

ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR UNA CENTRAL SOLAR DE CONCENTRACIÓN DE 1 MWe. CASO DE ESTUDIO: PROVINCIA DE SALTA (ARGENTINA)

J. A. González*, **R. F. Lozano***, **M. E. Hongn****¹**, **G. J. Durán****²**, **P. E. Cinco**, **O. Castro Vilela******, **N. Fraidenraich******, **G. A. Salazar****³**

*Departamento de Física – Facultad de Ciencias Exactas – Universidad Nacional de Salta

**Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO)- Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

Avda. Bolivia 5150 – CP A4408FVY – Salta Ciudad – Salta – Argentina

***Centro de Energías Renovables – Departamento de Energía Nuclear – Universidade Federal de Pernambuco. Avda. Luiz Freire 1000 - Cidade Universitária, Recife -50740-540- Pernambuco- Brasil
e-mail: josantogonzalez@gmail.com

Recibido 27/07/17, aceptado 24/09/17

RESUMEN: En este trabajo se estima la producción de energía eléctrica utilizando un modelo analítico de una central solar térmica de concentración cilindro-parabólica de foco lineal, de 1 MWe de potencia nominal. Los datos de irradiancia solar directa normal al haz, en frecuencia horaria, para Salta Ciudad y San Carlos (Provincia de Salta), fueron extraídos de la base de datos satelital CM SAF abarcando el periodo de 2000-2005, generando un año típico para cada sitio. Los valores de energía obtenidos, en ambos sitios, están relacionados con la disponibilidad de energía solar en cada sitio.

Palabras clave: central, modelo, cilindro-parabólica, Salta, directa.

INTRODUCCIÓN

Las Energías Renovables (ER) aparecen como una alternativa sustentable a la generación de energía eléctrica, basada en combustibles fósiles (gas, petróleo y carbón), para su uso masivo por parte de la sociedad y de la industria.

La introducción de las Energías Renovables en la matriz energética del país es actualmente un proceso en expansión. La Ley 27.191 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. El plan de energías renovables RenovAR se generó en el marco de esta ley con el objetivo de la contribución de fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el 2018 y el 20% para el 2025, (CAMMESA, 2017). De acuerdo a diversos estudios (Grossi Gallegos y Righini, 2007; SolarGIS), la región noroeste de Argentina es privilegiada en cuanto al recurso solar, por lo que podría generar una buena parte de sus necesidades de electricidad mediante la implementación de tecnologías que hagan aprovechamiento de la energía solar. Actualmente, se encuentran en marcha diversos proyectos de centrales solares fotovoltaicas (Ministerio de Energía y Minería, 2017), particularmente en las provincias de Salta y Jujuy.

Además de la tecnología fotovoltaica, existen otras tecnologías que hacen uso de la energía solar para el aprovechamiento térmico, de alta, media y baja temperatura por lo que pueden emplearse para la generación de energía eléctrica como para la generación de calor. Estas tecnologías se conocen como Sistemas de Concentración Solar (SCS), las cuales emplean grandes áreas reflectoras para concentrar radiación solar en focos de apertura relativamente pequeña. La finalidad de los sistemas se resume en, por medio del calentamiento de un fluido, alcanzar temperaturas capaces de alimentar un ciclo termodinámico convencional o calentar otro fluido térmico a alta temperatura, a través de un

¹ Becario Posdoctoral CONICET

² Investigador Asistente CONICET

³ Investigador Adjunto CONICET

intercambiador de calor, para llevar a cabo el ciclo de generación electricidad (Lovegrove y Csiro, 2012). Dentro de los SCS, el mercado global ha sido actualmente dominado por los concentradores cilindro-parabólicos (CCP) abarcando el 82% de las plantas SCS a nivel mundial convirtiéndose en el sistema de concentración más popular y con mayor madurez tecnológica (Xu et al., 2016).

Existen diversos modelos, implementados en softwares, que permiten simular centrales solares SCS; la mayoría de ellos son propietarios, es decir, deben comprarse o licenciarse. Precisamente por esta causa es que sus códigos fuente no están completamente disponibles a los potenciales interesados, restringiendo de esa manera la posibilidad de una verdadera colaboración para estudiar y avanzar en el diseño de nuevas alternativas dentro del área.

