

IIE- FING – UDELAR (Instituto de Ingeniería Eléctrica – Facultad de Ingeniería – Universidad de la República Oriental del Uruguay.) - URUGUAY

Montevideo – Uruguay – 18 de agosto de 2014

## **MODELADO DE RADIACIÓN SOLAR Y PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA APLICABLE A LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.**

### ***Autores:***

Ing. Milena Gurin Añasco.  
(UTE, Especialista en Planificación y Estudios de Generación).  
MSc. Ing. Ruben Chaer (IIE-FING-UDELAR.  
Profesor adjunto Gr.4 Depto. de Potencia).

### ***PALABRAS-CLAVE:***

Solar, Simulación, Renovables,  
Planificación.

### ***Código de sub-tema: G2-2***

### ***DATOS DE LA EMPRESA:***

UTE-Presidencia, PARAGUAY 2431.  
Código Postal: 11800.  
Teléfono: (598) 22002015  
Email: [rchaer@fing.edu.uy](mailto:rchaer@fing.edu.uy)  
[mgurin@ute.com.uy](mailto:mgurin@ute.com.uy)

### ***Resumen:***

**En este trabajo se presenta un modelo de irradiación solar y de planta fotovoltaica desarrollados para la plataforma SimSEE [1] aplicable a propósitos de planificación energética. Forma parte de los resultados del proyecto de investigación ANII-FSE-1-2011-1-6552 “Modelado de energías autóctonas en SimSEE” financiado por el Fondo Sectorial de Energía de ANII (<http://www.anii.org.uy>).**

### ***I. INTRODUCCIÓN***

Entre los años 2014 y 2015 Uruguay prevé incorporar alrededor de 200 MW de generación solar fotovoltaica en su matriz energética. Este recurso tiene características particulares que necesitan una correcta representación. En particular, es necesario a los propósitos de la planificación de largo plazo considerar la variabilidad del recurso,

por los requerimientos de potencia firme a suministrar desde otros generadores. También el modelado debe permitir considerar el filtrado de variabilidad que es posible obtener por la distribución geográfica de las plantas generadoras.

La metodología utilizada se basó en obtener de las series horarias el índice de claridad del cielo (o nubosidad) de ocho puntos del país y en base a ellos identificar un modelo estocástico del tipo CEGH[2]. Este modelo es una generalización del presentado en [3] logrando captar, al utilizar 8 series distribuidas en el territorio nacional, el efecto del filtrado por distribución geográfica.

El modelo CEGH creado es capaz de sintetizar series horarias de índices de claridad en los mismos 8 puntos usados para su identificación.

El modelo de “generador solar fotovoltaico” creado, debe conectarse a uno de los ocho puntos del modelo CEGH. Con los valores de índices de claridad (del punto elegido) calcula la irradiancia en plano inclinado correspondiente según los ángulos de instalación y la ubicación geográfica. Los parámetros configurables son coordenadas geográficas, dimensión de los paneles, características refractarias del suelo y los ángulos de orientación de los paneles. También se incluyen parámetros como potencia máxima, rendimiento complejo, disponibilidad, pago por energía disponible y entregada.

En este trabajo se presentan los modelos desarrollados y los resultados de un caso de test simulado y su comparación con

datos reales. Se modeló la planta solar Asahi de 0.5 MW ubicada en Salto, Uruguay. Se simuló un año entero con los resultados muy similares a los medidos con lo cual se considera que el modelo desarrollado es suficiente a los propósitos de los estudios de expansión de la generación.

## **II. MODELADO DEL GENERADOR EN SIMSEE**

SimSEE es el acrónimo de “Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica”. Es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica; entendiendo por plataforma un conjunto de herramientas y modelos útiles para llevar adelante la tarea. Los usos de SimSEE pueden ser muy variados citando a modo de ejemplo el modelado y simulación de:

- Programación del despacho energético de los recursos en el mediano y corto plazo.
- Resultado económico de distintos escenarios posibles para expansiones del sistema en el largo plazo, resultado físico y económico previsto para el comportamiento de diferentes interconexiones spot y de contratos internacionales.
- Para analizar la conveniencia de distintos modos de comercialización de su energía para un determinado generador: p.ej. mediante contratos o en la modalidad spot del mercado eléctrico.
- Modelar el despacho energético de corto plazo con posibilidad de realizar flujos de carga en la red eléctrica modelada, lo que permite incluir las restricciones de red en el modelo.

