2015 mayo – 2016 abril

Tabla 4.4. Comparación de RMSE y MBE para dos días mediante el método de Osterwald oficial

Tabla 4.5. Caracterización y simulación en AC para distintos intervalos de estudio

Tabla 4.6. Pérdidas del sistema al pasar de DC a AC para distintos intervalos de tiempo

Tabla 5.1. Variables medidas para cada dato en los pixeles con coordenadas {[484, 485], [1494, 1498]} y {[484, 485], [1192, 1196]}.

Tabla 5.2. RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes de Osterwald propuestas con filtros gaussianos. Valores simulados para distintos

intervalos de irradiancia. Tiempo de caracterización: mayo 2015 a abril 2016.
Tiempo de simulación: agosto 2016 a abril 2017

Tabla 5.3. RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes de Osterwald propuestas con filtros gaussianos. RMSE, MBE y Energía simulada calculados para distintos intervalos de irradiancia. Tiempo de estudio: agosto 2015 – julio 2016. Tiempo de simulación: agosto 2016 – abril 2017

Tabla 5.4. Comparación de caracterización y simulación para distintos tiempos de estudio. Simulaciones para el periodo de agosto 2016 a abril 2017

Tabla 6.1. Resumen de métodos propuestos, RMSE y MBE.



Índice

1. Introducción	21
1.1. Contextualización.....	21
1.2. Marco teórico	22
1.3. Objetivos Específicos	23
1.4. Hipótesis	24
1.5. Esquema de tesis.....	25
2. Introducción a los sistemas fotovoltaicos.....	29
2.1. Definición de un sistema fotovoltaico	31
2.2. Parámetros característicos del sistema a estudiar	32
2.3. Parámetros de rendimiento de sistemas fotovoltaicos.....	37
2.3.1. Índice de Rendimiento de Arreglo, de Referencia y Final (YA, YR, YF).....	37
2.3.2. Eficiencia de Energía y rendimiento	38
2.3.3. Pérdidas de Energía	39
2.4. Análisis del sistema estudiado utilizando los índices de mérito y rendimiento definidos en la norma IEC 61724.....	40
3. Métodos de Estimación del Comportamiento Eléctrico en DC de Generadores Fotovoltaicos	46
3.1. Métodos Numéricos Analíticos	47
3.1.1. Osterwald.....	48
3.1.2. Aproximación de Araujo y Sánchez.....	48
3.1.3. Método del Factor de Forma variable con resistencia en serie constante ...	50
3.1.4. Método de Green	51
3.1.5. Método de Aproximación del Punto de Máxima Potencia.....	51
3.2. Comparación de métodos en predicción del sistema estudiado	52
3.2.1. RMSE y MBE, estadísticos de error	52

3.2.2.	Resultados	53
4.	Métodos de caracterización y simulación en base a la ecuación de Osterwald	58
4.1.	Generalidades	60
4.2.	Rango 50 – 1050 W/m ² u Osterwald completo	65
4.3.	Rango 800 – 1050 W/m ² u Osterwald oficial	66
4.4.	Rangos de 200 W/m ² u Osterwald por Trozos	66
4.5.	Resultados en periodo de estudio con sombras parciales (mayo 2015 – abril 2016) 67	
4.6.	Resultados en periodo de estudio sin sombras parciales (agosto 2015 – julio 2016) 71	
4.7.	Comparación para distintos tiempos de estudio	75
4.8.	Caracterización y simulación en AC	79
5.	Método de caracterización usando filtros	83
5.1.	Filtros Gausianos	85
5.1.1.	Resultados para periodo con sombras parciales (mayo 2015 – abril 2016).91	
5.1.2.	Resultados para periodo de estudio sin sombras parciales (agosto 2015 – julio 2016)	94
5.1.3.	Comparación para distintos tiempos de estudio	98
5.2.	Filtros por días	99
5.3.	RMSE mínimo	100
6.	Conclusiones y Futuros trabajos	102
7.	Bibliografía	106
8.	Anexo	110
8.1.	Anexo A	110
8.2.	Anexo B	112
8.3.	Anexo C: Tabla de Índice de Rendimiento para el periodo de 2015 mayo a abril 2017 114	



1. INTRODUCCIÓN

En este breve capítulo, explicaremos el contexto en el que se ha realizado el estudio, el marco teórico además de los objetivos de la tesis y ciertas hipótesis iniciales. Finalmente, se presentan las partes de la tesis y como se desarrollarán a lo largo de este trabajo.

1.1. Contextualización

Dada la diversidad y ecosistemas únicos, el Perú es rico en diversos recursos, no solo en flora y fauna, sino también en climas y recursos renovables. Entre ellos está la energía solar, la cual se puede complementar con otras como el gas natural, la energía eólica y la energía hidroeléctricas. El atlas de energía solar del Perú muestra que la región con los mayores recursos solares se sitúa a lo largo de la costa meridional de Arequipa, Moquegua y Tacna. En estas zonas, la energía solar media es alrededor de 6 horas equivalentes (o 6 kWh/m² diarias), mientras que la zona con menor irradiancia, Lima, es de 4.2 horas equivalentes [29]. Ver Tabla 1.1. En comparación con otros países que explotan sus pocos recursos solares exhaustivamente, el Perú solo ha aprovechado un pequeño porcentaje de su potencial.

Ciudad	Lima	Arequipa	Munich (Alemania)	Shanghai (China)
kWh/(m ² *día)	4.24	6.81	3.42	4.12

Tabla 1.1 Comparación de recursos solares en kWh/(m²*día) de diferentes ciudades del Perú y el mundo

Desde la emisión del marco regulatorio “para la promoción de la electricidad con recursos energéticos renovables (**RER**) para el 2008” en el Perú, se han llevado

a cabo cuatro procesos de subasta RER para el sistema eléctrico interconectado nacional - SEIN y un proceso de subasta RER Off-Grid. En las subastas dadas del 2008 al 2015, el total de Energía adjuntada fue de 6140 GWh/año, del cual, un 12 % (736.8 GWh/año) debía cubrirse con Energía Solar [5]. Es notable la caída del costo por MWh a lo largo de las subastas, llegando a ser comparables con países como los Emiratos Árabes o India, donde la energía solar se convirtió en la fuente de energía más económica [6]. La suma de la potencia instalada en el Perú, la cual llega a 280 MW. Lo cual equivale a un 0.65 % de la potencia instalada en Alemania, con un total de 43 GW. [30]

Es fundamental para un postor postulante a las subastas predecir con certeza el precio monómico, para lo cual debe conocer con la menor desviación posible las pérdidas intrínsecas del sistema en las condiciones de instalación. Este factor de pérdida depende de muchas variables, entre ellas, la geolocalización, temperatura, degradación y pérdidas por desajuste de módulos, etc. Por lo que, en este trabajo, se abordará un estudio más intenso y se encontrará el valor del P_{PVG}^* a condiciones reales para el sistema estudiado presente en la ciudad de Arequipa.

Proyecto	Potencia central (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Fecha Subasta	Inversión Estimada (MM USD)
Panamericana	20.0	215.00	2009	94.6
Majes	20.0	222.50	2009	73.6
Repartición	20.0	225.00	2009	73.5
Tacna	20.0	223.00	2009	9.6
Moquegua	16.0	119.90	2011	43.0
Rubí	144.5	47.98	2016	-
Intipampa	40.0	48.50	2016	-
Total Solar	280.5			294.3
Total RER	1274.0			1956.6

Tabla 1.2. Características técnicas y económicas de los proyectos RER adjudicados, tecnología fotovoltaica

1.2. Marco teórico

Todas las características eléctricas, de los módulos a Condiciones Estándar de Medida (CEM, inglés: Standard Test Conditions, STC) son reportadas por el fabricante. Sin embargo, estas características difícilmente representan el sistema

en condiciones de trabajo ya que las condiciones estándar de medida son diferentes a las condiciones de trabajo. Además, existen mecanismos de pérdida intrínsecos que deben ser incorporados, por lo que la producción de energía varía. Los primeros modelos a trabajar en esta tesis usan las características dadas por el fabricante como parámetros, por lo que se espera que la predicción no sea del todo acertada por lo anteriormente explicado.

Varios autores han intentado proponer métodos que permiten calcular la energía generada, cuantificando primero la potencia instantánea entregada por una celda, módulo o generador. A partir de esta, se calcula la energía al integrar la potencia instantánea en un periodo de tiempo. Estos modelos de simulación del comportamiento eléctrico usan como variables de entrada la irradiación (potencia por unidad de área que incide en el sistema (W/m^2)) y temperatura del panel ($^{\circ}C$) [7]. Sin embargo, los modelos no incluyen los diversos mecanismos de pérdidas intrínsecas como pérdidas por cableado, adaptación al inversor y al MPPT, degradación de primera exposición, entre otros. Por lo que los modelos deben ser ajustado a las condiciones de trabajo real haciendo uso de datos medidos en tales condiciones. En el presente trabajo se abordará este tema.

Múltiples trabajos se han realizado para comprobar el comportamiento en temperatura y sus implicancias en los sistemas fotovoltaicos [8 – 11], relacionando la temperatura ambiente con la temperatura de módulo en una función dependiente de la irradiancia, importante a tener en cuenta para futuras investigaciones usando los métodos expuestos en la presente tesis.

1.3. Objetivos Específicos

En el presente trabajo se abordará:

- Caracterización estándar de un sistema fotovoltaico mediante los índices de rendimiento definidos en la norma IEC 61724: esta caracterización se ha realizado para poder comparar el rendimiento del sistema fotovoltaico estudiado en este caso con otros.
- Comparación de diversos métodos numéricos analíticos: se explora la capacidad de predicción de los diversos modelos sin ajustar con el propósito de usar el modelo que presente una mejor exactitud.

- Caracterización mediante la ecuación de Osterwald del sistema fotovoltaico: se presenta la base de la tesis, el modelo de Osterwald, aplicado sin ajustes con la finalidad de entender la necesidad de adecuar el modelo a las condiciones de trabajo.
- Desarrollo del método de filtros gaussianos: se explora una de las hipótesis primordiales de la tesis, que un sistema fotovoltaico tiene un comportamiento intrínseco y que este se puede obtener solo si se usa datos que no presente pérdidas extrínsecas al sistema.
- Comparación para diversos tiempos de estudio: se explora la capacidad de los ajustes usando la ecuación de Osterwald para distintos tiempos y se busca el tiempo mínimo que debe estudiar el sistema para lograr una buena predicción.
- Caracterización para distintos rangos de irradiancia: se explora la capacidad de los ajustes usando la ecuación de Osterwald para distintas irradiancias y se busca el tiempo mínimo que debe estudiar el sistema para lograr una buena predicción.
- Caracterización en DC (*direct current*) y AC (*alternating current*) del sistema: se explora la capacidad del modelo de Osterwald para predecir no solo en corriente directa sino también en corriente alterna.
- Cálculo de la menor desviación en predicción de energía posible usando la ecuación de Osterwald para un periodo específico de estudio.
- Comparación de los diversos métodos desarrollados

1.4. Hipótesis

La caracterización estándar de un sistema fotovoltaico, cómo se verá en el Capítulo 2, solo se usa para estudiar el rendimiento de este. No describe el comportamiento eléctrico del sistema, por lo que no es útil para predecir cómo se comportará posteriormente. Debido a esto, implementar la caracterización mediante la ecuación de Osterwald es provechoso. Se espera que el modelamiento por Osterwald, junto con los otros métodos de predicción, no presente buenos resultados al simular el comportamiento del sistema si es que no se han corregido usando datos medidos. Esto debido a que no se ha agregado información del sistema estudiado a condiciones de trabajo a los modelos.

El uso de ajuste mediante técnicas computacionales es requerido para disminuir esta desviación de predicción en energía. Varios autores [7 - 8, 10 - 13] afirman que los modelos, en este caso, los modelos numéricos analíticos, deben ser ajustados usando días específicos cuyos datos representen día útiles. Por ejemplo, días con mucho viento, baja irradiancia, sombras parciales deben ser evitados. Esto debido a que los modelos no consideran estos mecanismos de pérdida o han sido desarrollados para condiciones de trabajo distintos. Esto obliga usualmente a filtrar manualmente los días a usarse, ya que varios de los comportamientos previamente mencionados son difíciles de transcribir como condicionales a lenguaje de programación. Con el fin de evitar estos filtros manuales, se han desarrollado métodos que permiten filtrar de manera automática los valores no confiables de los datos. Este está basado en las condiciones de medida explicadas en el trabajo de Martínez et. al. el cual se desarrolló en el IES UPM [13]. Este, a su vez, usa como base la ecuación de Osterwald para ajustar los parámetros. Ya que el método aplicado no es precisamente el mismo al que Martínez et. al. define, llamaremos a partir a este “Método de Osterwald”. Se espera encontrar una mejora en la simulación para tiempos de caracterización en los cuales hay presencia de sombras parciales. Luego se comparará estos métodos para diversos tiempos de estudio, de manera que se encuentre un tiempo mínimo de estudio para el cual las simulaciones no presenten variaciones notables. Por último, se comparará la desviación de energía obtenida con los métodos con la mínima desviación de energía obtenida usando el modelo de Osterwald.

La hipótesis principal de la tesis es que un sistema fotovoltaico presenta un comportamiento intrínseco el cual puede ser caracterizado sin usar tiempos largos de estudio. Con esto, es posible caracterizar un sistema fotovoltaico de manera rápida y confiable sin el uso de costosos equipos de medición.

1.5. Esquema de tesis

Con la finalidad de formar una base técnica suficiente para entender los siguientes capítulos, el Capítulo 2: “Introducción a los sistemas fotovoltaicos” presentará los conceptos de sistema fotovoltaico, celdas, paneles, arreglos, conexiones a la red y autónomos, las características eléctricas y los diversos parámetros relacionados al entorno que se consideran al estudiar un sistema. También se examinarán las variables medidas, su comportamiento dependiendo del

día y la estación. En este capítulo también se introducirán los índices de rendimiento para analizar el sistema como primera caracterización.

Luego, en el Capítulo 3: “Métodos de estimación del comportamiento eléctrico en DC de generadores fotovoltaicos” se estudiarán los diversos métodos numéricos analíticos y se usarán para simular la producción de energía. Así, se logrará comprobar que métodos son más certeros; sin embargo, recordar que estos métodos no han sido ajustados, por lo que se espera una desviación importante entre la energía predicha y la energía medida. Se debe señalar que varios de estos métodos solo funcionan para corriente continua (DC), por lo que se debe agregar un factor de pérdida en AC para que puedan ser útiles en la práctica. Finalmente, se introducen los estadísticos de error que serán usados para comparar los métodos.

En el Capítulo 4: “Métodos de caracterización y simulación en base a la ecuación de Osterwald”, se introduce el método IES-UPM y el método Osterwald, el cual explica cómo se ajusta el modelo de Osterwald para caracterizar el sistema. Además, se exploran las variantes de este método en búsqueda de mejorar la predicción, por ejemplo, para distintos rangos de irradiancia o distintos tiempos de estudio. Finalmente se extrapola el método para corriente alterna y se estudia su desempeño en simulación.

En el Capítulo 5: “Método de caracterización filtros gaussianos”, se introduce el método de filtros gaussiano, junto a otros, que permite caracterizar incluso en tiempos donde halla presencia de sombras parciales sobre el sistema fotovoltaico. Este es usado para demostrar la robustez del método de Osterwald, por lo que se compararán periodos con sombras y sin sombras parciales. Se debe mencionar que estos métodos, al ser ajustables, pueden usarse tanto en DC como en AC; sin embargo, la simulación en AC es más propensa a otros factores de pérdida que están sujetos directamente a la carga eléctrica conectada al sistema, el inversor y otros. Por último, se varía el tiempo de caracterización en búsqueda de un tiempo aceptable de estudio que no produzca desviaciones en la producción de energía notables al simular.

Finalmente, en el Capítulo “Conclusiones y Futuros Trabajos”, se recopila toda la información hallada, discerniendo entre los métodos que no son prometedores,

los métodos que mejor predicción poseen y se busca crear un solo método compatible con todo lo anterior revisado en la tesis.





2. Introducción a los sistemas fotovoltaicos

Objetivo del capítulo

El principal objetivo del capítulo es dar una introducción a los sistemas fotovoltaicos y dar un primer acercamiento a los métodos de caracterización de un sistema. En este caso, el método será el establecido por la norma IEC 61724 mediante el uso de índices de rendimiento. Esta norma se usa para el monitoreo del rendimiento de un sistema fotovoltaico, además describe los procedimientos de medición y las condiciones a las cuales son aplicables. Los índices de rendimiento obtenidos para este sistema son comparables con otros ya obtenidos para otros sistemas fotovoltaicos, lo que permite demostrar si un sistema presenta un rendimiento sobresaliente.

Hipótesis

El sistema a estudiar debe mostrar un rendimiento muy bueno comparado con los de otros países ya que Arequipa es una ciudad con valores altos de irradiancia y relativamente bajos de temperatura (24 °C promedio anual, 9 °C como mínimo y 30 °C como máximos).

Inputs

Datos de temperatura de celda, irradiancia, potencia DC y potencia AC tomados cada 15 segundos desde el 1 de mayo del 2015 al 30 de abril del 2016.

Características del sistema solar en CEM.

Outputs

Índices de rendimiento, eficiencia, rendimiento y pérdidas de energía.

Metodología

Pre-procesamiento de los datos

Los datos han sido proporcionados por el Grupo de Investigación y Desarrollo en Energía Solar y Automática (IDEA) establecido en la Universidad de Jaén de España. Estos se encontraban en ficheros diarios de Excel (formato .xls). Previamente, el Grupo IDEA filtró los días que no debían considerarse por temas de desconexión del sistema u otros. Se realizó un pre-procesamiento de los datos para organizarlos adecuadamente, ya que se encontraban mezclados. Se hizo uso del lenguaje de programación Wolfram Mathematica para crear ficheros propios que contuviesen los datos en columnas, de manera que facilitara el manejo de estos. Este proceso se llevó a cabo para todo el tiempo de medición, permitiendo hacer uso de los datos de manera sencilla para los próximos capítulos.

Limpieza de datos

Los valores nulos (como en la noche o madrugada) son innecesarios en general ya que, al no haber luz solar, no hay producción de energía. Por lo tanto, el programa borra todos los cerros del sistema. De esta manera, el procesamiento de los datos es más rápido. Este proceso se realizó en todos los siguientes capítulos, por lo que se omitirá a partir de ahora.

Procesamiento de datos

En este capítulo se obtendrá los valores mensuales de los índices de rendimiento (2.3.1), para lo cual se necesitan los datos de irradiancia, potencia en corriente directa y alterna. Ya que los índices se computan mensualmente, los datos, aunque, se leen individualmente por días, deben acumularse en un solo arreglo que corresponde al mes a analizar. Luego, se aplica las fórmulas (ecuaciones de 2.3 – 2.8) correspondiente a cada índice. Esto se repite para cada mes en el periodo de estudio.

Comparación de índices

Luego de obtener los índices promedio mensuales, se obtiene el promedio anual. Finalmente, se compara con los valores recopilado para otras localidades en el mundo.

2.1. Definición de un sistema fotovoltaico

La energía fotovoltaica se define como la conversión directa de la energía de los fotones provenientes del sol a energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico a través del uso de materiales a base de semiconductores. El uso de cualquier sistema que esté basado en tal efecto se considera un sistema fotovoltaico. Sin embargo, en la práctica, suele definirse como sistema al arreglo de paneles fotovoltaicos. Es beneficioso distinguir entre la magnitud de cada uno como se aprecia en la *Fig 2.1*. Un módulo o panel, es una configuración de celdas conectadas, típicamente, en serie. Un arreglo es una configuración de string o strings (ramas) compuestos cada uno de paneles conectados en paralelo y/o en serie. Cabe mencionar que existen diversas tecnologías de celdas, de las cuales el 90 % se basa en silicio. Además, existen tecnologías basadas en CIGS (Cobre indio selenio de galio), CdTe (telurio de cadmio), películas delgadas de silicio, células bifaciales (puede absorber energía por ambas caras), entre otras.



Fig 2.1. A la izquierda, celda solar. En medio, panel o módulo fotovoltaico. A la derecha, arreglo o sistema fotovoltaico.

Cualquiera de estos, celda, panel, arreglo o planta, puede describirse mediante la característica “Curva Corriente Voltaje” o “Curva I-V”. Esta muestra las características eléctricas a una irradiancia incidente y temperatura de módulo dadas. Entre los datos más importantes de la Curva IV se encuentran el I_{sc} (corriente en corto circuito), V_{oc} (Voltaje a circuito abierto) o P_{max} (potencia en el punto de máxima potencia). El trazado de la curva IV de un sistema es una forma común de caracterizar un sistema. Múltiples trabajos se han realizado acerca de este tema y diversos tipos de trazadores para diversos tamaños de sistemas se han desarrollado [14 – 16]. La Curva IV puede ser extrapolada a Condiciones Estándar de Medida (CEM), **1000 W/m², 25 °C y espectro solar 1.5 AM**, velocidad de viento 1 m/s, mediante la ecuación de Osterwald (3.1.1). En consecuencia, la Curva IV en CEM

puede ser medida a partir de condiciones de trabajo típicos, es decir, a lo largo del día.

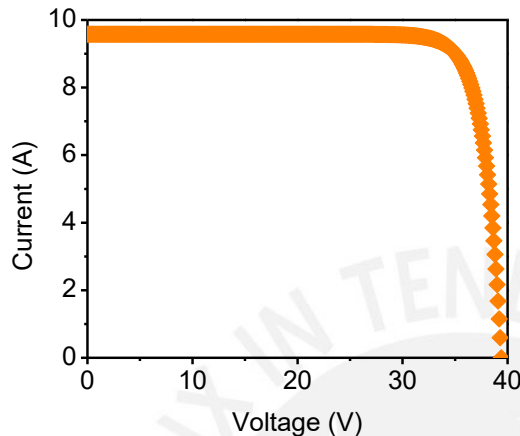


Fig 2.2.1 Curva IV típica

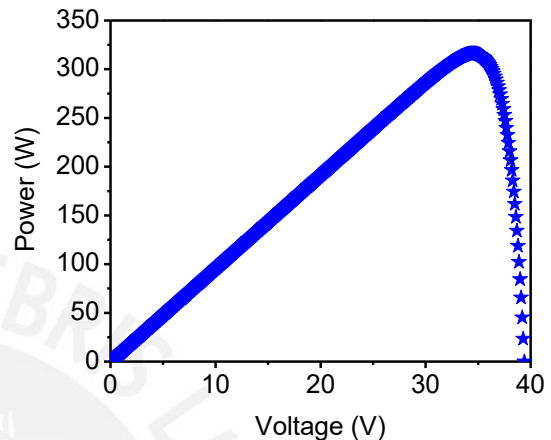


Fig 2.2.2 Curva PV típica

2.2. Parámetros característicos del sistema a estudiar

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en sistemas conectados a la red, sistemas autónomos o híbridos. En nuestro caso, el sistema estudiado es un sistema conectado a la red, es decir, está conectado a un inversor que funciona de manera equivalente a la de fuente de corriente y se acopla a la red eléctrica del edificio. El inversor, además de convertir la corriente continua, que genera el arreglo de paneles, a corriente alterna, usualmente incorpora en su hardware un MPPT (Maximum Power Point Tracker), en español, seguidor de punto de máxima potencia. Este obliga a los paneles a trabajar en la parte de la curva IV donde la potencia es máxima.

El sistema posee una potencia nominal de 3.3 kW. La ubicación geográfica: 16° 24' S, 71° 32' W. En este caso se ha considerado la orientación al Norte, ya que en esta dirección está ubicado el sol con respecto a la parte sur de la Tierra. La inclinación es de 15°, siendo este el ángulo que permite obtener una mayor cantidad de luz directa (perpendicular) al sistema en las épocas de verano. El sistema está conformado por 12 paneles Monocristalinos modelo Sunmodule Plus SW 275 Mono (8.1) y un inversor Coolcept-x StecaGrid 3010 x (8.2) conectado a la red de la universidad.

Los proveedores de paneles caracterizan típicamente los sistemas fotovoltaicos a CEM en condiciones de laboratorio. Los parámetros proporcionados se muestran en la Tabla 2.1. Sin embargo, las condiciones de trabajo difieren de la Condiciones Estándar de Medida debido a los diversos mecanismos de pérdida como pérdidas por degradación de primera exposición al sol, puntos calientes, pérdidas por cableado y adaptación de los paneles al inversor y al MPPT. Si se usa los valores en CEM, se puede simular la producción de energía, pero con una desviación considerable. Estos parámetros son útiles al diseñar la configuración de los strings, bastidores, protección contra la sobretensión y la sobrecorriente, y cableado. Por otro lado, como primera aproximación, puede predecirse la energía producida agregando un factor relacionado a los diversos mecanismos de pérdidas.

Características (CEM)	Panel	Arreglo
Potencia Máxima (W)	275 W	3300 W
Corriente de Cortocircuito (A)	9.58 A	9.58 A
Voltaje a Circuito Abierto (V)	39.4 V	472.8 V
Corriente en el punto de máxima potencia (A)	8.94 A	8.94 A
Voltaje en el punto de máxima potencia (V)	31.0 V	372.0 V
Eficiencia (%)		16.40 %
Coefficiente de temperatura del P_{mpp} (γ)		-0.41 %/°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc} (β)		-0.30 %/°C
Coefficiente de temperatura de I_{sc}		0.04 %/°C

Tabla 2.1. Características de los paneles y del sistema fotovoltaico a condiciones estándares de medida (CEM) a estudiar



Fig 2.3 Sistema fotovoltaico estudiado. Foto tomada el día 28 de Junio del 2018, 5.00 pm.

La caracterización de un sistema fotovoltaico en condiciones de trabajo debe considerar:

- Temperatura de los módulos: la temperatura tiene una relación inversamente proporcional con la potencia generada, y por lo tanto con la eficiencia y producción de energía. El parámetro γ , conocido como coeficiente de pérdida por temperatura representa esta relación inversa.

$$\frac{\partial P}{\partial T} = \gamma \quad (2.1)$$

- Ángulo de instalación y orientación: el ángulo de incidencia no solo es un factor relacionado a la posición del sol, sino además al ángulo de instalación (tilt, ángulo con respecto al suelo) y a la orientación (ángulo con respecto al norte o sur). Además, mientras más inclinado estén los paneles, se espera menos acumulación de polvo sobre la superficie de estos.

-Distribución espectral local: la energía entregada por un panel está ligada a la respuesta de este al espectro de la luz incidente, en sus dos componentes, directa (en caso de cielo despejado) y difusa (nubes). Además, el espectro solar que incide sobre los paneles está relacionado a la masa del aire, el cual depende de la ubicación geográfica, hora del día y día del año.