El Grupo FAE de la Universidade Federal de Pernambuco (Brasil) ha desarrollado un modelo analítico (abierto) de una central solar CCP de 1 MWe (Rolim et al, 2009), el cual permite determinar parámetros asociados a la generación de potencia térmica y eléctrica, para diferentes condiciones de funcionamiento y ubicaciones geográficas de la central a simular. Este modelo ha sido constantemente mejorado y, recientemente validado para condiciones de operación reales para la planta solar SEGS VI de Kramer Junction (Desierto de Mojave, California), como puede observarse en (Salazar et al, 2017).

En este trabajo se estimará la producción de energía eléctrica mensual y anual, usando el Modelo FAE, para dos sitios específicos en la Provincia de Salta: San Carlos y Salta Capital. Se espera comenzar a determinar el potencial de generación solar térmica de sitios en la Provincia de Salta.

DATOS Y METODOLOGÍA

Los datos utilizados en este trabajo corresponden a valores de irradiancia solar directa horizontal (IDH), en base horaria, abarcando el periodo 1/1/2000 - 31/12/2005. Estos 6 años de datos horarios se extrajeron de la base de datos satelital CM-SAF (Climate Monitoring-Satellite Application Facility, Herramienta para Uso de Datos de Monitoreo Climático por Satélite), el que dispone de un tamaño de celda de $0.03^\circ \times 0.03^\circ$, lo que equivale aproximadamente a 3 km x 3 km. Los sitios escogidos fueron Ciudad de Salta (Lat : -24.73° Long: -65.41°) y San Carlos (Lat: -25.9° Long: -65.92°). Los valores de Latitud y Longitud corresponden a los de la grilla específica de la base de datos.

Usando esos datos se generó un año típico para cada sitio. Dicho año posee 365 días de 24 horas, que son los valores promediados de los valores originales. Para obtener los valores de irradiancia directa normal al haz (IDN) se calcularon los valores del ángulo cenital θ_z para cada sitio utilizando las siguientes formulas, (Duffie y Beckman, 2006):

$$\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (1)$$

donde φ es la latitud del lugar, δ es la declinación y ω es el ángulo horario.

$$\delta = (0.006918 - 0.399912 \cos B + 0.070257 \sin B - 0.006758 \cos 2B + 0.000907 \sin 2B - 0.002697 \cos 3B + 0.00148 \sin 3B) \quad (2)$$

donde B es el ángulo diario que se define como

$$B = (n - 1)360/365 \quad (3)$$

$$\omega = 15(HS-12) \quad (4)$$

donde HS es la Hora solar local.

$$HS = HLS + 4(Long_{stand} - Long_{local}) + E \quad (5)$$

donde HLS es la Hora Local Standard (hora “reloj”), $Long_{stand}$ es la Longitud del meridiano standard que define la Hora Local Standard (-45° para Argentina), $Long_{local}$ es la Longitud del sitio específico y E es la ecuación del tiempo.

¹ Becario Posdoctoral CONICET

² Investigador Asistente CONICET

³ Investigador Adjunto CONICET

$$E = 229.2 (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (6)$$

Una vez que se han calculado los valores del $\cos \theta_z$ se procedió a calcular el valor diario de la Irradiación Directa Normal. En la Fig. 1 se muestran los resultados obtenidos para Salta y San Carlos, expresados como irradiación directa normal al haz, es decir, la integración temporal de la irradiancia IDN, la que tiene unidades de energía (KWh/m^2). Resulta evidente que San Carlos posee una mayor disponibilidad de energía solar por unidad de área que Salta.

Dado que el modelo FAE requiere la introducción de datos de irradiancia en formato horario, resulta conveniente expresar la disponibilidad de radiación solar en el mismo formato. En la Fig. 2 (a) y (b) se muestran los valores de irradiancia IDN en formato horario diario medio mensual para Salta y San Carlos. El valor de la hora h de un mes m se calcula haciendo el promedio de los valores de IDN para las horas h de cada día del mes.

