

GENERACIÓN DE ENERGÍA EN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA - SALTO GRANDE

Ing. M. Aguiar¹ and Ing. D. Oroño²

¹ Dirección Nacional de Energía, Montevideo (Uruguay)

² Administración del Mercado Eléctrico, Facultad de Ingeniería Udelar, Montevideo (Uruguay)

1. Introducción

En este trabajo se presenta un estudio general de la planta solar fotovoltaica de 480 kWp a ser instalada en Salto Grande. Se realiza un análisis del emplazamiento, de las características técnicas de los componentes, su localización y su instalación a la red eléctrica. En el presente estudio se cuenta con cierta información obtenida por parte de la Dirección Nacional de Energía. Por otra parte se busca poder brindar un modelo utilizando los datos técnicos de la planta, que permita obtener a partir de medidas o de un estimativo de la radiación solar horaria en el lugar, una aproximación de la generación de energía de la planta. Se prueba dicho modelo con medidas horarias de radiación solar de un año entero en el departamento de Salto, para poder estimar la energía generada durante el año 2011 (de haberse encontrado en funcionamiento). Las medidas de radiación solar fueron provistas por el grupo de trabajo de energía solar del Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería, Udelar. El procesamiento de los datos para obtener la radiación en plano inclinado se realiza utilizando la correlación horaria de Erbs et al., de manera de separar la radiación directa de la difusa y poder obtener la radiación en plano inclinado incidente a los paneles solares. El modelo presenta una flexibilidad de forma tal de poder ser utilizado con otros archivos de medidas de radiación solar, así como también con predicciones de este recurso a los efectos de otros estudios.

La meta principal del presente trabajo es estimar el valor de energía producida por la planta solar fotovoltaica. Previo a la formulación de este trabajo, no se encontró ningún estudio en Uruguay, que haya tenido en cuenta medidas de radiación solar para el cálculo de producción de energía solar fotovoltaica. Por lo tanto, otro objetivo consiste en simular el modelo con medidas horarias de radiación solar de un año entero sobre el plano horizontal, considerando la correlación mencionada anteriormente, para obtener una estimación de la radiación en plano inclinado incidente sobre un sistema solar fotovoltaico.

2. Características generales de la planta

La solicitud de conexión de una planta de generación de energía eléctrica a partir de energía solar, surge a partir de una donación del Gobierno de Japón al Gobierno de Uruguay. El proyecto contará con una potencia instalada de 480 kWp. La planta estará conectada a una línea de 15 kV. Próximo a la planta, existe un tablero de control de visualización en el sitio, lo que resulta útil para obtener los datos de potencia instantánea que generará el sistema (kW) y la generación de energía solar (kWh / día, y kWh / mes).

Los módulos que serán utilizados fueron proporcionados por la compañía Sanyo, modelo HIP-215NKH5. Este tipo de celda es una celda híbrida compuesta por un baffle de silicona de cristal simple rodeado por capas de silicio amorfo. Las celdas HIT mejoran las características de borde y reducen las pérdidas mediante la formación de impurezas de tipo i-capas de silicio amorfo entre la base cristalina y capas de silicio amorfo tipo p y n. Además mejoran la eficiencia para altas temperaturas, con lo cual la generación de energía es mayor a mayor temperatura. La tabla 1 y figura 1 muestran las especificaciones eléctricas del módulo fotovoltaico.

HIP-215NKH5	
Potencia máxima (Pmax)	215 W; +10%, -5%
Voltaje a potencia máxima (Vpm)	42.0 V
Corriente a potencia máxima (Ipm)	5.13 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	51.6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	5.61 A
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0.143 V/ °C
Coeficiente de temperatura (Isc)	1.96 mA/ °C
Eficiencia de la celda	19.30%
Eficiencia del módulo	17.10%
Tensión máxima del sistema	600 V
Series Fuse Rating	15 A

Tabla 1 – Especificaciones eléctricas del módulo fotovoltaico.