-Degradación: dos tipos de mecanismo de degradación deben considerarse. El primero, conocido como Degradación Inducida por Luz, se presenta en las primeras horas de exposición al sol. Suele representar entre 1% a 3% de la potencia en CEM. El segundo, degradación a la exposición prolongada de UV, ciclos térmicos y humedad. Estos suelen provocar daños en las soldaduras, roturas en las celdas solares y decoloración de los adhesivos.

-Pérdidas intrínsecas por desajuste de los módulos (module mismatch) debido a que, en el arreglo en serie, el panel con menor corriente es el que rige la corriente de la rama. Además, están las pérdidas intrínsecas del cableado.

-Conexión y adaptación al inversor y el MPPT integrado en este. Los inversores y MPPT no son 100 % eficientes. La eficiencia de un inversor depende del voltaje y suele encontrarse en rangos de 96 - 98%. El MPPT suele tener una eficiencia de 99 %, respectivamente.

Una caracterización adecuada requiere conocer la relación entre los diversos mecanismos de pérdidas en el sistema, mencionados previamente, y las variables medidas, de las cuales se han registrado las que siguen: Voltaje AC, Corriente AC, Potencia Activa, Potencia Aparente, Frecuencia, Voltaje DC, Corriente DC, Potencia DC, Irradiancia, Temperatura del módulo, Temperatura ambiente. Los datos se obtenían cada 15 segundos. Solo se cuentan con los datos de las fechas desde el 01 de mayo de 2015 hasta el 8 de febrero del 2018. En las Fig 2.4 – 2.9 se puede apreciar cómo se comportan las variables de irradiancia, potencia DC y temperatura del módulo a lo largo de un día soleado y nublado.

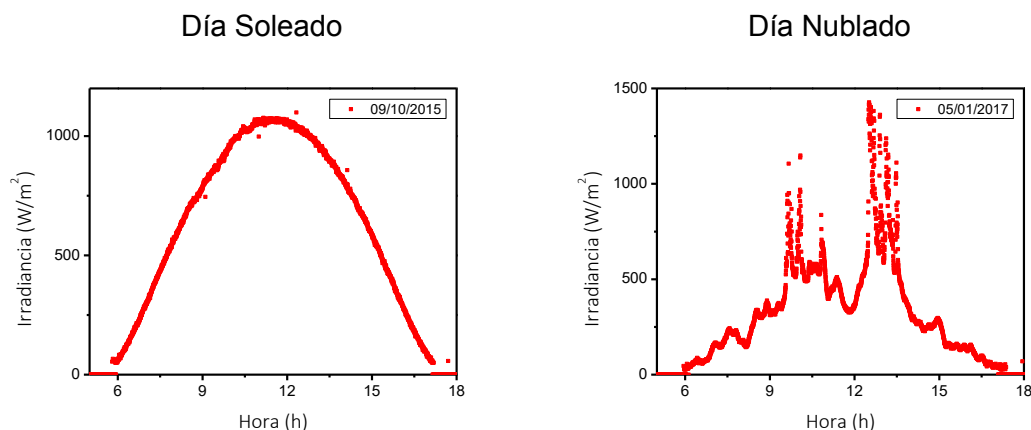


Fig 2.4. Irradiancia incidente medida para el día 09 de octubre del 2015, día soleado.

Fig 2.5. Irradiancia incidente medida para el día 05 de enero del 2017, día nublado.

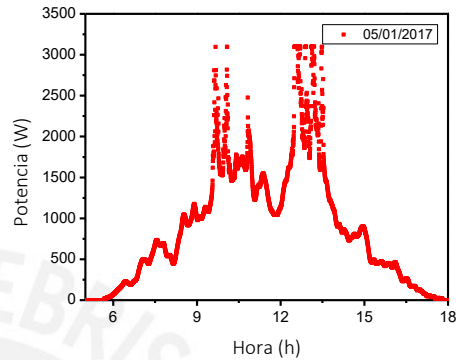
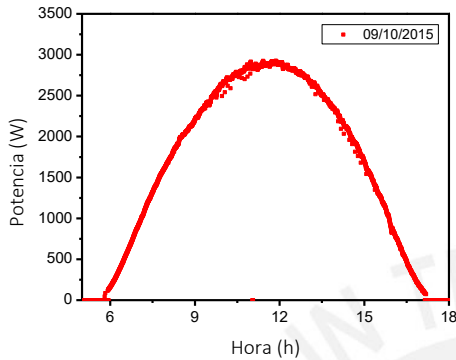


Fig 2.6. Potencia DC generada por el sistema fotovoltaico el día 09 de octubre del 2015, día soleado.

Fig 2.7. Potencia DC generada por el sistema fotovoltaico el día 05 de enero del 2017, día nublado.

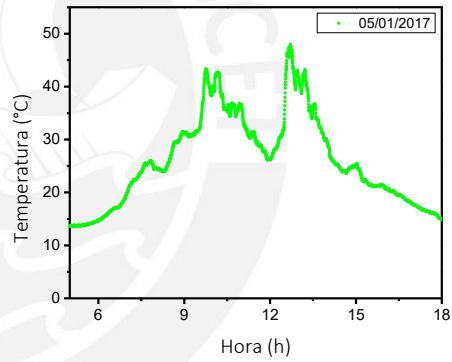
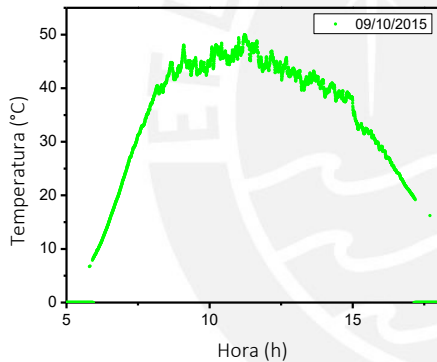


Fig 2.8. Temperatura del panel el día 09 de octubre del 2015, día soleado.

Fig 2.9. Temperatura del panel el día 05 de enero del 2017, día nublado.

La energía es una medida de potencia (W) por tiempo (s), por lo que para hallar la cantidad de energía que ha incidido sobre los paneles, ya sea por unidad de área o en total, y la energía que ha generado el sistema se debe aplicar la ecuación:

$$Energía (kWh) = 10^{-3}(k) * \sum_i P_i(W) * \Delta t(h) \quad (2.2)$$

Donde:

P_i : es la potencia instantánea en el i -ésimo dato (ya sea potencia incidente o potencia generada).

Δt : es el intervalo de medición

En este caso, para el día 09 de octubre del 2015 (*Fig 2.4, Fig 2.6 y Fig 2.8*) la energía incidente total, en kWh, es de 7.53 kWh/m² y se ha producido 20.94 kWh de energía en DC. Como el área efectiva del arreglo es de 17.52 m², la energía incidente total es de 131.93 kWh. Es decir, se ha registrado una eficiencia del 15.87 %. Por otro lado, para el día nublado del 5 de enero del 2017 (*Fig 2.5, Fig 2.7 y Fig 2.9*), ha incidido 3.9 kWh/m², un total de 68.33 kWh y se ha producido 11.61 kWh en DC, con una eficiencia de 17 %. Esta eficiencia es solo para este día y no necesariamente puede representar al sistema en un tiempo prolongado de manera fiable. Para poder explicar este tipo de resultados y depurarlos, se debe conocer que mecanismos de pérdida se encuentran presentes y que datos son relevantes en el análisis.

2.3. Parámetros de rendimiento de sistemas fotovoltaicos

Los parámetros de rendimiento describen sistemas fotovoltaicos conectados a la red y están normado por la IEA (Agencia Internacional de Energía) y la IEC (International Electrotechnical Commission), norma IEC - 61724. [17, 28].

2.3.1. Índice de Rendimiento de Arreglo, de Referencia y Final (YA, YR, YF)

Los índices de rendimiento pueden ser calculados para distintos periodos de tiempo. Se calcularán el promedio por mes, de esta manera se puede explicar el comportamiento de los índices dependiendo de la estación.

- Índice de Rendimiento de Arreglo Y_A representa el tiempo que le toma a un sistema fotovoltaico generar la energía DC a condiciones de potencia nominal. Se calcula como la razón de la energía DC producida en un intervalo entre la Potencia nominal del sistema.

$$Y_A = \frac{E_{DC,d} \left[\frac{kWh}{día} \right]}{P_{nominal} [kW]} \left[\frac{h}{día} \right] \quad (2.2)$$

- Índice de Rendimiento de Arreglo Final Y_F representa el tiempo que le toma al sistema fotovoltaico generar la energía AC en condiciones de trabajo a potencia nominal, en este caso 3.3 kW. Se calcula como la razón de la energía AC producida en un intervalo entre la Potencia nominal del sistema.

$$Y_F = \frac{E_{AC,d} \left[\frac{kWh}{day} \right]}{P_{nominal} [kW]} \left[\frac{h}{día} \right] \quad (2.3)$$

- Índice de Rendimiento de Referencia Y_R representa el número de horas a condiciones de irradiancia estándar. Se calcula dividiendo la energía incidente diaria en la superficie del arreglo ($G_{POA,d}$) entre las condiciones de irradiancia estándar ($G^* = 1000 \text{ W/m}^2$). También se le conoce como horas equivalentes.

$$Y_R = \frac{G_{POA,d} \left[\frac{kWh}{day * m^2} \right]}{G^* \left[\frac{kW}{m^2} \right]} \left[\frac{h}{día} \right] \quad (2.4)$$

2.3.2. Eficiencia de Energía y rendimiento

- La eficiencia de módulo η_{pv} se define como el cociente de la energía DC generada (E_{DC}) con respecto a la potencia incidente solar disponible sobre el área total de los paneles. En este caso, el área efectiva del arreglo es de 17.52 m^2 . Por otro lado, se conoce que la eficiencia del panel es una función con respecto a la temperatura del módulo la cual depende también de la tecnología de celdas utilizadas. Esto no se discutirá en la tesis; sin embargo, es importante tenerlo en cuenta.

$$\eta_{pv} = \frac{E_{DC} [kWh]}{G_{POA} \left[\frac{kWh}{m^2} \right] * A_{pv} [m^2]} * 100 (\%) \quad (2.3)$$

- La eficiencia del sistema η_{sis} está definido como la división entre la energía inyectada a la red (E_{AC}) y la potencia incidente solar disponible sobre toda el área de los paneles. En este caso, el área efectiva del arreglo es de 17.52 m^2 .

$$\eta_{sis} = \frac{E_{AC} [kWh]}{G_{POA} \left[\frac{kWh}{m^2} \right] * A_{pv} [m^2]} * 100 (\%) \quad (2.4)$$

- El PR (performance ratio) es la razón de la energía en AC medida y la energía AC que entregaría el sistema en un caso ideal, sin pérdidas. Se representa como el índice de rendimiento final (Y_F) entre el índice de rendimiento de referencia (Y_R).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} * 100 [\%] \quad (2.5)$$

- EL CF (capacity factor) es la razón entre la energía AC producida en el año (E_{AC}), como si todo el año se comportara como ese único mes, y la energía que podría producir el sistema en condiciones de potencia nominal las 24 h al día.

$$CF = \frac{E_{AC} [kWh]}{P_{nominal} [kW] * 8760 [h]} * 100 [\%] \quad (2.6)$$

2.3.3. Pérdidas de Energía

Es posible describir las pérdidas de energía en corriente continua, alterna y pérdidas de captura usando esta norma.

- Pérdidas de captura L_C , son las pérdidas que se presentan en el lado DC del sistema, es decir, todas las pérdidas por parte de los paneles al convertir la energía solar en energía eléctrica. Se representa como la diferencia entre el índice de rendimiento de referencia y el del arreglo.

$$L_C = Y_R - Y_A \left[\frac{h}{day} \right] \quad (2.7)$$

- Pérdidas del sistema L_S están asociadas a las perdidas en el lado AC del sistema como por ejemplo perdidas por discontinuidad del inversor, cableado o transformador AC.

$$L_S = Y_A - Y_F \left[\frac{h}{day} \right] \quad (2.8)$$

2.4. Análisis del sistema estudiado utilizando los índices de mérito y rendimiento definidos en la norma IEC 61724

En esta parte del capítulo se muestran los resultados y ciertas conclusiones del análisis del sistema mediante lo propuesto en la norma IEC 61724. Los resultados son presentados en la *Tabla 2.2*. El tiempo de estudio es de marzo 2015 a abril 2016. En la época de verano, que comprende los meses de diciembre a marzo, se alcanzan valores máximos de temperatura ambiente con 34° C como valor máximo registrado. Por otro lado, la temperatura máxima de módulo se alcanza en agosto 2015 con 56.6 °C respectivamente. Mientras que, en invierno, entre los meses de junio y septiembre, los valores mínimos de temperatura ambiente y módulo son de 3.8 y 1.7 °C para el mes de agosto y de julio respectivamente. Los datos considerados son solo aquellos que se miden mientras el sistema fotovoltaico está funcionando, es decir, a condición de $G > 50 \text{ W/m}^2$, debido a que el sistema fotovoltaico alimenta a los sensores de medición. Como nota, los datos muestran que para los meses de febrero, marzo, junio y julio del 2016 el sistema se desconectó por periodos de 10, 6, 4 y 6 días respectivamente.

	Temperatura ambiente			Temperatura de módulo			Irradiancia		Energía DC	Energía AC	YR	YA	YF	LC	LS	η_{pv}	η_{sys}	PR	CF
	Prom	Min	Max	Prom	Min	Max	Prom	Max											
	°C						(W/m ²)		(kWh)		h/día				%				
2015\may	22.71	9.80	29.20	34.41	5.00	53.10	560.33	1175.00	486.00	479.32	5.78	4.75	4.69	1.03	0.07	15.47	15.26	82.14	19.52
2015\jun	23.09	9.10	30.30	34.29	4.80	52.40	507.35	1140.00	346.25	341.44	5.12	4.04	3.98	1.09	0.06	14.84	14.64	78.80	16.58
2015\jul	22.00	7.30	29.20	33.53	1.70	52.40	553.35	1095.00	410.89	404.30	5.57	4.45	4.38	1.12	0.07	15.04	14.80	79.83	18.23
2015\ago	23.17	3.80	31.20	34.96	3.70	60.70	637.88	1370.00	485.68	478.64	6.80	5.89	5.80	0.91	0.09	16.31	16.08	86.61	24.17
2015\sep	23.88	9.90	30.50	35.61	4.20	54.40	644.06	1418.00	585.94	577.60	6.90	5.92	5.83	0.98	0.08	16.16	15.93	85.81	24.31
2015\oct	24.10	9.80	31.30	34.76	4.20	53.10	604.26	1462.00	592.89	585.23	6.76	5.80	5.72	0.97	0.07	16.14	15.93	85.68	23.84
2015\nov	24.68	9.10	31.70	35.15	3.10	54.90	637.63	1380.00	563.60	555.92	7.15	6.10	6.02	1.05	0.08	16.06	15.84	85.28	25.06
2015\dic	25.82	13.00	34.00	34.87	7.90	56.60	566.68	1429.00	538.03	532.66	6.56	5.43	5.38	1.13	0.05	15.60	15.45	82.84	22.42
2016\ene	24.84	13.60	32.50	34.15	7.30	51.90	552.71	1364.00	523.76	519.50	6.31	5.12	5.08	1.19	0.04	15.27	15.15	81.09	21.16
2016\feb	23.24	12.60	32.20	33.04	8.20	54.30	525.18	1409.00	314.37	310.65	5.60	4.76	4.71	0.83	0.06	16.03	15.84	85.09	19.61

2016/mar	23.89	12.90	30.90	35.88	8.70	55.40	637.65	1386.00	491.58	484.49	6.95	5.96	5.87	0.99	0.09	16.14	15.91	85.70	24.47
2016/abr	22.94	11.00	30.60	34.46	5.40	59.10	586.03	1610.00	506.19	499.23	6.09	5.29	5.22	0.80	0.07	16.37	16.14	86.88	21.74
Promedio	23.70	10.16	31.13	34.59	5.35	54.86	584.42	1353.17	487.10	480.75	6.30	5.29	5.22	1.01	0.07	15.79	15.58	83.81	21.76
Desviación Estandar	1.06	2.78	1.36	0.80	2.21	2.75	47.47	146.76	88.74	87.74	0.66	0.67	0.66	0.12	0.02	0.52	0.51	2.77	2.77

Tabla 2.2. Parámetros de Rendimiento mensuales del sistema estudiado

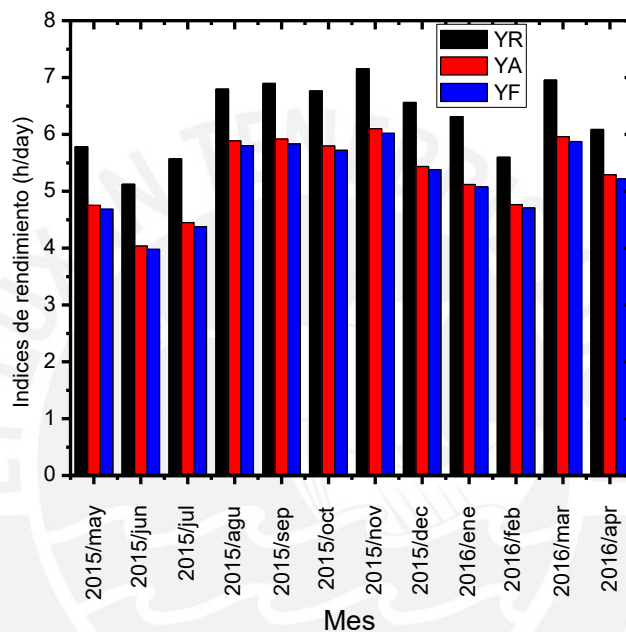


Fig 2.10. Índices de rendimiento mensuales durante el período de mayo 2015 – abril 2016

Los índices de rendimiento se muestran en la *Fig 2.10*. Puede notarse que el mínimo es en junio del 2015 con 5.12 h/día para el Y_R. Esto es lo que se espera, debido a que es la época de invierno y en la cual la incidencia de energía solar suele ser menor. Mientras que, en noviembre, se encuentra el Y_R máximo, 7.15 h/día, poco usual ya que no es un mes de verano. La energía promedio recibida en el año fue de 6.3 kWh/día o 6.3 horas equivalentes diarias. Podemos observar que el Y_R sigue un comportamiento casi constante para los meses de agosto a diciembre. En cuanto a las pérdidas de captura L_C, presentadas en a *Tabla 2.2* se obtiene un promedio de pérdidas de 1.01 h/día, con un máximo de 1.19 h/día en el mes de enero. Las pérdidas debido a discontinuidad del inversor, transformador y cableado, L_S, tiene valor promedio 0.07 h/día, con un valor máximo en el mes de septiembre de 0.08 h/día.

En eficiencia del panel como función del tiempo es mostrada en la *Fig 2.11*. Se obtienen valores cercanos a lo especificado por el fabricante (16.4 %). En este caso, si se logra ver una diferencia por estaciones, observándose una caída en invierno. Por otro lado, la brecha entre η_{pv} y η_{sys} crece en invierno, con una diferencia máxima de 0.24 % en el mes de julio; y decrece en verano, con una diferencia de 0.12 % en enero, es decir, que en verano se tiene una menor pérdida en el lado AC.

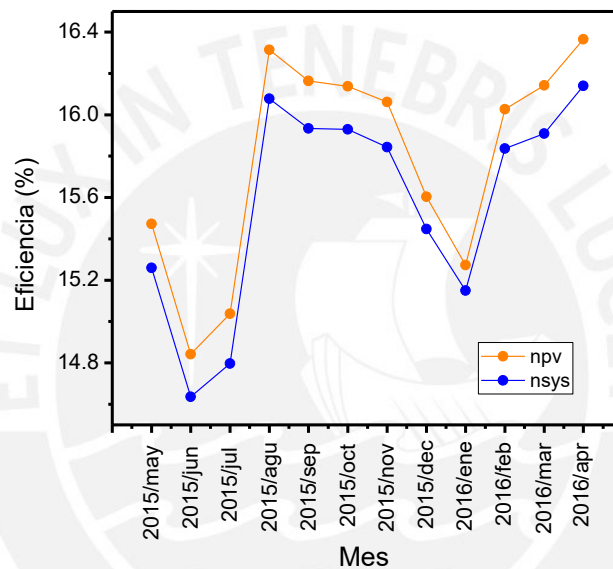


Fig 2.11. Eficiencia de módulo y del sistema a lo largo del año de estudio.

El performance ratio y capacity factor son mostrados en la *Fig 2.12*. El PR promedio es 83.81 %, con un mínimo de 78.8 % en el mes de junio y un máximo de 86.68 % en abril. El capacity factor tiene un mínimo en los meses de junio del 2015 y febrero del 2016, debido a las desconexiones del sistema en estos meses. Los valores presentados en la *Fig 2.12* presentan un coeficiente de correlación de 0.8, lo cual indica que están correlacionados.

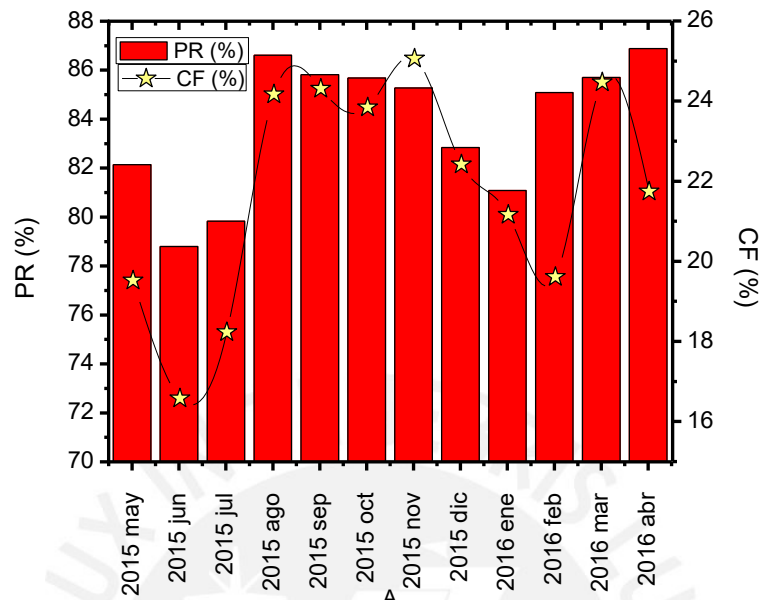


Fig 2.12. PR y CF mensual del sistema durante mayo 2015 a abril 2016

El sistema produce en DC en el año de estudio 1807.71 kWh/kW y en AC, 1786.21 kWh/kW. Esto se traduce que, por cada kW instalado, se está produciendo 1807.71 kWh y 1786.21 kWh en energía CC y AC respectivamente. Además, hay que considerar que, de los 365 días del año, el sistema solo trabajó 334, debido a fallas de conexión eléctricas en el sistema (meses de febrero, junio y julio), lo cual no sucede en el resto de los meses. En conclusión, el sistema muestra un buen rendimiento con valores promedio anuales de Y_F de **5.22 h/día**, **PR de 83.8 %**. Comparándolos con los valores de la *Tabla 2.3*, nuestro sistema presenta un rendimiento bastante alto.

Ciudad/País	Tipo de Módulo PV	YF [h/día]	PR [%]	Referencia
Arequipa, Perú	m-Si	5.22	83.8	Este trabajo
Bou-Ismaïl, Algeria	μ c - Si	2.41	40	Chikh [18]
Bouzareah, Algeria	m-Si	2.15 - 4.30	62 - 82	Cherfa [19]
Sitia, Greece	p-Si	1.96 - 5.07	58 - 73	Kymakis [20]
Chania, Greece	a-Si/ μ c-Si	4.2	85.1	Savvakis [21]
Greece	p-Si	1.96 - 5.07	67.36	Bakos [22]
Calabria, Italy	p-Si	3.4	-	Cucumo [23]

Meknes, Morocco	p-Si	4.98	81.7	Allouhi [24]
	m-Si	4.85	79.6	
Malaga, España	-	3.7	64.5	Sidrach-de- Cardona [25]
Jaen, España	-	2.4	62.7	Drif [26]
Mugla, Turkey	p-Si	3.87	72	Eke [27]
Lecce, Italy	m-Si	3.8	84.4	Malvoni [17]

Tabla 2.3 Parámetros de rendimiento para diferentes localidades en el mundo





3. Métodos de Estimación del Comportamiento Eléctrico en DC de Generadores Fotovoltaicos

Objetivo del capítulo

Comparar los diversos métodos numéricos analíticos que se proponen en la literatura para la predicción de energía en todo el rango de irradiancia (50 – 1050 W/m²) y por rangos de 200 W/m².

Hipótesis

El método de Osterwald debe dar una desviación menor ya que es un método empírico, a diferencia de los otros.

Inputs

Datos de temperatura de celda e irradiancia tomados cada 15 segundos desde el 1 de mayo del 2015 al 30 de abril del 2016.

Potencia instantánea medida cada 15 segundos desde el 1 de mayo del 2015 al 30 de abril del 2016.

Características del sistema solar en CEM.

Outputs

Potencia instantánea y energía simulada, RMSE y MBE.

Metodología

Pre-procesamiento de los datos

Igual que en el Capítulo 2.

Limpieza de datos

Igual que en el Capítulo 2.

Procesamiento de datos

Los datos de todo el periodo de estudio son acumulados en un solo arreglo. Luego, se separan los datos en rangos de irradiancia (cada 200 W/m²).

Para cada par de datos de entrada (temperatura de celda e irradiancia) medidos se calcula la potencia instantánea simulada por los diversos métodos a analizar. Esta simulación consiste en aplicar a los datos de entrada las fórmulas descritas por cada método.

Comparación

Finalmente, se obtiene el RMSE (root mean square error) y MBE (mean bias error) (3.2.1), estadísticos de error que comparan los valores simulados y los valores medidos, para cada grupo de datos previamente clasificados por rangos de irradiancia. Los estadísticos de error son calculados a partir de una relación entre la energía pronosticada en el tiempo de estudio, obtenida por la simulación, y la energía medida, la cual requiere de la potencia instantánea registrada para su cálculo. El menor RMSE y MBE reflejan el mejor modelo.

3.1. Métodos Numéricos Analíticos

Como se ha mencionado brevemente antes, la base para caracterizar y predecir el comportamiento eléctrico de un sistema fotovoltaico, en un primer acercamiento, son los datos eléctricos proporcionados por el fabricante en condiciones estándar, expuestos anteriormente en la *Tabla 2.1*. Sin embargo, estos se alejan de los valores en las condiciones de trabajo reales. En este capítulo se hace una revisión de los diversos métodos de predicción.

Los métodos se clasifican en métodos de traslación y métodos numéricos. Estos últimos se diferencian entre métodos iterativos y los métodos numéricos analíticos, estos últimos serán el enfoque de esta tesis. A lo largo del capítulo, se comprobará que modelos predicen con menor error la energía generada del sistema fotovoltaico. Estos métodos fueron mayormente adaptados para la tecnología de silicio cristalino debido a que representa la mayoría de los sistemas instalados hasta la actualidad y cuyo comportamiento se conoce bien.