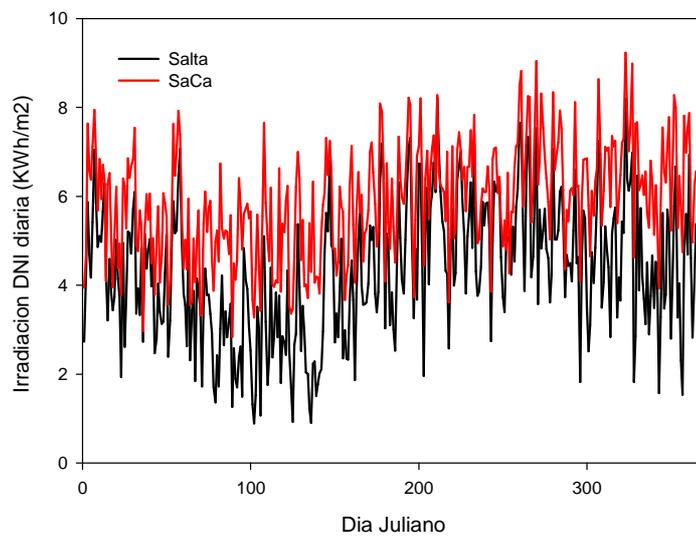


Figura 1: Valores diarios de irradiación solar directa normal al haz (en KWh/m^2)

El modelo FAE utilizado ya fue presentado anteriormente (Salazar et al, 2016) y ha demostrado ser una herramienta útil para estimar producción de electricidad utilizando una central solar térmica de concentración “testigo” de 1 MW de potencia.

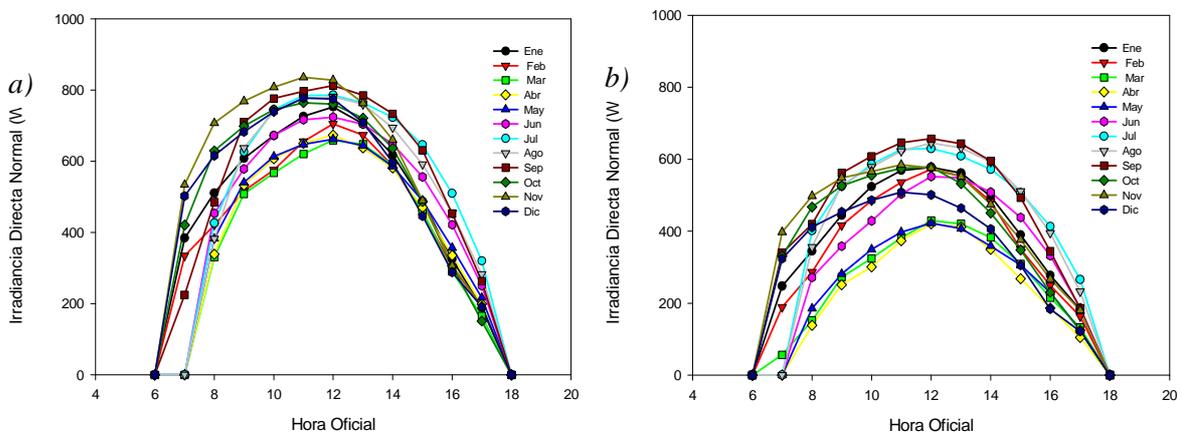


Figura 2: datos de irradiancia IDN horaria diaria media mensual para: a) San Carlos y b) Salta Capital, ambas en W/m^2 .

Si bien todos los detalles relacionados con el diseño y características de los bloques que componen la central simulada se encuentran en el trabajo de referencia, cabe aclarar que la orientación del campo de colectores en las simulaciones de todas las producciones de energía eléctrica fue N-S (Giotri et al, 2010). Los datos que este modelo necesita como datos de entrada son los valores horarios de la IDN (en W/m^2) y temperatura ambiente (en $^{\circ}C$). Con estos datos el modelo genera como resultado final la producción, en base horaria, de energía eléctrica que entregará la turbina de vapor de la central. Los valores de irradiancia se presentan para ambos lugares de trabajo en la figura 2.

RESULTADOS

A continuación se muestran los valores diarios de energía eléctrica calculados para Salta y San Carlos (Fig. 3). Se aprecia que la estacionalidad en los niveles de IDN observada en la Fig. 1 da lugar a un patrón en la generación de potencia eléctrica acorde a estos niveles, ver Fig. 3. Esto se debe a que la altura solar media (Tabla 1) disminuye a aproximadamente 40° al mediodía solar durante el invierno. Esto hace que el ángulo de incidencia θ entre los rayos solares y la normal al plano de colección de los concentradores sea considerable, disminuyendo el Modificador de Angulo de Incidencia (MAI), resultando en una colección baja de energía solar en los absorbedores (Salazar et al, 2017).