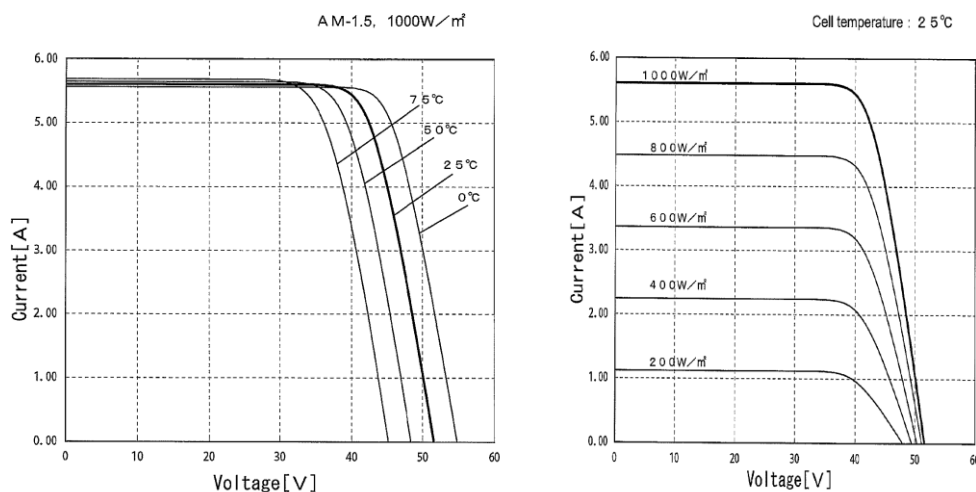


Fig. 1 – Curva I-V correspondiente a las celdas HIT

Los módulos se conectan en serie/paralelo para producir la tensión y amperaje deseados y luego se alimenta al inversor, a través de una caja de conexión (Conexión Box). Finalmente se eleva la tensión a través de un transformador y se conecta el sistema a la línea de 15kV.

3. Modelado de la planta solar fotovoltaica

3.1. Modelado del panel fotovoltaico

De las características generales de la planta se conoce el tipo de paneles fotovoltaicos que serán utilizados así como también la conexión entre estos y a la red. Para este estudio en particular, se considera la energía generada antes de la etapa de inversión y transformación por lo que no se consideran las pérdidas por conmutación del inversor ni las pérdidas en el transformador. Tampoco se consideran las pérdidas óhmicas en los cables. Se realiza un modelo en Simulink utilizando un bloque prefabricado llamado “PV – Module” (<http://ecee.colorado.edu/~ecen2060/>, agosto 2012). El modelo eléctrico implementado se muestra en la figura 2. Las ec. 1 a 3 son las que describen el sistema.

$$I_{sc} = I_D + \frac{V_D}{R_p} + I_{PV} \quad (\text{ec.1})$$

$$V_{PV} = V_D - R_s I_{PV} \quad (\text{ec.2})$$

$$I_D = I_0 (e^{eV_D/kT} - 1) \quad (\text{ec.3})$$

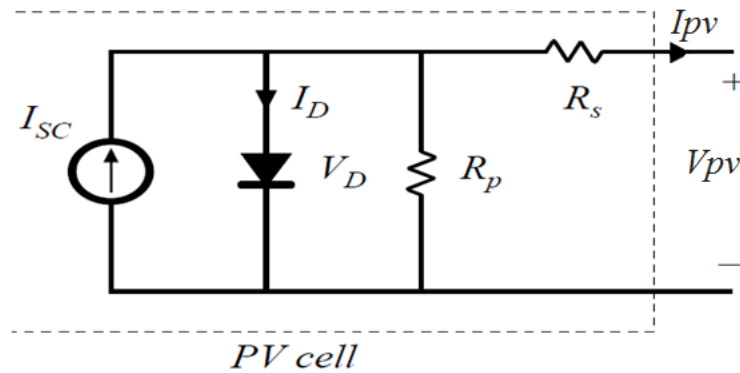


Fig. 2 – Modelo eléctrico de panel fotovoltaico

La tensión en bornes de la celda es V_{pv} (entrada del bloque) y la corriente I_{pv} . Luego las resistencias shunt y paralelo son calculadas a partir de los datos del panel, y el diodo (juntura p-n) es modelado usando $V_T = 26 \times 10^{-3}$ V de voltaje térmico¹ (considerando una temperatura T media de 25 °C).