Los métodos numéricos utilizan el comportamiento de la célula solar basada en la física de los semiconductores. Los métodos iterativos logran resolver una ecuación implícita mediante técnicas numérica iterativas, por lo que no necesitan datos **iniciales** del módulo. Por otro lado, los métodos analíticos logran obtener los parámetros eléctricos de manera que no requiera demasiado esfuerzo computacional. En este trabajo solo usaremos métodos de baja complejidad. Existen diversos métodos numéricos analíticos, entre ellos Osterwald [1], Araujo y Sanchez [3], Green [4], Método de Factor de Forma variable con resistencia en serie constante (FFv) y Método de Aproximación del Punto de Máxima Potencia (APMP).

3.1.1. Osterwald

Este método es el más sencillo de todos, se caracteriza por ser un método empírico y muy usado desde los años 70. Puede ser usado para diversas tecnologías si se conoce el coeficiente de pérdida de potencia por temperatura.

$$P_{simulada} = P_{pvG}^* * \frac{G}{G^*} * (1 + \gamma(T_c - T_c^*)) \quad (3.1)$$

Donde:

P_{pvG}^* : Potencia máxima de la célula en CEM (W)

G^* : Irradiancia de medida en CEM, 1000 W/m²

T_c^* : Temperatura de medida en CEM, 25 °C

γ : Coeficiente de pérdida de potencia por temperatura (%/°C)

G : Irradiancia instantánea (potencia incidente por unidad de área) W/m²

T_c : temperatura de la celda

3.1.2. Aproximación de Araujo y Sánchez

Se aproxima la corriente de la celda y el voltaje en el punto de máxima potencia a partir de la corriente de cortocircuito de la célula y el voltaje de circuito abierto usando las siguientes ecuaciones:

$$I_{sc} = \frac{G}{G^*} * I_{sc}^* \quad (3.2) \quad V_{oc} = V_{oc}^* - \beta * (T_c - T_c^*) \quad (3.3)$$

$$V_M = V_{oc} * [1 - \frac{b}{v_{oc}} * \ln(a) - r_s * (1 - a^{-b})] \quad (3.4)$$

$$I_M = I_{sc} * (1 - a^{-b}) \quad (3.5) \quad r_s = R_s * \frac{I_{sc}}{V_{oc}} \quad (3.6)$$

$$R_s = \frac{V_{oc}^*}{I_{sc}^*} * (1 - \frac{FF^*}{FF_0^*}) \quad (3.7) \quad FF^* = \frac{V_M^* * I_M^*}{V_{oc}^* * I_{sc}^*} \quad (3.8)$$

$$FF_0^* = \frac{v_{oc}^* - \ln(v_{oc}^* + 0.72)}{v_{oc}^* + 1} \quad (3.9) \quad v_{oc}^* = \frac{V_{oc}^*}{kB * (T_c - 273)} * e \quad (3.10)$$

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{kB * (T_c - 273)} * e \quad (3.11) \quad a = v_{oc} + 1 - 2 * v_{oc} * r_s \quad (3.12)$$

$$b = \frac{a}{1 + a} \quad (3.13) \quad P_M = I_M * V_M \quad (3.14)$$

Donde:

I_{sc} : corriente de cortocircuito de la celda (A);

I_{sc}^* : corriente de cortocircuito de la celda en CEM (A);

I_M : corriente en el punto de máxima potencia de la celda (A);

I_M^* : corriente en el punto de máxima potencia de la célula en CEM (A);

V_{oc} : voltaje en circuito abierto de la celda (V);

V_{oc}^* : voltaje en circuito abierto de la celda en CEM (V);

V_M : voltaje en el punto de máxima potencia de la celda (V);

V_M^* : voltaje en el punto de máxima potencia de la célula en CEM (V);

FF^* : factor de forma de la célula en CEM;

FF_0^* : factor de forma intrínseco de la célula en CEM;

v_{oc}^* : voltaje en circuito abierto normalizado de la célula en CEM;

v_{oc} : voltaje en circuito abierto normalizado de la célula;

r_s : resistencia serie de la celda normalizada;

P_M : potencia máxima de la celda (W);

β : coeficiente de temperatura de voltaje en circuito abierto (%/°C)

k_B : constante de Boltzmann (J/K)

e : carga del electrón (J)

3.1.3. Método del Factor de Forma variable con resistencia en serie constante

Este método, denominado en este trabajo con las siglas FFv, considera que la corriente en cortocircuito y que el voltaje a circuito abierto varían linealmente con la irradiancia y la temperatura de la célula, respectivamente. Además, considera que la resistencia en serie de la celda es constante en todas las condiciones de operación, mientras que el factor de forma varía.

$$I_{sc} = \frac{G}{G^*} * I_{sc}^* \quad (3.2) \quad V_{oc} = V_{oc}^* - \beta * (T_c - T_c^*) \quad (3.3)$$

$$R_s = \frac{V_{oc}^*}{I_{sc}^*} * \left(1 - \frac{FF^*}{FF_0^*}\right) \quad (3.7) \quad FF^* = \frac{V_M^* * I_M^*}{V_{oc}^* * I_{sc}^*} \quad (3.8)$$

$$FF_0^* = \frac{v_{oc}^* - \ln(v_{oc}^* + 0.72)}{v_{oc}^* + 1} \quad (3.9) \quad v_{oc}^* = \frac{V_{oc}^*}{k_B * (T_c - 273)} * e \quad (3.10)$$

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (3.15) \quad v_{oc} = \frac{V_{oc}}{k_B * (T_c - 273)} * e \quad (3.11)$$

$$FF = FF_0 * \left(1 - \frac{R_s * I_{sc}}{V_{oc}}\right) \quad (3.16) \quad P_M = I_{sc} * V_{oc} * FF \quad (3.17)$$

Donde:

FF_0 : Factor de forma intrínseco de la célula en condiciones cualquiera.

FF : Factor de forma de la célula

3.1.4. Método de Green

Este método es similar al FFv, salvo con la excepción de que la expresión del factor de forma varía con la ecuación:

$$I_{sc} = \frac{G}{G^*} * I_{sc}^* \quad (3.2) \quad V_{oc} = V_{oc}^* - \beta * (Tc - Tc^*) \quad (3.3)$$

$$R_s = \frac{V_{oc}^*}{I_{sc}^*} * \left(1 - \frac{FF^*}{FF_0^*}\right) \quad (3.7) \quad FF^* = \frac{V_M^* * I_M^*}{V_{oc}^* * I_{sc}^*} \quad (3.8)$$

$$FF_0^* = \frac{v_{oc}^* - \ln(v_{oc}^* + 0.72)}{v_{oc}^* + 1} \quad (3.9) \quad v_{oc}^* = \frac{V_{oc}^*}{kB * (Tc - 273)} * e \quad (3.10)$$

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (3.15) \quad v_{oc} = \frac{V_{oc}}{kB * (Tc - 273)} * e \quad (3.11)$$

$$P_M = I_{sc} * V_{oc} * FF \quad (3.17)$$

$$FF = FF_0 * \left(\left(1 - 1.1 * \frac{R_s * I_{sc}}{V_{oc}}\right) + \frac{\left(\frac{R_s * I_{sc}}{V_{oc}}\right)^2}{5.4} \right) \quad (3.18)$$

3.1.5. Método de Aproximación del Punto de Máxima Potencia

El método APMP es muy similar al desarrollado por Araujo y Sánchez. La diferencia radica en la modificación de la resistencia en serie de la celda normalizada por la ecuación 3.19.

$$I_{sc} = \frac{G}{G^*} * I_{sc}^* \quad (3.2) \quad V_{oc} = V_{oc}^* - \beta * (Tc - Tc^*) \quad (3.3)$$

$$V_M = V_{oc} * \left[1 - \frac{b}{v_{oc}} * \ln(a) - r_s * (1 - a^{-b})\right] \quad (3.4)$$

$$I_M = I_{sc} * (1 - a^{-b}) \quad (3.5) \quad FF^* = \frac{V_M^* * I_M^*}{V_{oc}^* * I_{sc}^*} \quad (3.8)$$

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{kB * (Tc - 273)} * e \quad (3.11) \quad a = v_{oc} + 1 - 2 * v_{oc} * r_s \quad (3.12)$$

$$b = \frac{a}{1 + a} \quad (3.13) \quad r_s = 1 - \frac{FF^*}{FF_0^*} \quad (3.19)$$

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (3.15)$$

$$P_M = I_M * V_M \quad (3.14)$$

3.2. Comparación de métodos en predicción del sistema estudiado

3.2.1. RMSE y MBE, estadísticos de error

Debido a que los métodos numéricos analíticos no son corregidos con un factor de pérdida, se espera una desviación en la predicción de la energía notable. Los métodos proporcionan valores de potencia DC instantánea y energía para módulos y generadores fotovoltaicos y usan como inputs los datos de irradiancia global incidente, temperatura de la celda, además de, los parámetros eléctricos en CEM que suministra el fabricante. Como se mencionó antes, los valores de irradiancia y temperatura son registrados por los sensores correspondientes en nuestro sistema fotovoltaico, por lo cual podremos predecir la potencia DC instantánea. Por otro lado, también se registra la potencia producida, por lo que la predicción podrá ser comparada usando los estadísticos de error RMSE (root mean square error) y MBE (mean bias error).

$$RMSE(\%) = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (E_{medida}(i) - E_{simulada}(i))^2}}{\frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N E_{medida}(i)} \quad (3.20)$$

$$MBE(\%) = \frac{\sum_{i=1}^N (E_{medida}(i) - E_{simulada}(i))}{\sum_{i=1}^N E_{medida}(i)} \quad (3.21)$$

Donde:

N: número de días

El uso de los estadísticos de error permite observar la predicción de manera cuantitativa, ya que como se muestra en la Fig 3.1 hay muy poca diferencia entre un modelo y otro. La energía puede obtenerse de la potencia siguiendo la ecuación 3.22. El RMSE se relaciona con el promedio de la diferencia absoluta entre la energía simulada y la energía medida por día durante el periodo de medición, en cambio, el MBE es solo el promedio de las diferencias y se asemeja a un error

relativo. Mientras más cercano a 0 el estadístico, el modelo presenta una menor desviación entre la energía medida y la energía simulada.

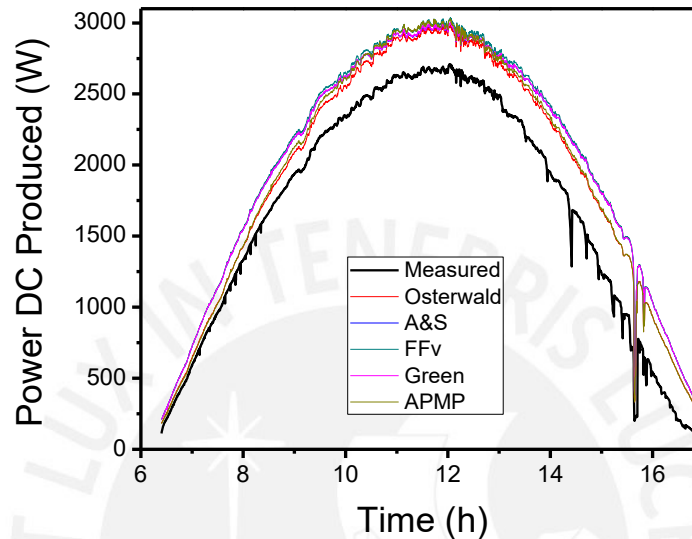


Fig 3.1 Potencia DC instantánea simulada mediante diversos métodos para un día en específico (03 de mayo del 2015)

3.2.2. Resultados

La comparación de los métodos se da en un intervalo de tiempo de un año (2015 mayo – 2016 abril), donde se evalúa las energías diarias medidas y simuladas por todos los modelos descritos en la sección 3.1. Los valores de RMSE y MBE se evalúan tanto en todo el rango de irradiancias de trabajo como en rangos de 200 W/m^2 , así, se logra entender el comportamiento de la predicción en distintos rangos de irradiancias. Se espera que, para las irradiancias altas mayores a 800 W/m^2 , los RMSE y MBE en todos los modelos sean los más bajos debido a que los modelos se aproximan mejor a las condiciones de trabajo en CEM (1000 W/m^2).

En la *Tabla 3.1* se presentan todos los resultados. Se concluye que la cantidad de energía que se produce en DC varía dependiendo del rango de irradiancias. Para irradiancias bajas, 50 – 200 W/m^2 , se produce solo el 3 % de la energía. Para los siguientes rangos, el 10 %, 15 %, 24 % y 48 % respectivamente, ver *Fig 3.4*. Casi la mitad de la energía producida, 48 % del total, se da en el rango más alto de irradiancia, mayores a 800 W/m^2 . Además, el RMSE (representado en la *Fig 3.2*) y MBE (representado en la *Fig 3.3*) de todos los modelos tienen un comportamiento decreciente con la irradiancia. Es decir, para el rango más alto, se predice con menor desviación, lo cual es ventajoso ya que es este rango el que más energía

aporta. De cualquier modo, aún la desviación sigue siendo considerable en este rango, con 12.22 % en RMSE usando Osterwald y 13.59 %, usando Araujo y Sánchez, por mencionar los mejores. Sin embargo, considerando todas las irradiancias, Osterwald y APMP son los modelos que se adecuan mejor con 12.85 % y 14.31 % en RMSE.

Rango de simulación(W/m ²)	Estadístico		Energía Medida (mayo 2015 a abril 2016)	Osterwald	Araujo y Sánchez	FFv	Green	APMP
50 - 1050	RMSE	%		12.85	17.57	18.54	17.61	14.31
	MBE			12.12	16.92	17.92	16.97	13.60
	Energía	kWh	5442.69	6102.39	6363.59	6417.94	6366.27	6183.15
50 - 200	RMSE	%		30.00	46.02	46.25	46.01	28.93
	MBE			26.87	43.31	43.54	43.30	25.72
	Energía	kWh	181.78	230.63	260.50	260.92	260.49	228.53
200 - 400	RMSE	%		17.69	29.35	29.83	29.35	17.68
	MBE			14.88	26.83	27.30	26.82	14.82
	Energía	kWh	528.79	607.48	670.66	673.13	670.63	607.17
400 - 600	RMSE	%		14.02	22.09	22.81	22.10	14.84
	MBE			11.79	20.18	20.91	20.19	12.63
	Energía	kWh	810.78	906.33	974.43	980.33	974.52	913.16
600 - 800	RMSE	%		13.95	19.10	20.15	19.15	15.70
	MBE			11.47	16.46	17.45	16.50	13.09
	Energía	kWh	1325.31	1477.31	1543.41	1556.59	1543.97	1498.77
800 - 1050	RMSE	%		12.22	13.59	14.95	13.68	14.54
	MBE			10.96	12.27	13.52	12.35	13.08
	Energía	kWh	2596.03	2880.65	2914.59	2946.96	2916.67	2935.52

Tabla 3.1 RMSE, MBE y Energía simulada mediante los métodos numéricos analíticos

Los 5 modelos analizados sobreestiman la producción de energía del sistema fotovoltaico con valores ente 12 – 17 % y un promedio de 16.2 % de RMSE. Esto debido a que los modelos fueron desarrollados para celdas, en vez de sistemas fotovoltaicos, además que no han sido corregidos con un factor que represente las pérdidas del sistema. Este factor de pérdida puede ser aproximado si se conoce individualmente la pérdida por cada mecanismo presente en el sistema fotovoltaico.

O obtenerse ajustando los modelos de manera computacional, tarea que solo se llevará a cabo en el caso del modelo de Osterwald, ya que su simplicidad lo convierte en un modelo bastante manejable computacionalmente. Los demás modelos requieren un mayor esfuerzo debido al número mayor de ecuaciones que están presente en ellos.

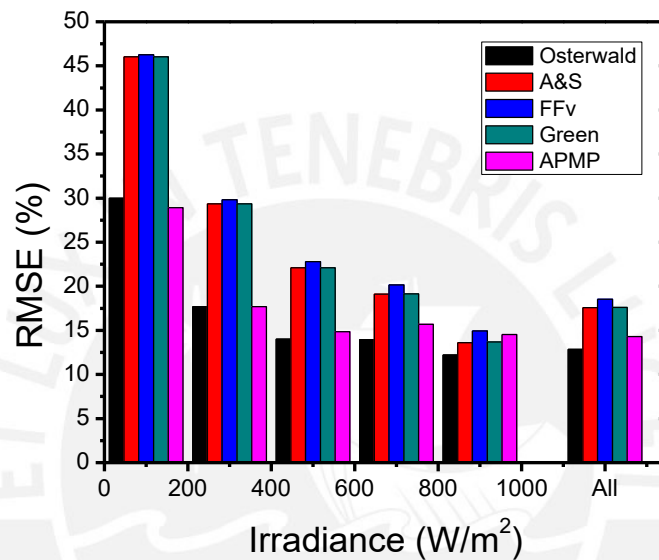


Fig 3.2 Comparación en RMSE de los distintos métodos

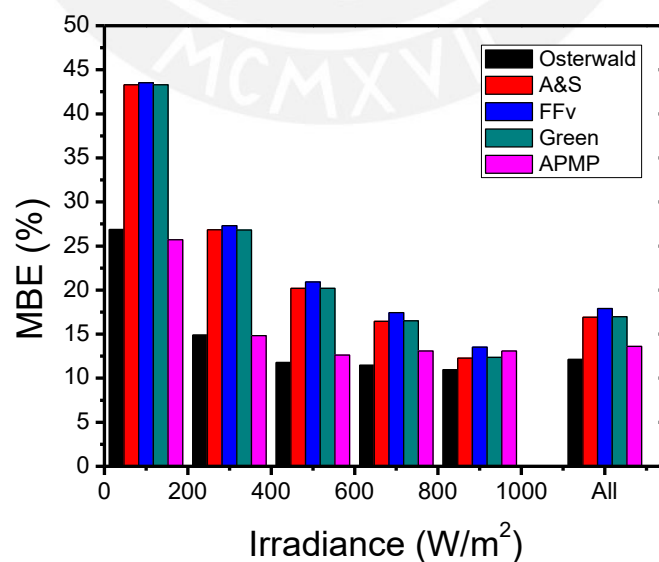


Fig 3.3 Comparación en MBE de los distintos métodos

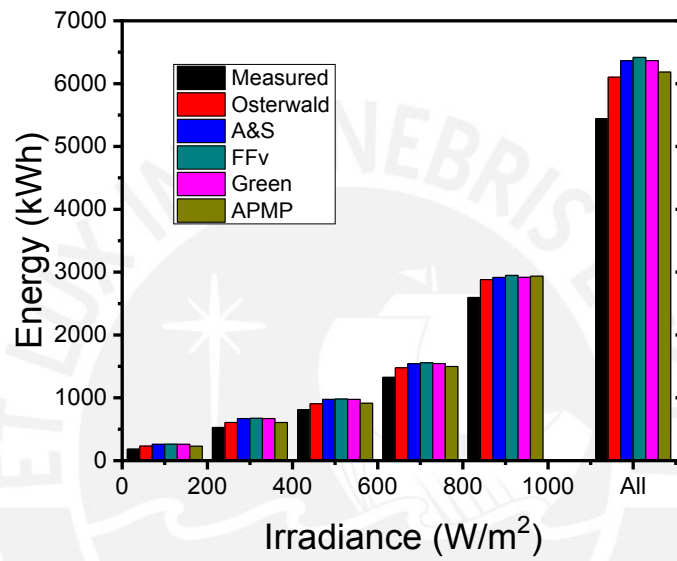


Fig 3.4 Comparación de la energía medida y la energía simulada de los diversos métodos



4. Métodos de caracterización y simulación en base a la ecuación de Osterwald – Método Osterwald

Objetivo del capítulo

Este es el capítulo más denso en información de la tesis, por lo que se recomienda al lector un análisis cuidadoso de lo expuesto en cada subcapítulo para poder seguir al siguiente. El objetivo principal es realizar diversos intentos para la regresión lineal de Osterwald, variando el tiempo estudiado y las irradiancias consideradas.

Hipótesis

El método de Osterwald tal y como se propone puede ser mejorado escogiendo ciertos tiempos de estudio o rangos de irradiancia específicos.

Inputs

Datos de temperatura de celda e irradiancia tomados cada 15 segundos desde el 1 de mayo del 2015 al 30 de abril del 2017.

Potencia instantánea DC y AC medida cada 15 segundos desde el 1 de mayo del 2015 al 30 de abril del 2017.

Outputs

Potencia instantánea y energía simulada, RMSE y MBE.

Metodología

Pre-procesamiento de los datos

Igual que en el Capítulo 2.

Limpieza de datos

Igual que en el Capítulo 2.

Procesamiento de datos

Sección 4.2 – 4.5

Los datos del periodo de estudio específico, en este caso de mayo 2015 a abril 2016, se agrupan por distintos rangos de irradiancia y son almacenados en arreglos. Luego, se acomodan según el método de Osterwald (regresión lineal de una función que depende de la potencia, temperatura e irradiancia). Esto permite obtener el P_{PVG}^* , valor que caracteriza al sistema para el tiempo y rango específico del arreglo. Esto se hace para cada variante de irradiancia que se ha escogido.

Sección 4.6

Se realiza el mismo procedimiento que en las anteriores secciones 4.2 – 4.4, pero el tiempo de estudio cambia de agosto del 2015 a julio del 2016.

Sección 4.7

Los datos son agrupados en distintos tiempos de estudio (trimestral y diarios) de mayo 2015 a abril 2016. En el caso de los datos por trimestres, se aplica el método Osterwald (rango de irradiancia $800 \text{ W/m}^2 - 1050 \text{ W/m}^2$) y se obtiene el P_{PVG}^* que caracteriza cada trimestre. Para los datos diarios, se buscó días que poseyeran promedio de temperatura ambiente e irradiación similares al promedio anual. Luego, se aplica Osterwald y se obtiene el P_{PVG}^* para estos días.

Sección 4.8

Los datos son agrupados en distintos tiempos: un año, agosto 2015 a julio de 2016; entre trimestres, agosto a octubre del 2015, noviembre 2015 a enero 2016, febrero a abril del 2016 y mayo a julio del 2016; y de un día, el 20 de mayo del 2015. En este caso, se usa la potencia activa en AC, no en DC como se ha venido usando hasta ahora. Luego, se obtiene el P_{PVG}^* mediante el método de Osterwald para cada una de las variantes.

Comparación

Sección 4.2 – 4.5

Se simula la energía que producirá el sistema usando el P_{PVG}^* obtenido por cada variante propuesta. La energía simulada es separada por rangos de irradiancia para evaluar el rendimiento de las variantes. Asimismo, se ha medido la energía producida por el arreglo en el mismo tiempo, por lo que se puede definir los

estadísticos de error RMSE y MBE. El menor RMSE reflejan la mejor variante. El tiempo de simulación es de mayo 2016 a abril 2017.

Sección 4.6

Se realiza la misma comparación que en la sección 4.5; sin embargo, el tiempo de simulación cambia de agosto del 2016 a mayo del 2017.

Sección 4.7

Tanto para el caso de trimestres como de los días específicos se simula la energía total producida en el tiempo de agosto 2016 a abril 2017. Finalmente, se calcula el RMSE y MBE respectivo y se compara.

Sección 4.8

Se obtienen la energía simulada para cada variante por rangos y se comparan usando los estadísticos de error para la parte AC del sistema, es decir, la energía entregada por el inversor.

4.1. Generalidades

En el trabajo “On the testing of large PV arrays” realizado por Martínez-Moreno & et al en el Instituto de Energía Solar en la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM) [13], se establece un método para caracterizar el sistema fotovoltaico a partir de las medidas de Potencia en DC, irradiancia y temperatura de operación de módulo. Este método surgió debido a la necesidad de métodos más confiables para caracterizar sistemas como parte de proyectos comerciales, es decir, sistemas de gran magnitud. Ya se ha revisado en los anteriores capítulos el procedimiento por norma para caracterizar el sistema. Sin embargo, de esta manera no se consideran los diversos mecanismos de pérdida, como, por ejemplo, pérdidas por degradación de primera exposición al sol, puntos calientes, angular, pérdidas por cableado y *mismatch*, además de la adaptación de los paneles al inversor y el MPPT.

El método abordado por Martínez logra obtener la potencia máxima a condiciones estándar real del sistema (P_{PVG^*}) usando los datos registrados por el vatímetro (potencia) y la celda calibrada (temperatura e irradiancia). Se toman las siguientes consideraciones:

- Se debe usar módulos de referencia estables y calibrados por laboratorios acreditados. Estos módulos se usan para medir irradiancias y temperatura.
- El módulo de referencia debe ser preferiblemente de la misma tecnología que los paneles usados en el sistema fotovoltaico. Se busca tener similares respuestas espectrales, angulares y de temperatura.

- Los módulos de referencia deben ser instalados antes de que el sistema real comience a funcionar. Se debe exponer el módulo a una energía de solar de 60 kWh. De esta manera se asegura que se estabiliza.
- Tomar en cuenta que, si se mide temperatura desde el módulo de referencia, esta se comporta como una celda solar a circuito abierto, por lo que será un poco más caliente que el sistema.
- Tomar datos cada minuto (o menos).
- Evitar días con mucho viento (velocidad de viento $w_s = 5$ m/s)
- Medir solo para irradiancias mayores a 800 W/m^2 y menores a 1050 W/m^2 , de esta manera se evitan diversos comportamientos que no representan al sistema, como saturación del inversor (Ver Fig 4.1) y sombras parciales (Ver Fig 4.2).

Por otro lado, se debe tener en cuenta que, en el sistema estudiado, la temperatura del panel es medida con una termocupla, y se considera como la temperatura de celda, aproximación propia de este trabajo, ya que cómo lo formuló Osterwald, debería considerarse solo la temperatura de la celda. Además, se está usando una celda calibrada, no un módulo, la cual no ha pasado por la exposición de 60 kWh. Finalmente, no se está considerando otros fenómenos como el enfriamiento del aire en toda la superficie del sistema, por lo que se está usando un valor aproximado de temperatura de celda.