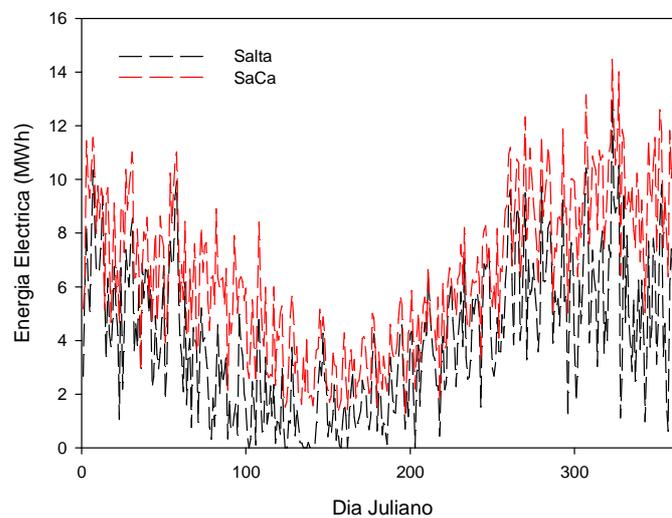


Figura 3: Estimación del valor de energía eléctrica diaria capaz de producirse en Salta y San Carlos.

En la Tabla 1 se muestran los valores diarios medios mensuales de irradiancia solar IDN.

	Altura solar ($^{\circ}$)	Recurso solar IDN(KWh/m^2)		Producción eléctrica (MWh)	
	Salta/San Carlos	Salta	San Carlos	Salta	San Carlos
Ene	86.57	4.61	5.98	6.02	8.53
Feb	79.25	4.28	5.42	5.26	7.18
Mar	68.12	3.08	4.84	2.85	5.98
Abr	55.89	2.80	5.03	1.71	4.70
May	46.51	3.06	5.14	1.14	3.17
Jun	41.95	4.13	5.73	1.47	2.92
Jul	43.95	5.14	6.33	2.64	3.94
Ago	51.85	5.09	6.10	3.93	5.39
Sep	63.49	5.50	6.67	5.86	8.12
Oct	75.27	4.72	6.32	5.75	8.68
Nov	84.68	5.02	6.90	6.73	10.26
Dic	88.67	4.17	6.33	5.12	9.18
Anual total		1569.39	2153.58	1471.44	2371.97

Tabla 1: Valores diarios medios mensuales de irradiancia solar IDN por unidad de área (KWh/m^2) y energía eléctrica (MWh) producida para ambos sitios, así como valores anuales totales.

Los valores de la tabla 1 están dados por unidad de área (KWh/m^2) para cada sitio. También se muestran los valores diarios medios mensuales de energía eléctrica producida en cada sitio. También se muestra el valor de día medio al mediodía solar de la altura solar α .

Para Salta, el mes de mayor producción sería Noviembre (6.73 MWh) mientras que el mes de menor producción sería Mayo (1.14 MWh). Para San Carlos, el mes de mayor producción sería también Noviembre (10.26 MWh) mientras que en el mes de Junio la generación de energía eléctrica sería la menor del año con 2.92 MWh. La cantidad anual de electricidad a generarse en Salta llegaría a los 1471 MWh, mientras que San Carlos generaría 2372 MWh (38% más que en Salta).

La fig. 4 muestra los valores de potencia térmica generada en kW para ambas localidades. A pesar de que estos resultados son instantáneos, no se observan variaciones abruptas durante las horas de operación diarias. Esto se debe a que el modelo es alimentado con datos promediados (en varios años) de IDN. Aunque para San Carlos se percibe mayor uniformidad en la generación de potencia térmica, esto se debe a la mayor cantidad de días de cielo claro que en la localidad capitalina. Como se mencionó con anterioridad, debido al mayor potencial en cuanto al recurso la central ubicada en San Carlos generará hasta 6000 kW térmicos en los días con altos niveles de radiación solar en verano. Mientras que, para Salta Capital, el máximo absoluto ronda los 5100 kW térmicos. Como era de esperarse, la producción de potencia térmica, y por ende la eléctrica, es muy variable según la época del año.

