

Evaluación económica del uso de tecnologías de seguimiento en centrales fotovoltaicas en Uruguay.

Germán Crapuchetti, Ing. Gonzalo Hermida, Ing. Martín Puppo, Ing. Diego Oroño

Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. Montevideo, Uruguay.

gcrapu@gmail.com, ghermida@fing.edu.uy, mpuppo@fing.edu.uy, dorono@fing.edu.uy

Resumen—En este trabajo se estudia la viabilidad del uso de seguidores solares en una planta fotovoltaica de 10 MW, ubicada en el Departamento de Salto, Uruguay. Para esto, se desarrolló un modelo computacional en MatLab que simula el comportamiento de una planta fotovoltaica con paneles fijos, con seguimiento en un eje acimutal y con seguimiento en dos ejes. Con este modelo implementado y validado, utilizando medidas de irradiación y de temperatura reales, se realiza un estudio económico financiero para evaluar la viabilidad del uso de seguidores en plantas fotovoltaicas de gran escala.

Palabras Claves — energía fotovoltaica, planta fotovoltaica, radiación solar, seguidores solares.

Abstract—In this work, the viability of using solar tracking devices in a 10 MW photovoltaic plant located in the Department of Salto, Uruguay was studied. For this purpose, a MatLab computational model was constructed to simulate the plant's output with fixed panels, one-axis azimuth tracking and two-axis tracking. Once implemented and validated, the model was run using real irradiation and temperature data. With these results, a financial study was made to evaluate the economic viability of using tracking devices in large scale photovoltaic facilities.

Keywords — photovoltaic energy, photovoltaic plant, solar irradiation, solar tracking devices.

1. INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es una de las energías renovables con mayor perspectiva a mediano y largo plazo para la generación de energía eléctrica. Actualmente, se encuentran instalados aproximadamente 140 GWp en todo el mundo, ocupando el tercer lugar en potencia instalada en fuentes renovables [1].

La tendencia a la baja de los costos de paneles fotovoltaicos y estudios realizados sobre el recurso solar en el Uruguay, han impulsado

políticas que promueven la explotación de este recurso. En el año 2013, se emitió el Decreto 133/013, que establece las condiciones de compraventa de energía fotovoltaica. Para el caso de Uruguay, ya se encuentran proyectados unos 237 MW de potencia [2].

En la actualidad existen diversas tecnologías de paneles, inversores, estructuras así como también de configuraciones de conexiones de las plantas. En este sentido, lo más utilizado han sido instalaciones con paneles fijos con una inclinación tal que maximice la producción de energía en el año. Sin embargo, al día de hoy ya se encuentran ampliamente desarrolladas, y con diversas instalaciones en el mundo, las tecnologías de seguimiento. Entre estas se destacan el seguimiento con un eje horizontal, con un eje acimutal, así como también con dos ejes.

Al ser los seguidores solares un mecanismo que mejora el factor de planta en instalaciones fotovoltaicas, resulta pertinente realizar un análisis de viabilidad de la implementación de este dispositivo en centrales de generación fotovoltaica.

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis técnico – económico sobre el impacto financiero sobre los proyectos fotovoltaicos de mediana escala (10 MW) en Uruguay, de utilizar diferentes tecnologías de seguimiento solar en dichas centrales.

Para realizar dicho análisis, resulta fundamental poseer un modelo computacional de planta de generación fotovoltaica que estime la producción de la misma a partir de valores reales de irradiación solar registrados en el Uruguay. Este modelo debe ser flexible, permitiendo modificar distintos parámetros para representar distintos tipos de plantas, para poder ser utilizado en trabajos futuros. Ejemplos de los parámetros variables son:

ubicación de la planta, potencia instalada, inclinación de paneles, tipo de seguimiento, tecnología de paneles, etc.

Cabe destacar que si bien los resultados no se pueden extender instantáneamente a otros países o regiones, la metodología utilizada es claramente replicable simplemente adaptando las hipótesis de entrada al modelo.

2. METODOLOGÍA

A. MODELADO

Se elaboró un modelo computacional de planta fotovoltaica de gran escala, que permite realizar comparaciones de diversos escenarios por medio de simulaciones, con la herramienta Simulink de MatLab. Este modelo toma como entrada la irradiación y temperatura ambiente horaria, y arroja valores de generación de energía fotovoltaica. Una vez dimensionado e implementado el modelo de planta, se validó el mismo para poder utilizarlo como herramienta a la hora de realizar cualquier estudio. Se estudiaron tres variantes de configuración de planta: “Paneles fijos”, “Seguimiento en un eje acimutal” y “Seguimiento en dos ejes”.

El modelo global de la planta se puede dividir en los siguientes bloques:

- Pasaje a plano inclinado.
- Panel fotovoltaico.
- MPPT (Maximum Power Point Tracker).
- Pérdidas globales de la planta.

A continuación se detallan las principales características de los diferentes módulos que presenta el modelo.