De forma de tener una validación de este modelo, se realizó una simulación buscando emular las condiciones bajo las cuales se realiza el ensayo para obtener la curva característica, para distintas irradiancias (en W/m²). Además de obtener la curva característica V-I se obtienen los puntos de máxima potencia, ver figura 3. Los resultados obtenidos reflejan concordancia con la hoja de datos del panel.

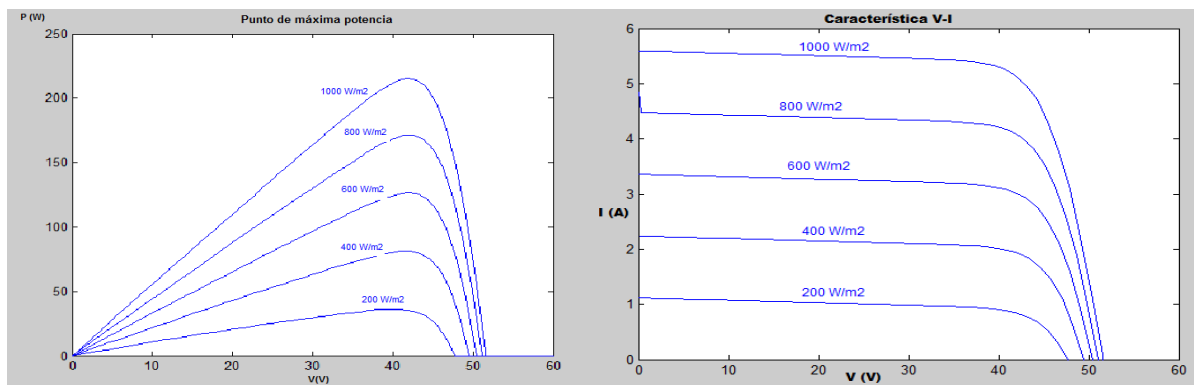


Fig. 3 – Curvas de validación del modelo

3.2. Modelado de la planta fotovoltaica

El modelo descrito en la sub-sección anterior y considerado satisfactorio luego del proceso de validación se integra en un sistema que modele la planta. Este sistema está compuesto por 2240 paneles, los cuales se encuentran conectados en 10 series de 224 paneles cada una, en donde las series se conectan en paralelo (N_s y N_p en el modelo). Es necesario tener en cuenta que en este modelado no se está considerando al convertidor electrónico de potencia (inversor), ni el transformador de conexión a la red, lo que se ve traducido en pérdidas del sistema no consideradas. De forma de poder mitigar este efecto no considerado, se ajustó la tensión del bus de continua (la cual se supondrá constante en todo el rango de funcionamiento de la planta) de forma de obtener a la salida de la planta la potencia nominal del sistema bajo condiciones de ensayo. En el ajuste de ese valor en condiciones STC, realizando una simulación en MATLAB, se obtuvo un voltaje de 371 Vdc. El valor de 371 Vdc se ajusta para obtener la potencia de salida declarada en la hoja de datos de la planta, que sí considera las pérdidas. Esto es 215 W por panel. Por lo tanto, para el total de paneles, la potencia de salida de la planta debe ser 480 kW aproximadamente. En la figura 4 se muestra el sistema implementado en Simulink de MatLab. Se puede ver que la entrada del sistema es la irradiación en plano inclinado, cuyo procesamiento se trata en próximas secciones de este trabajo.

¹ $V_T = kT/e$, siendo k la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón

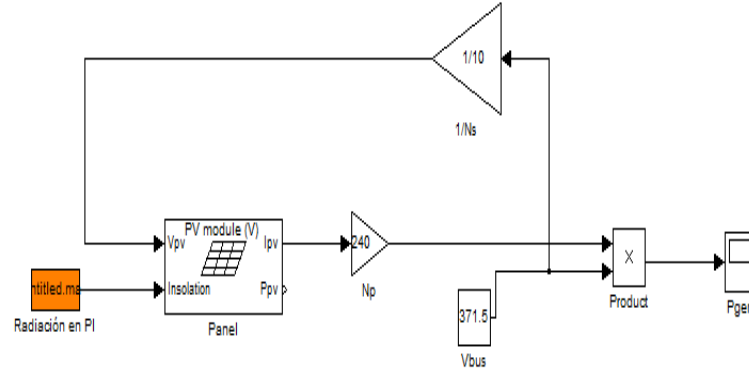


Fig. 4 – Circuito en la simulación en Simulink, para radiación en plano inclinado