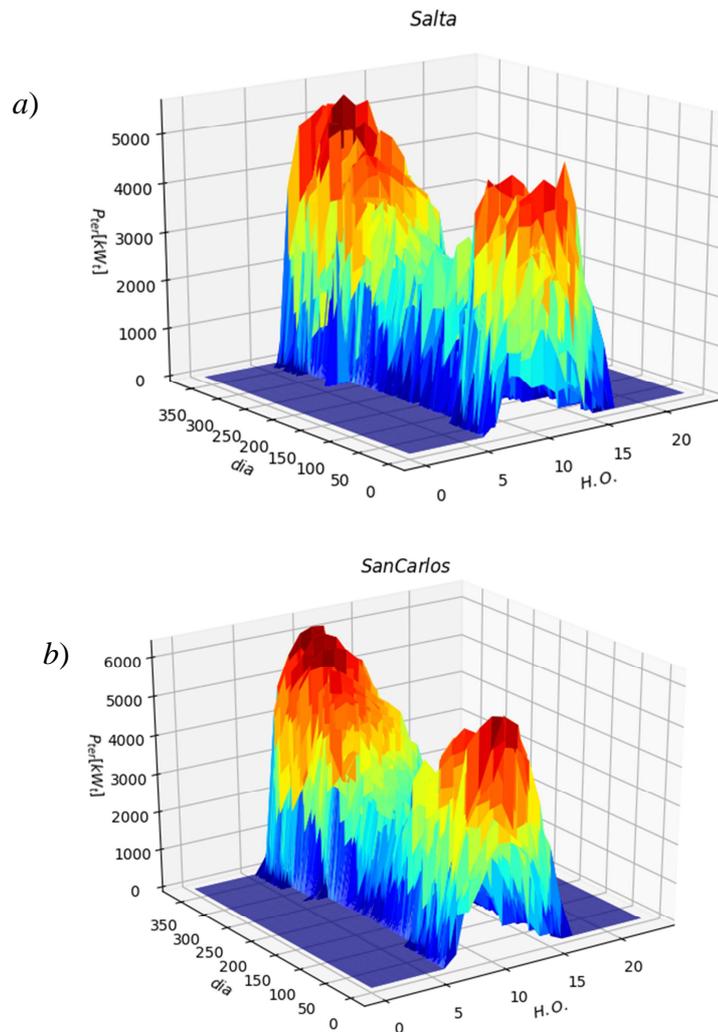


Figura 4: Potencia térmica generada (kW) para cada hora de los 365 días del año, resultados para: a) Salta Capital y b) San Carlos.

Los resultados en cuanto a potencia eléctrica generada han sido resumidos en la fig. 5. Aquí se representa también la potencia eléctrica nominal, definido por el tamaño de la turbina de vapor. Los resultados han sido obtenidos considerando una potencia nominal de 1 MWe. Considerando todas las horas de funcionamiento, incluidos los momentos del día alejados del mediodía solar, para el caso de Salta Capital (fig. 5a) se tienen 330 horas donde la potencia eléctrica producida supera el valor nominal, esta producción superior a 1 MWe es lograda, en general, durante los días de verano bajo condiciones de cielo claro. Mientras que 714 horas del año, la potencia generada supera el 75% de la nominal representando un 19% de las horas con IDN > 0 W/m².

Para el caso de San Carlos, la cantidad de horas anuales en las cuales la potencia eléctrica entregada excede la nominal son 948, mientras que la potencia generada supera los 750 kWe para 1527 horas. Este último número representa un 40% de la totalidad de horas anuales con IDN > 0 W/m². Mediante la información representada en la fig. 5a es evidente que gran parte del año, excepto para los días de cielo claro correspondiente al periodo estival, una central de la magnitud considerada en este trabajo debe emplear el uso de energía auxiliar para incrementar la generación en las horas alejadas del mediodía solar y en días nublados y semi-nublados (que para el caso de Salta Capital es un porcentaje importante del año). La fig. 5b, deja en claro la conveniencia de la instalación de una central de potencia en un lugar como San Carlos frente a una localidad como la de Salta Capital, observándose varias horas en diferentes días con un excedente en la producción de casi el doble de la nominal. Para estos casos es sumamente importante la implementación de algún sistema de almacenamiento de energía térmica. La adición de energía auxiliar convencional resultaría necesaria sobre todo en días de otoño-invierno, aunque en menor magnitud que en el caso descrito por la fig. 5a.