A1. Pasaje a plano inclinado

La irradiación global incidente (G_i) en una superficie inclinada, está compuesta por tres componentes: irradiación directa desde el Sol (G_{bi}), irradiación difusa desde el cielo (G_{di}) e irradiación difusa reflejada en el suelo (G_{ri}). Estas magnitudes se relacionan a través de la ecuación (1):

$$G_i = G_{bi} + G_{di} + G_{ri} \quad (1)$$

El modelo utilizado en este trabajo para determinar la irradiación incidente en una superficie inclinada fue propuesto por los autores Hay, Davies, Reindl y Klucher y se lo conoce como el modelo HDKR [3]. Este modelo

considera el hecho de que la irradiación difusa posee un componente isotrópico, uno circunsolar y un tercer componente dado por el brillo del horizonte. La ecuación propuesta por HDKR para la irradiación incidente G_i es la que se muestra en la Ec. (2). En la misma se pueden identificar los tres términos que representan respectivamente las magnitudes G_{bi} , G_{di} , y G_{ri} .

$$G_i = (G_{bh} + T_b G_{dh}) R_b + G_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) + G_{dh} \left[(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sqrt{(1 - f_d)} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \right] \quad (2)$$

Las magnitudes G_{bh} y G_{dh} son las componentes directa y difusa de la irradiación en plano horizontal. El parámetro T_b es la transmitancia atmosférica, β es el ángulo de inclinación de los paneles y f_d se conoce como “fracción difusa” y corresponde a la proporción de irradiación difusa en relación a la irradiación global.

Para calcular el parámetro f_d , se utilizó una correlación horaria existente, conocida como el modelo de Ruiz- Arias [4]. Esta permite obtener la fracción difusa a partir del valor de irradiación global horizontal. En la ecuación (3) se puede observar dicha correlación.

$$f_d = a_0 + a_1 e^{-(a_2 + a_3 k_T)} \quad (3)$$

Donde a_0 , a_1 , a_2 , y a_3 son constantes que dependen de la ubicación de la superficie, y k_T es el índice de claridad horario.

De forma de poder tener una validación preliminar del uso de este modelo, se comparó la salida del modelo HDKR con valores reales de irradiación en plano inclinado durante un año. Las medidas fueron adquiridas por el LES/Uruguay¹. En la figura 1 se muestra la desviación del modelo (en Wh/m²) comparado con los valores medidos.

En algún día específico la diferencia entre el modelo y las medidas alcanza valores mayores que 200 Wh/m², particularmente al mediodía. La desviación cuadrática media horaria obtenida fue del orden de un 25% del valor medio de la irradiación.

¹Laboratorio de Energía Solar. <http://les.edu.uy>.

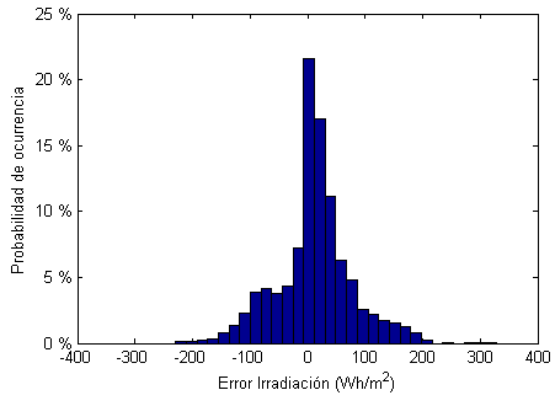


Figura 1. Histograma de error del modelo HDKR

Por otro lado, se observa que la desviación del modelo presenta cierta estacionalidad, tendiendo a sobrestimar la irradiación en verano y subestimar la misma en invierno. Cuando se considera la desviación en base anual, los valores medidos respecto de la salida del modelo representan una diferencia menor al 3 %. Al realizar el estudio económico interesa la generación anual de la central fotovoltaica, una diferencia del 3 % se considera más que aceptable. La desviación anual del modelo en todas las horas del día se puede observar en la figura 2.

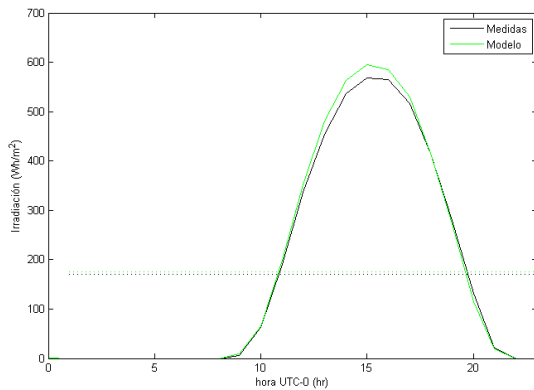


Figura 2. Comparación del promedio anual por hora del modelo HDKR

En el caso de superficies con seguimiento, al no contar con medidas horarias de irradiación con algún tipo de seguimiento, no es posible realizar una validación similar a la anterior. A pesar de esto, se analizó la salida del modelo comparándola con valores manejados en la bibliografía y en catálogos de fabricantes. En la tabla 1, se observan las ganancias porcentuales en irradiación incidente cuando se utiliza una inclinación fija o seguidores solares, según el modelo realizado. Estos valores se encuentran dentro de los rangos que manejan los fabricantes de seguidores en sus hojas de datos [5-8].

Tabla 1. Irradiación promedio anual y ganancia.

Configuración	Ganual(W/m2)	% vs 0°	% vs 28°
Horizontal 0°	206	-	-
Inclinado, 28°	225	9	-
Un eje acimutal	280	35	24
Dos ejes	298	44	32

A2. Panel fotovoltaico

A la hora de modelar el panel fotovoltaico se recurre a un modelo eléctrico que permite, a partir de hojas de datos de módulos comerciales, calcular los parámetros físicos necesarios para que el mismo se ajuste razonablemente a las curvas características proporcionadas por los fabricantes. La construcción de este modelo se basa esencialmente en un artículo académico titulado “PV panel model based on data sheet values” [9].