4. Procesamiento de las medidas

En una primera instancia, los datos primarios de entrada, medidas de irradiación terrestre sobre el plano horizontal I_h en unidades de [Wh/m²], son evaluados y ordenados. El procesamiento y cálculo se realiza en MATLAB. Las medidas de Irradiación, tomadas en un sitio que dista 4 kilómetros del lugar donde se instalará la planta, corresponden a intervalos de una hora, referidos al tiempo estándar (TUTC). Se realiza el cálculo de la irradiación externa horizontal I_{oh} [kJ/m²] según la ecuación 4 (Abal, 2012):

$$I_{oh} \cong I_{cs} F_n (\cos \omega \cos \delta \cos \phi + \sin \delta \sin \phi) \quad (\text{ec.4})$$

Dónde $I_{cs} = 4,921 \text{ MJ/m}^2 = 1,367 \text{ kW/m}^2$ es la integral horaria de la constante solar, F_n la corrección orbital de la constante solar, ω es el ángulo horario en el punto medio de la hora considerada, δ es la declinación solar, y ϕ es la latitud correspondiente al lugar. Luego se calcula el índice de claridad horario K_T en función de I_h e I_{oh} . Se evalúa I_{oh} para el mismo intervalo de tiempo y a una misma frecuencia, es decir, cada una hora considerando T_{UTC} . Con la expresión que calcula T_{UTC} , se realiza el cálculo del ángulo horario ω para todas las horas del año. Luego se evalúa I_{oh} en unidades de [Wh/m²]. Una descripción más detallada en el cálculo de estos parámetros se encuentran en (Abal, 2012). La fracción difusa es la fracción de la radiación incidente que es difusa. Para el cálculo de la fracción difusa horaria se utiliza la correlación de Erbs et al., recomendada en J.A. Duffie et al. (2006), según ecuación 5,

$$f_{dh} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_T & k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,160k_T + k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 & 0,22 < k_T < 0,8 \\ 0,165 & k_T > 0,80 \end{cases} \quad (\text{ec.5})$$

En el presente trabajo se utiliza el modelo de Hay y Davies, el cual tiene en cuenta la anisotropicidad de la radiación difusa para el cálculo de irradiación sobre plano inclinado. El modelo de Hay y Davies propone un índice de anisotropicidad que permite estimar qué fracción de la radiación difusa es circumsolar. Esta parte de la difusa es tratada en forma direccional, como si fuera directa. Se calcula a partir de la ecuación 6,

$$T_b = \frac{I_{bn}}{I_{on}} = \frac{I_{bh}}{I_{oh}} = (1 - f_{dh})k_T \quad (\text{ec.6})$$

El modelo de Hay y Davies es descrito en J.A. Duffie et al. (2006) y propone usar la transmitancia directa, $T_b \in [0; 1]$, como indicativo de la fracción de irradiación difusa horizontal I_{dh} que es circumsolar y esta parte es tratada como si fuese directa. A modo de ejemplo, para una hora nublada, $f_{dh} \approx 1$ y $T_b \approx 0$, por lo que no hay contribución circumsolar. Este modelo estima la irradiación sobre planos inclinados (orientados al ecuador) según la ecuación 7,

$$I_i^{HD} = R_b(\beta) (I_{bh} + T_b I_{dh}) + I_{dh}(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{ec.7})$$

Donde β es el ángulo de inclinación de los paneles solares, ρ_g es la reflectividad del suelo², $R_b(\beta)$ la razón directa entre la irradiación directa sobre la superficie inclinada y la irradiación directa sobre plano horizontal, la cual se reduce a un factor geométrico vinculado a los ángulos de incidencia, tal cual se muestra en (Abal, 2012),

$$R_b(\beta) = \frac{I_{bi}}{I_{bh}} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \frac{\cos(\theta + \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\theta + \beta) \sin \delta}{\cos \theta \cos \delta \cos \omega + \sin \theta \sin \delta} \quad (\text{ec.8})$$

