

SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA CSP A PARTIR DE VALORES DIARIOS MEDIOS MENSUALES DE IRRADIACIÓN DIRECTA.

Germán Ariel Salazar^{1,2}, Olga de Castro Vilela¹, Naum Fraidenraich¹

¹Universidade Federal de Pernambuco – Departamento de Energia Nuclear – Centro de Energias Renováveis (CER) - Av. Prof. Luiz Freire 1000 – 50740.540 – Recife – Pernambuco – Brasil.

²Departamento de Física - Facultad de Ciencias Exactas – Universidad Nacional de Salta
Avda. Bolivia 5150 – A4408FVY – Salta Capital – Salta - Argentina
e-mail: germansalazar.ar@gmail.com

Recibido 10/09/15, aceptado 13/10/15

RESUMEN: En este trabajo se simula el desempeño de una central solar térmica de concentración cilindro-parabólica de foco lineal, utilizando datos de irradiancia solar directa normal horarios medios mensuales, medidos durante 4 años en Petrolina (Pernambuco, Brasil). Los datos de radiación solar son tratados para generar una base de datos estadísticamente representativa para Petrolina, sitio donde se instalará una central solar de concentración. El valor diario medio anual de irradiancia solar directa normal calculado es de 4.8 KWh/m². La producción de energía eléctrica diaria media mensual es de aproximadamente 6 MWh, durante gran parte del año. Las eficiencias térmicas y eléctricas de la central se compararon con valores reales, resultando muy próximos a ellos, indicando que el modelo es una herramienta válida de simulación de generación eléctrica utilizando concentradores de energía solar, por lo que puede ser usada para hacer estimaciones regionales.

Palabras clave: central, directa, generación, Brasil.

INTRODUCCION

La instalación de una central solar con concentradores cilindro-parábola de foco lineal requiere conocer las características espaciales y temporales del recurso solar (Gueymard, 2014; Mason y Reitze, 2014). Un campo de reflectores parabólicos con foco lineal, asociados a un sistema de conversión de energía térmica en eléctrica es, actualmente, la tecnología solar para generación de electricidad con mayor experiencia en el mundo. A partir de 1984 comenzaron a instalarse plantas termo-solares en el desierto de Mojave (EEUU), con un total de 354 MW instalados a la actualidad, operando desde entonces de manera comercial. Trabajos publicados sobre el rendimiento de estas centrales muestran que pueden entregar energía eléctrica con una eficiencia pico de 24%. No obstante, una fuerte restricción para alcanzar mayores eficiencias y probablemente costos menores es la máxima temperatura del ciclo termodinámico (≈ 400 °C), establecida por las propiedades físicas del fluido térmico, o portador de calor, que circula a lo largo de los absorbedores. Modelar el comportamiento de esas plantas es importante como herramienta de diseño y optimización, de forma que sea posible prever una variedad de situaciones.

Básicamente una planta solar consiste de un gran campo de colectores concentradores, un bloque de potencia para convertir energía térmica en energía mecánica y eléctrica más una interface entre el campo de colectores, y el bloque de potencia formada por un arreglo de intercambiadores de calor, donde el agua es calentada, evaporada y el vapor generado es sobrecalentado. El modelo de Rolim (Rolimet al., 2009), usado en este trabajo, simula las varias partes de una central solar. En la primera parte de ese trabajo se analiza la conversión de la energía solar en térmica.

El hecho de estar lidiando con campos de colectores grandes (800 metros de largo), hace necesario considerar la variación del coeficiente de pérdida con la temperatura a lo largo del colector. El procedimiento que toma esto en cuenta (Fraidenraich et al. 1997) describe el proceso de conversión de energía solar en energía térmica, el intercambio de energía entre el fluido térmico, circulante a lo largo de los absorbedores en el campo de colectores, con el agua o agua-vapor y el ciclo termodinámico del fluido agua-vapor.

El procedimiento de convertir energía térmica en potencia mecánica (ciclo Rankine) es representado por medio de un ciclo termodinámico reversible (ciclo Carnot). La reversibilidad es preservada mientras el ciclo en sí mismo se considere endo-reversible. Dado que la fuente de energía es finita, se enfría a lo largo del proceso de intercambio de calor y la irreversibilidad surge debido a las variaciones de temperatura del fluido térmico (fuente caliente) (Ondrechenet *al* ,1981).