La plataforma SimSEE está diseñada e implementada 100% Orientada a Objetos; en este sentido debe pensarse como una “caja de herramientas” que permite armar en forma sencilla un “lugar” donde se colocan “objetos” que “saben” cómo comportarse en ese ambiente. Como se trata de una plataforma para simulación

de Sistemas de Energía Eléctrica, los objetos tienen que saber respetar las restricciones eléctricas (por ejemplo la suma de las potencias en una barra tiene que ser nula) y saber colaborar en la misión del sistema que es cumplir con suministrar la demanda al menor costo posible en condiciones de calidad aceptables.

Básicamente hay dos tipos de entidades en base a la cual se arman todos los modelos. Estas son Actores y Fuentes. Como se trata de realizar simulaciones en el tiempo, los parámetros de estas entidades pueden ir cambiando con el transcurso del tiempo. Incluso pueden aparecer o desaparecer entidades durante el horizonte temporal analizado.

En SimSEE, se entiende por Actor a cualquier entidad capaz de entregar y/o recibir energía. Hay modelos para representar diferentes tipos de Actores (por ej. las centrales hidráulicas con embalse tienen un modelo y las sin embalse otro).

El generador solar fotovoltaico es un nuevo actor que se introduce en la plataforma.

Tiene como principal parámetro de entrada una fuente aleatoria generadora de índice de claridad (kt), con la cual calcula la irradiación solar horaria sobre plano inclinado y posteriormente la potencia producida. Para esto se deben ingresar además los siguientes parámetros adicionales: potencia máxima (MW), latitud y longitud del lugar dónde se encuentre el generador, el área total del grupo de paneles, inclinación, orientación, rendimiento complejo (que es el rendimiento de conversión del generador o sea el cociente entre la energía inyectada a la red y la energía recibida del Sol) y la reflectividad del suelo. También se pueden incluir pagos por energía disponible y pagos por energía entregada.

## **III. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE CLARIDAD (KT) HORARIO Y CEGH ASOCIADA.**

Se utilizó como base el índice de claridad (o nubosidad) debido a que el mismo no conserva las estacionalidades que aparecen en las medidas de irradiancia solar. El cálculo del índice de claridad horario se realizó en base a series de irradiancia diez minútales de ocho puntos de Uruguay. Los mismos se detallan en la tabla 1.

Ubicación	Siglas	Latitud	Longitu
Piedras de Aflar	PA	-34.68	-55.58
Buena Unión	BU	-31.06	-55.60
Bonete	RB	-32.80	-56.42
José Ignacio	JI	-34.85	-54.74
Mc. Meekan	MM	-34.62	-56.72
Rosendo Mendoza	CR	-34.34	-57.55
Rocha	RR	-34.09	-53.65
Valentines	VA	-33.26	-55.10

Tabla 1. Sitios de medición

Se pueden ubicar según sus respectivas siglas en el siguiente mapa:

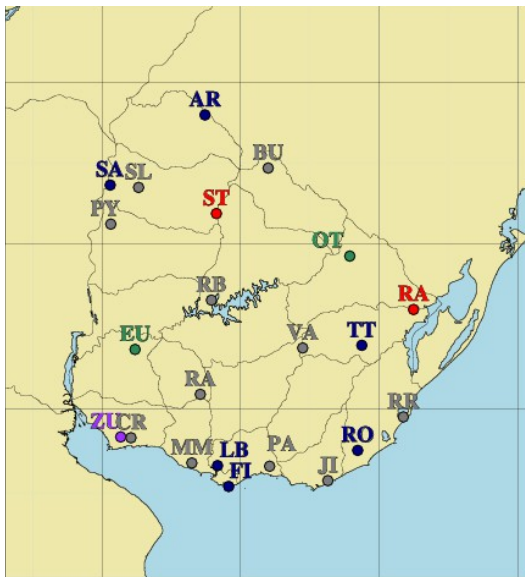


Figura 1. Ubicación geográfica de los sitios de medición

Las medidas están en W/m<sup>2</sup> y la fecha de fin de medición es el 31/10/2013. Se calculó la irradiancia horaria I<sub>h</sub> (kWh/ m<sup>2</sup>) para cada punto y la irradiancia extraterrestre sobre un plano horizontal I<sub>0h</sub> para cada hora y cada punto. La irradiancia extraterrestre horaria sobre plano horizontal se define mediante la siguiente ecuación:

$$I_{0h} = I_{cs} F_n (\cos d \cos f \cos w + \sin d \sin f)$$

Donde I<sub>cs</sub> =1.37 kWh/m<sup>2</sup> es la versión horaria de la constante solar, f es la latitud de

observador y d es la declinación solar, dada por la siguiente ecuación:

$$d = 0.006918 - 0.399912 \cos (G) + 0.070257 \sin (G) - 0.006758 \cos (2G) + 0.000907 \sin (2G) - 0.002697 \cos (3G) + 0.00148 \sin (3G)$$

donde G = 2p (n - 1)/365 y n es el ordinal día n del año.

F<sub>n</sub> es el factor orbital y está dado por la ecuación:

$$F_n = 1 + 0.033 \cos (2p n/365)$$

El ángulo horario w, está dado por la ecuación:

$$w = (p/12) ( t_{UTC} - 12h + (L_0 - LUTC)/15 + E/60)$$

donde E está definida por la ecuación del tiempo:

$$E = 229.18 \text{ min} (0.0000075 + 0.001868 \cos (G) - 0.032077 \sin (G) - 0.014615 \cos (2G) - 0.04089 \sin (2G))$$

t<sub>UTC</sub> es el tiempo estándar del observador (UTC-3 para Uruguay), L<sub>0</sub> es la longitud del meridiano del observador y LUTC la del meridiano central del uso horario relevante (-45° para Uruguay).

Se calculó el índice de claridad, que es una forma adimensionada de expresar la radiación solar incidente en superficie. A escala horaria, se define el índice de claridad horario,

$$kt = I_h / I_{0h}$$

con I<sub>h</sub> la irradiancia horaria sobre plano horizontal y I<sub>0h</sub> la correspondiente cantidad extraterrestre.

El índice de claridad es un indicador adimensionado con información sobre el estado de la atmósfera y que permite comparar entre sí (hasta cierto punto) diferentes ubicaciones, horas del día o momentos del año. El índice de claridad varía entre cero para condiciones muy nubladas y aproximadamente 0.85 para condiciones muy claras.

Con los resultados obtenidos se calcularon series CEGHs de índices de claridad horarios para cada punto mediante el programa AnalisisSerial [4].

El análisis del modelado CEGH (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma) permite capturar la información estadística contenida en la realización histórica de los índices de claridad a partir de la cual se generarán realizaciones (series sintéticas) tales que tengan la misma función de densidad de probabilidad para cualquier subconjunto de las series de realizaciones que se tome.

El programa AnalisisSerial es un utilitario auxiliar a la plataforma de simulación de sistemas de energía eléctrica SimSEE. Analisisserial es útil para analizar series temporales de datos y crear un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma CEGH.

Para realizar el análisis serial de los kts, se decidió filtrar los valores obtenidos tomado un intervalo en los cuales la irradiación solar extraterrestre se encuentre entre 0 y 1.5 kWh/m<sup>2</sup> (valores del día) y los kts estén entre 0 y 0.85. Con esto se evitan los errores cometidos al calcular el índice de claridad horario. En las medidas, cuando no hay sol, la medición es cero pero cuando se calcula la irradiación solar extraterrestre ésta es negativa y al calcular el kt resulta en valores negativos o mayores a 0.85.

#### IV. CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA EN PLANO INCLINADO.

Como se mencionó anteriormente se creó una CEGH de índice de claridad horario que representa 8 puntos de medida del territorio. Con esta fuente la idea es obtener la irradiancia horaria sobre un plano inclinado según los parámetros del actor solar fotovoltaico.

A continuación se explican los pasos que se implementaron en el actor.