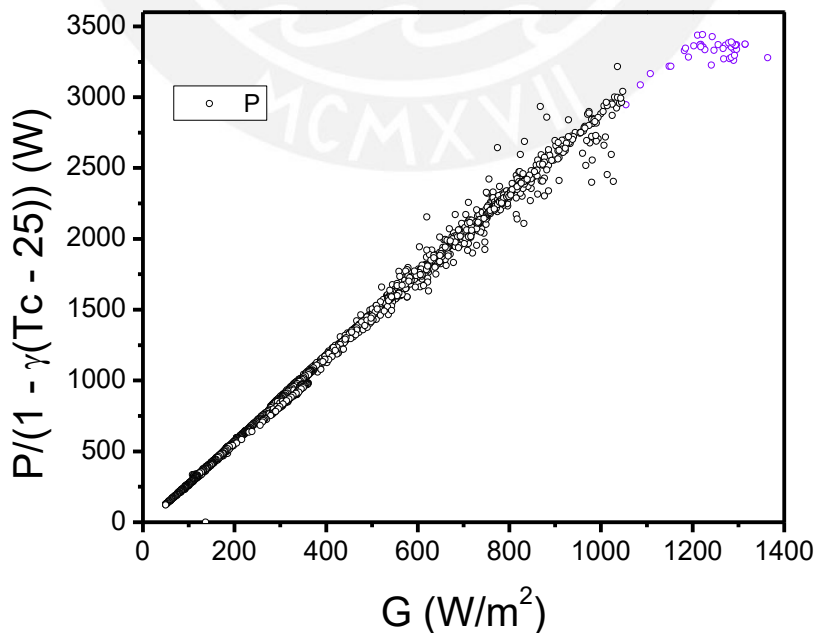


Fig 4.1 Efecto de saturación del inversor con datos estructurados por la Ec. 4.1 para un día representativo. Datos en morado representan saturación del inversor

Para el método descrito por Martínez et. al. diversos problemas son mapeados:

- Los módulos de referencia no son comercialmente accesibles, además que deben ser escogidas específicamente para la tecnología fotovoltaica instalada.
- El módulo de referencia debe pasar por una exposición de al menos 60 kWh/m² (10 a 20 días dependiendo de la ubicación geográfica). Lo cual representa una etapa adicional en la instalación del sistema, especialmente en uno de pequeño tamaño, como es nuestro caso.
- Si el sistema es muy grande, el dato de temperatura obtenido por el módulo es cada vez menos fiable, debido a la diferencia en la gradiente de temperatura y el viento.
- Si el tiempo de medición es corto, deben usarse sensores de muy buena precisión y que suelen ser más costosos.

El método introduce los valores de P_{DC} (potencia en corriente continua instantánea), G (irradiancia) y T_c (temperatura de celda) medidos experimentalmente. Usando la ecuación de Osterwald reestructurada (Ec 4.1), el P_{DC} es normalizado con respecto a la temperatura T_c y puede obtenerse el valor P_{PVG}^* : la potencia máxima a condiciones estándar del generador fotovoltaico. Se obtiene mediante una regresión lineal de la ecuación de Osterwald reestructurada, siendo P_{PVG}^* el valor de la pendiente (Fig 4.5).

$$\frac{P_{DC}}{(1 + \gamma(T_c - T_c^*))} = P_{PVG}^* \frac{G}{G^*} \quad (4.1)$$

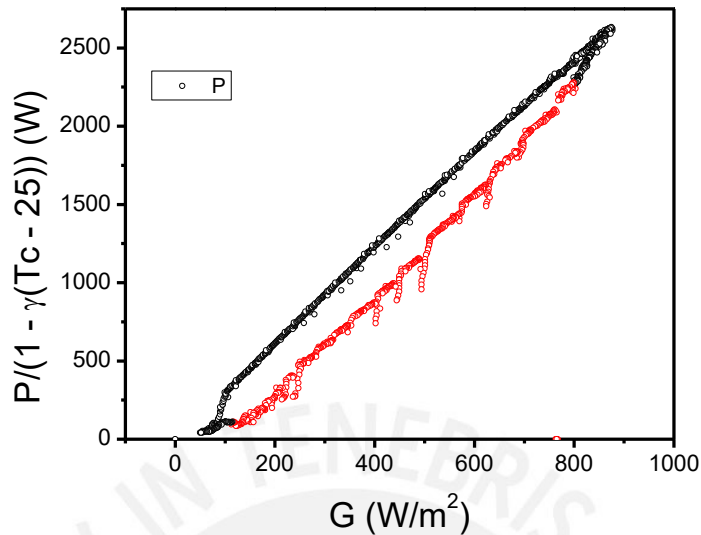


Fig 4.2 Efecto de sombras con datos estructurados por la Ec 4.1 para un día con sombras parciales. Datos en rojo, sombras parciales.

En el caso de Martínez et. al. se obtienen un P_{PVG}^* para cada día, y luego promedian los valores para obtener un P_{PVG}^* característico del sistema para el tiempo de estudio. Como se muestra en la Fig 4.3, ciertos días han tenido un mejor rendimiento comparado con otros. Hay que recordar que no se consideran los efectos de sombras ni saturación del sistema debido al rango de irradiancia considerado (800 – 1050 W/m²).

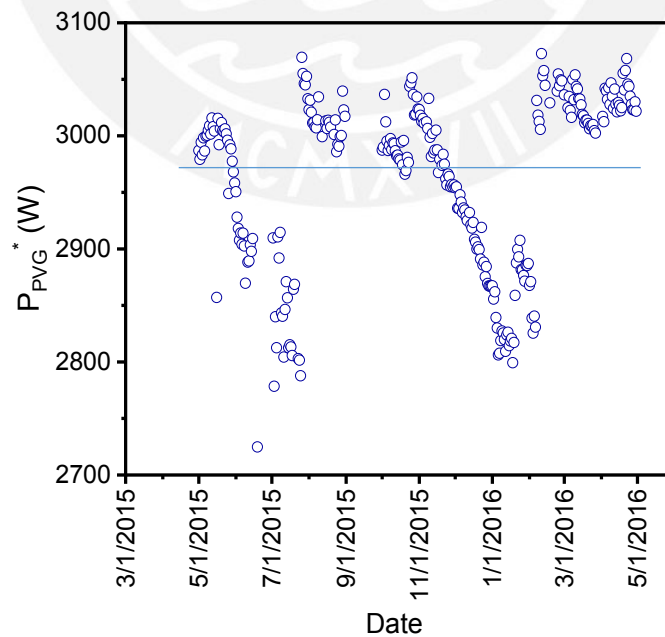


Fig 4.3 Valores de P_{PVG}^* diarios durante el periodo de estudio. Promedio: 2961.36 W

El comportamiento decreciente de noviembre hasta febrero de la *Fig 4.3* puede haberse dado debido a una mezcla de polvo e incremento de temperatura (*Ver Tabla 2.2 en la sección 2.4*) que se aprecia en estos meses. Los días que no aparecen en la gráfica es debido a problemas de conexión. De los 366 días del periodo de mayo 2015 a abril 2016, solo se registraron datos de 334 días. Para estos días hábiles, se acumulan los datos de irradiancia instantánea, temperatura de celda y potencia DC, como se muestra en la *Fig 4.4*. En la gráfica, es apreciable dos tipos de comportamiento. Uno, el primario que coincide con la regresión lineal de Osterwald, y un grupo de datos por debajo de estos, el cual es producido por sombras parciales (sombras que caen en algunos paneles, tema que se analizará en las sección 4.6). Así, se confirma que usar un rango mayor a 800 W/m^2 limpia los datos por sombras parciales.

Por otro lado, la simulación se enfoca en la predicción de energía, usando la ecuación de Osterwald (*Ec 3.1*), donde el P_{PVG}^* es el valor hallado previamente en la caracterización. En este caso, se toma un año de datos diferente al año estudiado. Gracias a la ecuación de Osterwald, se calcula la potencia generada instantánea para una cierta temperatura de celda e irradiancia. El proceso se repite para todos los datos del periodo a simular, es decir, la simulación requiere de medición de las variables de irradiancia y temperatura. Puede usarse valores promedios de temperatura e irradiancia obtenidos para zonas cercanas de otras fuentes solo si el clima no varía. No es el caso del Perú donde regiones cercanas pueden tener climas distintos.

Adicionalmente, en este trabajo se propone comparar la regresión lineal de Osterwald típica usando el rango de $800 - 1050 \text{ W/m}^2$ con el uso de otros rangos. En el primer caso, se tomarán las irradiancias de $50 - 1050 \text{ W/m}^2$, al cual llamaremos a partir de ahora método Osterwald completo. Luego, se usará lo sugerido en el método típico, usando el rango de altas irradiancias, $800 - 1050 \text{ W/m}^2$, al cual nos referiremos como Osterwald oficial, haciendo referencia a como Martínez et. al. lo proponen oficialmente en su trabajo. Finalmente, se realizará distintas regresiones lineales para distintos rangos: $50 - 200 \text{ W/m}^2$, $200 - 400 \text{ W/m}^2$, $400 - 600 \text{ W/m}^2$, $600 - 800 \text{ W/m}^2$ y de $800 - 1050 \text{ W/m}^2$, y será designado como Osterwald por Trozos. Esta última variante del método permitirá entender el comportamiento de la potencia máxima en condiciones estándar P_{PVG}^* con la irradiancia.

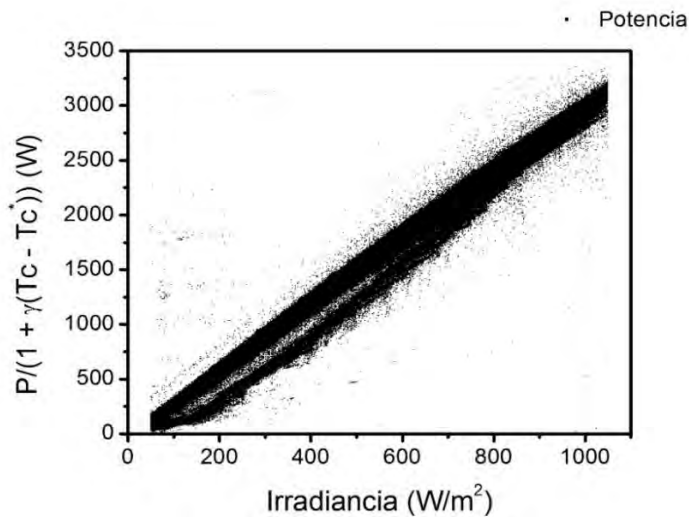


Fig 4.4 Datos estructurados con la Ec 4.1 de un año de estudio (2015 mayo – 2016 abril)

4.2. Rango 50 – 1050 W/m² u Osterwald completo

En este rango, se consideran los efectos de sombras parciales si es que existen. Este efecto se discutirá posteriormente y es notorio en la Fig 4.5. Debido a esto, se espera que el P_{PVG}^* sea menor, ya que las sombras generan valores por debajo del comportamiento usual del sistema. Esta desviación en el P_{PVG}^* se verá reflejada finalmente en el RMSE y MBE.

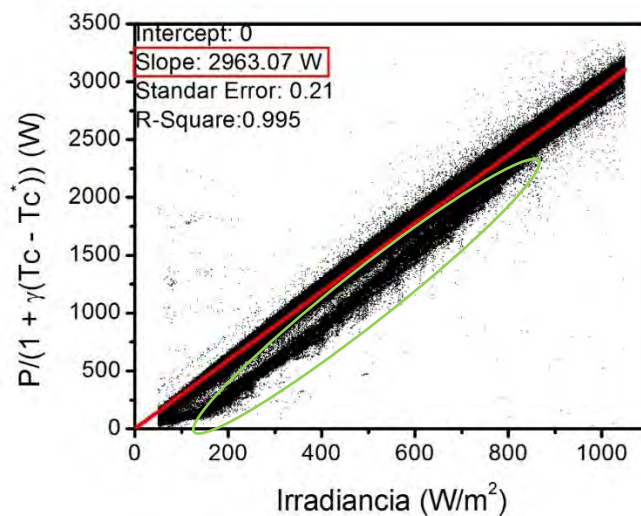


Fig 4.5 Regresión lineal de los datos estructurados de 1 año (2015 mayo – 2016 abril). Zona en verde: pérdidas por sombra parcial

4.3. Rango 800 – 1050 W/m² u Osterwald oficial

Como es originalmente planteado el método IES-UPM, debe ser el que menor desviación en energía presentará entre los modelos ya que no considera efectos de sombra parcial ni no-linealidad del sistema en irradiancias bajas. En la Fig 4.6 se puede observar la presencia de valores bastantes dispersados, producto de mecanismos como la presencia de polvo. Además, se muestra una tendencia lineal, como es de esperarse.

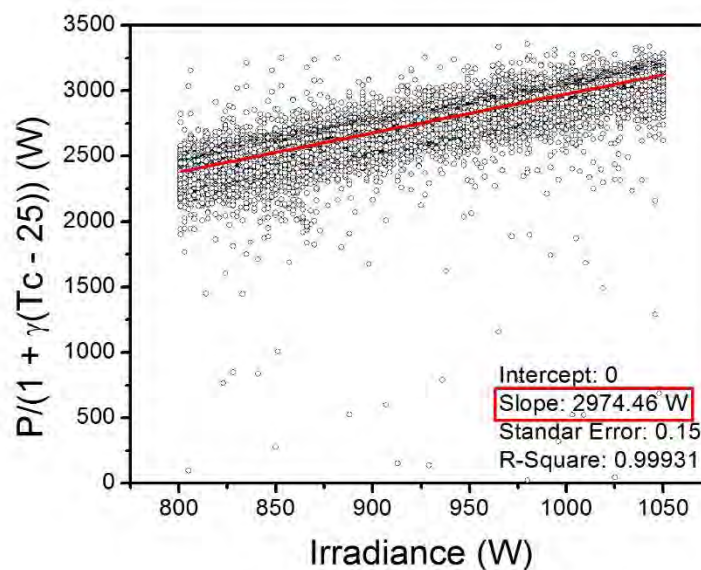


Fig 4.6 Datos estructurados con la Ec 4.1 de un año de estudio (2015 mayo – 2016 abril) para irradiancias mayores a 800 y menores a 1050

4.4. Rangos de 200 W/m² u Osterwald por Trozos

El ajuste lineal para intervalos de 200 W/m² se da entre los rangos de 50 – 200 W/m², 200 – 400 W/m², 400 – 600 W/m², 600 – 800 W/m² y de 800 – 1050 W/m². Así se logra obtener el P_{PVG}^* para cada rango. Luego, para simular usando estos valores, solo se simula para cada intervalo con su respectivo P_{PVG}^* . Finalmente, para obtener el RMSE para todos los rangos, se suman los valores de energía obtenidos individualmente y se compara con la energía producida total.

Aunque se ajuste mejor a cada grupo de irradiancias, los P_{PVG}^* por cada rango estarán más afectados por las pérdidas extrínsecas del sistema, por ejemplo, sombras parciales. Se espera que talvez no presente el mejor de los resultados en un sistema con sombras parciales como es el caso del período mayo 2015 – abril 2016. En la Fig 4.7 se puede apreciar la tendencia de los valores de P_{PVG}^* para el

tiempo de estudio con presencia de sombras parciales (2015 mayo – 2016 abril). Se encuentra una tendencia creciente hasta llegar al valor más alto en el intervalo de irradiancia más alta.

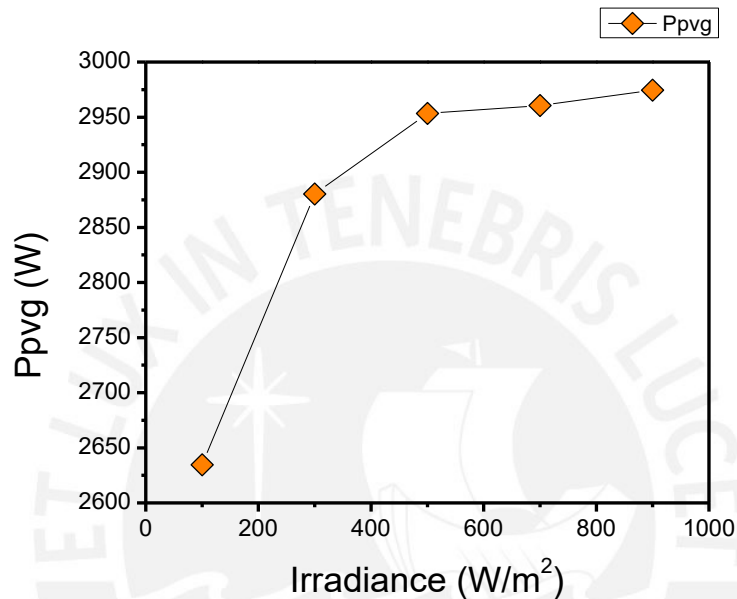


Fig 4.7 P_{PVG}^* por rangos para el periodo de estudio de mayo 2015 – abril 2016, influencia de sombras parciales

4.5. Resultados en periodo de estudio con sombras parciales (mayo 2015 – abril 2016)

Para el RMSE, en este caso, se utiliza el periodo desde mayo 2015 a abril 2016 para obtener el P_{PVG}^* para las distintas variantes, periodo que comprende 334 días con datos. Luego se simula la energía usando los datos de irradiancia y temperatura del periodo de agosto 2016 – abril 2017, periodo de 258 días con datos. Más adelante, en la sección 4.7 de este capítulo se evaluará si es posible predecir un RMSE similar usando periodos de estudio más cortos.

La comparación se realiza entre las variantes de rangos: valores mayores a 800 W/m², todos los valores (entre 50 W/m² y 1050 W/m²) e intervalos de 200 W/m². Los estadísticos RMSE, MBE serán usados para compararlos, como se ha hecho previamente en la sección 3.2 del Capítulo 3, además de comparar la energía producida para cada rango.

En la *Tabla 4.1* se presentan los resultados obtenidos. La diferencia de P_{pvG}^* entre el método Osterwald oficial y Osterwald completo es de solo 9 W, lo que equivale a un 0.3 % de la potencia nominal. Una variación tan pequeña no presentará una gran diferencia en producción de energía. Lo cual se comprueba, ya que entre las dos variantes existe una diferencia de 17 kWh, lo que equivale a un 0.37 % de energía producida en el año estudiado. Sin embargo, ambos están por debajo de la producción total del sistema, con una diferencia relativa de -1.62 y -2 % respectivamente (MBE). Como se puede apreciar en la Fig 4.8, el método oficial tiene valores menores de RMSE para casi todos los rangos de simulación excepto para el de menor irradiancia (50 - 200 W/m²). Además, presenta el mejor MBE, -1.62 %, como se puede apreciar en la Fig 4.9.

Intervalo de irradiancia estudiado para obtener P_{pvG}^*	P_{pvG}^* (W) Obtenido de data de mayo 2015 – abril de 2016	Intervalo Simulado	W/m ²	50 – 200	200 – 400	400 - 600	600 – 800	800 - 1050	50 - 1050	
		Energía Medida entre agosto 2016 a abril 2017	kWh	199.57	438.42	623.13	840.59	1845.23	3946.94	
Osterwald completo 50 - 1050 W/m ²	2963.07 ± 0.17	RMSE	%	5.99	5.28	4.76	3.47	2.10	2.79	
		MBE	%	2.31	-3.19	-3.83	-2.78	-1.19	-1.99	
		Energía Simulada	kWh	204.18	424.42	599.26	817.19	1823.24	3868.29	
Osterwald oficial 800 - 1050 W/m ²	2974.46 ± 0.16	RMSE	%	6.02	4.99	4.44	3.15	1.90	2.56	
		MBE	%	2.70	-2.82	-3.46	-2.41	-0.81	-1.62	
		Energía Simulada	kWh	204.97	426.05	601.57	820.33	1830.24	3883.16	
Osterwald por trozos cada 200 W/m ²	50 – 200	2634.57 ± 1.71	RMSE	%	14.09	7.68	5.05	3.55	1.90	3.43
	200 - 400	2880.25 ± 0.92	MBE	%	-9.03	-5.90	-4.15	-2.87	-0.81	-2.76
	400 - 600	2953.3 ± 0.64	Energía Simulada	kWh	181.55	412.55	597.29	816.48	1830.24	3838.11
	600 - 800	2960.49 ± 0.36								
	800 - 1050	2974.46 ± 0.16								

Tabla 4.1 RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes de Osterwald. RMSE, MBE y Energía simulada calculados para distintos intervalos de irradiancia. Tiempo de estudio: mayo 2015 – julio 2016. Tiempo de simulación: agosto 2016 – abril 2017

En cuanto a energía simulada, podemos notar la misma tendencia que en la Fig 3.4 del capítulo anterior, donde se produce más energía a más alta las irradiancias, como es de esperarse. En este caso, el rango más alto representa aproximadamente el 47 % de energía producida, y simulada también. La energía

producida en DC en este periodo de 298 días es de 4595.9 kWh, mientras que las simulaciones predicen 4504.13 kWh, 4521.44 kWh y 4470.52 kWh para las distintas variantes, como se muestra en la Tabla 4.1. Es notable que, para el caso de la variante de Osterwald por trozos, el RMSE y MBE demuestran que su predicción no es tan acertada como el de las otras variantes, muy probablemente por la presencia de sombras parciales.

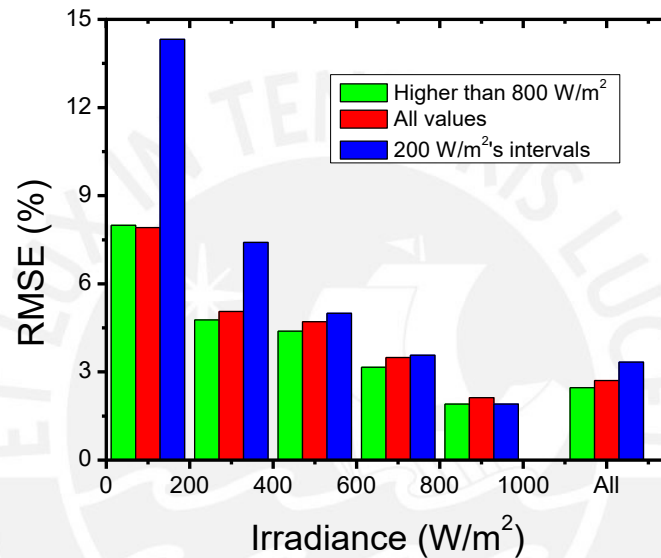


Fig 4.8 Comparación en RMSE de las variantes de método IES-UPM propuestas

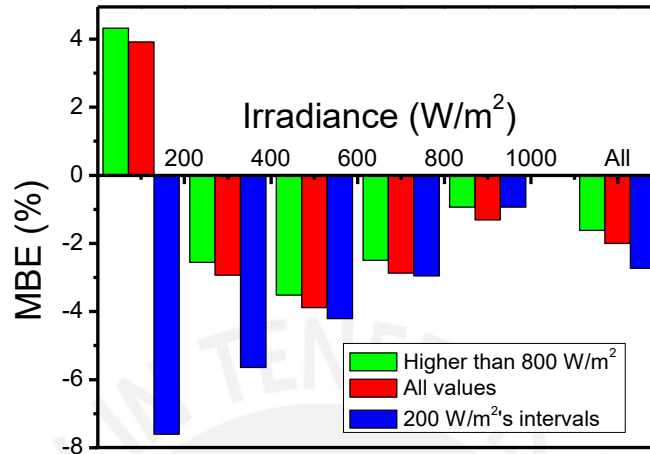


Fig 4.9 Comparación en MBE de las variantes del método IES-UPM propuestas

Finalmente, se concluye el método de Osterwald oficial es el que presenta mejor predicción. Esto puede ser debido a que las otras dos variantes sí consideran rangos de irradiancia en donde las sombras parciales tienen efecto.

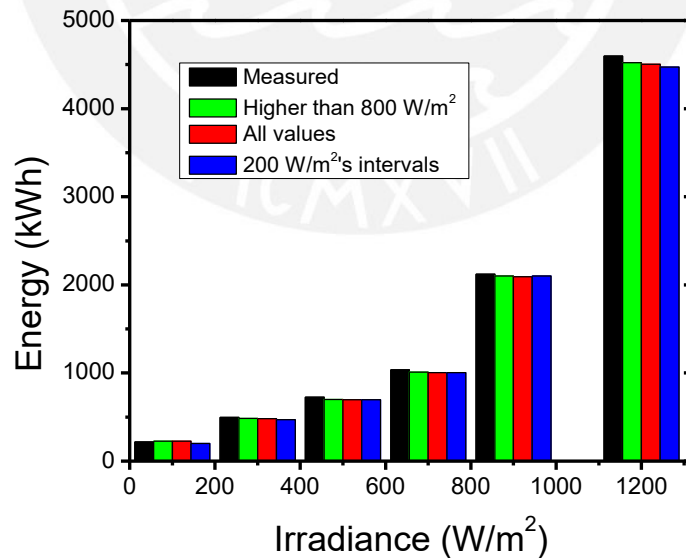


Fig 4.10 Energía proyectada por las variantes del método IES-UPM propuestas

4.6. Resultados en periodo de estudio sin sombras parciales (agosto 2015 – julio 2016)

En este caso, este periodo desde agosto 2015 a julio 2016 con 249 días medidos no presenta efecto de sombras parciales, como se aprecia en la *Fig 4.11*. En otras palabras, en comparación a la *Fig 4.5*, no presenta esta segunda nube de datos por debajo de la curva de regresión lineal. Se afirma que esta nube de datos es producida por sombras parciales ya que, si se examina la gráfica de voltaje a lo largo de los días de los meses de mayo a agosto, se notará una caída, usualmente a partir de la 1pm, ver *Fig 4.12 (a)*. En nuestro caso los paneles están conectados en serie. Por lo que, la caída de potencia es debido a que la sombra inhabilita un grupo de celdas conectadas en serie en el panel. Para minimizar la pérdida de corriente del sistema, se habilitan los diodos bypass conectadas a las celdas sombreadas. De tal manera se observa una caída de voltaje, debido a que las celdas sombreadas ya no contribuyen al voltaje total del panel/sistema. Más adelante, en el capítulo 5, se demuestra que los puntos en la zona verde de la *Fig 4.5* se producen en esos días a la misma hora que cae el voltaje. Por otro lado, en la *Fig 4.12 (b)* se puede observar el comportamiento típico del voltaje en un sistema fotovoltaico, el cual es inversamente proporcional a la temperatura y afectado de manera despreciable por la irradiancia.

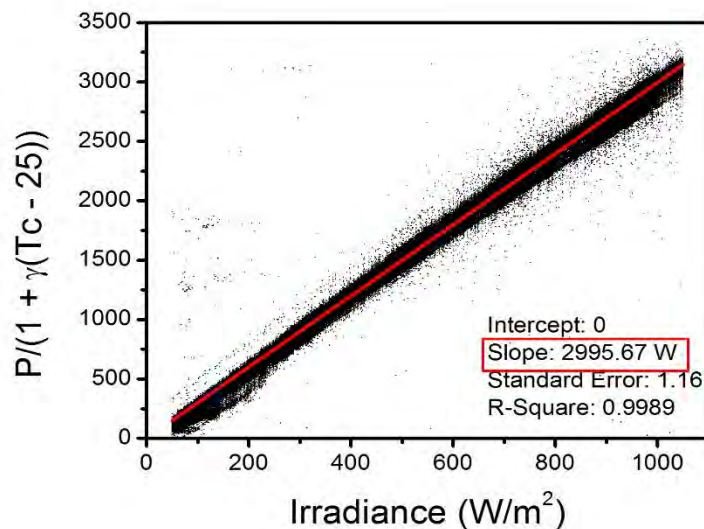


Fig 4.11 Regresión Lineal de los Datos reestructurados de 1 año (agosto 2015 – julio 2016).