El modelo requiere conocer los parámetros denominados “Standard Test Condition” (STC). Estos parámetros son calculados mediante ensayos en condiciones estándar que se realizan con una irradiación de 1000 W/m², a una temperatura de celda de 25 °C, y considerando un ratio masa de aire AM 1,5. A partir de estos valores, se arma la curva característica del panel fotovoltaico para distintas condiciones de irradiación y de temperatura. A continuación se describe brevemente el modelo utilizado.

El circuito equivalente de una celda fotovoltaica es el que se muestra en la figura 3.

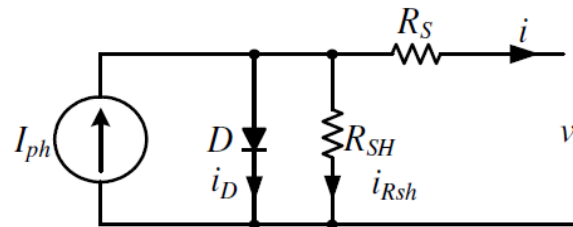


Figura 3. Modelo eléctrico de celda fotovoltaica

La ecuación característica tensión-corriente correspondiente al circuito es la que se expresa en la ecuación (4),

$$i = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{v + R_S i}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{v + R_S i}{R_{sh}} \quad (4)$$

donde:

- I_{ph} - corriente fotogenerada (dependiente de la irradiación incidente).
- I_0 - corriente de saturación inversa del panel.

- R_s – resistencia serie del panel, que representa las pérdidas óhmicas que ofrece el silicio al paso de la corriente (del orden de los mΩ por celda).
- R_{sh} - resistencia shunt del panel, que representa las pérdidas por fuga de corriente (del orden de los kΩ por celda)
- $V_t = \frac{AkT_{STC}}{q}$ - es el voltaje de juntura del panel, cuyos componentes son:
 - A - factor de idealidad del diodo.
 - k - constante de Boltzmann.
 - q - carga del electrón.
 - T_{STC} - la temperatura del panel en condiciones STC.

Los primeros cuatro parámetros I_{ph} , I_0 , R_s , R_{sh} , junto con el factor de idealidad del diodo A conforman el “modelo de cinco parámetros”, utilizado en este trabajo.

Para calcular los cinco parámetros que describen el modelo del panel eléctrico se construye un sistema de cinco ecuaciones (ecuaciones (5-9)).

Las primeras tres ecuaciones consisten en evaluar la curva I-V del PV en diferentes puntos de operación:

- Cortocircuito en condiciones STC ($V=0$):

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{R_s I_{sc}}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (5)$$

- Circuito abierto en condiciones STC ($I = 0$):

$$I_{oc} = 0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (6)$$

- Punto de máxima potencia en condiciones STC:

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{R_{sh}} \quad (7)$$

-La cuarta ecuación se basa en el hecho de que la curva de $P(V)$, evaluada en el punto de máxima potencia, presenta por definición una pendiente nula:

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{V=V_{mpp}} = 0 \quad (8)$$

- Finalmente, la quinta y última ecuación proviene del hecho de que la resistencia R_{sh} puede ser razonablemente aproximada por la derivada de la corriente en función del voltaje en condiciones de cortocircuito:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{sc}} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (9)$$

Dado que este sistema de cinco ecuaciones es no lineal, debe ser resuelto mediante métodos numéricos.

En las ecuaciones anteriores se utilizan valores que se pueden encontrar en las hojas de datos de paneles fotovoltaicos. Estos son:

- I_{sc} – corriente de cortocircuito en STC.
- V_{oc} - voltaje en circuito abierto en STC.
- V_{mpp} – voltaje en el punto de máxima potencia (MPP) en STC.
- I_{mpp} – corriente en el MPP en STC.
- P_{mpp} – potencia en el MPP en STC.
- k_i – coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito.
- k_v - coeficiente de temperatura de voltaje en circuito abierto.

Con el resultado del sistema de ecuaciones se puede representar la curva característica del panel, que es válida en condiciones STC.

Evidentemente, la irradiación solar es una variable que incide directamente en la potencia que genera una planta. Además de la irradiación, existen otros factores influyentes como lo es la temperatura, que afecta significativamente su rendimiento. Cuando la temperatura de la celda difiere de los 25 °C (temperatura STC), la curva característica ya no queda representada con el modelo calculado en la sección anterior, el cual es válido sólo para condiciones STC.

Cualitativamente, la generación aumenta cuando baja la temperatura y viceversa. Lo mismo sucede cuando la irradiación que recibe el panel es distinta de 1000 W/m², sólo que en este caso la generación aumenta conforme a la irradiación incidente.

Dado que en condiciones normales de operación los paneles están sometidos por tiempos prolongados a la irradiación del Sol, estos presentan una temperatura en general bastante superior a la ambiente (salvo en condiciones excepcionales en que la velocidad del viento sea

muy alta, aumentando la capacidad disipativa de los paneles).