Para cada paso de tiempo (hora):

- 1) Se calcula la irradiancia solar extraterrestre sobre un plano horizontal.
- 2) Mediante el índice kt correspondiente (dado por la CEGH) se obtiene la irradiancia global sobre un plano horizontal ( $I_h$ ).
- 3) Luego se estima la componente difusa y directa. La irradiancia global sobre plano horizontal es la suma de las componentes directa y difusa:  $I_h = I_{bh} + I_{dh}$ .

Para realizar la estimación se define la fracción difusa a nivel horario como:

$$fd = I_{dh}/I_h.$$

La correlación horaria de Erbs relaciona fd con el índice de claridad horario y está dada por la siguiente expresión:

$$f_d = \begin{cases} 1.0 - 0.09 k_t & k \\ 0.9511 - 0.160 k_t + 4.388 k_t^2 - 16.638 k_t^3 + 12.336 k_t^4 & 0.22 < k \\ 0.165 & k_i \end{cases}$$

- 4) Se calcula la radiación solar incidente sobre el plano inclinado, la misma está compuesta por :

- Radiación directa ( $I_{bi}$ ): incide sobre la superficie sin sufrir desvíos a lo largo de la línea Tierra-Sol.

- Radiación difusa ( $I_{di}$ ): incide sobre la superficie desde todas las direcciones hemisféricas luego de ser dispersada o reflejada por el entorno. Se distinguen varios tipos :

- difusa de cielo o proveniente de la bóveda celeste ( $I_{di, c}$ ).

- difusa circumsolar ( $I_{di, cs}$ ): proviene de la región del cielo

adyacente al disco solar, algunos modelos la tratan como radiación directa.

- difusa de horizonte (o brillo de horizonte): la zona del cielo cercana al horizonte puede aparecer más brillante debido a la reflexión del suelo. Es especialmente importante en climas nevados.
- difusa reflejada de superficies cercanas ( $I_{di, r}$ ), incluido el suelo, supuestos reflectores difusos isotrópicos.

La estimación de la irradiación sobre plano inclinado ( $I_i$ ) es entonces:

$$I_i = I_{bi} + I_{di}, \text{ donde } I_{di} = I_{di, c} + I_{di, cs} + I_{di, r}$$

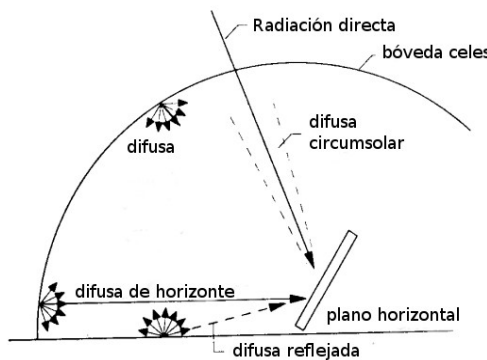


Figura 2

5) Para calcular la irradiación directa se utiliza un cálculo geométrico.

Se calcula la razón directa horaria  $r_b$  que es el cociente entre la irradiación directa sobre la superficie inclinada y la irradiación directa sobre plano horizontal  $I_{bn}$ .

Este parámetro depende de la orientación de la superficie. Para el actor se utilizó el modelo para una superficie de orientación arbitraria.

En este caso se identifican dos ángulos: la inclinación  $\beta$  (varía entre 0 y  $\pi/2$  rad) y el azimut  $\gamma$  (varía entre  $-\pi$  y  $\pi$  rad). Estos ángulos se indican en la Figura 3. El azimut de la superficie es la dirección dada por la proyección de la normal (saliente) de la superficie

sobre el plano horizontal. Existen en uso diversas convenciones de signos y el valor de referencia para el azimut. Para este caso, se toma  $g = 0$  cuando apunta al Norte,  $g < 0$  al Este y  $g > 0$  al Oeste.