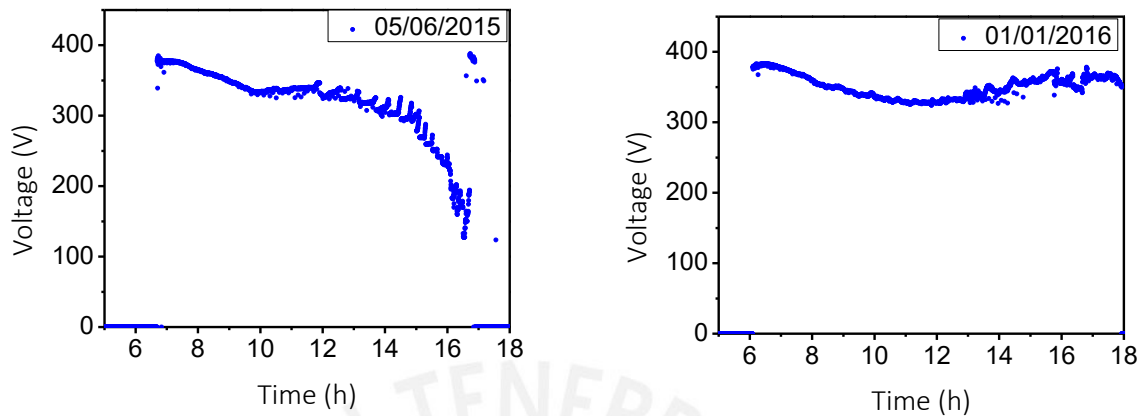


Fig 4.12. Voltaje a lo largo del día con y sin sombras parciales. (a) Consecuencia de una sombra que crece gradualmente en el sistema, logrando que el voltaje caiga progresivamente. (b) Un día sin sombras; el voltaje varía por efecto de temperatura.

En la *Tabla 4.2*. se presentan los valores de RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes en el periodo de estudio sin sombras parciales, agosto 2016 – abril 2017. Los resultados en este caso son distintos que los de la anterior sección, la cual considera el tiempo de estudio con sombras parciales. A diferencia de la sección anterior, las 2 variantes propuestas Osterwald completo y por trozos muestran una ligera mejora comparadas con método oficial de Osterwald, tanto en RMSE como en MBE.

Intervalo de irradiancia estudiado para obtener P_{pv}^*	P_{pv}^* (W) Obtenido de data de agosto 2015 a abril de 2016	Intervalo Simulado	W/m ²	Energía Medida entre agosto 2016 a abril 2017						
				50 – 200	200 – 400	400 - 600	600 – 800	800 - 1050	50 - 1050	
		Energía Medida	kWh	199.57	438.42	623.13	840.59	1,845.23	3,946.94	
Osterwald completo 50 - 1050 W/m ²	2995.67 ± 0.12	RMSE	%	6.16	4.50	3.88	2.63	1.77	2.26	
		MBE	%	3.44	-2.13	-2.77	-1.71	-0.10	-0.91	
		Energía Simulada	kWh	206.43	429.09	605.86	826.18	1,843.30	3,910.85	
Osterwald oficial 800 - 1050 W/m ²	2981.86 ± 0.15	RMSE	%	6.06	4.81	4.24	2.96	1.82	2.43	
		MBE	%	2.96	-2.58	-3.22	-2.17	-0.57	-1.37	
		Energía Simulada	kWh	205.48	427.11	603.06	822.37	1,834.80	3,892.82	
Osterwald por trozos	50 - 200	2764.97 ± 1.26	RMSE	%	9.69	4.57	2.86	2.16	1.82	2.37

cada	200									
200 W/m ²	-	2992.18 ±	MBE	%	-4.53	-2.24	-1.15	-0.76	-0.57	-1.09
	400	0.48								
	400									
	-	3045.52 ±								
	600	0.33								
	600									
	-	3024.82 ±	Energía Simulada	kWh	190.53	428.59	615.94	834.22	1,834.80	3,904.08
	800	0.26								
	800									
	-	2981.86 ±								
	1050	0.15								

Tabla 4.2 RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes de Osterwald. RMSE, MBE y Energía simulada calculados para distintos intervalos de irradiancia. Tiempo de estudio: agosto 2015 – abril 2016. Tiempo de simulación: agosto 2016 – abril 2017.

Por otro lado, como se muestra en las *Fig 4.13* y *4.14*, Osterwald por trozos presenta mejora en RMSE y MBE en los rangos de simulación de 200 a 1050 W/m² comparado con el método oficial. Esto debido a que el ajuste lineal por rangos que se realiza en el método de intervalos se acomoda mejor mientras no exista el efecto de sombras parciales. Además, el método donde se considera todos los valores de irradiancia, igualmente, al no haber presencia de sombras parciales, también muestra un mejor ajuste. De esta manera, los valores de energía simulados para las 2 variantes propuestas se acercan más a la energía medida, siendo el método Osterwald completo más certero. Ver *Fig 4.15*.

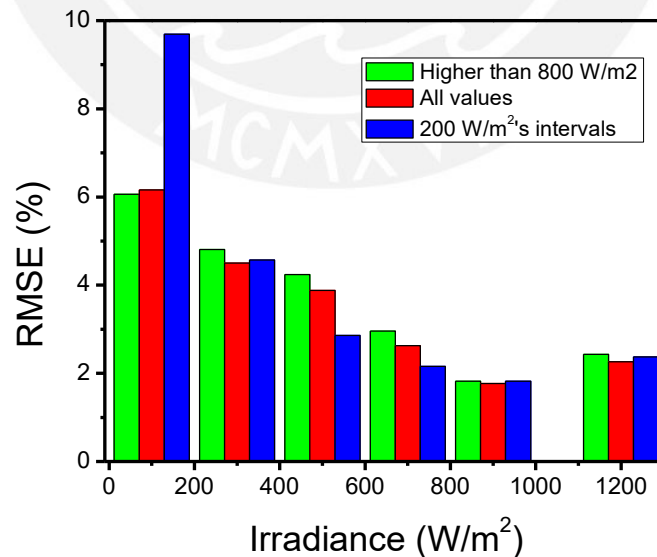


Fig 4.13 Comparación en RMSE de las variantes del método IES-UPM propuestas para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales

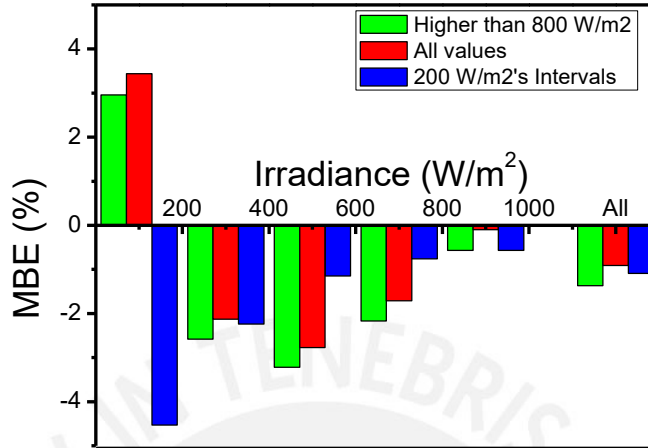


Fig 4.14 Comparación en MBE de las variantes del método IES-UPM propuestas para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales

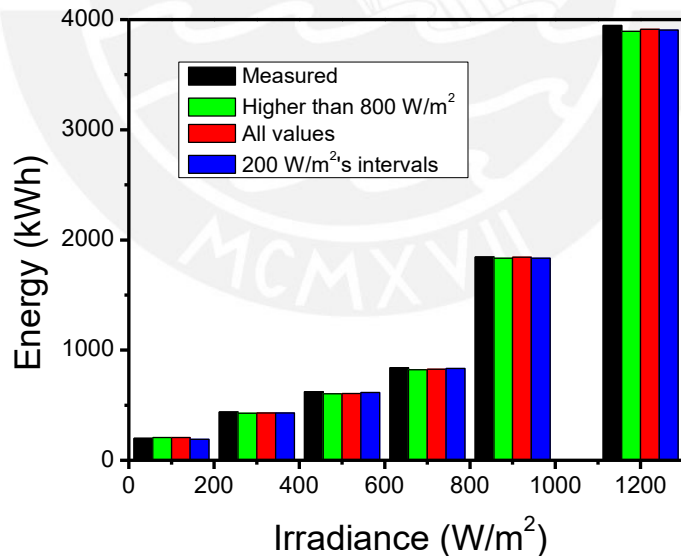


Fig 4.15 Energía proyectada por las variantes del método IES-UPM propuestas para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales

Por último, al comparar los valores de P_{PVG}^* para los distintos tiempos, con y sin sombras, es notable el efecto de las sombras parciales. Así, se obtiene el comportamiento real de P_{PVG}^* para nuestro sistema. En la Fig 4.16, el triángulo azul muestra el P_{PVG}^* en condiciones ideales donde no existe la presencia de sombras

parciales. En el caso del primer periodo de estudio con sombras parciales, el máximo es para el rango de 800 – 1050 W/m² y en este, el valor máximo de P_{PVG}^* se encuentra en el rango de 400 – 600 W/m².

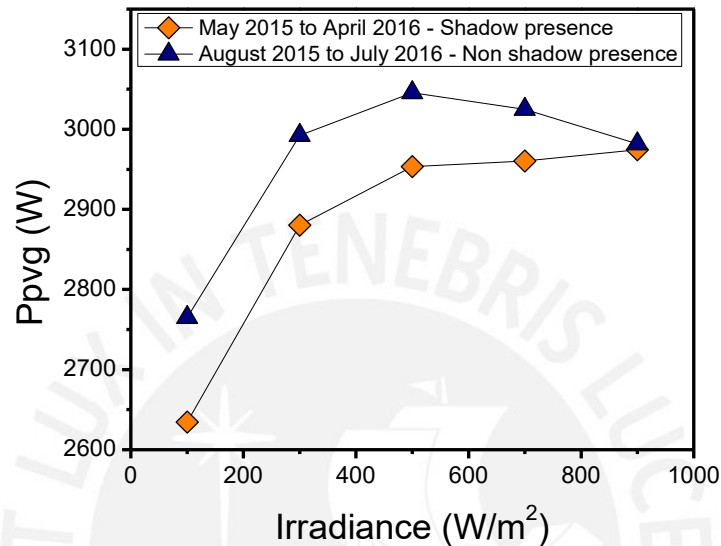


Fig 4.16 Comparación de valores de P_{PVG}^* por rangos para los distintos periodos de estudio (sin y con sombras parciales)

4.7. Comparación para distintos tiempos de estudio

Los métodos han demostrado una predicción bastante acertada en general, menos de 2.5 % en RMSE y menos de 2 % para MBE en los métodos donde no existen sombras. Sin embargo, estas predicciones se han realizado estudiando un periodo de un año al sistema, ya sea en el periodo con sombras parciales (mayo 2015 – abril 2016) o el periodo sin sombras parciales (agosto 2015 – julio 2016). Además, ya se ha visto que el P_{PVG}^* puede variar su valor entre días, como se aprecia en la Fig 4.3. Por lo que es una tarea importante escoger un tiempo de estudio menor y que el valor de P_{PVG}^* representativo presente una predicción acertada.

Para ello, hay que entender los diversos mecanismos que pueden variar el valor del P_{PVG}^* , como por ejemplo el polvo. En la Fig 4.17 se puede apreciar que, en un periodo largo de tiempo sin limpiar, el P_{PVG}^* cae (óvalos verdes). En el primer, tercer y cuarto óvalo la potencia cae 70 W, 50 W y 135 W respectivamente. Además, caen a una razón de 0.98 W/día, 1.61 W/día y 1.52 W/día. Las flechas rojas se refieren al día en que probablemente se limpió el sistema fotovoltaico, por ello hay

un cambio tan brusco en el P_{PVG}^* . En las fechas transcurridas en segundo ovalo verde, se ve una caída aún más pronunciada, de 230 W a una razón de 2.86 W/día, lo cual no puede ser explicado aún ya que supera por mucho las demás pérdidas de potencia por deposición de polvo (no se registró presencia de sombras parciales).

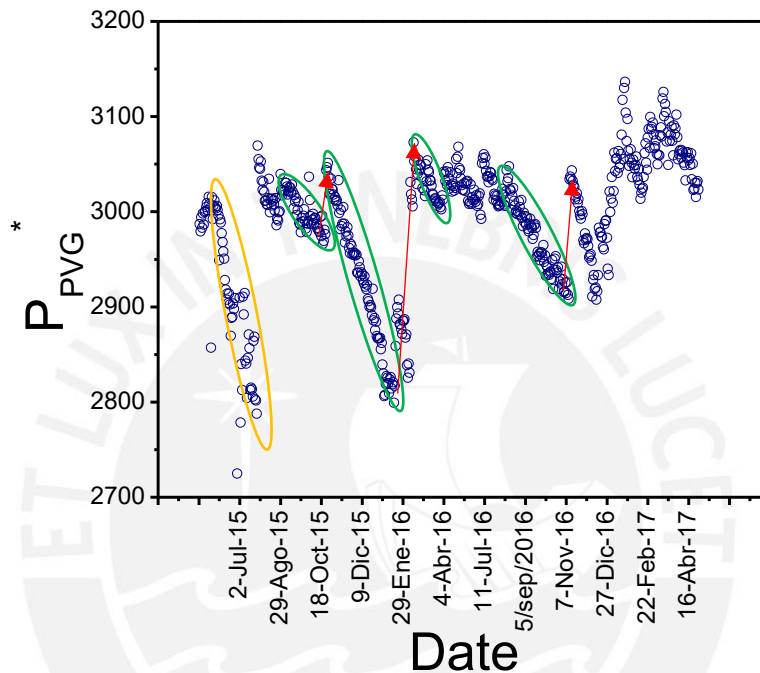
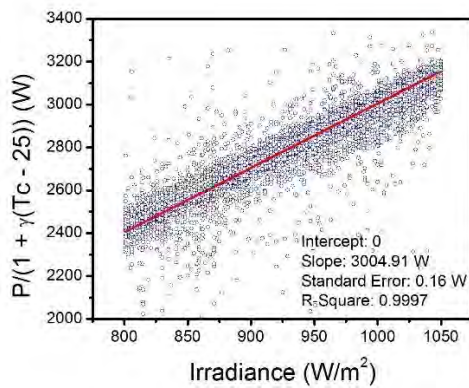


Fig 4.17 Valores de P_{PVG}^* obtenidos mediante el método Osterwald oficial para cada día durante todo el periodo de funcionamiento. Óvalo naranja: día con sombras parciales

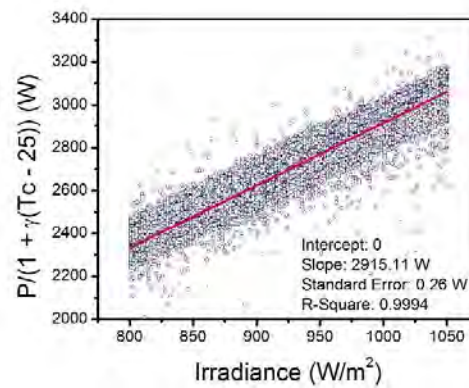
De esta manera, si se escoge, por ejemplo, periodos de 3 meses obteniendo el P_{PVG}^* para cada uno y se simula para un período de tiempo igual en todos los casos, el efecto del polvo y de la temperatura no pueden ser excluidos. En este caso se han escogido 4 trimestres: agosto a octubre del 2015, noviembre 2015 a enero 2016, febrero a abril del 2016 y mayo a julio del 2016. No se ha considerado el periodo de mayo 2015 a julio 2015, debido a que en este periodo se encuentra el efecto de sombras parciales. Además, se ha decidido usar el método de Osterwald oficial para simular el periodo de agosto 2016 a abril 2017. En la Fig 4.17 se observa, además, que el segundo trimestre es el más afectado por el efecto de polvo y temperatura. El RMSE y MBE han sido calculados usando los datos de irradiancia, potencia y temperatura de celda del periodo de agosto 2016 a abril 2017, es decir 258 días.

Trimestre	Valores		
	P_{PVG}^* (W)	RMSE (%)	MBE (%)
Agosto 2015 - octubre 2015	3004.91 ± 0.16	2.190	-0.609
Noviembre 2015 - enero 2016	2915.11 ± 0.26	4.047	-3.579
Febrero 2016 - abril 2016	3016.72 ± 0.29	2.217	-0.218
Mayo 2016 - julio 2016	3026.54 ± 0.21	2.212	0.107

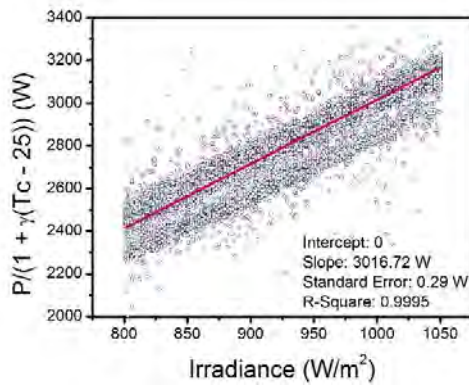
Tabla 4.3 Valores de RMSE y MBE para distintos trimestres de estudio en el periodo de 2015 mayo – 2016 abril, simulando en el periodo de agosto 2016 a abril 2017



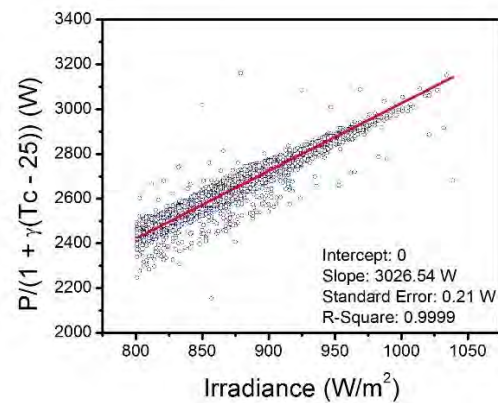
4.18.1 Datos del primer trimestre, agosto – octubre 2015



4.18.2 Datos del segundo trimestre, noviembre 2015 – enero 2016



4.18.3 Datos del tercer trimestre, febrero – abril 2016



4.18.4 Datos del cuarto trimestre, mayo – julio 2016

Los resultados de la Tabla 4.3 muestran que, para el segundo trimestre, en el cual el sistema se encuentra con los efectos más negativos (polvo como primera suposición), el P_{PVG}^* es menor en comparación a los otros trimestres. En consecuencia, los RMSE y MBE obtenidos son mayores a los demás trimestres para ambos métodos. Por otro lado, ya que el periodo de tiempo no hay sombras parciales, el RMSE y MBE son relativamente bajos comparados con lo que se obtuvo en la sección 4.5. Por otro lado, comparando los 3 trimestres en donde el valor de P_{PVG}^* es casi constante, los RMSE y MBE no varían demasiado entre un trimestre y otro. Finalmente, hay que recordar que la predicción de las simulaciones es para un caso ideal, es decir, no consideramos pérdidas extrínsecas como sombras parciales.

Consecuentemente, para poder escoger un tiempo mínimo de estudio, en el cual pueda obtenerse el P_{PVG}^* en un tiempo pequeño y que no comprometa la fiabilidad del método, se postula que debe estudiarse un periodo de tiempo donde las condiciones meteorológicas de temperatura e irradiancia se acerquen al promedio anual y asegurándose que el sistema está limpio, es decir, libre de pérdidas por polvo. Además, el método Osterwald oficial permite el cálculo del P_{PVG}^* en el caso de que existan sombras parciales. Para comprobar esto, se llevará esta idea al extremo, es decir, se tomará solo un día del año en donde se cumpla las condiciones previamente establecidas. Se implementó un código que permita buscar los días cuyos valores de temperatura e irradiancia promedio sean cercanos a 23.7 °C y 5.76 horas equivalentes, respectivamente, valores que son el promedio anual del primer año (mayo 2015 – abril 2016). Se escogieron 2 días: el 19 de octubre del 2015, que se encuentra entre los días con polvo y posee una temperatura de 23.8 °C y 5.63 horas equivalentes; y, 20 de mayo del 2015, un día con sombras parciales y con temperatura promedio 23.8 ° y 5.93 horas equivalentes. Solo se comparará con el método IES-UPM oficial. El RMSE y MBE se calculará entre los meses de agosto 2016 – abril 2017.

Fecha obtención Ppvg*	P_{PVG}^*	RMSE	MBE	Energía DC
Comparación el periodo de agosto 2016 a abril 2017				
20-May-15	3011.72 +- 0.70	2.169	-0.384	3931.8
19-Oct-15	2995.87 +- 1.61	2.256	-0.908	3911.1
Medido				3946.64

Tabla 4.4 Comparación de RMSE y MBE para los meses del periodo de agosto 2016 a abril 2017 para dos días mediante el método de IES-UPM oficial

De esta manera, se logra un RMSE y MBE aún menores que en comparación con las variantes de los métodos estudiados (*Tabla 4.1* y *Tabla 4.2*). En conclusión, es posible caracterizar un sistema fotovoltaico en un solo día conociendo previamente los diversos mecanismos de pérdida extrínsecos presentes y evitándolos en el periodo de estudio. Esto debido a que al estudiar un día que presente similares condiciones meteorológicas al promedio anual reducirá la desviación en la predicción de energía porque simula el comportamiento que tendrá el sistema en promedio.

4.8. Caracterización y simulación en AC

Del mismo modo que se ha estudiado y estimado la potencia generada en DC (*direct current*), es decir, el sistema antes de llegar al inversor, el método de Osterwald no presenta ninguna limitación para aplicarse a AC (*alternating current*). El mecanismo para hallar el P_{PVG}^* sigue siendo el mismo, solo que, en este caso, la ecuación 4.1 cambia a:

$$\frac{P_{AC}}{(1 + \gamma(T_c - T_c^*))} = P_{PVG}^* \cdot \frac{G}{G^*} \quad (4.2)$$

Cabe mencionar que, los otros modelos estudiados en la sección 3.1 son incompatibles para este fin, ya que simulan el valor de potencia por medio del voltaje y la corriente, variables que en AC cambian totalmente, ya que el sistema después del inversor se convierte en una fuente de corriente (en nuestro caso) y debe variar su voltaje para que esté acorde al voltaje de la red. Se ha demostrado en la sección 4.7 que usar solo un día de estudio es aceptable si es que las condiciones meteorológicas son similares a los promedios anuales y que, además, no esté afectado por pérdidas extrínsecas. Por ello, en esta sección, se aplicará la misma lógica. Además, también se comparará con periodos de estudio mayores para verificar la primicia, en todos los casos se usará el método Osterwald oficial (rango de 800 W/m² a 1050 W/m²) para obtener el P_{PVG-AC}^* . El tiempo de simulación AC será también de agosto 2016 a abril de 2017.

En la *Tabla 5.4* se muestran los resultados de las simulaciones. La energía entregada a la red en el periodo de agosto 2016 a abril 2017 ha sido de 3897.83 kWh. El RMSE y MBE menor se ha encontrado para el P_{PVG}^* del cuarto trimestre, abril – julio 2016, con 2.07 % y -0.29 % respectivamente. Por otro lado, para un solo día de estudio, el 20 de mayo del 2015, se ha encontrado un RMSE de

2.10 % y un MBE de -0.64 %, el segundo mejor. Por lo que aún se puede afirmar que usar un día de data es válido.

Tiempo estudiado para obtener P_{pvG-AC}^*	$P_{pvG-DC}^*(W)$ Obtenido de data de agosto 2015 a abril de 2016	Intervalo Simulado	W/m ²	50 - 200	200 - 400	400 - 600	600 - 800	800 - 1050	50 - 1050
		Energía Medida entre agosto 2016 a abril 2017	kWh	199.08	436.96	618.39	830.88	1812.52	3,897.83
Agosto 2015 - julio 2016 (casi un año)	2926.06 +- 0.22	RMSE	%	4.78	5.71	5.06	3.43	1.76	2.65
		MBE	%	1.83	-4.07	-4.28	-2.76	-0.53	-1.88
		Energía Simulada	kWh	202.71	419.18	591.93	807.93	1,802.83	3,824.58
Agosto 2015 - octubre 2015 1er trimestre	2945.9 +- 0.32	RMSE	%	4.88	5.14	4.47	2.88	1.75	2.28
		MBE	%	2.52	-3.42	-3.63	-2.10	0.14	-1.21
		Energía Simulada	kWh	204.09	422.02	595.94	813.41	1,815.06	3,850.51
Noviembre 2015 - enero 2016 2do trimestre	2866.05 +- 0.35	RMSE	%	5.23	7.56	6.95	5.35	3.20	4.29
		MBE	%	-0.26	-6.04	-6.24	-4.76	-2.57	-3.89
		Energía Simulada	kWh	198.55	410.58	579.79	791.36	1,765.86	3,746.14
Febrero 2016 - marzo 2016 3er trimestre	2955.56 +- 0.5	RMSE	%	4.98	4.88	4.19	2.64	1.87	2.16
		MBE	%	2.85	-3.10	-3.31	-1.78	0.47	-0.89
		Energía Simulada	kWh	204.76	423.40	597.90	816.08	1,821.01	3,863.14
Abril 2016 - julio 2016 4to trimestre	2973.54 +- 0.27	RMSE	%	5.22	4.41	3.70	2.27	2.23	2.07
		MBE	%	3.48	-2.51	-2.73	-1.18	1.08	-0.29
		Energía Simulada	kWh	206.00	425.98	601.53	821.04	1,832.09	3,886.64
20 de mayo del 2015	2962.93 +- 0.6	RMSE	%	5.07	4.68	3.99	2.48	2.00	2.10
		MBE	%	3.11	-2.86	-3.07	-1.54	0.72	-0.64
		Energía Simulada	kWh	205.27	424.46	599.39	818.11	1,825.55	3,872.77

Tabla 4.5 Caracterización y simulación en AC para distintos intervalos de estudio

Por otro lado, se puede obtener la pérdida del sistema de pasar de DC a AC. Esto se logra comparando el P_{pvG}^* en DC y AC. En la *Tabla 5.5* puede apreciarse la reducción de la potencia por trimestre. Se nota una reducción hasta de 2 % para el trimestre de febrero a marzo del 2016. Las pérdidas en el lado AC del sistema se dan por diversas razones, como perdidas por cableado, por el transformador AC y el inversor, ya que este último tiene una eficiencia de 96 – 98 %, según las características dadas por el proveedor. Además, es posible obtener un gráfico como la *Fig 4.19*, donde se puede visualizar las pérdidas del sistema de manera diaria. Un análisis más exhaustivo debe hacerse para explicar comportamientos. La pérdida del sistema al pasar de DC a AC promedio de es de 1.86 %.