Al margen de este último comentario, se puede afirmar que en un régimen de trabajo normal (en el Uruguay), los 25 °C son alcanzados y superados la mayor parte del tiempo en que la planta fotovoltaica genera, a lo largo de su vida útil. Por este motivo, es esencial modelar el efecto de la temperatura en los paneles para tener un modelo de planta que produzca una salida razonable.

El enfoque que se da en este trabajo se basa en el hecho de que la curva característica es concebible como una misma familia de curvas para las distintas condiciones de irradiación y temperatura. En otros términos, la curva característica en condiciones STC es escalable según las variables ambientales de interés, logrando producir un modelo más completo y realista. Por lo tanto, se consideró la dependencia de las curvas con la irradiación y la temperatura de acuerdo al modelo explicitado en [9].

Los parámetros atmosféricos que se utilizan como datos de entrada en el modelo son la irradiación incidente en plano inclinado (según cada tipo de seguimiento) y la temperatura ambiente.

A2.1 - Validación del modelo de panel fotovoltaico

La validación fue realizada con la hoja de datos del panel RISEN SYP235S (235 Wp), donde se pueden encontrar las curvas características I-V y P-V en función de la irradiancia, y la curva I-V en función de la temperatura. Estos tres juegos de curvas fueron comparados con los resultados obtenidos en la simulación. Para ello, se elaboraron curvas análogas a las mostradas en las hojas de datos y fueron superpuestas con las originales. Los resultados se muestran en las figuras 4, 5 y 6, donde los puntos negros sobre las curvas representan los valores obtenidos al utilizar el modelo.

Se observa una adecuada concordancia entre el modelo y las curvas proporcionadas por el fabricante. Las figuras muestran que el modelo presenta una muy buena sensibilidad a variaciones en la irradiancia, lo que permite obtener salidas de potencia precisas, inclusive a bajos niveles de irradiancia. Además, se comprobó que el error cometido a bajas temperaturas es despreciable, dado que los paneles trabajan a temperaturas inferiores a 0 °C menos del 1 % del tiempo en las condiciones del Uruguay.

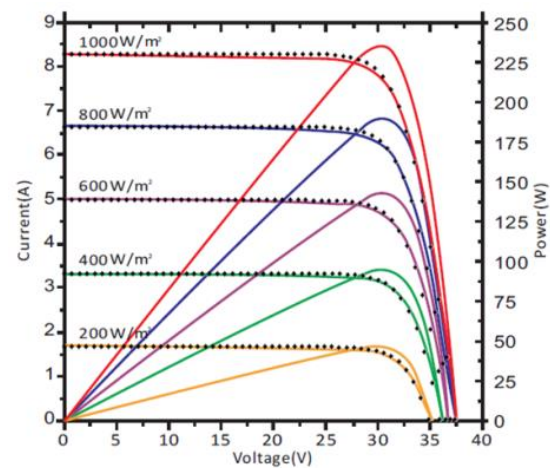


Figura 4. Validación de curva I-V en función de la irradiancia.

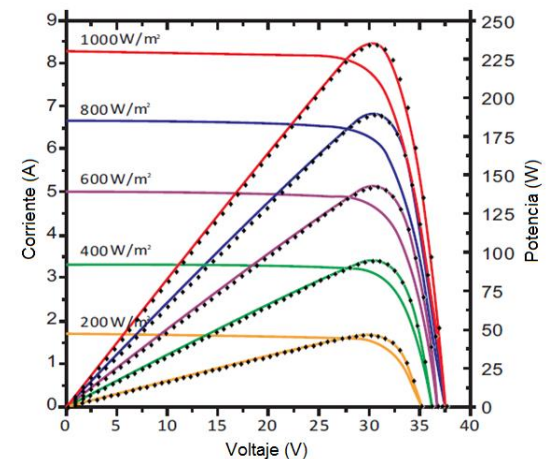


Figura 5. Validación de curva P-V en función de la temperatura.

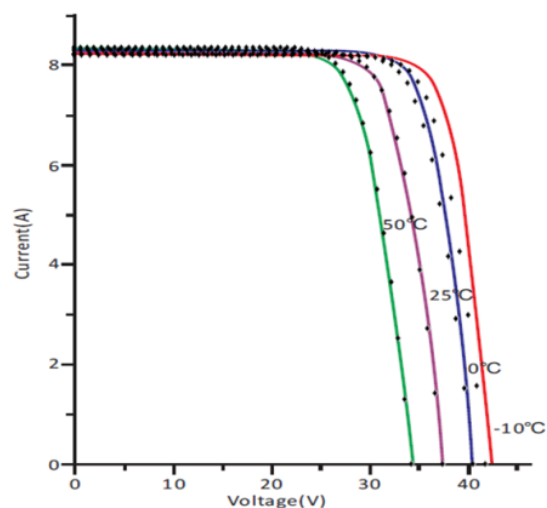


Figura 6. Validación de curva I-V en función de la temperatura.

A3. MPPT

En toda instalación fotovoltaica, el inversor cumple un rol fundamental en la transformación de la corriente continua generada por los paneles a corriente alterna, de forma que la misma pueda ser inyectada a la red de transmisión o distribución. Para ello, el inversor debe ser capaz de proveer una tensión de valor estable.