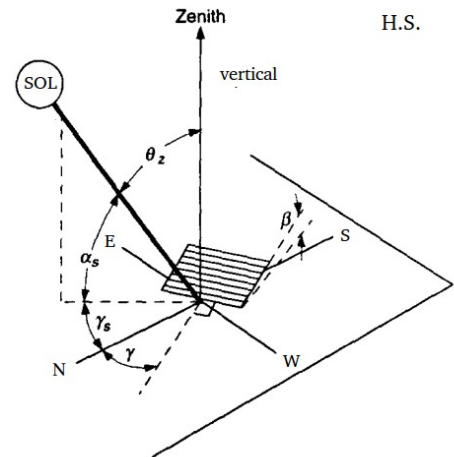


Figura 3

La razón directa instantánea se calcula como:

$$r_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

Donde

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \cos \beta + \sin \delta \cos \phi - \cos \delta \sin \phi \cos \omega \cos \gamma + \cos \delta \sin \omega \sin \gamma \sin \beta$$

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega$$

Para calcular la razón directa horaria, se utiliza  $\omega$  en el punto medio de la hora en ambas expresiones.

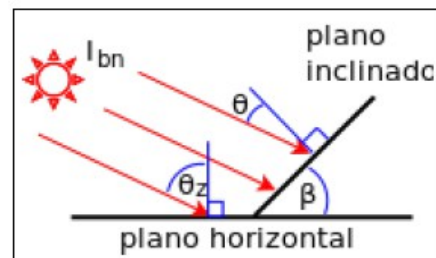


Figura 4. Ángulos de incidencia.

6) Para calcular la irradiación difusa existen varios modelos.



En este caso se utilizó el modelo Hay y Davies (HD).

Este modelo tiene en cuenta la anisotropía suponiendo que una fracción  $\tau_b$  (entre cero y uno) de la irradiación difusa incidente es circumsolar y la trata como si fuese irradiación directa,  $I_{di,cs} = r_b \cdot \tau_b \cdot I_{dh}$ . La fracción restante,  $1 - \tau_b$  se trata como irradiación difusa isotrópica, lo cual lleva a la expresión:

$$I_{di,c} + I_{di,cs} \cong r_b \tau_b I_{dh} + \left(1 - \tau_b\right) I_{dh} \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

Donde  $r_b$  es la razón directa horaria. El índice de anisotropía,  $\tau_b$ , se relaciona con la transmitancia media de la atmósfera y se estima a partir del índice de claridad y de la fracción difusa horaria sobre plano horizontal,

$$\tau_b = (1 - fd) kt$$

La irradiación difusa reflejada depende de la reflexión de las superficies cercanas. En este caso se supuso que la única superficie relevante es el suelo supuesto horizontal, con coeficiente de reflexión típico  $\rho_g$ .

$$I_{d,r} = I_h \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

donde  $I_h$  es la irradiación horaria incidente sobre el plano horizontal. La reflectividad del suelo depende de su conformación. En la Tabla 2 se indican las reflectividades típicas de varios tipos de superficies:

Superficie	
nieve fresca	
arena blanca	
paredes claras (pintura clara, reboque o bloques caros, etc.)	
paredes oscuras (ladrillo o pintura oscura)	
pedregullo	
bitumen, asfalto	
pasto verde	
pasto seco	
hojas secas	

Tabla 2. Reflectividades típicas

## V. PRUEBAS REALIZADAS

Para evaluar los resultados se realizó una comparación contra un caso real.

Para esto se utilizó información de la planta solar de Asahi de Salto, Uruguay. Los datos reales corresponden a medidas de potencia e irradiancia horaria en el período de marzo de 2013 a febrero de 2014.



Figura 5. Ubicación geográfica de Asahi.

Los datos de la planta son los siguientes:

Pmax(MW)	0.5
Area(m2)	2868
Rend complejo	0.17
Latitud	-31.28
Longitud	-57.92
Inclinacion*	31.28
Azimut	0

\*Datos estimados

Se utilizó para el índice de claridad el borne "Buena Unión" de la CEGH, debido a que es el más cercano a la ubicación geográfica de la planta solar.

Para ver las energías mensuales se realizó una simulación horaria de 100 crónicas de duración un año.