La fracción de irradiación difusa horizontal I_{dh} , se calcula utilizando la ecuación 9, mientras que para calcular la irradiación directa sobre el plano horizontal I_{bh} , se utiliza la expresión indicada en la ecuación 10, asumiendo que no hay irradiación reflejada sobre el plano horizontal, $I_{gh} = 0$. Entonces,

$$f_{dh} = \frac{I_{dh}}{I_h} \quad (\text{ec.9})$$

$$I_h = I_{bh} + I_{dh} \quad (\text{ec.10})$$

Utilizando las ecuaciones vistas anteriormente, se obtiene:

$$I_i^{HD} = R_i^{HD} I_h \quad (\text{ec.11})$$

$$\text{con } R_i^{HD} = R_b(\beta) (1 - f_{dh}(1 - T_b)) + f_{dh}(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{ec.12})$$

Luego con MATLAB, se evalúa $R_b(\beta)$ para cada hora, todos los días del año 2011, en este caso. Y así, se evalúa R_i^{HD} .

5. Resultados obtenidos

En esta sección se enumeran los resultados obtenidos en las condiciones de ensayo descritas en las secciones 3 y 4. Al modelo se le ingresa la irradiancia en plano inclinado en W/m². Los resultados obtenidos son la potencia media generada para cada hora. La simulación se realizó para 8670 horas, (un año), utilizando el procesamiento de las medidas de todo 2011.

5.1. Irradiancia incidente a los paneles fotovoltaicos

Luego de realizado el procesamiento de datos descripto en la sección anterior se obtiene la curva de irradiancia incidente en plano inclinado ($\beta = 30^\circ$). Al modelo se le ingresa con valores de irradiancia horarias. Los valores de irradiancia horarios se muestran en la figura 5.

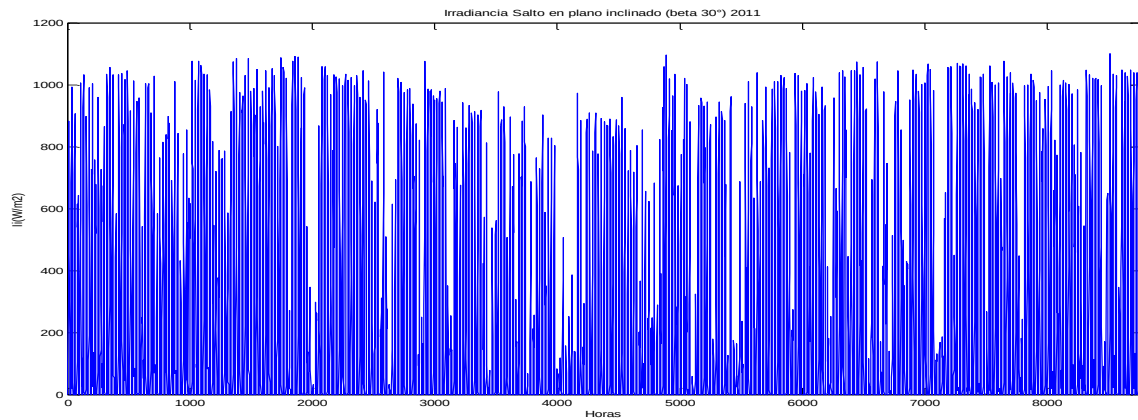


Fig. 5 – Irradiancia horaria en plano inclinado (Beta 30°)

² Para este análisis se asume una reflectividad del suelo moderada $\rho_g = 0.25$. La reflectividad ρ_g de Nieve fresca 0.8 a 0.95, Superficie del mar 0.07 a 0.14, pasto 0.24, plantación de maíz 0.22.