Además de la función mencionada, los inversores para aplicaciones de energía fotovoltaica cumplen un papel adicional de extrema importancia para maximizar la capacidad de generación de la planta. Dado que la curva característica de los paneles se ve permanentemente alterada por la irradiación y la temperatura, el punto de máxima potencia (MPP) se va desplazando conforme cambian las condiciones externas. Por lo tanto, es necesario que el inversor imponga la tensión correspondiente al MPP. De no hacerlo, se estaría perdiendo capacidad de generación.

Para que el modelo de la planta desarrollado tenga una salida realista, es necesario incluir un modelo de inversor con control de seguimiento de máxima potencia. En este caso se utiliza un algoritmo conocido en la literatura como “perturbar y observar” (P&O) [10].

Además de incluir la lógica mencionada en el modelo, se debe considerar que el rango de voltajes de entrada del inversor es limitado. Por lo tanto, existe una tensión máxima y una mínima que el mismo puede imponer al sistema, lo que implica que en algunas condiciones extremas no se puede trabajar en el MPP. De no modelarse esta particularidad, se estaría sobrestimando la energía generada por la planta.

A4. Pérdidas de la planta

Para poder obtener un valor estimado de cuánta energía genera una planta fotovoltaica, es necesario identificar y cuantificar todas las pérdidas que se producen desde que la radiación solar incide en los paneles fotovoltaicos, hasta que la energía eléctrica es entregada a la red. En el presente trabajo se consideraron las siguientes pérdidas [11,12]:

- Pérdidas ópticas:
 - pérdidas por sombreado del 2 %.
 - pérdidas por suciedad del 3 %.
 - pérdidas por reflectancia angular que dependen la configuración de la planta.

- Pérdidas en el generador fotovoltaico:
 - pérdidas por temperatura del panel.
 - pérdidas de conexionado o mismatch.
 - pérdidas por decaimiento de eficiencia de los módulos fotovoltaicos de 0,7 % anual.
- Pérdidas eléctricas:
 - pérdidas en el inversor del 1,5 %.
 - pérdidas óhmicas.
 - pérdidas en el transformador del 1 %.

En la figura 7 se presenta un diagrama donde se puede observar cómo la energía generada en los paneles se va reduciendo producto de las diversas pérdidas, hasta llegar a la energía entregada a la red. Este diagrama fue realizado con los valores correspondientes a la configuración de planta con paneles fijos.

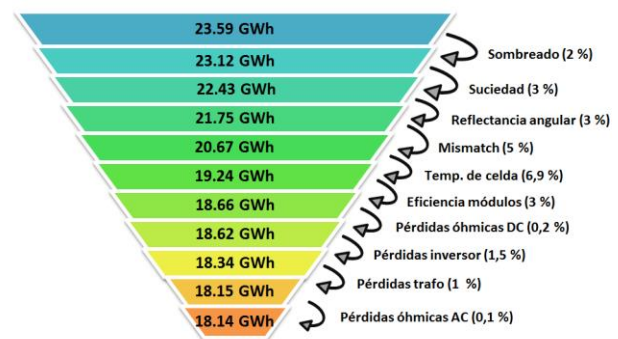


Figura 7. Diagrama de pérdidas

A5. Otros detalles del modelo

Además de lo mencionado, se dimensionaron los componentes que forman parte de la planta fotovoltaica. Se escogieron los paneles fotovoltaicos, los soportes y seguidores, se calcularon las distancias de separación entre las superficies para reducir las sombras, y se dimensionó todo el cableado de la instalación.

Una vez realizado el modelado se está en condiciones de comenzar con el estudio económico que se detalla en la siguiente sección del presente trabajo.

B. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para elaborar el análisis económico, inicialmente se estudió en profundidad el contrato de compraventa de energía eléctrica establecido por la empresa distribuidora (UTE) y toda la normativa asociada a inversiones de este tipo. Se obtuvieron precios actuales de mercado, con los cuales se estimó el costo de inversión. También se

estimaron costos de O&M y de arrendamiento de terreno en el país. Con estos datos se elaboró el flujo de caja, calculando el VAN y TIR de cada proyecto.

Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad de diversos parámetros que son propensos a sufrir modificaciones en el mediano y largo plazo, y que afectan la rentabilidad del proyecto.

B1. Hipótesis económicas

A continuación se detallan las hipótesis y condiciones tomadas en cuenta a la hora de realizar el estudio económico.

B1.1 Condiciones económicas

El presente estudio económico se tomará como caso base el contexto actual uruguayo de los generadores fotovoltaicos, teniendo en cuenta las condiciones del contrato vigente de compraventa de energía eléctrica establecido por UTE y los precios estándar del mercado. Las hipótesis consideradas son:

- El generador queda eximido del pago de cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión.
- El 100 % del costo total de la inversión corresponde a conceptos amortizables a 30 años.
- La energía generada en cada tipo de planta será la que resulte de la salida del modelo computacional diseñado, teniendo como entrada los datos de radiación solar y temperatura brindados por el LES y el INIA (Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria).
- No se consideran ingresos asociados a un proyecto MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio).
- La tasa de Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) es de 25 %. En el marco de la Ley 16.906 de Promoción de Inversiones y el decreto reglamentario N°354/009, los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable no tradicional son beneficiarios de una exoneración del IRAE: 90 % de la renta entre la fecha de inicio de aplicación del beneficio y el 31/12/2017, 60% entre el 1/01/2018 y el 31/12/2020, 40 % de la renta entre el 1/01/2021 y el 31/12/2023.
- Por otra parte, existe la posibilidad, según el decreto 02/012, Ley 16.906, de obtener una

exoneración del 60 % del IRAE por un plazo de entre 12 y 14 años. Se evaluaron ambas opciones, resultando la última la más rentable y la que se aplica en el estudio económico.