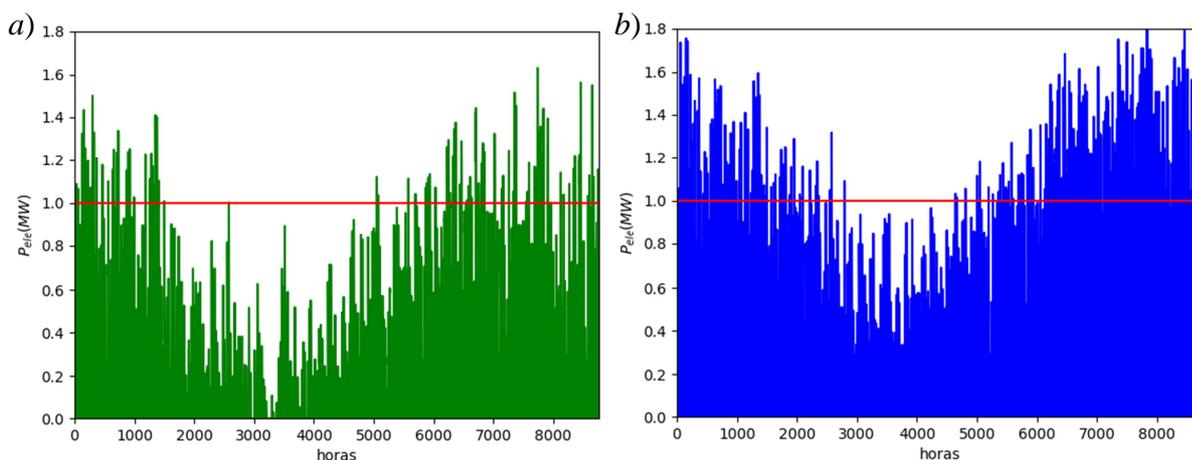


Figura 5: Resultados de la simulación de potencia eléctrica generada (MW) para un año típico, para a) Salta y b) San Carlos, referenciados a la potencia nominal de la turbina (línea roja: 1 MWe).

Localidad	$\bar{\eta}_{ter,diaria}$	$\eta_{ter,diaria_max}$	$\eta_{ter,max}$	$\bar{\eta}_{ele,diaria}$	$\eta_{ele,diaria_max}$	$\eta_{ele,max}$
Salta	0.393	0.573	0.642	0.112	0.167	0.188
SaCa	0.450	0.595	0.654	0.129	0.175	0.190

Tabla 2: Valores de eficiencia solar-térmica y solar eléctrica en promedios diarios y máximos diarios e instantáneos, para ambas localidades de interés.

Al determinar las eficiencias listadas en tabla 2, es decir, eficiencias solar-térmica promedio diario, máxima diaria y máxima instantánea, de manera análoga se calculó también la eficiencia solar-eléctrica. Las magnitudes de eficiencia tanto térmica como eléctrica son similares entre ambos casos de estudio, donde los valores de eficiencia para San Carlos son mayores con respecto a los calculados para Salta, como era de esperarse. Aunque en la literatura suelen encontrarse eficiencias eléctricas instantáneas superiores a 20%, se consideran que los resultados obtenidos son aceptables. El desempeño de una central de estas características depende en gran medida de las condiciones

meteorológicas y geográficas del lugar. Localidades con latitudes altas presentan mayores pérdidas ópticas (en términos anuales) debido a los mayores ángulos de incidencia de los haces de luz, además de una variación estacional apreciable en la generación de potencia.