Una descripción física del proceso de conversión que ocurre en una planta solar comienza con la radiación solar incidente en los colectores, que se propaga a lo largo de los espejos parabólicos y es convertida en potencia absorbida. Para ello debe tenerse en cuenta la radiación solar directa que incide en forma perpendicular al plano de apertura de los colectores. La diferencia entre la potencia incidente y la absorbida se debe a efectos ópticos. La potencia absorbida es convertida en potencia térmica útil y pérdidas térmicas. La potencia térmica útil es expresada como calentamiento del fluido térmico. El proceso de intercambio de calor entre el fluido térmico y el agua resulta en una masa de vapor cuya expansión en las turbinas producirá energía mecánica y eléctrica en el bloque de conversión (turbogeneradores). Ese es básicamente el funcionamiento del modelo de Rolim et al. (2009) de una central solar térmica cilindro-parabólica de foco lineal, siendo la radiación solar incidente su principal variable de entrada.

El objetivo de este trabajo es simular el desempeño de la central (energía eléctrica y eficiencias) con datos de irradiancia **medidos** a lo largo de varios años y comparar los resultados con valores obtenidos a partir de centrales comerciales. Esta comparación permitirá obtener información sobre la calidad del modelo utilizado, importancia de mecanismos de pérdidas no considerados y necesidad de corrección de aspectos del modelo físico elaborado.

Como fue mencionado, la radiación solar incidente es fundamental para realizar simulaciones de generación de potencia térmica, mecánica y eléctrica. En este trabajo son utilizados datos de radiación solar directa medidos desde 2011 hasta 2014 en la estación meteorológica de Petrolina (Estado de Pernambuco, Brasil). Utilizando la metodología conocida como Irradiancia de Día Promedio (IDP) se calcula la irradiancia de un día medio mensual con una frecuencia temporal de 1 minuto. Esta información es luego convertida a frecuencia de 1 hora para hacer los cálculos con el modelo de Central Solar Térmica de Rolim *et al*(2009). Dado que se dispone de los desvíos estándar para cada momento del día promedio, es posible determinar cuáles serán los valores máximos y mínimos esperados de irradiancia solar directa, lo que permite a su vez estimar las máximas y las mínimas producciones diarias medias mensuales de energía de la Central Solar térmica.

LOS DATOS USADOS. METODOLOGIA

La información de la radiación solar incidente se obtuvo de la base de datos de la estación meteorológica de Petrolina (Latitud -9.39° , Longitud -40.5° , altura snm 390 metros). Dicha estación forma parte de red SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) que depende del INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). Se utilizaron los datos de esta estación porque Petrolina fue escogido para la instalación de centrales solares dentro del Proyecto Heliotherm financiado por el FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos, Rio de Janeiro, Brasil).

La estación de Petrolina pertenece a la estaciones del sistema Baseline Solar Radiation Network (BSRN). Esto hace que los datos utilizados sean de calidad del tipo “bankability”, es decir, datos que pueden utilizarse para hacer estimaciones económicas representativas con un nivel de confiabilidad de P90 (<https://www.awstruepower.com/>). Los datos analizados corresponden a las siguientes variables: Irradiancia Solar Global I_g , Irradiancia Solar Directa I_{bn} , Irradiancia Solar Difusa I_d y temperatura

ambiente T. De estos datos solo I_{bn} y T se utilizan en la simulación de la central solar térmica, pero I_g e I_d se utilizan para realizar controles de calidad “finos” sobre los valores de I_{bn} .

El procedimiento IDP genera la irradiancia de un día medio mensual (la base temporal es la misma que la base de datos del datalogger) que representa la evolución de la I_{bn} para cada momento t de un día que representa a todo el mes. El valor de la irradiancia IDP de un instante t es el promedio de los valores de irradiancia en t para todos los días del mes. Por ejemplo, si la base temporal es 1 minuto, el valor de la I_{bn} para t = 12:15 del mes de marzo será el promedio de las I_{bn} para t = 12:15 de los 31 días de marzo; para t = 12:16 será el promedio de los 31 valores de I_{bn} que corresponden al momento t = 12:16. Este procedimiento tiene como ventaja que permite calcular el Desvío Estándar, lo que permite conocer el grado de dispersión de los valores de I_{bn} , una vez calculados los valores de IDP.