Energías mensuales resultantes (MWh):

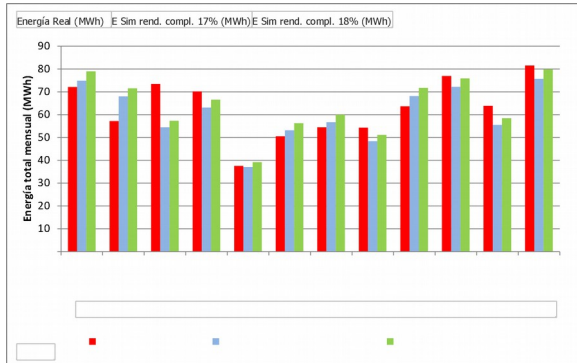


Figura 6. Energías mensuales reales vs. simuladas

En la tabla 3 se pueden ver los valores obtenidos y los totales anuales:

MES	Energía Real (MWh)	E Sim rend. compl. 17% (MWh)	E Sim ren compl. 18 (MWh)
1	72.093	74.867	78.941
2	57.151	67.981	71.498
3	73.373	54.462	57.273
4	70.150	63.052	66.501
5	37.492	37.021	39.146
6	50.496	53.094	56.214

Tabla 3.

Obs: el generador estuvo indisponible 8 días en mayo y 4 días en agosto.

Para ver los perfiles diarios se realizó una simulación horaria de 1 sola crónica de duración 20 años y se comparó con los perfiles reales (para esta simulación se utilizó un rendimiento complejo de 18%):

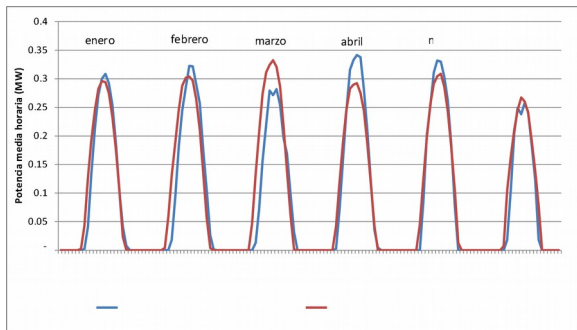


Figura 7. Perfiles diarios de potencia media para cada mes, de Enero a Junio.

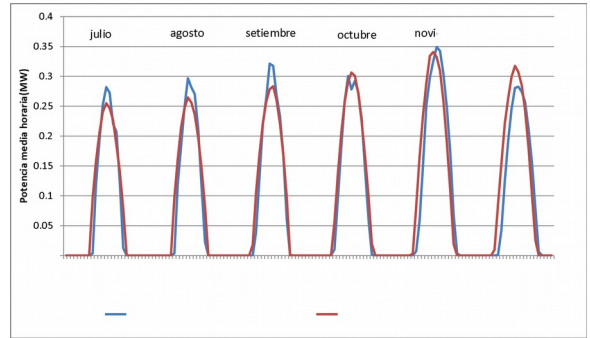


Figura 8. Perfiles diarios de potencia media para cada mes, de Julio a Diciembre.

Finalmente en la figura 9 se muestra la evolución anual de la irradiancia en plano inclinado real contra la obtenida en la simulación de 1 crónica:

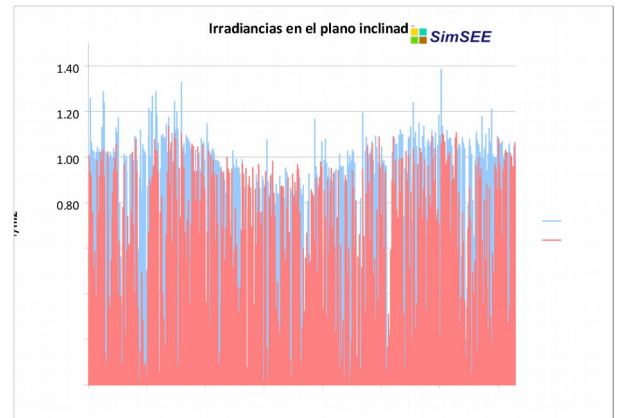


Figura 9. Irradiancia real vs simulada para una única crónica.