Intervalo Estudiado	P_{pv}^* (W)		Pérdidas por conversión de DC a AC (%)
	DC (direct current)	AC (alternating current)	
Agosto 2015 - julio 2016	2981.86	2926.06	1.87
Agosto 2015 - octubre 2015	3004.91	2945.9	1.96
Noviembre 2015 - enero 2016	2915.11	2866.05	1.68
Febrero 2016 - marzo 2016	3016.72	2955.56	2.03
Abril 2016 - julio 2016	3026.54	2973.54	1.75
20 de Mayo del 2015	3011.72	2962.93	1.62

Tabla 4.6 Pérdidas del Sistema al pasar de DC a AC para distintos intervalos de tiempo

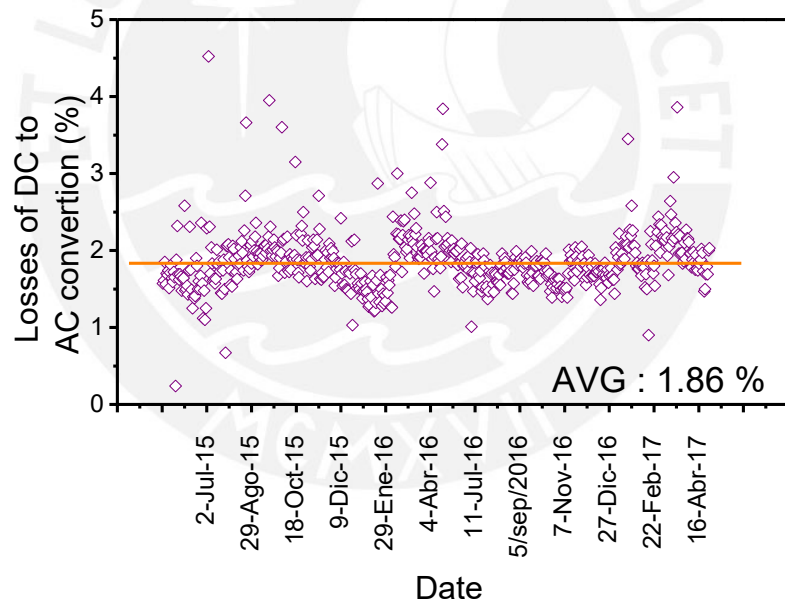


Fig 4.19 Pérdidas diarias del P_{pv}^* al pasar de DC a AC



5. Método de caracterización usando filtros

Objetivo del capítulo

Este es el capítulo se expone las variantes desarrolladas, sus alcances, límites y se pone a prueba comparándolo con los métodos previamente vistos.

Hipótesis

El método propuesto tendrá un menor RMSE para un periodo de estudio donde halla sombras parciales que afecten el rendimiento del sistema.

Inputs

Datos de temperatura de celda, irradiancia, voltaje DC y corriente DC tomados cada 15 segundos desde el 1 de mayo del 2015 al 30 de abril del 2017.

Potencia instantánea DC medida cada 15 segundos desde el 1 de mayo del 2015 al 30 de abril del 2017.

Outputs

Potencia instantánea y energía simulada, RMSE y MBE.

Metodología

Pre-procesamiento de los datos

Igual que en el Capítulo 2.

Limpieza de datos

Igual que en el Capítulo 3.

Procesamiento de datos

Sección 5.1

Los datos del periodo de estudio específico, en este caso de mayo 2015 a abril 2016, se agrupan en un solo arreglo. Luego, se agrega una columna con los valores de potencia estructurada para cada par de datos de temperatura de celda e irradiancia. Después, se crea un histograma con las cuentas de potencia estructurada para cada valor de irradiancia. El histograma con los bins establecidos previamente son ajustados con funciones gaussianas o función de probabilidad normal, de manera que se obtiene la media y la desviación estándar en función de la irradiancia. Esto permite obtener el P_{PVG}^* con los valores estadísticos hallados.

Sección 5.1.1

Se realiza casi el mismo procesamiento que en la sección 5.1 a diferencia de que los valores de irradiancia a los que se aplican dependen de la variante específica que se quiere comparar (800 – 1050 W/m² Osterwald oficial, 50 – 1050 W/m² Osterwald completo, y rangos de 200 W/m² Osterwald por trozos). El tiempo de estudio es de mayo 2015 a abril 2016, periodo con sombras parciales.

Sección 5.1.2

De manera similar a la sección 5.2, se aplica las variantes, pero para el periodo sin sombras parciales de agosto 2015 a julio 2016.

Sección 5.1.3

Se aplica el método Osterwald oficial (rango 800 – 1050 W/m²) con y sin filtro gaussianos para los trimestres (agosto a octubre del 2015, noviembre del 2015 a enero del 2016, febrero a abril del 2016 y mayo a julio del 2016).

Sección 5.2

Se construye un histograma con los datos de PPVG diario obtenidos mediante Osterwald oficial (rango 800 – 1050 W/m²) para el primer año (sección 4.7). El bin por default del programa Origim 8 es de 10 W para este caso. Un ajuste con función gaussiana se realiza para el pico primario y su promedio y desviación es obtenido como P_{PVG}^* .

Sección 5.3

Se computa la función de RMSE dependiente del P_{PVG}^* y de los valores de irradiancia, potencia DC y temperatura de celda, los cuales corresponden a todo el periodo de simulación, agosto 2016 a abril 2017.

Comparación

Sección 5.1.1

Comparación entre el método desarrollado (filtros gaussianos) y las variantes vistas en el capítulo 4 para tiempo con sombras parciales. Se compara RMSE, MBE y energía producida. Tiempo de simulación de agosto 2016 a abril 2017.

Sección 5.1.2

Comparación entre el método desarrollado (filtros gaussianos) y las variantes vistas en el capítulo 4 para tiempo sin sombras parciales y con las variantes vistas en la sección 5.2. Se compara RMSE, MBE y energía producida. Tiempo de simulación de agosto 2016 a abril 2017.

Sección 5.1.3

Comparación entre trimestres para la variante de IES-UPM oficial con y sin filtro gaussiano. Tiempo de simulación de agosto 2016 a abril 2017.

Sección 5.2

Se calcula RMSE y MBE usando el P_{PVG}^* obtenido para el tiempo de simulación de agosto 2016 a abril 2017.

Sección 5.3

Se usa el RMSE mínimo hallado como base para todos los modelos propuestos en la tesis

5.1. Filtros Gaussianos

Se ha visto en el capítulo previo que el método Osterwald oficial permite una predicción bastante acertada aún en periodos con pérdidas extrínsecas; y, además, para épocas sin sombras parciales, el método puede ser mejorado estudiando diferentes rangos de irradiancia. En búsqueda de verificar la robustez del método, es decir, poder aplicarlo tanto a fechas con y sin sombras; y la precisión de Osterwald completo ($50 \text{ W/m}^2 - 1050 \text{ W/m}^2$) para épocas sin sombras, se propone un nuevo método que usa filtros gaussianos.

En un principio, se debe recordar la *Fig 4.4*. Se observa que para un mismo valor de irradiancia (eje X) existen un gran rango de valores de potencia estructurada con la ecuación de Osterwald (eje Y). Diversos mecanismos de pérdida

de los sistemas fotovoltaicos pueden estar involucrados, como polvo, puntos calientes y sombras, lo que provoca que para mismos valores de irradiancia se den distintos valores de potencia. En búsqueda de un análisis más detallado del fenómeno que produce estas pérdidas, los datos deben ser visualizados en un gráfico de densidad como se muestra en la Fig 5.1. Cada pixel del gráfico tiene un tamaño de 1 W/m^2 de base x 4 W de largo. El pixel o bin en el eje y (4 W) se ha escogido manualmente ya que con este se notaba la forma de una distribución normal. En el gráfico se aprecia que la mayor cantidad de datos (cuentas, cuantificado en colores) se concentra en la recta que representa la regresión lineal del método Osterwald (Ver Fig 4.11). Además, es notable que los valores de la nube de datos por debajo de la recta que se señaló en la Fig 4.5 tiene una menor cantidad de datos.

Con el fin de analizar el gráfico, se escoge un valor de irradiancia específica (por ejemplo, $G= 51 \text{ W/m}^2$) y se observa los valores de cuentas (Eje Z de la Fig 5.1) vs la potencia de Osterwald o PT (Eje Y de la Fig 5.1), gráfica que representa un histograma mostrada en la Fig 5.2. Un comportamiento predilecto sobre la recta de regresión lineal es representado por una distribución normal o de campana (Ec 5.1), la cual puede describirse por la media (μ), la desviación estándar (σ) y la amplitud (A). Sin embargo, al analizar la Fig 5.2, notamos que existen diversas distribuciones. Cada distribución es efecto de algún tipo de fenómeno recurrente, como sombras parciales y/o polvo.

$$f(x) = A e^{-\frac{(x-\mu)^2}{\sigma^2}} \quad (5.1)$$

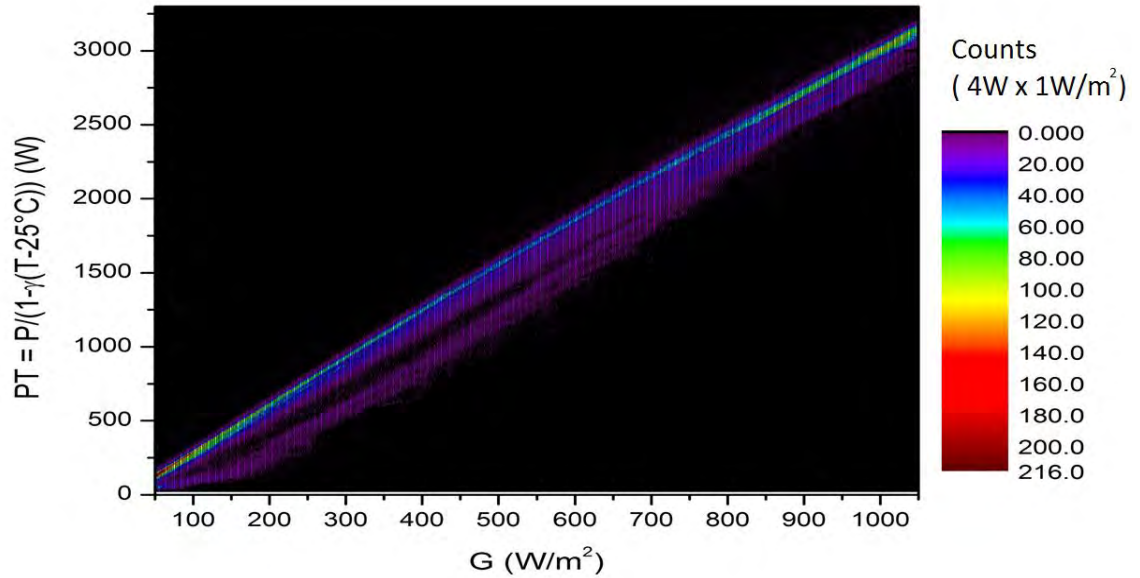


Fig 5.1. Gráfico de densidad de los datos del periodo mayo 2015 – abril 2016. Puede ser visto como un gráfico 3D donde el eje X representa G (irradiancia), eje Y representa la potencia de Osterwald y el eje Z representa las cuentas dentro un pixel de 1W/m² * 4 W.

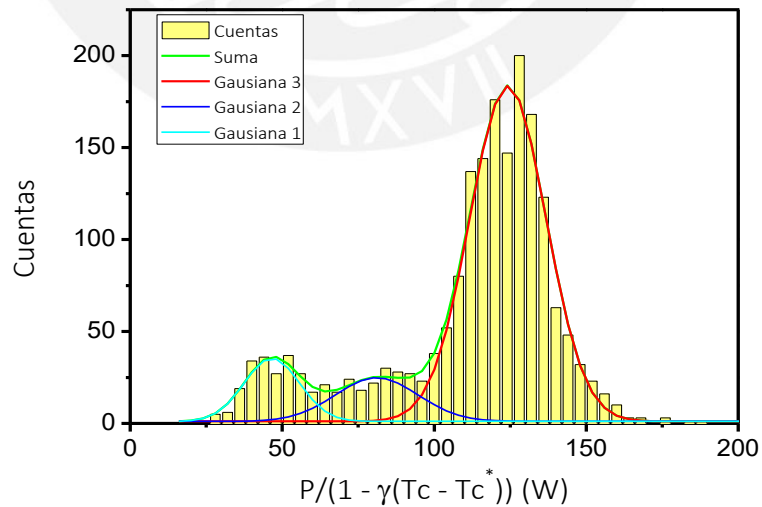


Fig 5.2. Histograma para G = 51 W/m². Ajustes gaussianos

Para entender por qué existen diversas gaussianas, debe analizarse las características de los datos para algún pixel que pertenezca al fenómeno. El gráfico de densidad solo incorpora datos de cuentas. Sin embargo, se extrajo todas las variables medidas, mediante un código desarrollado en Wolfram Mathematica, de cada dato que entra en cada pixel: fecha y hora de medida, voltaje AC, corriente AC, potencia activa y aparente, frecuencia, voltaje DC, corriente DC, temperatura de módulo, temperatura ambiente. Ver *Tabla 5.1*. En el caso de la *Fig 5.3*, se ha escogido la irradiancia 485 W/m^2 , para la cual existen los 2 grupos de datos (con y sin sombras) y se ha analizado la diferencia entre los pixeles. En este caso, puede observarse que la diferencia de voltaje promedio entre los 2 pixeles es apreciable ($\Delta V = 58.8 \text{ V}$) y una reducción de corriente de $\Delta I = 0.19 \text{ A}$. Finalmente, al analizar detenidamente la *Tabla 5.1*, se encuentra que los datos en el píxel que presenta menor voltaje solo suceden a partir de las 12.30 pm en los meses de mayo, junio y julio del año 2015. Lo que concuerda con lo visto en el anterior capítulo en la descripción del fenómeno de sombras parciales (*Fig 4.12*).

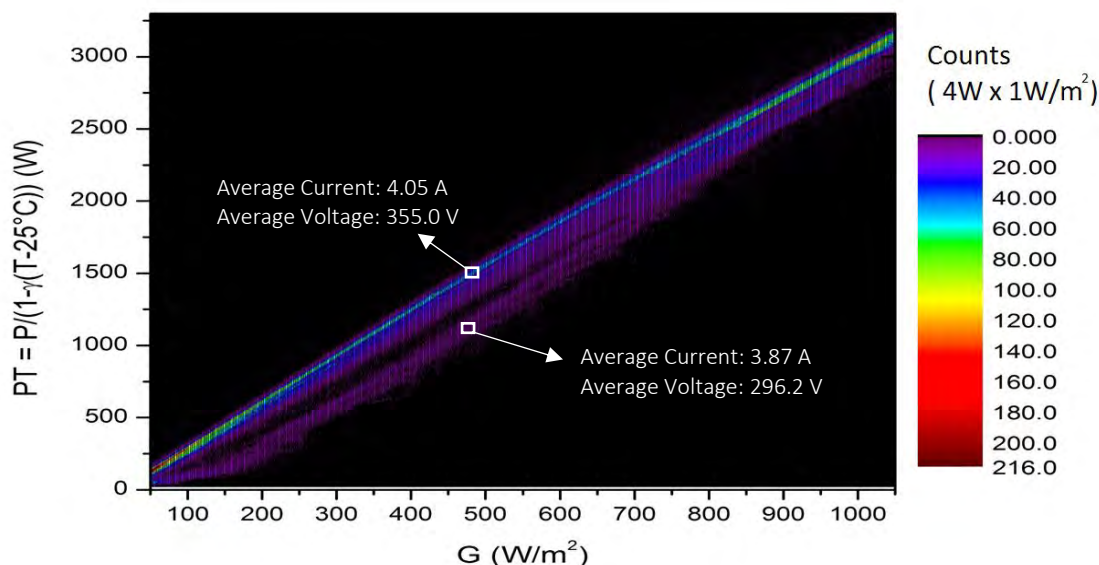


Fig 5.3. Ejemplo de diferencia de valores en corriente y voltaje entre 2 pixeles distintos con mismo valor de irradiancia

De esta manera, se observa que solo la distribución con mayor amplitud es la que representa al sistema fotovoltaico ideal (sin pérdidas extrínsecas). Luego, para cada valor de irradiancia puede obtenerse un ajuste gaussiano que represente correctamente la potencia Osterwald con los parámetros de la función gaussiana: media (μ) y desviación estándar (σ): $\mu \pm \sigma = PT \pm \Delta PT$. Mediante técnicas

computacionales, se obtiene un ajuste gaussiano para cada valor de irradiancia, lo cual nos permite tener los parámetros de la función gaussiana característica, es decir, la de mayor amplitud, en función de la irradiancia. De esta manera puede obtenerse un P_{PVG}^* realizando la regresión lineal a los valores de la media y desviación estándar, ya que son valores representativos de cada irradiancia, como se ha realizado en la Fig 5.4. De esta manera, se filtran valores de potencia generados por mecanismos no propios del sistema.

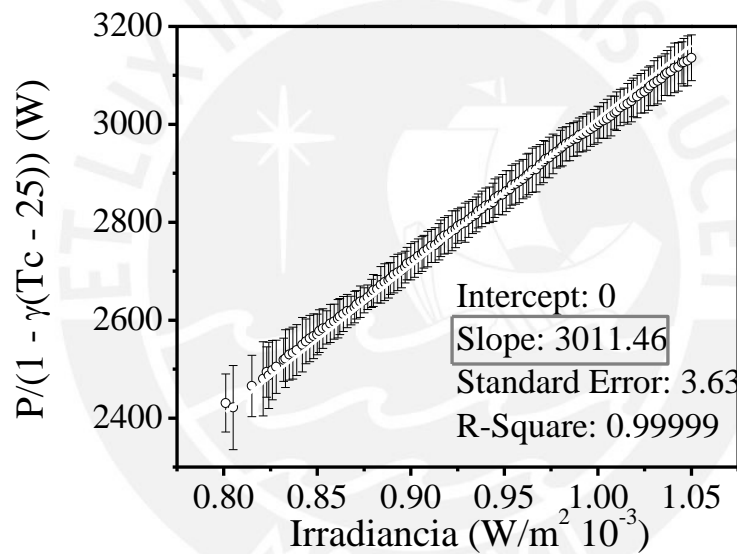


Fig 5.4. Osterwald completo con filtros gaussianos - regresión lineal de la media y desviación estándar de los ajustes gaussianos de los Histogramas para irradiancias altas.

Irradiancia = 484.5 W/m2

Potencia Osterwald]1494;1498[(68 points)							Potencia Osterwald]1192;1196[(13 points)							
TC (°C)	TA (°C)	C (A)	V (V)	Día / Hora	P (W)	PT (W)		TC (°C)	TA (°C)	C (A)	V (V)	Día / Hora	P (W)	PT (W)
34.1	21.5	4.03	357.4	05/05/2015 8:07:48	1440.32	1496.14		34.8	25.6	3.89	294.5	04/06/2015 14:42:10	1145.6	1193.56
35.9	22.6	4.03	354.6	08/05/2015 8:14:03	1429.03	1495.88		31.3	22	3.89	298.6	07/06/2015 14:45:05	1161.55	1192.35
34.2	25.4	4.09	352	26/08/2015 15:29:17	1439.68	1496.11		31.4	22.2	3.88	299.1	07/06/2015 14:45:20	1160.5	1191.78
31.3	24.6	4.09	355.9	31/08/2015 15:31:04	1455.63	1494.22		32.6	23.4	3.88	297.8	11/06/2015 14:43:32	1155.46	1192.62
32.5	24.4	4.11	352.8	27/10/2015 12:06:06	1450.01	1496.01		32.5	23.3	3.87	298.1	11/06/2015 14:44:02	1153.64	1190.24
33.3	21.1	4.05	356.9	18/05/2015 8:21:08	1445.44	1496.36		35.1	25.2	3.87	295.7	17/06/2015 14:41:31	1144.35	1193.79
36.8	24.9	4.09	348.1	03/10/2015 11:01:19	1423.73	1496.11		35.2	25.1	3.86	295.6	17/06/2015 14:41:46	1141.01	1190.81
35.7	21	4.01	357	23/05/2015 8:24:40	1431.57	1497.25		37.4	26.4	3.86	292.8	18/06/2015 14:38:51	1130.2	1190.74
31.7	23.5	4.18	347.6	28/02/2016 16:03:36	1452.97	1494		36.9	25.5	3.86	293.9	20/06/2015 14:41:46	1134.45	1192.64
27	20.9	4.05	366.3	04/03/2016 13:28:49	1483.52	1495.78		35	25.5	3.86	296.2	21/06/2015 14:33:21	1143.33	1192.21
33.8	22.84	4.06	354.99		1441.56	1495.56	AV G	34.22	24.42	3.872	296.23		1147.01	1192.07

Tabla 5.1 Variables medidas para cada dato en los pixeles con coordenadas {[484, 485], [1494, 1498]} y {[484, 485], [1192, 1196]} representando data sin y con pérdidas extrínsecas, respectivamente. En el caso del pixel superior (68 datos), solo se muestra los 13 primeros

5.1.1. Resultados para periodo con sombras parciales (mayo 2015 – abril 2016)

Con el fin de comprender la capacidad de las variantes propuestas en la capítulo 4, se escogerán también rangos distintos para aplicar los filtros gaussianos. Nuevamente, los estadísticos RMSE y MBE denotarán la mejora en predicción de los métodos. Para esta sección, al igual que la sección 4.5, se obtendrá el P_{PVG}^* para el periodo de mayo 2015 a abril 2016 y luego se simulará en el periodo de agosto 2016 a abril 2017.

En la *Tabla 5.2* se presentan los resultados obtenidos. Es notable la disminución en RMSE y MBE para todas las variantes con filtros gaussianos comparadas con las variantes sin filtros gaussianos, cuyos datos se encuentra en la sección 4.5, *Tabla 4.1*. Se compara respectivamente con sus variantes sin filtros gaussianos, el método Osterwald completo presenta una mejora de 2.79 % a 2.34 % en RMSE y de -1.99 % a 0.53 % en MBE; el método Osterwald oficial mejora de 2.56 % a 2.17 % en RMSE y de -1.62 % a -0.39 % en MBE; y, por último, el método Osterwald por Trozos mejora de 3.43 % a 2.29 % en RMSE y de -2.76 % a 0.35 % en MBE. Además, si se comparan el RMSE y MBE por rangos de los métodos sin y con filtros gaussianos, se encuentra una mejora notoria. En conclusión, el filtro gaussiano mejora todos los métodos en un tiempo de estudio con sombras parciales.

Por otro lado, como puede apreciarse en la *Fig 5.5*, el RMSE en casi todos los rangos de irradiancia para Osterwald por Trozos es el que más se acerca a cero. Igualmente se aprecia en la *Fig 5.6* para el MBE, el cual muestra muy poca variación entre los rangos. Esto conlleva a pensar que la variante de Osterwald por Trozos es el método más robusto. Sin embargo, en este análisis, este método no presenta el mejor RMSE y MBE en el rango completo ($50 \text{ W/m}^2 - 1050 \text{ W/m}^2$). Se debe recordar que el RMSE y MBE son propensos a los efectos de pérdidas extrínsecas en el sistema. No obstante, en este trabajo no es posible explicar por qué siendo Osterwald por Trozos con filtros gaussianos el método que menores RMSE y MBE tiene por rangos, no es el mejor cuando se considera su comportamiento en todo el rango. Finalmente, se concluye que el método debería ser aplicado a otro sistema fotovoltaico, y comparar los resultados.

En cuestión de energía, como se muestra en la *Fig 5.7*, el método de Osterwald por trozos con filtros gaussianos es el que presenta menor desviación de energía con 13.78 kWh de diferencia entra energía medida y energía simulada. Por otro

lado, las otras 2 variantes, Osterwald oficial con filtros gaussianos y Osterwald completo con filtros gaussianos, se encuentran en un rango muy cercano con 21.03 kWh y 15.48 kWh de diferencia, respectivamente.

Finalmente, en RMSE, el método Osterwald oficial con filtros gaussianos es el que mejor se comporta. En MBE, es el de Osterwald por trozos con filtros. En cuestión de eficiencia y rapidez, el método Osterwald oficial con filtros gaussianos es el que debería usarse ya utiliza solo el rango de 800 – 1050 W/m², aunque es posible que existan pocos datos en este rango para climas con poco sol. Además, el RMSE es el estadístico más significativo. Esto debido a que el RMSE es la suma cuadrática de errores, es decir, cada error contribuye; por otro lado, el MBE es la suma de errores, sea positiva o negativa, por lo que errores negativos pueden compensar errores positivos y viceversa.