- Se exonera el IVA e Impuestos al Patrimonio de los distintos bienes y servicios invertidos, a través del decreto 02/012, Ley 16.906.
- Se exonera Tasas y tributos a la importación de bienes declarados no competitivos de la industria nacional por la DNI del MIEM.
- El componente nacional de la inversión alcanza el 20%, correspondiendo: 10% a obra civil, 5 % a estudios técnicos y transporte, 5 % a transformadores, cableado y estructuras.
- Se asume que la fecha del acta de habilitación es el 31 de mayo del 2014.
- Las variaciones del Índice de Precios al Productor de EEUU (PPI), se consideran constantes e iguales a 2,5% anual. Este valor surge de realizar el promedio de las variaciones del PPI en los últimos veinte años.
- Como forma de afrontar el costo de inversión inicial, se considera un 70 % de financiación a 12 años, con una tasa de interés del 5 % efectiva anual.
- Para el cálculo del VAN se considera una tasa de actualización del 8 %.

B1.2 Inversión

Para obtener los costos de inversión, se realizó un estudio de mercado donde se consultaron empresas del medio local e internacional, con el fin de obtener precios de referencia de materiales y servicios cercanos a los que rigen en la actualidad para la instalación de plantas fotovoltaicas de gran porte en el Uruguay.

Algunos de los precios obtenidos varían según las empresas consultadas, mientras que otros se mantienen constantes a nivel mundial. Esta característica del mercado internacional hace que no sea posible garantizar que el costo de inversión calculado en este trabajo sea el que más se adecue a la situación actual en el país. Habiendo aclarado este punto, se procede a detallar el costo de inversión para cada configuración de planta en la tabla 2, el cual juega un papel clave a la hora de realizar la evaluación financiera.

Tabla 2. Inversión.

Seguimiento	Costo de inversión (USD/Wp)
Paneles Fijos	1,47
Acimutal	2,19
Dos ejes	2,70

En la gráfica de la figura 8 se puede observar la diferencia existente en costos de inversión según el tipo de seguimiento. Es claro que la diferencia de costo principal es ocasionada por el mecanismo de seguimiento en el caso de las configuraciones en un eje acimutal y dos ejes.

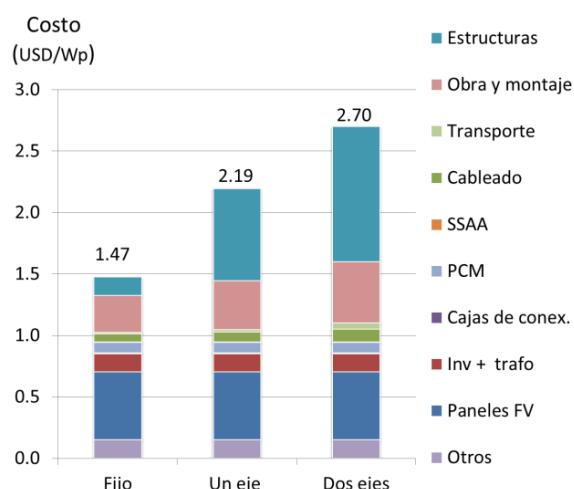


Figura 8. Costos de inversión

B1.3 Operación y mantenimiento

Para asegurar el correcto funcionamiento de una planta fotovoltaica es necesario realizar un mantenimiento constante, tanto preventivo como correctivo en el caso de ser necesario. En el caso de planta de paneles fijos, el mantenimiento es más simple que en aquellas que cuentan con seguidores. Esta diferencia se da principalmente por el mantenimiento que requieren los motores de las plantas que cuentan con seguidores solares.

Para estimar el costo de O&M, nuevamente se consultaron empresas del medio local e internacional. En el caso de paneles fijos, las empresas locales coinciden en el precio presentado en la tabla 3, mientras que para el caso de seguidores, al no contar con experiencia local, se estima a partir de datos de referencia brindados por empresas extranjeras, por lo tanto podría no coincidir con la realidad de Uruguay.

Tabla 3. Costo de O&M.

Seguimiento	Costo O&M (USD/MW/año)
Paneles Fijos	10000
Acimutal	20000
Dos ejes	25000

Se considera que los costos de O&M estimados para cada tipo de planta, se ajustan anualmente según un factor de 3,5 %, compuesto por el PPI (estimado en un 2,5 %), y la inflación local anual (estimada en un 1 % en dólares).

B1.4 Arrendamiento del terreno

Los costos de arrendamiento de terreno oscilan entre 300 USD/ha y 2000 USD/ha por año. Esta variación se debe a las propiedades del suelo del terreno. Si es apto para agricultura, entonces tendrá un costo elevado, entre 1000 y 2000 USD/ha por año. En cambio, si el terreno es utilizado para ganadería extensiva, su costo es menor, entre 300 y 800 USD/ha por año.

Para este estudio se considera que el arrendamiento de terreno tiene un costo anual de 500 USD/ha, con un ajuste según las variaciones del PPI de EEUU, estimado en un 2,5 % anual.