DISCUSIÓN

- *Validez de los datos de radiación solar:* los datos de irradiancia solar usados en este trabajo fueron obtenidos de una base de datos satelital CM SAF. El tamaño de la celda satelital de esta base de datos es pequeña (3 km x 3 km). Los valores han demostrado no estar perfectamente alineados con los esperados para los ángulos horarios cenitales θ_z correspondientes a la hora solar local de cada sitio, por lo que un pequeño desplazamiento se aprecia en el resultado final. Estos errores se deben a problemas relacionados al modelo de transferencia atmosférica utilizado por CM SAF, así como al hecho que a un resultado horario se le asigna el promedio de 2 o 3 imágenes. Todos estos aspectos se analizarán en detalle en otros trabajos.
- *Variación de la temperatura de condensación:* Para aumentar la eficiencia en el bloque de potencia de la central solar-eléctrica, a través del ciclo Rankine, existen dos maneras básicas. Una de ellas es incrementar la temperatura a la que se transfiere calor al fluido de trabajo, mientras que la otra es disminuir la temperatura promedio a la que el calor se expelle del fluido de trabajo (agua-vapor) en el condensador. La temperatura máxima de operación del Therminol VP1 (Reporte Técnico 7239115B) está fijada por su fabricante en 400 °C, con lo cual queda descartada la primera de las posibilidades de aumento en el ciclo de potencia. Por otro lado la temperatura del condensador está determinada por la fuente fría (río o lago) que se pueda disponer. En este sentido es factible encontrar en la zona de instalación de la turbina fuentes frías de las características de temperatura y caudal necesarios para la operación mencionada. En particular, a pocos kilómetros de la localidad de San Carlos se encuentra el río Calchaquí. Así el vapor existe, como una mezcla saturada, en el condensador a la presión de saturación correspondiente a la temperatura dentro del mismo, por lo que una reducción de la temperatura a la que se rechaza el calor del vapor de agua implica una reducción en la presión en el condensador. Para aprovechar el aumento de eficiencia por reducción de presión, los condensadores suelen operar a presiones muy por debajo de la presión atmosférica. Esto no es un problema mayor pues los ciclos de potencia de vapor operan en circuito cerrado, (Çengel y Boles, 2006). Los límites inferiores para la temperatura del condensador y de la presión en el mismo están dados por la temperatura de la fuente fría y la presión de saturación del agua a esa temperatura respectivamente. En nuestro trabajo se supusieron temperaturas de condensador de 40 °C y 33 °C con presiones de saturación de 7.3851 y 5 kPa respectivamente. La eficiencia de ciclo ($\eta = 1 - q_{sal}/q_{ent}$) nos permite determinar los valores de 0.39 y 0.40 respectivas para las temperaturas anteriormente mencionadas. De lo expuesto se hace necesario disponer de fuentes frías de, a lo sumo, 30°C y 23°C, para asegurar una efectiva transferencia de calor. De trabajar con el modelo FAE y realizar la modificación en la temperatura de condensación del vapor se observa un aumento en la producción de energía neta anual. En el caso de la localidad de San Carlos, la producción pasa de 2.37 GWh a 2.43 GWh, mientras que para Salta Capital dichos valores pasan de 1.47 GWh a 1.51 GWh. Este aumento observado en la producción anual se debe a un aumento de la eficiencia del ciclo de potencia de 0.01, es decir la eficiencia térmica del ciclo Rankine pasa de 0.39 a 0.40 cuando la temperatura de condensador lo hace de 40°C a 33 °C. También es importante comentar que la disminución en la temperatura de condensación del vapor frente a la misma proporción en el incremento de la temperatura del vapor sobrecalentado que ingresa a la turbina resulta más conveniente en la generación de potencia útil, esto se debe a que las pérdidas térmicas incrementan acorde al aumento en la temperatura de trabajo del fluido de transferencia de calor.
- *Protocolo de funcionamiento de la central:* En el modelo FAE utilizado se considera que la planta comienza a producir vapor cuando las pérdidas térmicas del colector-absorbedor son menores a la energía solar incidente concentrada. Esto sucede casi instantáneamente (Rolim et al., 2009), pero eso no es lo que ocurre en las plantas reales: en ellas el fluido de trabajo debe

pre-calentarse usando quemadores de gas, hasta que alcance la temperatura mínima necesaria para “engancharse” al ciclo en el que es calentado solo por la energía solar. De acuerdo a la legislación europea (Price, 2003) este pre-calentamiento no debe exceder el 14% de la energía total generada por la planta, ya que de lo contrario la energía generada no es rentable. De esta manera, puede considerarse que para generar los 1471 MWh en Salta se pueden requerir de 206 MWh anuales de gas. Para San Carlos se podría utilizar una cantidad máximo de gas equivalente a 332 MWh anuales para el arranque del sistema.

CONCLUSIONES

En este trabajo se estima la producción de electricidad mediante una planta solar térmica de concentración cilindro-parabólica de foco lineal, de 1 MWe de potencia nominal, la que es simulada utilizando un modelo analítico desarrollado en la Universidade Federal de Pernambuco (Brasil). Los sitios analizados se encuentran en la Provincia de Salta (Argentina): Salta Ciudad y San Carlos. Los datos horarios de irradiancia solar directa normal al haz que se introducen al modelo fueron conseguidos de la base de datos satelital CM SAF, dentro del periodo 2000-2005. Utilizando estos datos se genera un año representativo para cada sitio. La energía solar anual disponible por unidad de área es mayor en San Carlos (2153 KWh/m²) que en Salta Ciudad (1570 KWh/m²). Esta diferencia se traslada también a la energía eléctrica que se puede generar: 2372 MWh para San Carlos y 1471 MWh para Salta.