Así, se generaron los datos de IDP de 12 días que se corresponden cada uno a los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre, donde cada día IDP representa-en este caso-a los valores medidos de los meses de los 4 años analizados (2011, 2012, 2013 y 2014). Así, el día IDP de enero representa a los meses de enero de los años 2011, 2012, 2013 y 2014, febrero representa a los meses de febrero de 2011 al 2014 y así sucesivamente.

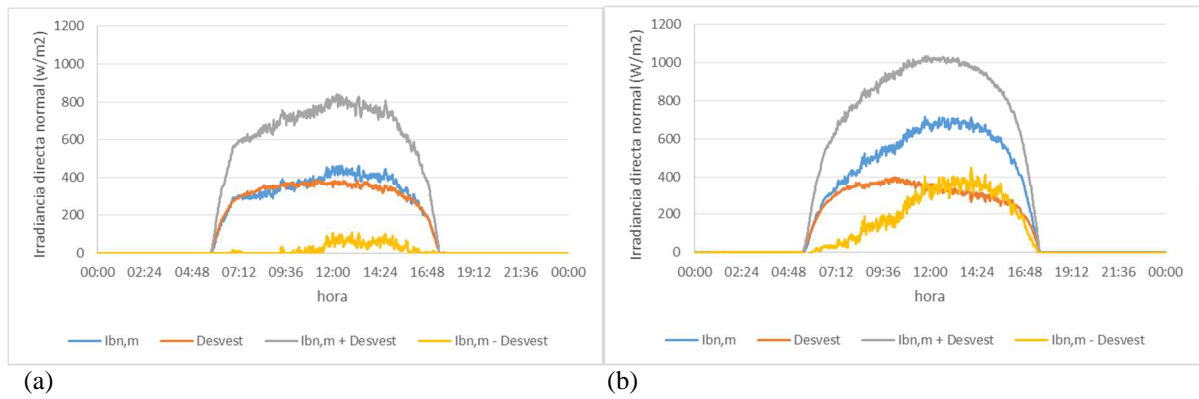
	H_{bn} min (KWh/m ²)	H_{bn} media (KWh/m ²)	H_{bn} max (KWh/m ²)
Ene	0,93	4,67	8,44
Feb	0,70	4,33	8,02
Mar	0,93	4,55	8,22
Abr	1,14	4,69	8,25
May	0,26	3,78	7,37
Jun	1,35	5,02	8,69
Jul	0,53	4,26	8,08
Ago	1,80	5,46	9,13
Sep	2,43	5,96	9,50
Oct	1,77	5,47	9,17
Nov	0,82	4,63	8,47
Dic	1,20	4,95	8,71
promedio	1,15	4,81	8,50

Tabla 1: Valores diarios medios mensuales de Irradiación solar directa H_{bn} .

En la Tabla 1 se muestran los valores de irradiancia solar directa normal H_{bn} media que se corresponde con la integración temporal de los datos de cada día IDP. Los valores de H_{bn} min y H_{bn} max se corresponden a los valores de H_{bn} menos el Desvío Estándar y más el Desvío Estándar, respectivamente. De esta manera se puede conocer cuales son los valores máximo y mínimo de radiación solar probables de ocurrir. Otra manera de entender esta nomenclatura es pensar que H_{bn} min se corresponde al peor caso posible, H_{bn} max el mejor caso posible y H_{bn} medio es el más probable.