Intervalo G estudiado para obtener P_{pv}^*	P_{pv}^* (W) obtenido de data de mayo 2015 – abril 2016 usando filtros gaussianos	Rango Simulado	W/m ²	50 – 200 (W/m ²)	200 – 400 (W/m ²)	400 – 600 (W/m ²)	600 – 800 (W/m ²)	800 – 1050 (W/m ²)	50 – 1050 (W/m ²)	
		Energía medida entre agosto 2016 a abril 2017	kWh	199.57	438.42	623.13	840.59	1,845.23	3,946.94	
Osterwald oficial 50 - 1050 W/m ²	3011.46 ± 3.63	RMSE	%	6.34	4.17	3.50	2.33	1.90	2.17	
		MBE	%	3.98	-1.61	-2.26	-1.20	0.42	-0.39	
		Energía Simulada	kWh	207.52	431.35	609.05	830.54	1853.01	3931.46	
Osterwald completo 800 - 1050 W/m ²	3039.42 ± 2.56	RMSE	%	6.79	3.73	2.95	2.09	2.48	2.34	
		MBE	%	4.95	-0.70	-1.35	-0.28	1.35	0.53	
		Energía Simulada	kWh	209.44	435.35	614.70	838.25	1870.22	3967.97	
Osterwald por trozos Cada 200 W/m ²	50 - 200	2855.17 ± 13.05	RMSE	%	7.23	3.52	2.66	2.33	1.90	2.29
	200 - 400	3063.11 ± 3.10	MBE	%	-1.42	0.08	0.39	0.72	0.42	0.35
	400 - 600	3093.23 ± 0.96	Energía Simulada	kWh	196.75	438.75	625.59	846.63	1853.01	3960.72
	600 - 800	3069.80 ± 1.85								
	800 - 1050	3011.46 ± 0.94								

Tabla 5.2 RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes de Osterwald propuestas con filtros gaussianos. Valores simulados para distintos intervalos de irradiancia. Tiempo de caracterización: mayo 2015 a abril 2016. Tiempo de simulación: agosto 2016 a abril 2017

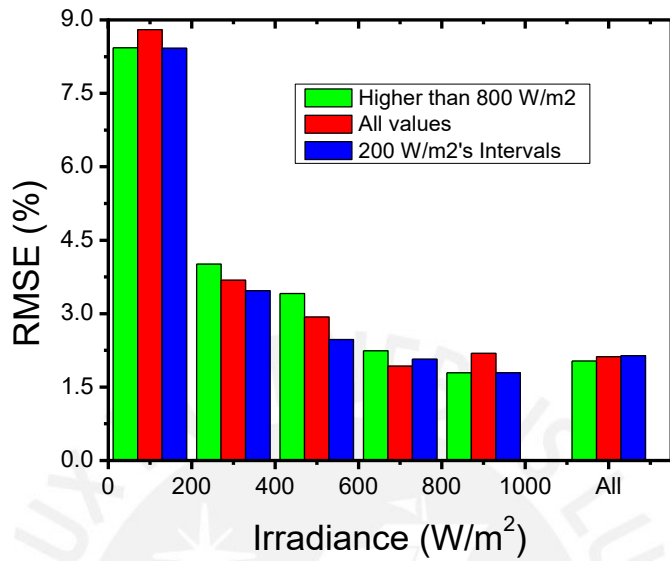


Fig 5.5 Comparación en RMSE de las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos

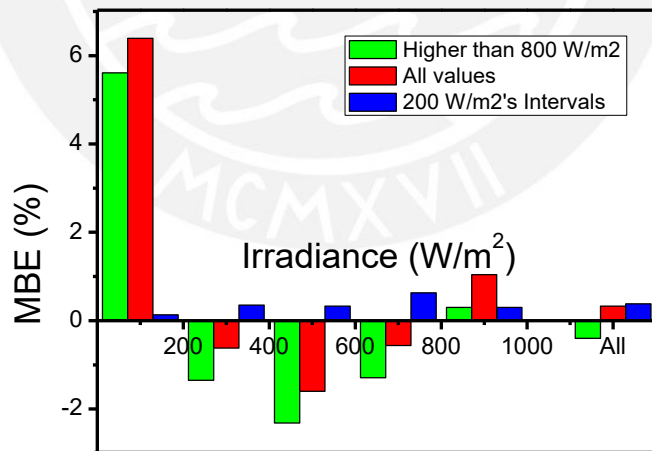


Fig 5.6 Comparación en MBE de las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos

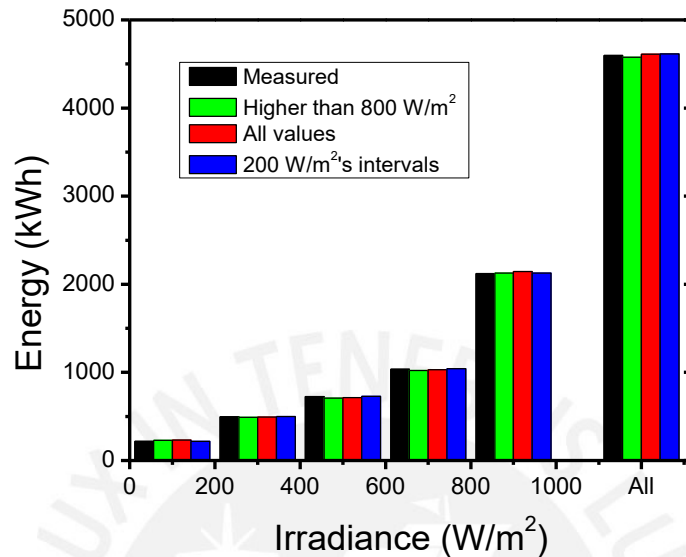


Fig 5.7 Energía proyectada por las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos

5.1.2. Resultados para periodo de estudio sin sombras parciales (agosto 2015 – julio 2016)

En la *Tabla 5.3* puede apreciarse los resultados de las caracterizaciones y simulaciones para el periodo de estudio sin sombras parciales (agosto 2015 – julio 2016). Comparando con la *Tabla 4.2*, para todos los métodos no existen mejoras en RMSE y solo para Osterwald oficial, el MBE mejora. En conclusión, no se observa una mejora notoria al aplicar filtros gaussianos para un periodo de estudio que no tiene presencia de sombras parciales. Sin embargo, esto demuestra que la técnica puede ser aplicada para casos en donde no es posible evitar sombras, como instalaciones industriales, residenciales, sistemas fotovoltaicos incorporados en carros, sistemas con concentradores solares e incluso en los BIPV (building integrated PV). Y de igual manera que en la sección 5.2, si debe escogerse un método por eficacia y rapidez, debería escogerse el método de Osterwald oficial con filtros gaussianos, además de que presenta el menor RMSE entre las variantes propuestas.

Intervalo G estudiado para obtener P_{pv}^*	P_{pv}^* (W) obtenido de data de agosto 2015 – julio 2016	Rango Simulado	W/m ²	50 – 200 (W/m ²)	200 – 400 (W/m ²)	400 – 600 (W/m ²)	600 – 800 (W/m ²)	800 – 1050 (W/m ²)	50 – 1050 (W/m ²)	
		Energía medida entre agosto 2016 a abril 2017	kWh	199.57	438.42	623.13	840.59	1,845.23	3,946.94	
Osterwald Oficial 800 - 1050 W/m ²	3016.91 ± 1.34	RMSE	%	6.42	4.07	3.38	2.25	1.98	2.17	
		MBE	%	4.17	-1.43	-2.08	-1.02	0.60	-0.21	
		Energía Simulada	kWh	207.89	432.13	610.15	832.04	1,856.37	3,938.58	
Osterwald Completo 50 - 1050 W/m ²	3044.72 ± 1.71	RMSE	%	6.89	3.66	2.87	2.09	2.63	2.42	
		MBE	%	5.13	-0.53	-1.18	-0.1	1.53	0.71	
		Energía Simulada	kWh	209.81	436.11	615.78	839.71	1,873.48	3,974.88	
Cada 200 W/m ²	50 – 200	2883.67 ± 13.91	RMSE	%	6.67	3.50	2.72	2.35	1.98	2.34
	200 – 400	3066.33 ± 2.49	MBE	%	-0.43	0.18	0.66	0.76	0.60	0.55
	400 – 600	3101.29 ± 0.45	Energía Simulada	kWh	198.71	439.21	627.22	846.97	1,856.37	3,968.47
	600 – 800	3071.04 ± 1.35								
	800 - 1050	3016.91 ± 1.34								

Tabla 5.3 RMSE, MBE y Energía simulada para las distintas variantes de Osterwald propuestas con filtros gaussianos. RMSE, MBE y Energía simulada calculados para distintos intervalos de irradiancia. Tiempo de estudio: agosto 2015 – julio 2016. Tiempo de simulación: agosto 2016 – abril 2017

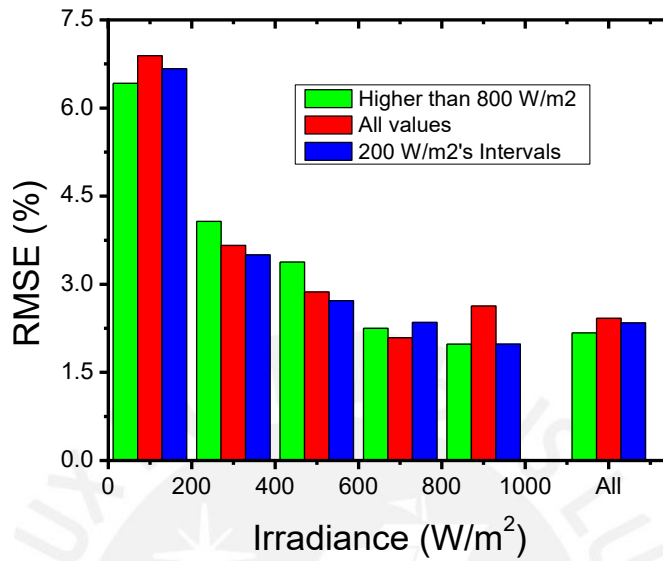


Fig 5.8 Comparación en RMSE de las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales.

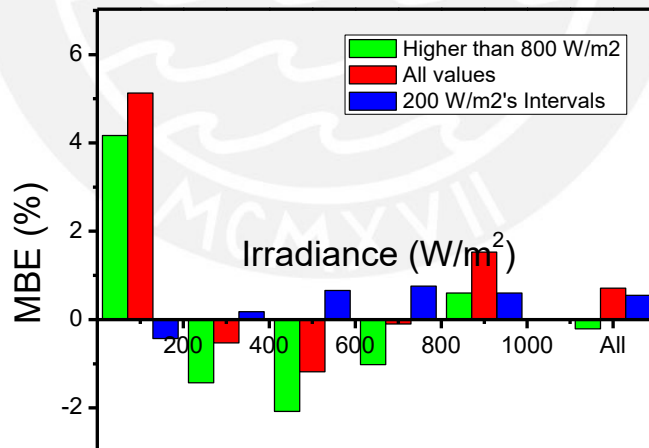


Fig 5.9 Comparación en MBE de las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales

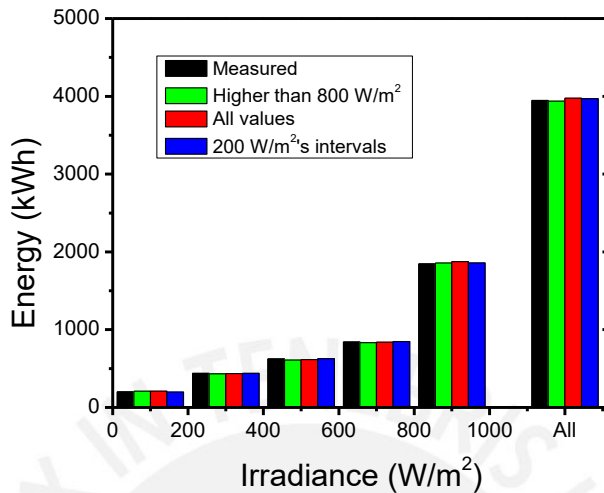


Fig 5.10 Energía proyectada por las variantes del método Osterwald propuestas con filtros gaussianos para un tiempo de estudio sin presencia de sombras parciales.

Por último, para el método de Osterwald por Trozos con filtros gaussianos, se puede encontrar un comportamiento similar de P_{PVG}^* para los dos periodos de estudio como se muestra en la Fig 5.11. El P_{PVG}^* crece hasta el rango de 400 – 600 W/m² donde se encuentra un máximo, y luego disminuye. Este comportamiento es muy similar al encontrado en la sección 4.6, Fig 4.16 para el periodo de estudio sin sombras.

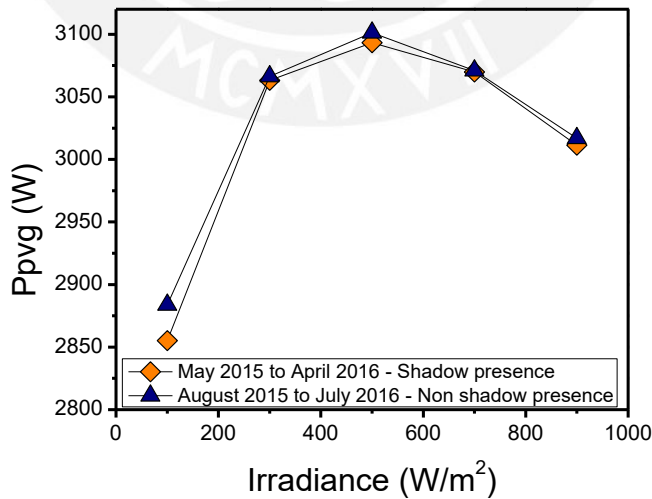


Fig 5.11 Comparación de valores de P_{PVG}^* por rangos usando los filtros gaussianos para los distintos periodos de estudio (sin y con sombras parciales)

5.1.3. Comparación para distintos tiempos de estudio

Siguiendo la línea que se desarrolló en la sección 4.7, se buscará del mismo modo, describir el sistema estudiando diferentes periodos y comprobar la robustez del método Osterwald oficial. Para esto, se usará el método de Osterwald oficial con y sin gaussianas para los diversos periodos. En primer lugar, se escogerán periodos de tres meses del primer año de datos, agosto 2015 a julio 2016. Para estos trimestres, se obtendrán el P_{PVG}^* respectivo y luego se simularán para el periodo de agosto 2016 – abril 2017. En la *Tabla 5.4* se presentan los resultados. Se puede apreciar que los valores de RMSE y MBE varían poco para los trimestres 1, 3 y 4. Esto se debe a que, como se ha visto en la sección 4.7, el trimestre 2 presenta pérdidas por polvo y temperaturas mayores. Además, no puede apreciarse mejora entre las variantes con y sin filtro gaussianos, excepto para segundo trimestre, lo cual es comprensible ya que en este periodo de estudio no hay presencia de sombras parciales. Finalmente, hay que recordar que la predicción de las simulaciones es para un caso ideal; sin embargo, la posibilidad de que en el tiempo de simulación existan pérdidas extrínsecas siempre está presente.

Trimestre	Osterwald oficial con Filtro Gaussiano			Osterwald oficial sin Filtro Gaussiano		
	P_{PVG}^* (W)	RMSE (%)	MBE (%)	P_{PVG}^* (W)	RMSE (%)	MBE (%)
Agosto 2015 - octubre 2015	3012.04 ± 1.5	2.17	-0.38	3004.91 ± 0.16	2.19	-0.61
Noviembre 2015 - enero 2016	2931.65 ± 2.52	3.58	--3.03	2915.11 ± 0.26	4.05	-3.58
Febrero 2016 - abril 2016	3032.57 ± 1.5	2.26	0.31	3016.72 ± 0.29	2.17	-0.22
Mayo 2016 - julio 2016	3011.77 ± 0.63	2.17	-0.38	3026.54 ± 0.21	2.21	0.11

Tabla 5.4 Comparación de caracterización y simulación para distintos tiempos de estudio. Simulaciones para el periodo de agosto 2016 a abril 2017

En cuanto a bajar el tiempo de 3 meses a 1 día, como se hizo en la sección 4.7, no es posible con el método de Osterwald oficial con filtros gaussianos, ya que el método se basa en encontrar la recta característica de la regresión lineal usando la mayor frecuencia de datos. Debido a que en un día los datos no son tan numerosos, el método se vuelve obsoleto. Por lo que el método Osterwald oficial sin filtros gaussianos presenta una gran ventaja comparado a su variante con filtros gaussianos para periodos cortos.

5.2. Filtros por días

Como se ha visto en la sección anterior, al filtrar datos extrínsecos del sistema se logra una mejora en la predicción de energía, por lo que el ajuste mediante el método de Osterwald y el PPVG son más representativos. Siguiendo este análisis, se puede afirmar que todo método que permita filtrar datos logrará una mejora en el ajuste y, por lo tanto, en la predicción de energía. Usando lo aplicado en la sección 4.7, en la Fig 4.17 se observa el comportamiento del PPVG por día obtenido mediante el uso de Osterwald oficial (valores de irradiancia entre 800 W/m² y 1050 W/m²) para el periodo del primer año, mayo 2015 a abril 2016. Se puede filtrar el grupo de días relacionados a polvo y sombras parciales mediante un filtro gaussiano para el primer año de datos, como se muestra en la Figura 5.12. En este caso el bin escogido es por default (10 W) por el programa Origim 8. Puede notarse la presencia de una distribución normal con la mayoría de días y otras distribuciones de valores más bajos de PPVG, distribuciones relacionadas a los días con presencia de fenómenos extrínsecos.

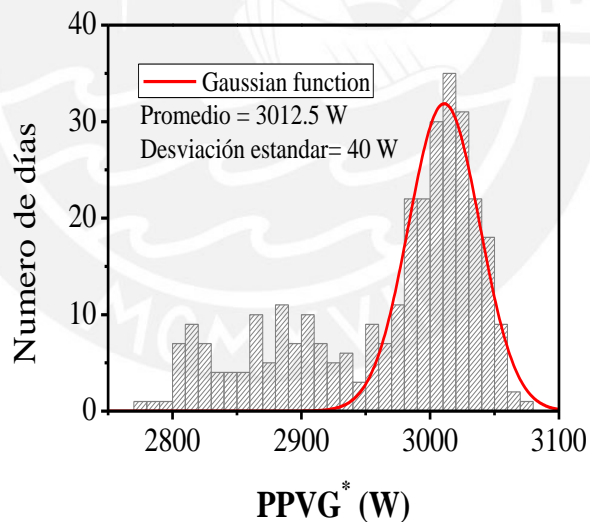


Fig 5.12 Ajuste gaussiano para distribución normal de PPVG diario del primer año de estudio

En este caso, el P_{PPVG}^* obtenido es de 3012.5 W con una desviación estándar de 40 W para el primer año. Luego, se realiza la simulación respectiva para el periodo de agosto 2016 a abril 2017, con un RMSE de 2.17 % Y un MBE de -0.36,

el cual es cercano al anteriormente hallado por Osterwald oficial usando filtros gaussianos.

5.3. RMSE mínimo

Los métodos previamente propuestos muestran valores de RMSE cercanos a 2.2%. Sin embargo, se desconoce si estos valores son aceptables, por lo que para comparar la exactitud de los métodos es necesario encontrar el mínimo RMSE posible para el tiempo de simulación, en este caso, el periodo de agosto 2016 a abril 2017. Esto se logró computando una función del RMSE dependiente del P_{PVG}^* , ecuación 5.2. La función calcula el RMSE para cada P_{PVG}^* dado, usando los datos medidos de irradiancia, potencia DC y temperatura de celda que se han registrado cada 15 segundos durante todo el tiempo de simulación. El rango de valores de P_{PVG}^* se ingresa manualmente, en este caso en el rango de 2990 y 3025 W. Por otro lado, matemáticamente, el RMSE representa una función similar a una cuadrática, lo que significa que posee un mínimo global, por lo que se espera encontrar un P_{PVG}^* que, al simular en el periodo escogido, produzca el mínimo RMSE posible. Por otro lado, ya que se está simulando todo el periodo por cada P_{PVG}^* , se requiere un gran esfuerzo computacional. El rango de irradiancias utilizado para simular el RMSE se restringe entre 50 W/m², valor para el cual se inicia el funcionamiento del sistema fotovoltaico y 1050 W/m², ya que para valores más altos puede apreciarse la saturación del inversor. De esta manera restringimos la simulación a valores admisibles para el modelo de Osterwald. El RMSE mínimo hallado es de 2.168 %, al cual corresponde un MBE de -0.311 % con un PPVG de 3013.9 W.

$$RMSE ([P_{PVG}^*], G, T_c, P_{DC}) \quad (5.2)$$

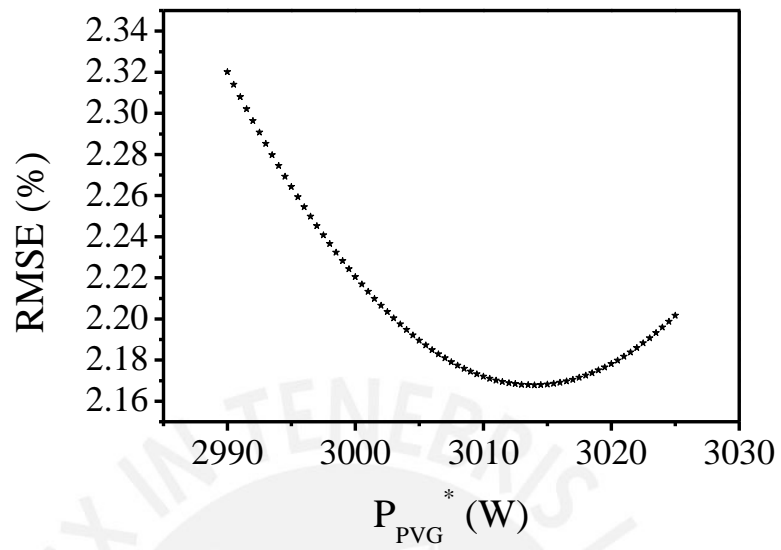
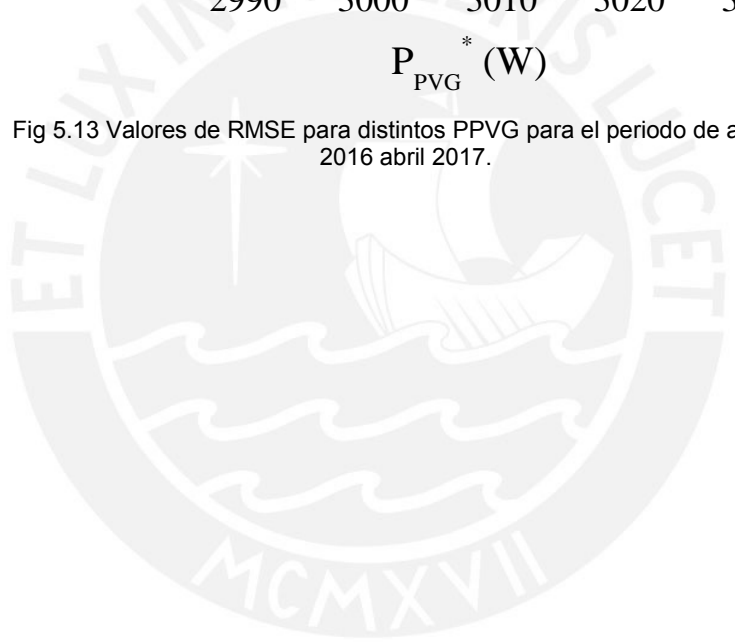


Fig 5.13 Valores de RMSE para distintos PPVG para el periodo de agosto 2016 abril 2017.



6. Conclusiones y Futuros trabajos

En la tabla 6.1 se comparan los diversos valores de RMSE y MBE con sus respectivos P_{PVG}^* obtenidos por todos los métodos que se han revisado o propuesto en esta tesis. Se puede observar que los RMSE obtenidos para los métodos con filtros vistos en este capítulo y el método de un día promedio meteorológico (sección 4.7) son iguales al RMSE mínimo. Además, demuestra la hipótesis de que un sistema fotovoltaico posee un comportamiento intrínseco que se puede caracterizar si se filtran la mayoría de los datos extrínsecos. En la tabla se considera también la desviación estándar del P_{PVG}^* , para cuyo valores extremos se ha hallado también el RMSE. Se muestra que la desviación estándar para el método del día promedio meteorológico es menor que de los métodos de filtros gaussianos, por lo que se considera como el mejor método aplicable para el estudio de los sistemas fotovoltaicos.

Métodos	Comentarios	Rango de Irradiancia (W/m ²)	PPVG*		RMSE			MBE		
			Promedio	Desviación Estandar	RMSE - (P-DE)	RMSEm (P)	RMSE +(P+DE)	MBE- (P-DE)	MBEm (P)	MBE+ (P+DE)
Osterwald	Sin ajuste		3300	0	10.133			9.152		
Osterwald oficial	Periodo con sombra parcial]800 ; 1050[2974.5	0.15	2.564	2.561	2.559	-1.621	-1.616	-1.611
Osterwald completo	Periodo con sombra parcial]50 ; 1050[2963.1	0.21	2.796	2.791	2.787	-2	-1.993	-1.986
Osterwald oficial	Periodo sin sombra parcial]800 ; 1050[2981.9	0.14	2.437	2.435	2.432	-1.376	-1.371	-1.367
Osterwald completo	Periodo sin sombra parcial]50 ; 1050[2995.7	0.12	2.259	2.258	2.256	-0.918	-0.914	-0.91
Filtros Gaussianos	Periodo con sombra parcial]800 ; 1050[3011.5	3.63	2.178	2.169	2.168	-0.512	-0.392	-0.272
Filtros Gaussianos	Periodo con sombra parcial]50 ; 1050[3039.4	2.56	2.308	2.341	2.377	0.445	0.533	0.62
Filtro de Días	Periodo con sombra parcial]800 ; 1050[3012.5	40	2.598	2.168	2.546	-1.681	-0.358	0.965

Día Promedio Meteorológico	Periodo con sombra parcial]800 ; 1050[3011.7	0.69	<u>2.17</u>	<u>2.169</u>	<u>2.168</u>	-0.406	-0.384	-0.361
RMSE mínimo	-	-	3013.9	0	<u>2.168</u>			<u>-0.311</u>		

Tabla 6.1 Resumen de métodos propuestos, RMSE y MBE

En este caso, nuestro sistema fotovoltaico idealmente se deberá comportar como un sistema de 3300 W, sin embargo, en el lado DC se comporta como uno de 3012.5 W, lo que significa una pérdida de 8.7 %. En futuros trabajos se espera aplicar el método de caracterización para un día, además del uso de filtro gaussiano para comprobar la robustez del método. Por último, debería aplicarse los métodos a tecnologías fotovoltaicas emergentes y en distintas condiciones ambientales, como, por ejemplo, plantas con 1-axis o 2-axis trackers.

Para concluir, esta tesis ofrece una revisión de diversos temas, desde una breve descripción de las partes de un sistema fotovoltaico, los parámetros típicos que lo describen a condiciones estándar, pasando por los métodos de caracterización típicos y el modelamiento del sistema, hasta simulaciones para tiempos en donde no se ha estudiado el sistema. Por otro lado, se ha revisado variantes de la caracterización basada en el modelo de Osterwald y se ha llevado el método a su límite en términos de tiempo de estudio mínimo para poder describir confiablemente al sistema para un periodo posterior de 1 año. Se espera que esta forma de caracterización, es decir, el valor de P_{PVG}^* pueda usarse para describir al sistema por más tiempo, solo si no existe un efecto de degradación fuerte en el sistema por razones no contempladas, ya que, en este caso, no se encuentra alguna relación de degradación.

En el capítulo 2, Introducción a los sistemas fotovoltaicos, se ha aplicado la caracterización típica con los índices de rendimiento al sistema de 3.3 kW. Lo más rescatable de esta sección es el YF (final yield) de 5.22 h/día y el PR (performance ratio) de 83.8 % obtenido para nuestro sistema en el periodo de mayo de 2015 a abril de 2016, el cual demuestra que la capacidad de producción y eficiencia de Arequipa es muy alta comparado con diversos lugares en Europa. Se debe mencionar que este método de caracterización no ofrece la posibilidad de predecir cómo se comportará el sistema después. Además, notamos que, en este caso, el software global de la NASA sobrestima en 0.4 kWh/día la energía incidente solar promedio para la ciudad de Arequipa en el primer año. Por último, en esta sección,

se encontró que la eficiencia promedio de los paneles es de 15.79 %, con un mínimo de 14.64 % y un máximo de 16.37 %, cercano a los 16.4 % que afirma el proveedor.

En el capítulo 3, Métodos de estimación del comportamiento eléctrico en DC de generadores fotovoltaicos, se ha estudiado los distintos métodos de modelamiento de celdas, los cuales se han extrapolado al sistema. En este caso, se usan los datos proporcionados por el fabricante. Además, se ha introducido los estadísticos que permitirán caracterizar la fiabilidad de cada modelo, el RMSE y MBE. En este caso, se ha encontrado que estos estadísticos disminuyen con la irradiancia, es decir, que los modelos se ajustan mejor a irradiancias altas. Este es el caso del tiempo estudiado en esta sección, desde mayo 2015 a abril 2016. En conclusión, los métodos de Osterwald y APMP son los que mejor predicen el comportamiento del sistema, con RMSE de 12.85%, 14.31 % y MBE de 12.12 % y 13.60 % respectivamente. Como curiosidad, la distribución de producción de energía es de 3 %, 10 %, 15 %, 24 % y 48 % para los rangos de 50 – 200 W/m², 200 – 400 W/m², 400 – 600 W/m², 600 – 800 W/m² y 800 – 1050 W/m² en este tiempo de estudio. Para poder lograr RMSE y MBE más bajos, se necesita ajustar los modelos, lo cual es tarea relativamente sencilla para Osterwald, a diferencia de los demás modelos.