5.2 .Potencia generada por la planta

Luego de tener las medidas de irradiación horarias se corrió el simulador de forma de obtener los valores horarios de potencia media generada por la planta. Los resultados se resumen en la tabla 2, donde se muestran los valores de energía potencia media y eficiencia.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Energía (MWh)	47.7	37.6	44.2	39.9	34.7	20.5	33.3	34.2	40.2	37.7	46.3	48.7	464.9
Pmedia (kW)	64.1	55.9	59.4	55.4	46.6	28.5	44.8	46.0	55.8	50.6	64.4	65.4	53.1
Eficiencia	13.4%	11.6%	12.3%	11.5%	9.6%	5.9%	9.2%	9.4%	11.4%	10.4%	13.1%	13.3%	11.06%

Tabla 2 – Energía, potencia media y eficiencia mensual

En la figura 6 se muestra la energía mensual y la eficiencia del sistema. Se puede ver cómo la energía y por consiguiente la eficiencia fluctúan de manera similar a la irradiancia, particularmente en invierno, donde aparece una disminución de la potencia generada aumentando hacia el comienzo del verano.

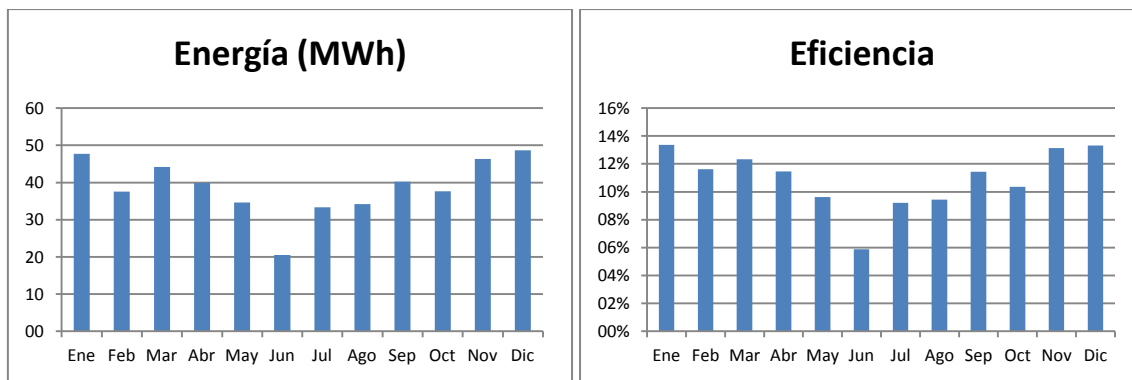


Fig. 6 – Eficiencia e irradiancia en base mensual

5.3 .Algunos resultados de interés

Resulta interesante, más allá de la forma de la curva de potencia, extraer algunos valores típicos de esta planta para brindar una idea de su funcionamiento. En esta subsección se muestran: la energía total del año, la potencia media, y la estimación del factor de planta.

- Energía total del año = 465 MWh
- Potencia media = 53 kW
- $fp_1 = \frac{E_{tot}}{480 \cdot 8760} \cdot 100\% = 11.06\%$
- $fp_2 = \frac{E_{tot}}{480 \cdot 4830} \cdot 100\% = 22.1\%$

El factor de planta 1 considera el total de las horas del año, mientras que el factor de planta 2 considera simplemente las horas de sol durante el año³. El factor de capacidad es un indicador de cuanta energía produce una planta de generación en un lugar determinado. Este es el cociente entre la energía neta producida en un período dado, y la producción máxima posible. Todas las centrales de generación de energía tienen factores de capacidad, que varían en función de los recursos, la tecnología, y el propósito. Factores de capacidad típicos de energía proveniente del viento se encuentran entre un 20 y 40%. Los factores de capacidad en la generación de energía hidroeléctrica pueden estar en el intervalo de 30-80%. Mientras que los factores de capacidad de energía fotovoltaica pueden estar entre un 10 y 15%. Considerando lo anterior y las simplificaciones del modelo, los resultados obtenidos fueron razonables.

³ Las horas de sol durante el día, es tiempo que corresponde al período desde que sale el sol hasta que se oculta.

5.4 .Variación del ángulo de los paneles

Si bien la inclinación de los paneles de 30°, orientados hacia el norte, es un dato de diseño por parte del fabricante, en esta subsección se busca verificar que ese diseño sea el adecuado y el que maximiza la energía obtenida por la planta.