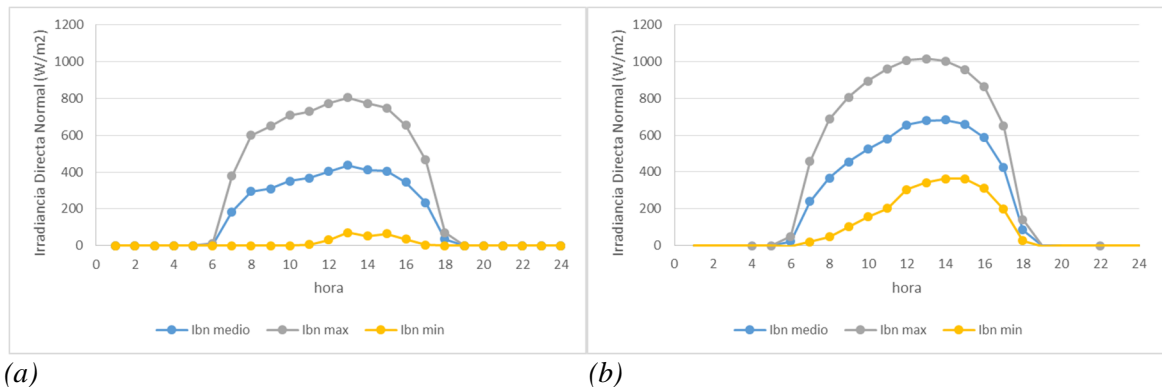
El valor medio diario de radiación solar directa disponible en Petrolina es de 4.81 kWh/m². Este valor es menor que el del Desierto de Mojave (7.5 a 8 kWh/m²), el norte de Chile (8.5 a 9 kWh/m²) o España y Australia (7 a 7.5 kWh/m²) (<http://maps.nrel.gov/swera>). La energía eléctrica generada y más especialmente la energía térmica dependen, en buena medida, del valor medio de la irradiancia solar directa. No obstante la variación mensual de la irradiancia tiene también un efecto importante sobre la producción anual de energía eléctrica, razón por la cual una estimativa detallada debe ser realizada en cada caso. En lo que se refiere a Petrolina, es de esperar que los valores de irradiancia utilizados permitan hacer previsiones bastante precisas de la producción de la central.

En las Figura 1.a se muestran los valores de I_{bn} IDP del mes con menor radiación media (Mayo) mientras que en la Figura 1.b se muestra el I_{bn} IDP del mes con mayor radiación media (Septiembre). La $I_{bn, m}$ representa el valor **medio** de la irradiancia. Se han agregado también el Desvío estándar (Desvest), la I_{bn} max ($I_{bn, m} + \text{Desvest}$) y la I_{bn} min ($I_{bn, m} - \text{Desvest}$).



(a) (b)
 Figura 1a). Irradiancia I_{bn} IDP del mes de mayo, que es el mes con menor disponibilidad de radiación solar. 1b) Irradiancia I_{bn} IDP del mes de septiembre, que es el mes con mayor disponibilidad de radiación solar.

Resulta interesante notar que para el mes de mayo (Fig. 1a), el día IDP muestra que el valor medio de Irradiancia IDP $I_{bn,m}$ es casi igual a la dispersión Desvest. Esto habla de cómo afecta la nubosidad a la radiación solar de ese mes. Para el caso del mes de septiembre, el día IDP muestra otra situación: la Desvest disminuye hacia la tarde, acorde al aumento de $I_{bn,m}$ en ese horario. Es decir, los efectos de la nubosidad se dan principalmente antes del mediodía, siendo las tardes más despejadas.



(a) (b)
 Figura 2. Se muestran los valores de la Figura 1 pero en base horaria a) para mayo y b) para Septiembre.

SIMULACION DE LA GENERACION DE ENERGIA.

De los datos mostrados en la Figura 1, se disponen para los 12 meses del año. Para poder realizar la simulación utilizando el modelo de Central Solar Térmica de Concentración Cilindro-parabólica de foco lineal (la que se denomina CSTCP). Para poder introducirlos en el modelo, se deben pasar a datos horarios, por lo que se realizaron los promedios que se muestran en la Figura 2a y 2b.

Primero se calculó la cantidad de energía eléctrica generada por la CSTCP para el día IDP de cada mes. El modelo de la CSTCP considera parámetros térmicos y ópticos de antemano que son los que se muestran en la Tabla 2. La potencia nominal de la CSTCP simulada es de 1MW. Este valor puede rápidamente cambiarse alterando el número de columnas de colectores en paralelo. Entonces el modelo simula:

- 1) La generación de vapor de agua (potencia térmica).
- 2) La generación de trabajo mecánico en la turbina (potencia mecánica)
- 3) La generación de electricidad con un generador (potencia eléctrica).