El capítulo 4, junto con el capítulo 5, son el foco de esta tesis. Se ha desarrollado el método basado en el modelo de Osterwald aplicado a caracterizar el comportamiento energético del sistema completo. Sin embargo, se han propuesto variantes al trabajo de Martínez en el IES-UPM, usando equipos de medición de gama media y no todas las consideraciones que Martínez postula, por ejemplo, se ha variado el rango de estudio de irradiancias. Por otro lado, Martínez simuló para el mismo tiempo de caracterización, por lo que no confirmó si el tiempo de estudio tiene una relación directa con la capacidad de predicción del método. Una de las conclusiones más importantes es que es posible caracterizar el sistema fotovoltaico, tanto en DC como en AC, usando solo un día de estudio, pero para lo cual hay que conocer el promedio anual de las variables meteorológicas de la temperatura y la irradiancia. También es necesario saber en qué circunstancias está el sistema en el momento, por ejemplo, si hay presencia de sombras parciales o polvo. Es posible usar solo un día de datos debido a que, al agregar más días, más que volver robusto el estudio, se puede estar agregando comportamientos no típicos en el sistema, como es el caso de la acumulación de polvo. Por otro lado, se ha introducido dos nuevos factores de pérdida que están relacionados a las pérdidas en el lado DC y pérdidas del lado DC al AC.

Por último, el capítulo 5 examina el alcance de los métodos estudiados, por ejemplo, si se aplica el método de filtros gaussianos para fechas con sombras, se nota una mejora en todas las variantes del método de Osterwald. Es decir, que las sombras parciales si son una fuente de error al estructurar la data siguiendo la ecuación de Osterwald. Sin embargo, este método de filtros gaussianos no logra mejorar la predicción en el caso en que no existan sombras parciales, este puede ser el caso de plantas fotovoltaicas con áreas grandes. Lo mismo pasa para el caso en que se quiera estudiar un día, ya que no hay suficiente data. Sin embargo, si se modifica el intervalo de medición puede volverse una herramienta bastante útil, ya que mantiene la ventaja de filtrar datos no deseados, pero no requiere de más de un día de medición y, además, se comprende más profundamente la conducta de la potencia estructurada con Osterwald para cada irradiancia, lo cual puede servir para futuros trabajos. Finalmente, este método tiene futuro para tecnologías fotovoltaicas emergentes como concentradores solares o BIPV (building integrated photovoltaic), donde la presencia de sombras parciales es inevitable.



7. Bibliografía

- [1] C. R. Osterwald. (1986) "Translation of device performance measurements to reference conditions," *Solar Cells*, 18, 269- 279.
- [2] M. Fuentes. (2009). "Contribución al modelado del comportamiento eléctrico a sol real de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino y CIS", Tesis de Doctor, Universidad de Jaén
- [3] G. Araujo, E. Sánchez. (1982) "Analytical expressions for the determination of the maximum power point and the fill factor of a solar cell," *Solar Cells*, 5, 377-386,
- [4] M. A. Green. (1992) "Solar Cells. Operating Principles, Technology and System Application," University of NSW
- [5] Osinergmin (2017) "La industria de la Energía Renovable en el Perú, 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático", Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Lima – Perú.
- [6] M. Liebreich, Bloomberg New Energy Finance Summit, New York, 25 April 2017
- [7] E. Cuce, P. M. Cuce, I. H. Karakas, and T. Bali, "An accurate model for photovoltaic (PV) modules to determine electrical characteristics and thermodynamic performance parameters." *Energy Convers. Manag.*, vol. 146, pp. 205–216, 2017.
- [8] S. Hamou & et al (2014). "Efficiency of PV module under real working conditions", *Energy Procedia*, Vol. 50, pp: 553-558.
- [9] S. Armstrong, W. Hurley (2010), "A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions", *Applied Thermal Engineering*, 2010., Vol 30, 1488-1495.
- [10] A. Louwen & et al (2017), "Comprehensive characterization and analysis of PV module performance under real operating conditions", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2017; Vol 25: 218 – 232.
- [11] C.M Whitaker & et al (1991), "Effects of irradiance and other factors on PV temperature coefficients", *Photovoltaic Specialists conference*, 1991., Conference Record of the Twenty Second IEEE
- [12] J. V Muñoz & et al (2016), "DC energy yield predictions in large monocrystalline and polycrystalline PV plants: Time-domain integration of Osterwald's model", *Energy* Vol. 114, pp: 951-960.
- [13] F. Martínez-Moreno & et al (2012), "On the testing of large PV arrays". *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, Vol. 20: pp 100–105. doi:10.1002/pip.1102
- [14] J. Muñoz, E. Lorenzo (2006), "Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays". *Solar Energy*, Vol.80, Issue 11: pp1489-1497.

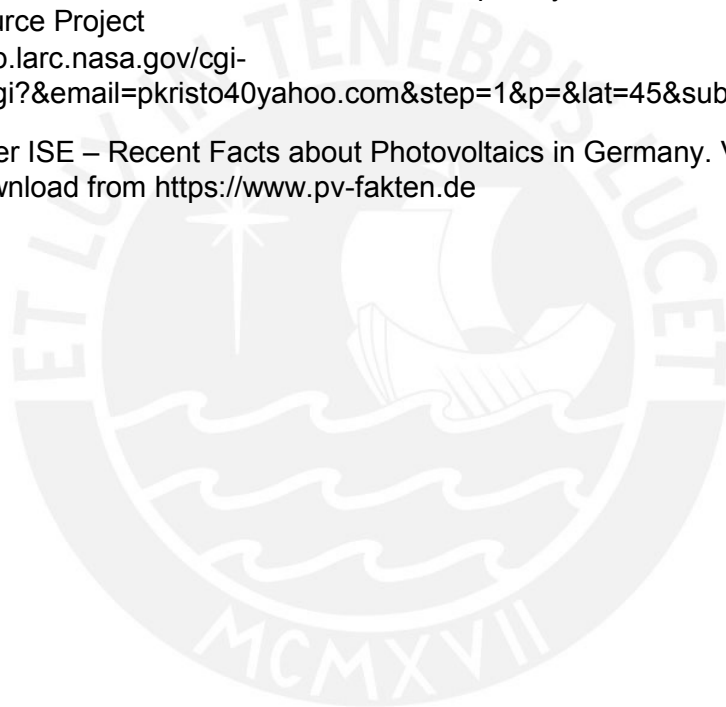
- [15] R. Moretón, E. Lorenzo (2013), "A 500-kW PV Generator I-V Curve". Prog. Photovolt: Res. Appl., Vol 22, Issue 12 pp:1280-1284. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2401>
- [16] J.V Muñoz, J. de la Casa & et al. "New Portable Capacitive Load able to measure PV modules, PV strings and large PV generators", 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp: 4276-4280.
- [17] M. Malvoni & et al (2017), "Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate", Energy Conversion and Management 145 (2017) pp: 169-181.
- [18] Chikh M & et al (2015), "Performance analysis of a grid connected micromorphous silicon PV pilot plant after eight months monitoring". En: 3rd international renewable and sustainable energy conference (IRSEC), Marrakech; 2015. p. 1–6. <http://dx.doi.org/10.1109/IRSEC.2015.7455113>.
- [19] Cherfa F & et al (2015), "Performance analysis of the mini-grid connected photovoltaic system at Algiers". Energy Procedia 2015; 83:226–36. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.177>.
- [20] Kymakis E & et al (2009), "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete". Energy Convers Manage 2009; 50:433–8. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2008.12.009>.
- [21] Savvakis N, Tsoutsos T (2015). "Performance assessment of a thin film photovoltaic system under actual Mediterranean climate conditions in the island of Crete". Energy 2015; 90:1435–55.
- [22] Bakos GC. "Distributed power generation: a case study of small scale PV power plant in Greece". Appl Energy 2009; 86:1757–66. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.12.021>.
- [23] Cucumo M & et al (2006). "Performance analysis of a 3 kW grid-connected photovoltaic plant". Renew Energy 2006; 31:1129–38. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2005.06.005>.
- [24] Allouhi A & et al (2016). "Grid- connected PV systems installed on institutional buildings: technology comparison, energy analysis and economic performance". Energy Build 2016; 130:188–201. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.08.054>.
- [25] Sidrach-de-Cardona M, Lopez LM (1999). "Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system". Energy 1999; 24:93–102. [http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442\(98\)00084-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442(98)00084-X).
- [26] Drif M & et al (2007). "A grid connected photovoltaic system of at Jaén University". Overview and performance analysis. Sol Energy Mater Sol Cells 2007;91(8):670–83. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2006.12.006>.

[27] Eke R, Demircan H (2013). "Performance analysis of a multi crystalline Si photovoltaic module under Mugla climatic conditions in Turkey". Energy Convers Manage 2013; 65:580–6.

[28] International Standard – IEC 61724 – Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines ofr measurement, data exchange and analysis – First edition 1998-04. International Electrotechnical Commision.

[29] Surface Meteorology and Solar Energy, sponsored by NASA's Applied Science Program in the Science Mission Directorate developed by Power: Prediction of Worldwide Energy Resource Project
<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&email=pkristo40yahoo.com&step=1&p=&lat=45&submit=Submit&lon=15>

[30] Fraunhofer ISE – Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Version of October 25, 2018. Download from <https://www.pv-fakten.de>





8. Anexo

8.1. Anexo A

Sunmodule⁺ Plus

SW 275 MONO





TUV Power controlled:
Lowest measuring tolerance in industry



Every component is tested to meet
3 times IEC requirements



Designed to withstand heavy
accumulations of snow and ice



Sunmodule Plus:
Positive performance tolerance



25-year linear performance warranty
and 10-year product warranty



Glass with anti-reflective coating



World-class quality
Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.

SolarWorld Plus-Sorting
Plus-Sorting guarantees highest system efficiency. SolarWorld only delivers modules that have greater than or equal to the nameplate rated power.

25-year linear performance guarantee and extension of product warranty to 10 years
SolarWorld guarantees a maximum performance digression of 0.7% p.a. in the course of 25 years, a significant added value compared to the two-phase warranties common in the industry. In addition, SolarWorld is offering a product warranty, which has been extended to 10 years.*

*In accordance with the applicable SolarWorld Limited Warranty at purchase.
www.solarworld.com/warranty












solarworld.com



Sunmodule[®] Plus SW 275 MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

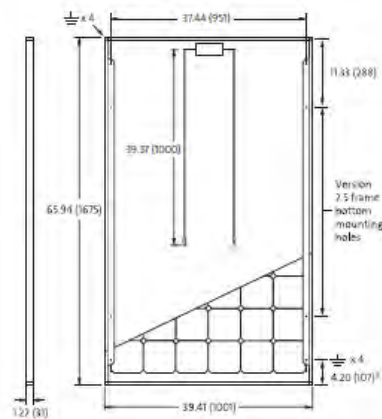
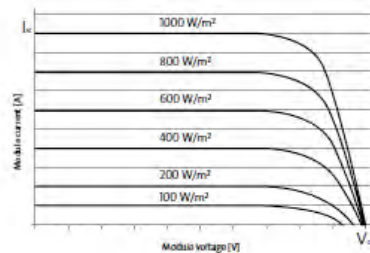
Maximum power	P_{max}	275 W _p
Open circuit voltage	V_{oc}	39.4 V
Maximum power point voltage	V_{mp}	31.0 V
Short circuit current	I_{sc}	9.58 A
Maximum power point current	I_{mp}	8.94 A
Module efficiency	η_p	16.40 %

*STC: 1000 W/m², 25°C, AM 1.5

†) Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power Controlled)

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.04 %/°C
TC V_{oc}	-0.30 %/°C
TC P_{max}	-0.41 %/°C
Operating temperature	-40°C to 85°C



All units provided are Imperial. SI units provided in parentheses.
SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

Maximum power	P_{max}	205.0 W _p
Open circuit voltage	V_{oc}	36.1 V
Maximum power point voltage	V_{mp}	28.4 V
Short circuit current	I_{sc}	7.75 A
Maximum power point current	I_{mp}	7.22 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 100% (+/-2%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Monocrystalline
Cell dimensions	6.14 in x 6.14 in (156 mm x 156 mm)
Front	Tempered glass (EN 12150)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	39.5 lbs (17.9 kg)

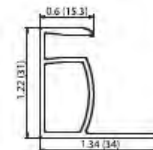
SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage SC II / NEC	1000 V	
Maximum reverse current	16 A	
Number of bypass diodes	3	
Design Loads*	Two rail system	113 psf downward 6.4 psf upward
Design Loads*	Three rail system	170 psf downward 7.1 psf upward
Design Loads*	Edge mounting	30 psf downward 30 psf upward

* Please refer to the Sunmodule Installation instructions for the details associated with these load cases.

ADDITIONAL DATA

Power sorting†	-0 W _p / +5 W _p
J-Box	IP65
Module leads	PV wire per UL4703 with H4 connectors
Module type (UL 1703)	1
Glass	Low iron tempered with ARC



VERSION 2.5 FRAME

- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- Grounding Locations:
 - 4 corners of the frame
 - 4 locations along the length of the module in the extended flange†

5W-01-6005US 08-2014

8.2. Anexo B

COOLCEPT / COOLCEPT-X / COOLCEPT² / COOLCEPT³-X / COOLCEPT FLEX



coolcept-x

StecaGrid 1500x, StecaGrid 2000x, StecaGrid 2500x,
StecaGrid 3010x, StecaGrid 3600x, StecaGrid 4200x

Máxima eficiencia con larga vida útil

Gracias a la alta eficiencia, se alcanza un coeficiente de rendimiento máximo del 98,6 % y un coeficiente de rendimiento europeo del hasta 98,3 %, lo que disminuye la pérdida de potencia que se -expulsaría a la atmósfera. Estas constituyen sus ventajas de -rendimiento.

Además, un nuevo y único sistema de refrigeración garantiza que el calor se reparta de manera uniforme en el interior del inversor y, con ello, se asegura una larga vida útil del aparato.

Diseño de producto y visualización

El StecaGrid dispone de un display LCD gráfico con el que se pueden visualizar valores de rendimiento energético, los rendimientos actuales y los parámetros de funcionamiento de la instalación. Un innovador menú ofrece la posibilidad de seleccionar los distintos valores de medición de manera individual.

La puesta en funcionamiento final del aparato se lleva a cabo sin dificultades a través de un menú guiado y preprogramado.

Montaje

Con sólo 11 kg, 11,5 kg y 12 kg, el montaje mural de los ligeros StecaGrid puede efectuarse de un modo seguro y sin esfuerzo. Asimismo, el soporte mural incluido en el suministro, así como los prácticos tiradores encastar para diestros y zurdos, permiten un montaje fácil y cómodo. Tampoco es necesario abrir el aparato para la instalación, puesto que todas las conexiones, así como el dispositivo de desconexión de CC, son accesibles desde el exterior. Gracias a su carcasa con protección IP 65, los inversores también pueden instalarse en el exterior.



Características del producto

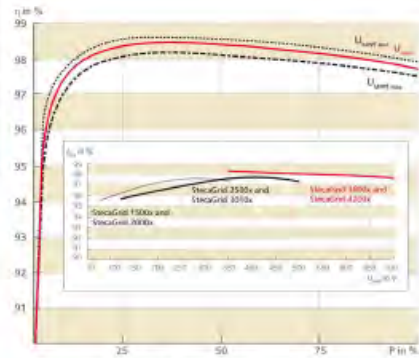
- Máximo coeficiente de rendimiento
- Instalación sencilla
- Registrador de datos integrado
- Temperatura de carcasa baja con plena carga
- Carcasa robusta de acero fino
- Indicado para la instalación en el exterior
- Interruptor de CC integrado
- Larga vida útil
- Droop Mode para la integración en sistemas híbridos
- Función de tensión fija para otras fuentes de energía
- Hasta 7 años de garantía gratuita tras el registro
- Gestión optimizada de las sombras gracias a un seguimiento de MPP global

Indicaciones

- Display LCD gráfico multifuncional con iluminación de fondo
- Representación animada del rendimiento

Manejo

- Fácil manejo con menús
- Navegación de menú multilingüe



Efficiency values for the StecaGrid 3600x and comparison of the MPP voltage of the all types

	StecaGrid 1500x	StecaGrid 2000x	StecaGrid 2500x	StecaGrid 3010x	StecaGrid 3600x	StecaGrid 4200x
Datos de entrada CC (generador FV)						
Tensión de entrada máxima	420 V	420 V	600 V	600 V	845 V	845 V
Rango de tensión de entrada de funcionamiento	75 V ... 350 V	75 V ... 350 V	125 V ... 500 V	125 V ... 500 V	350 V ... 700 V	350 V ... 700 V
Cantidad de MPPT	1					
Corriente de entrada máxima	11,5 A	11,5 A	11,5 A	11,5 A	12,0 A	12,0 A
Corriente máxima en el cortocircuito	+20 A / -13 A					
Máxima potencia de entrada con la máxima potencia activa de salida	1540 W	2050 W	2560 W	3070 W	3770 W	4310 W
Datos de salida CA (conexión a la red)						
Tensión de salida	185 V ... 276 V (en función de los ajustes de cada país)					
Tensión de salida nominal	230 V					
Corriente máxima de salida	12,0 A	12,0 A	14,0 A	14,0 A	16,0 A	18,5 A
Potencia máxima activa (cos phi = 1)	1500 W	2000 W	2500 W	3000 W	3680 W	4200 W
Potencia máxima activa (cos phi = 0,95)	1500 W	2000 W	2500 W	3000 W	3500 W	3990 W
Potencia aparente máxima (cos phi = 0,95)	1850 VA	2100 VA	2630 VA	3160 VA	3680 VA	4200 VA
Potencia nominal	1500 W	2000 W	2500 W	3000 W	3680 W	4200 W
Frecuencia nominal	50 Hz y 60 Hz					
Frecuencia	45 Hz ... 65 Hz (en función de los ajustes de cada país)					
Fases de inyección	mono-fásico					
Coefficiente de distorsión (cos phi = 1)	< 2 %					
Factor de potencia cos phi	0,95 capacitivo ... 0,95 inductivo					
Funcionamiento						
Eficiencia máxima	98,0 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %	98,6 %	98,6 %
Eficiencia europeo	97,4 %	97,5 %	97,6 %	97,7 %	98,3 %	98,2 %
Eficiencia californiana	97,6 %	97,7 %	97,7 %	97,8 %	98,3 %	98,2 %
Eficiencia MPP	> 99,7 % (estático), > 99 % (dinámico)					
Consumo propio por la noche	< 2 W					
Reducción de potencia a máxima potencia a partir de	50 °C (T _{amb})	50 °C (T _{amb})	50 °C (T _{amb})	45 °C (T _{amb})	50 °C (T _{amb})	45 °C (T _{amb})
Seguridad						
Principio de separación	no separación galvánica, sin transformador					
Monitorización de la red	sí, integrado					
Control de la corriente residual	sí, integrado (El inversor no puede generar corriente continua de fuga por razones que se deben a su construcción)					
Condiciones de uso						
Área de uso	interiores con o sin climatización, exteriores con o sin protección					
Clase ambiental según IEC 60721-3-4	4K4H					
Temperatura ambiente	-25 °C ... +60 °C					
Temperatura de almacenamiento	-30 °C ... +80 °C					
Humedad relativa	0 % ... 100 %, sin condensación					
Emisiones de ruido (típico)	< 25 dBA	< 25 dBA	< 29 dBA	< 29 dBA	< 29 dBA	< 29 dBA
Equipamiento y diseño						
Grado de protección	IP 65					
Categoría de sobretensión	III (CA), II (CC)					
Conexión CC	Phoenix Contact SUNCLIX (1 par), contraconector incluido en el volumen de suministro					
Conexión CA	conector Wieland RST25i3, contraconector incluido en el volumen de suministro					
Dimensiones (X x Y x Z)	399 x 657 x 227 mm	399 x 657 x 227 mm	399 x 657 x 227 mm	399 x 657 x 222 mm	399 x 657 x 222 mm	399 x 657 x 222 mm
Peso	11,0 kg	11,0 kg	11,0 kg	12,0 kg	11,5 kg	11,5 kg
Interfaz de comunicación	RS-485 (2 x RJ45 conectores hembra; conexión al Meteo control WEB*log o Solar-Log™), interfaz Ethernet (1 x RJ45)					
Interruptor CC integrado	sí, conforme según DIN VDE 0100-712					
Disipación	ventilador controlado por temperatura, variable de revoluciones, interno (protegido contra el polvo)					
Certificado de comprobación	véase página web					

- Potencia máxima activa Bélgica: StecaGrid 3600(x) / 4200(x) = 3.330 W (cos phi = 1)
- Potencia nominal Portugal: StecaGrid 3600(x) = 3.450 W, StecaGrid 4200(x) = 3.680 W

8.3. Anexo C: Tabla de Índice de Rendimiento para el periodo de 2015 mayo a abril 2017

Yr (h/día)	Eac (kWh)	E _{dc} (kWh)	G _{max} (W/m ²)	G _{pod} (W/m ²)	T _{max mod} (°C)	T _{min mod} (°C)	T _{mod} (°C)	T _{max amb} (°C)	T _{min amb} (°C)	T _{amb} (°C)	Mes
5.78	479.32	486.00	1175.00	560.33	53.10	5.00	34.41	29.20	9.80	22.71	2015\may
5.12	341.44	346.25	1140.00	507.35	52.40	4.80	34.29	30.30	9.10	23.09	2015\jun
5.57	404.30	410.89	1095.00	553.35	52.40	1.70	33.53	29.20	7.30	22.00	2015\jul
6.80	478.64	485.68	1370.00	637.88	60.70	3.70	34.96	31.20	3.80	23.17	2015\ago
6.90	577.60	585.94	1418.00	644.06	54.40	4.20	35.61	30.50	9.90	23.88	2015\sep
6.76	585.23	592.89	1462.00	604.26	53.10	4.20	34.76	31.30	9.80	24.10	2015\oct
7.15	555.92	563.60	1380.00	637.63	54.90	3.10	35.15	31.70	9.10	24.68	2015\nov
6.56	532.66	538.03	1429.00	566.68	56.60	7.90	34.87	34.00	13.00	25.82	2015\dic
6.31	519.50	523.76	1364.00	552.71	51.90	7.30	34.15	32.50	13.60	24.84	2016\ene
5.60	310.65	314.37	1409.00	525.18	54.30	8.20	33.04	32.20	12.60	23.24	2016\feb
6.95	484.49	491.58	1386.00	637.65	55.40	8.70	35.88	30.90	12.90	23.89	2016\mar
6.09	499.23	506.19	1610.00	586.03	59.10	5.40	34.46	30.60	11.00	22.94	2016\abr
5.93	215.90	218.97	1106.00	587.13	54.10	4.10	34.98	30.30	9.00	22.85	2016\may
4.85	94.68	96.23	915.00	550.70	50.60	2.30	33.85	27.70	7.60	21.71	2016\jun
5.81	329.51	334.20	1270.00	562.35	51.60	4.40	33.75	28.20	9.30	22.11	2016\jul
6.30	550.56	557.91	1115.00	592.33	53.00	1.90	34.35	30.10	8.50	22.47	2016\ago
6.62	331.15	335.53	1108.00	606.42	52.90	3.70	34.75	30.00	9.30	22.98	2016\sep
6.53	519.16	525.05	1292.00	587.56	56.60	4.70	34.52	31.80	10.20	23.65	2016\oct
7.26	605.25	613.43	1292.00	633.48	54.40	1.60	34.57	31.50	7.40	24.03	2016\nov
6.58	568.21	574.69	1268.00	569.81	50.40	5.50	32.41	31.20	10.00	23.01	2016\dic
4.09	367.96	373.70	1530.00	332.95	55.50	9.00	25.53	32.30	11.60	19.20	2017\ene
4.63	373.12	378.59	1550.00	386.45	55.30	7.70	27.01	29.60	10.80	19.82	2017\feb
4.47	402.11	409.46	1418.00	385.93	55.50	7.20	27.27	28.70	10.40	19.50	2017\mar
6.01	497.59	504.15	1194.00	548.08	54.70	4.40	33.29	29.80	9.90	21.86	2017\abr
6.03	442.67	448.63	1304.00	556.51	54.29	5.03	33.39	30.62	9.83	22.81	Average

días	CF (%)	PR (%)	nsys (%)	npv (%)	Ls (h/día)	Lc (h/día)	Yf (h/día)	Ya (h/día)
31	19.90	82.14	15.26	15.47	0.07	1.03	4.69	4.75
26	16.35	78.80	14.64	14.84	0.06	1.09	3.98	4.04
28	18.58	79.83	14.80	15.04	0.07	1.12	4.38	4.45
25	24.64	86.61	16.08	16.31	0.09	0.91	5.80	5.89
30	23.98	85.81	15.93	16.16	0.08	0.98	5.83	5.92
31	24.29	85.68	15.93	16.14	0.07	0.97	5.72	5.80
28	24.73	85.28	15.84	16.06	0.08	1.05	6.02	6.10
30	22.85	82.84	15.45	15.60	0.05	1.13	5.38	5.43
31	21.56	81.09	15.15	15.27	0.04	1.19	5.08	5.12
20	18.70	85.09	15.84	16.03	0.06	0.83	4.71	4.76
25	24.94	85.70	15.91	16.14	0.09	0.99	5.87	5.96
29	21.44	86.88	16.14	16.37	0.07	0.80	5.22	5.29
13	21.37	86.02	15.98	16.20	0.07	0.83	5.03	5.10
7	16.84	85.89	15.92	16.18	0.07	0.68	4.10	4.17
20	21.20	87.09	16.17	16.40	0.07	0.75	4.99	5.06
31	22.85	86.52	16.08	16.30	0.07	0.85	5.38	5.45
18	22.91	85.37	15.87	16.08	0.07	0.97	5.57	5.65
29	23.04	84.02	15.65	15.83	0.06	1.04	5.42	5.49
30	25.12	85.36	15.86	16.08	0.08	1.06	6.11	6.20
31	23.59	85.37	15.90	16.08	0.06	0.96	5.55	5.62
31	15.27	89.25	16.55	16.81	0.06	0.44	3.60	3.65
28	16.04	88.48	16.42	16.66	0.06	0.53	4.04	4.10
31	16.69	89.45	16.55	16.85	0.07	0.47	3.93	4.00
29	21.37	87.70	16.30	16.52	0.07	0.74	5.20	5.27
	21.18	85.26	15.84	16.06	0.07	0.89	5.07	5.14