	Simulada	Real
promedio(Kw/m <sup>2</sup> )	0.18	0.18
total (Kw/m <sup>2</sup> )	1566.89	186:

Tabla 4

Se presentan a continuación los promedios diarios reales de irradiancia contra los simulados para este caso:

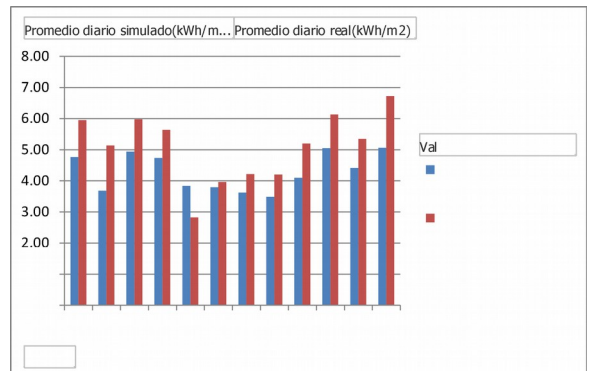


Figura 10

En la tabla 5 se pueden ver los valores obtenidos:

mes	Promedio diario simulado(kWh/m2)	Promedio real(kW)
1	4.77	5.9
2	3.68	5.1
3	4.94	5.9
4	4.73	5.6
5	3.84	2.8
6	3.79	3.9

Tabla 5

## VI. CONCLUSIONES

Las pruebas realizadas contrastando los datos reales con los simulados arrojaron resultados satisfactorios.

Hay que tener en cuenta que los datos reales disponibles fueron solo de un año de medidas y esto puede sesgar los resultados. Sería mejor disponer de una serie con un período de medición más largo para realizar la comparación.

Se observa que la energía por mes y la energía total anual producidas no están lejanas a las reales y que el rendimiento complejo es un factor muy sensible para el cálculo.

Los perfiles diarios se asemejan mucho a los reales y cumplen las estacionalidades anuales, se observa que la potencia de invierno es menor a la de verano.

Las irradiancias en plano inclinado no coinciden exactamente y tal vez se vea que es un poco menor a la real ocurrida, pero se debe recordar que la comparación fue de una única crónica contra una real, y que los valores de irradiancias corresponden a valores aleatorios resultantes de un sorteo determinado.

Como conclusión final se puede decir que se logró obtener un primer modelo para los generadores solares fotovoltaicos, y que los resultados obtenidos al comparar con una muestra de datos reales fueron muy similares.

## VII. FUTUROS TRABAJOS

Se debería volver a comparar este modelo con datos reales cuando se dispongan de más años de medición de la central Asahi o de otras centrales que se dispongan.

Otro posible futuro trabajo sería incorporar un modelo de generador solar fotovoltaico que funcione utilizando una serie CEGH de irradiancias solares. A la fecha no se contaba con series de mediciones suficientemente largas como para elaborar una CEGH, pero en el futuro se podría realizarla y adaptar el modelo a este parámetro de entrada.

## VIII. REFERENCIAS

[1]  
<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>

[2]  
[http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/CEGH\\_Fundamentos.pdf](http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/CEGH_Fundamentos.pdf)

[3]  
<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/ACCZ08/ACCZ08.pdf>

[4]  
[http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/SimSEE\\_mu5\\_Analisisserial.pdf](http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/SimSEE_mu5_Analisisserial.pdf)

Manual Técnico de Energía Solar Térmica. Gonzalo Abal, Valeria Durañona.  
[www.fing.edu.uy/~abal/Manual-RTI/man-RTI\\_Vol1-v10.pdf](http://www.fing.edu.uy/~abal/Manual-RTI/man-RTI_Vol1-v10.pdf)

## IX. BIOGRAFIAS



**Milena Gurin**, nació en 1985 y es oriunda de San Javier, Río Negro, Uruguay. Egresó de la UdelaR como Ingeniera Electricista en Diciembre de 2011. Actualmente trabaja en la gerencia Planificación de la Explotación y Estudios de UTE y está participando en el proyecto de investigación ANII-FSE-1-2011-1-6552 “Modelado de energías autóctonas en SimSEE”.

**Ruben Chaer**, nació en Tacuarembó el 18 de Junio de 1962. En Febrero de 1990 recibió el título de Ingeniero Electricista y en Marzo de 2009 de Magister en Energía. Ambos títulos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Oriental del Uruguay. Es Prof. Agregado del Instituto de Ingeniería Eléctrica y asesor de Presidencia de UTE.