El modelo estima la Energía Eléctrica Neta restando la utilizada por la bomba necesaria para mover el fluido portador de calor. Las temperaturas de entrada y salida del fluido se consideran fijas, variando el caudal del fluido para que dichas temperaturas permanezcan de esa manera.

Campo de concentradores	Eficiencia óptica de concentradores	0.73
	Tasa de concentración	22.74
	Longitud de concentradores (m)	47.1
	Ancho de apertura de c/concentrador (m)	5
	Número de colectores en serie	8
	Numero de colectores en paralelo	4
	Área total colectores (m ²)	7536
Bloque de	Temp. de condensación de vapor (°C)	40
	Temp. de fluido a entrada de colector (°C)	309
	Temp. de fluido a salida de colector (°C)	391
Potencia	Eficiencia isentropica de turbina	0.7
	Eficiencia de generador	0.97

Tabla 2. Parámetros básicos del modelo SEGS para efectuar la simulación de generación de electricidad.

RESULTADOS

La posibilidad de contar con los datos de IDP I_{bn} permite estimar el “techo” (EElect Max) y el “piso” (EElect Min) de la energía eléctrica diaria producida por la CSTCP, además del valor medio esperado (EElect Media). Esto se hizo realizando simulaciones con los valores de irradiancia para el caso I_{bn} max (Figura 2a y 2b), es decir, el valor medio de irradiancia diaria media mensual más el desvío estándar, calculando de esa manera la máxima cantidad de energía que se puede generar para el sitio en cuestión con la Planta de 1 MW de potencia. Lo propio se hizo para el caso menos favorable, I_{bn} min, determinándose cuáles serán los valores mínimos de energía a producir por la CSTCP en Petrolina. Esta información es importante para hacer estimaciones económicas de producción además de ayudar al dimensionamiento de la central.

En la Figura 3 se muestran los resultados obtenidos al realizar la simulación para los valores de irradiancia solar media mensual, a los que se ha agregado los limites obtenidos usando I_{bn} max e I_{bn} min.

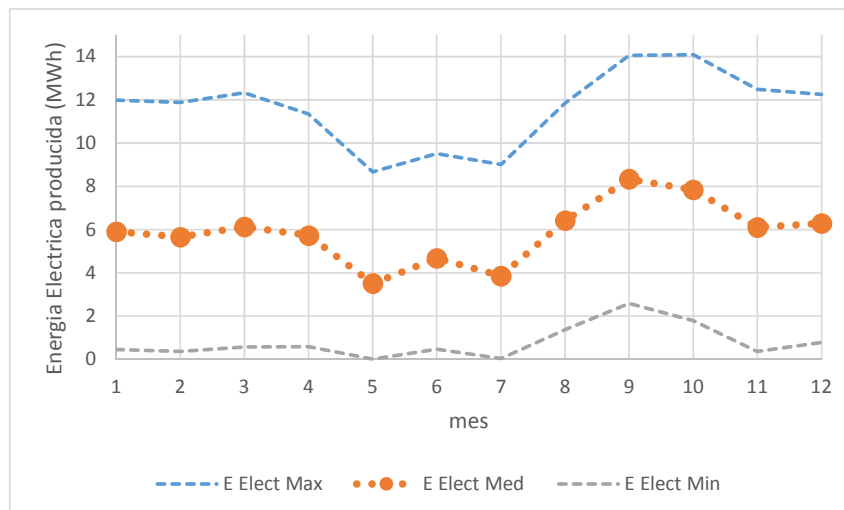


Figura 3. Estimación de la energía eléctrica diaria generada por la central CSTCP utilizando los datos diarios medios mensuales medidos en Petrolina desde 2011 a 2014, a través de la técnica de IDP.