Queda claro el enorme potencial de generación eléctrica de la Provincia de Salta (sobre todo en su región Oeste) ya que los sitios analizados no están ubicados en las regiones de mayor disponibilidad de radiación solar (puna salteña) y el tamaño del generador es pequeño (1 MWe).

En trabajos futuros se analizará el potencial eléctrico de esas regiones, así como aspectos logísticos y económicos de las centrales térmicas de concentración.

REFERENCIAS

- CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. . Último acceso: 07/08/2017.
- Çengel Y. y Boles M. (2006). Thermodynamics: An Engineering Approach. 5th Ed. McGraw-Hill College, Boston, MA.
- Duffie J.A. y Beckman W.A, (2006). Solar engineering of thermal processes. 3rd Ed. New Jersey: John Wiley and Sons.
- Grossi Gallegos, H., Righini, R. (2007). Atlas de Energía Solar de la República Argentina. Publicado por la Universidad Nacional de Luján y la Secretaría de Ciencia y Tecnología, Buenos Aires, Argentina, 74 páginas ISBN 978-987- 9285-36-7, Registro de la Propiedad Intelectual Nro. 554247.
- Lovegrove K. y Stein Csiro W., (2012). 1-Introduction to concentrating solar power (CSP) technology. In Keith Lovegrove and Wes Stein, editors, Concentrating Solar Power Technology, Woodhead Publishing Series in Energy, pp. 3-15. Woodhead Publishing. ISBN 978-1-84569-769-3.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación, sitio web: <https://www.minem.gob.ar/www/833/25413/renovar-programa-de-energias-renovables.html>. Último acceso: 07/08/2017.
- Rolim M, Fraidenraich N, Tiba C (2009). Analytic modeling of a solar power plant with parabolic linear collectors. Solar Energy 83, pp. 126-133.
- Salazar GA, Fraidenraich N, Alves de Oliveira CA, Castro Vilela O, Hongn M, Gordon J (2017) Analytic modeling of parabolic trough solar thermal power plants. Energy 138(1), pp 1148-1156.
- Salazar GA., Fraidenraich N., Castro Vilela O., Hongn M. (2016). Simulación de desempeño de una central CSP. Estudio de caso para una central en Petrolina (PE-Brasil) y una central en Mojave (CA-USA). VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte (Brasil).
- Giostrì A., Saccilotto C., Silva P., Macchi E., Manzolini G. (2010). A numerical model for off-design performance calculation of parabolic trough based power plants. *Proceedings of Energy Sustainability 2010 ASME Conference*, Phoenix (US).

- SolarGIS. (2017). GeoModel Solar. Sitio web: <http://solargis.info/>
- Reporte Técnico 7239115B, Therminol® VP-1, vapor phase/liquid phase heat transfer fluid, 12°C to 400°C. St. Louis, MO: Solutia Inc.; 1999
- Price H. (2003). A parabolic trough solar power plant simulation model. In: Proc. ASME 2003 International solar energy Conference. Paper No. ISEC2003-44241. Pp. 665-673. Kohala Coast, HI; 2003.
- Xu Xinhai, Vignarooban K., Xu Ben., Hsu K., Kannan A.M., (2016). Prospects and problems of concentrating solar power technologies for power generation in the desert regions. *Renowables and Sustainable Energy Reviews* 53, 1106-1131.
- Çengel, Yunus A. y Boles, Michael A. (2006). *Termodinamica*, 5^a edición. McGraw-Hill Interamericana, Mexico.

ABSTRACT

In this work, the production of electric energy is estimated using an analytical model of a solar thermal power plant with a linear-focussed cylinder-parabolic concentration system and 1MWe nominal power. Normal direct solar irradiance data at hourly frequency for Salta City and San Carlos (Province of Salta) were extracted from the satellite data base CM SAF covering the period 2000-2005, generating a typical year for each site. The electric energy amounts obtained at both sites are related to the availability of solar energy at each site

Keywords: power plant, model, solar parabolic trough, Salta, Direct normal