La cantidad de terreno a arrendar depende del tipo de configuración de planta. Cuanto mejor sea el tipo de seguimiento solar, mayor es el área necesaria para que el mismo sea efectivo. En la tabla 4 se muestran las hectáreas que ocupa cada planta y el costo anual del arrendamiento correspondiente.

Tabla 4. Arrendamiento de terreno.

Seguimiento	Superficie (ha)	Costo (USD/año)
Paneles Fijos	24,5	12250
Acimutal	40,1	20050
Dos ejes	55,3	27650

B1.5 Generación

Para realizar el estudio económico se considera que la generación de la planta fotovoltaica coincide con la salida del modelo en todo el plazo del proyecto. Los valores utilizados como entrada en el modelo son los correspondientes a los de irradiación y temperatura ambiente registrados en el Departamento de Salto durante el año 2012.

En la tabla 5 se detallan los valores de generación arrojados por el modelo para las distintas configuraciones. Estos valores corresponden al primer año de puesta en servicio de la planta.

Tabla 5. Generación planta FV.

Seguimiento	E _{anual} (GWh)	FP(%)
Paneles Fijos	18,1	17,3
Acimutal	22,5	21,4
Dos ejes	24,2	23,0

3. RESULTADOS OBTENIDOS

Fijando el valor de la tasa de actualización en un 8 %, el análisis económico realizado para los tres proyectos arroja los siguientes resultados:

Tabla 6. Indicadores de rentabilidad.

Seguimiento	TIR (%)	VAN (MUSD)
Paneles Fijos	10,3	2,27
Acimutal	6,8	-1,84
Dos ejes	4,8	-5,74

El estudio económico realizado indica que el uso de seguidores solares, ya sea de un eje acimutal o de dos ejes, no son opciones que puedan competir con plantas de paneles fijos, bajo las condiciones planteadas en este trabajo, en Uruguay.

Para evaluar la relevancia de los parámetros manejados, se realizó un análisis de sensibilidad de los considerados más inciertos, o que podrían eventualmente sufrir modificaciones en el tiempo. Estos parámetros son:

- Costo de inversión.
- Precio de energía.
- Fecha del acta de habilitación.
- Costo de operación y mantenimiento.
- Precio de arrendamiento de terreno.

Las curvas de la TIR en función de costo de inversión para cada tipo de planta indican que frente a un mismo costo de inversión, existe una diferencia de tres puntos porcentuales entre el uso de seguidores solares y paneles fijos. Por otra parte, las curvas de los dos tipos de seguidores solares son próximas entre sí, y su diferencia a un mismo costo de inversión es de apenas 0,5 %. El costo de inversión en una planta con seguidores acimutales que iguale la TIR de una planta con paneles fijos es de 1,72 USD/Wp, y en el caso de

plantas con seguidores en dos ejes es de 1,79 USD/Wp.

A pesar de variar el precio de la energía dentro de valores que puedan ser competitivos con otras fuentes de energía, las plantas de paneles fijos siguen siendo la mejor opción. Esto se debe principalmente a que el elevado costo de inversión en el caso de plantas con seguidores solares hace que, aunque la ganancia de energía sea mayor, no sea competitivo con la rentabilidad que ofrecen las plantas con paneles fijos.

Si la fecha del acta de habilitación se atrasa un año, la TIR sufre una reducción de entre 0,7 % y 1 %.

Si en las plantas con seguidores solares se logra reducir el costo de O&M a la mitad, la TIR aumenta en el orden de un 1 %.

El costo de arrendamiento de terreno no tiene un gran efecto en la TIR cuando se lo varía dentro de los precios que se manejan en el mercado, lo cual es una ventaja para los proyectos con seguidor solar, ya que requieren mayor cantidad de terreno.

También se calculó el tiempo necesario para recuperar la inversión en cada caso. El retorno de capitales se da primero en la configuración de paneles fijos en 13 años, seguido por la planta de un eje acimutal en 17 años y por último la de seguidores en dos ejes en 19 años. En la figura 9 se muestran los flujos de caja acumulados para cada tipo de planta. Se puede ver que en todos los proyectos el flujo de caja es negativo en los primeros años, esto se debe principalmente a que en este periodo se realiza el pago del préstamo.

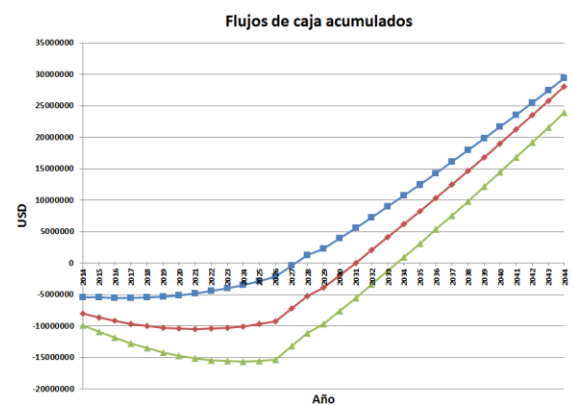


Figura 9. Flujos de caja acumulados.
(Azul: Fijo, Rojo: Seguimiento acimutal, Verde: Seguimiento en dos ejes)

4. CONCLUSIONES

Se realizó un modelo computacional en el entorno de desarrollo Simulink de Matlab, el cual consiste en bloques independientes fácilmente adaptables.