Estos resultados muestran un valor casi constante de aproximadamente 6 MWh de energía diaria para los meses de enero, febrero, marzo, abril, agosto, noviembre y diciembre. Se produce una disminución a aproximadamente 4 MWh en los meses de mayo, junio y julio, para luego subir a aproximadamente 8 MWh en septiembre y octubre. El promedio mensual medio anual de energía es de 5.87 MWh.

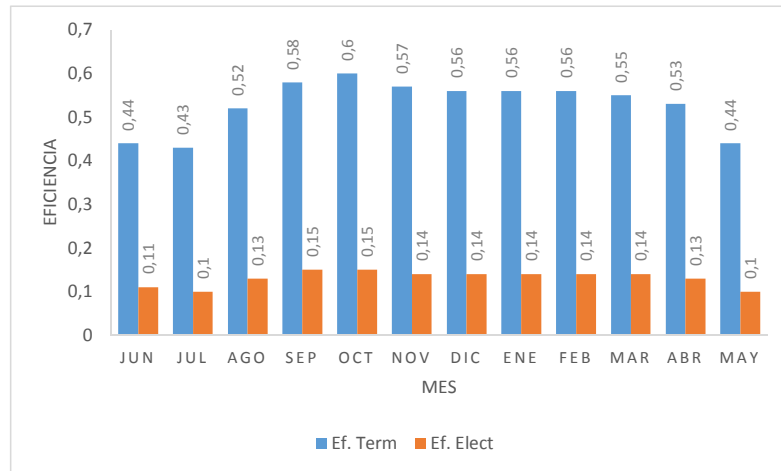
Eficiencias térmica y eléctrica

La manera de comparar el desempeño de centrales solares térmicas es comparando las eficiencias de los ciclos térmico y eléctrico. Dichas eficiencias se calculan de la siguiente manera:

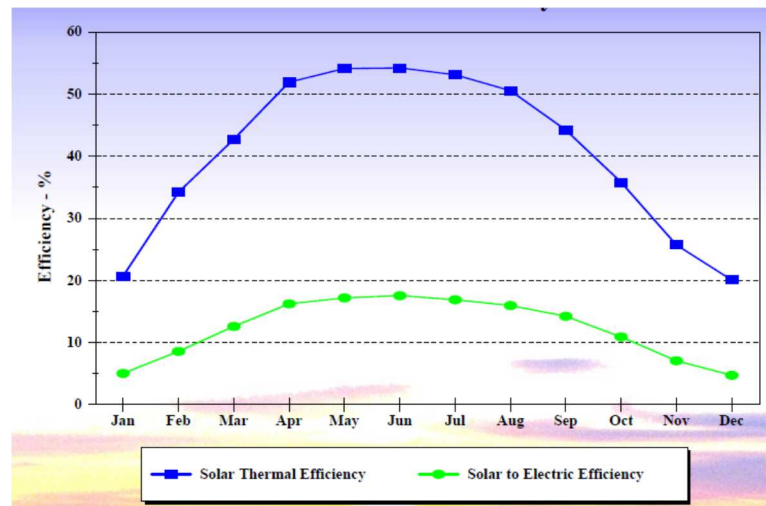
$$\text{Eficiencia térmica} = \frac{\text{Potencia Útil}}{\text{Potencia Colectada}} \quad (1)$$

$$\text{Eficiencia eléctrica} = \frac{\text{Potencia Eléctrica Neta}}{\text{Potencia Colectada}} \quad (2)$$

siendo la Potencia Colectada la que llega al absorbedor, la Potencia Útil es la que transmite al líquido portador de calor y la Potencia Eléctrica Neta la potencia que sale del generador menos la que consume la bomba que hace circular el líquido portador de calor.



a)



b)

Figura 4a. Eficiencias térmica y eléctrica simuladas para la central solar térmica SEGS con datos de irradiación solar medidos en Petrolina. 4b. Valores de eficiencia eléctrica y térmica medidos para una central de la empresa KJC (California)

En la Figura 4a se muestran los valores de eficiencia térmica y eléctrica alcanzados en la simulación de la CSTCP de 1 MW de potencia neta con datos de radiación solar para Petrolina. En la Figura 4b se muestran los valores de las mismas variables para una central de tecnología SEGS¹VI con

¹Solar Electric GenerationSystem (Sistema de Generación Solar de Electricidad)

concentradores tipo LS-3 de la empresa KJC Company ([http://www.nrel.gov/...](http://www.nrel.gov/)). Se puede apreciar que las eficiencias, tanto eléctrica como térmica, son más estables para Petrolina que para California

Más allá de que ese comportamiento se deba a las diferentes características de la radiación solar en ambos sitios, desde un punto de vista práctico de funcionamiento de la central, es mejor cuando el recurso solar es estable a lo largo del año.