Para superficies orientadas al ecuador, se establecen las pautas según (Abal, 2012):

- Para máxima captación en verano, la inclinación debe ser 10° o 15° menor que la latitud $|\varphi|$. Para Salto, sería $\beta \approx 20^\circ$ ó 25° .
- Para máxima captación en invierno, la inclinación debe ser 10° o 15° mayor que la latitud $|\varphi|$. Para Salto, sería $\beta \approx 45^\circ$ ó 50° .
- Para una captación más pareja en el año, $\beta \approx \varphi$. La inclinación no es crítica: desvíos de hasta 15° causan variaciones anuales menores a 5 %.

Por lo tanto se realiza un barrido del simulador en diferentes ángulos de inclinación entorno al valor de 30°. Los resultados se presentan en la tabla 3.

Beta	20°	25°	30°	35°	40°
Etot (MWh)	457	462	465	460	455
Pmedia (kW)	52.3	52.7	53	52.57	51.9
fp1	10.90%	10.99%	11.06%	10.95%	10.83%
fp2	21.80%	21.98%	22.10%	21.98%	21.60%

Tabla 3 – Resultados para diferentes ángulos de inclinación

De la tabla 3 se puede apreciar que la elección del ángulo de 30° no es errónea ya que maximiza la radiación incidente anual sobre el plano inclinado, con lo que se obtiene un buen resultado en cuanto a la generación de energía.

6. Conclusiones Finales

6.1 .Sobre el trabajo realizado y los resultados obtenidos

En este trabajo se realizó un modelo que permite estimar la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica. El modelo desarrollado se adapta perfectamente a otros sistemas fotovoltaicos, para evaluar la producción de energía, cambiando los principales parámetros de diseño, lo cual lo hace un modelo flexible. En particular se estimó la energía generada durante un año, en la planta solar fotovoltaica que será instalada en el departamento de Salto.

Si bien el modelo fue realizado con alguna hipótesis simplificadora, al hacer referencia a los resultados obtenidos, se puede afirmar que son razonables, ya que se encuentran acordes con otras estimaciones sobre funcionamiento realizadas anteriormente (p.ej. por la DNE). De cualquier manera el análisis realizado aquí reviste más profundidad que otros encontrados sobre el mismo tópico.

6.2 .Trabajo a futuro

Si bien en este trabajo se pudo dar un buen estimativo del funcionamiento de la planta, y quedó un modelo funcionando que se le puede ingresar cualquier tipo de medida o estimación del recurso solar para evaluar dicho funcionamiento, en el proceso se realizaron algunas simplificaciones que dejan un buen incentivo para que el modelo sea mejorado. Entre ellas están: incluir el modelado de la parte de electrónica de potencia, realizar un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, considerar los efectos de la temperatura en la celda, así como también mejorar la correlación horaria.

Es interés de los autores continuar con el desarrollo de esta plataforma de simulación, que sirva como herramienta para la evaluación de proyectos de forma tal de seguir fomentando el desarrollo de las fuentes renovables de energía en el Uruguay.

7. Referencias

Gonzalo Abal. *Fundamentos de Energía Solar: Radiación Solar*. Instituto de Física, Facultad de Ingeniería, Uruguay, versión 2.31, 2012.

Falk Antony, Christian Dürschner, Karl-Heinz Remmers. *Photovoltaics for Professionals: Solar Electric Systems Marketing, Design and Installation*. Solarpraxis AG, 2007.

Fernando Bianco, Marcelo Rey, Gabriela Bonessi, Julián Viera. *Control de Potencia de un Generador Fotovoltaico Conectado a la Red de Distribución de Baja Tensión y Análisis del Comportamiento del Generador Frente a Defectos en la Red*, EPIM 2010.

J.A. Duffie and W.A. Beckman. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley and Sons, Hoboken, New Jersey, third edition, 2006.

Jenny Nelson. *The physics of solar cells*. Imperial College Press, London, 2008.

“Proyecto para la introducción de energía limpia mediante un sistema de generación de electricidad solar en la República Oriental del Uruguay”. Información suministrada por la DNE, 2012

“PV module – Simulink Models” ECEN 2060 RENEWABLE SOURCES AND EFFICIENT ELECTRICAL ENERGY SYSTEMS. <http://ecee.colorado.edu/~ecen2060/>, 2012