Se cuantificó el error que presenta el modelo de cálculo de pasaje de irradiación horizontal a plano inclinado. Los desvíos anuales del modelo resultaron ser del 3 %, 12 % y 23 % para los indicadores de error MBE, MAE y RMSE respectivamente. Se realizó una validación del modelo de panel FV, para lo cual se utilizó la misma hoja de datos de los paneles. Se obtuvieron resultados muy similares a las curvas originales, lo que habla de una buena estimación del modelo.

Se estimó la generación de los tres tipos de planta. La ganancia de energía generada con el uso de seguidores en dos ejes y un eje acimutal respecto al fijo es de 33 % y 24 % respectivamente.

Del análisis económico realizado, se concluye que para las condiciones de Uruguay, la configuración de paneles fijos resulta ser la más rentable dentro de las consideradas, con una TIR del 10.34 % para las hipótesis de estudio.

5. AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer al INIA/Uruguay y el LES/Uruguay por las medidas de temperatura ambiente y de irradiación solar respectivamente, sin las cuales este trabajo no hubiera sido posible. A su vez agradecemos el financiamiento del proyecto realizado por ANII/Uruguay a través del Fondo Sectorial de Energía (FSE 10691).

REFERENCIAS

- [1] Renewables global status report 2014. REN21, 2014.
- [2] Energías renovables - Oportunidades de inversión. Uruguay XXI, Agosto 2014. <http://www.uruguayxxi.gub.uy>
- [3] J. Duffie, and J. Beckman, W. Solar Engineering of Thermal Processes, Wiley and Sons, Hoboken, New Jersey, third edition, 2006.
- [4] Ruiz-Arias, H. Alsamamra, J. Tovar-Pescador, D. Pozo-Vázquez. Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions, Energy Conversion and Management 2010.
- [5] Hoja de datos: Seguidor Solar Mecasolar - MS-1E TRACKER 15.
- [6] Hoja de datos: Seguidor Solar Mecasolar - MS-2 TRACKER 10.
- [7] Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red (IV). Seguidores y huertas solares. E. Lorenzo,

Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid.

[8] Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un Sistema fotovoltaico. A. Escobar Mejía, M. Holguín Londoño, J. Carlos Osorio, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia.

[9] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, PV panel model based on datasheet values, 2007.

[10] Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control. D. Rekioua, E. Matagne, Springer, 2012.

[11] Diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo. E. Melani, D. Oroño, 2013.

[12] Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. Dirk C. Jordan, Sarah R. Kurtz, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

[13] Análisis del uso de seguidores solares en centrales fotovoltaicas. G. Crapuchetti, G.Hermida, M. Puppo, Octubre 2014.



Germán Crapuchetti nació el 9 de noviembre de 1985 en Montevideo, Uruguay.

Actualmente se encuentra cursando el último año de la carrera de Ingeniería Eléctrica perfil Potencia en la Universidad de la República de Uruguay. En

el año 2014 presentó su tesis de grado denominada “Análisis del uso de seguidores solares en centrales fotovoltaicas”. Entre los años 2011 y 2014 trabajó como ayudante de ingeniero en la empresa UTE y actualmente se encuentra desempeñando tareas en la empresa NOVASOL Ingeniería – Tecnogroup, trabajando en el desarrollo de 100 MW de energía solar fotovoltaica a ser instalados en Uruguay.



Gonzalo Hermida nació el 7 de mayo de 1988 en Montevideo, Uruguay. Es Ingeniero Electricista, perfil Potencia desde

Octubre 2014. Desde Enero de 2015 pertenece al departamento de ingeniería de la empresa NOVASOL Ingeniería – Tecnogroup. A su vez,

desde Agosto 2014 se desempeña como docente investigador en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay, donde es docente del curso de "Energía solar fotovoltaica".



Martín Puppo nació el 3 de Julio de 1987 en Montevideo, Uruguay. Obtuvo su título de Ingeniero Electricista, perfil Potencia en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, Uruguay, en febrero de 2015. Desde 2012 se encuentra trabajando en la empresa UTE, desempeñándose como Especialista de Ingeniería de Detalle y Ensayos en la gerencia de Obras de Transmisión. Adicionalmente, ingresó al Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la república en Agosto de 2014, realizando tareas de investigación y docencia en la temática de energía solar fotovoltaica.



Diego Oroño nació el 9 de octubre de 1985 en Montevideo, Uruguay. Obtuvo su título de Ingeniero Electricista, perfil Sistemas Eléctricos de Potencia en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2010. Desde 2014 se desempeña como Jefe de Ingeniería de la empresa NOVASOL Ingeniería – Tecnogroup, trabajando en el desarrollo de 100 MW de energía solar fotovoltaica a ser instalados en Uruguay. Desde 2009 es integrante del Instituto de Ingeniería Eléctrica en la Facultad de Ingeniería, es docente de los cursos “Energía Solar Fotovoltaica” e “Introducción a los Mercados de Ingeniería Eléctrica”, además de ser corresponsable del grupo de Investigación de Energía Solar Fotovoltaica de dicha Universidad. Ha trabajado en las áreas de Normalización de la empresa UTE y en el Despacho Nacional de Cargas de la empresa ADME. Actualmente se encuentra finalizando la Maestría en Ingeniería de la Energía.