En trabajos anteriores se estimaron valores de eficiencia eléctrica pico de 24% para este modelo de central solar térmica (Rolim et al. 2009), porque se utilizaron valores cuasi-estándar (940 W/m^2) de radiación solar directa para estimar las eficiencias. La disponibilidad de valores medidos y estadísticamente tratados permite acceder a un conocimiento más próximo al real, siendo ahora el valor medio anual de la eficiencia eléctrica de 13%, con pico medio mensual de 16%.

CONCLUSIONES

En este trabajo se muestran los avances realizados al estudiar el comportamiento del modelo de una central solar térmica de concentración cilindro-parabólica de foco lineal CSTCP, simulando la generación de energía eléctrica utilizando valores medidos de radiación solar directa en la ciudad de Petrolina (Pernambuco-Brasil). En ese sitio se instalará una central térmica de 1 MW. Primero se trataron los datos de radiación solar medidos durante 4 años (2011 al 2014) para generar una base de datos que permitiera obtener una estimación probable a partir de datos de radiación estadísticamente sólidos. Se utilizó la técnica de Irradiancia de Día Promedio para el tratamiento de estos datos. Comparando las eficiencias térmicas y eléctricas de la central simulada contra valores medidos de otra central de concentración, queda claro que su performance es muy buena, mostrando valores similares a los reales. La simulación mostró que los valores generados de electricidad son estables a lo largo del año (6 MWh), así como las eficiencias térmicas y eléctricas. En el futuro se agregaran a este modelo rutinas que permitan simular el ciclo nocturno, así como errores ópticos y en los valores de radiación solar.

AGRADECIMIENTOS:

Los autores quieren agradecer a la CAPES por la bolsa BJT 88881.067984/2014-01 que financia el proyecto “Análise da influência da radiação solar direta normal e das propriedades óticas e geométricas de coletores na produção de energia elétrica de uma usina solar termoeletrica com concentradores de foco linear”

REFERENCIAS

- Gueymard C. (2014). A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, 1024-1034.
- Mason A y Reitze E (2014). Establishing Bankability for High Performance, Cost Reducing Sky Trough Parabolic Trough Solar Collector. *Energy Procedia* 49, 155-162.
- Rolim M, Fraidenraich N, Tiba C (2009). Analytic modeling of a solar power plant with parabolic linear collectors. *Solar Energy* 83, 126–133
- Fraidenraich N, Gordon J, Lima R (1997). Improved solutions for temperature and thermal power delivery profiles in linear solar collectors. *Solar Energy* 61, 141–145.
- Ondrechen M, Andresen B, Mozurkewich M., Berry R (1981). Maximum work from a finite reservoir by sequential Carnot cycles. *American Journal of Physics* 49, 681–685.
- <https://www.awstruepower.com/assets/Reducing-Uncertainty-in-Solar-Energy-Estimates1.pdf>.
- <http://maps.nrel.gov/swera>.
- http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/cable_frier_calexpr.pdf

ABSTRACT

In this work the electric energy production performance of a parabolic trough solar power plant using daily mean monthly direct beam solar irradiance measured in Petrolina (Pernambuco, Brazil) was simulated. The solar radiation data were treated to generate a statistically representative database for Petrolina, which is a place where a concentrating solar plant will be installed. The daily mean annual value of solar irradiance calculated for that site was 4.8 KWh/m^2 . It was estimated that the daily mean monthly production will be approximately 6 MWh, for much part of the year. The thermal and electrical efficiencies of the plant were compared against actual values, being they very close to the real ones, indicating that the model results a valid tool for simulate concentrating solar plant power generation, allowing to used it to make regional estimates

Keywords: plant, direct, generation, Brasil.