

## Aspectos económicos para la implementación de la tecnología de colectores solares cilindro-parabólicos en la industria azucarera del Paraguay

### Economic aspects for the implementation of parabolic trough solar collector technology in the sugar industry of Paraguay

José María Gómez<sup>1</sup> 

<sup>1</sup>Universidad Nacional de Asunción, Facultad Politécnica, Campus Universitario, San Lorenzo, Paraguay. Email: [jmgomez@pol.una.py](mailto:jmgomez@pol.una.py).

**Resumen:** Este trabajo tuvo como objetivo estudiar los aspectos económicos relacionados a la implementación de dos modelos de hibridación, entre la tecnología de colectores solares cilindro-parabólicos y el sistema de cogeneración de una planta azucarera en el departamento del Guairá, de forma a analizar su factibilidad. Se utilizó el software para cálculos de proyectos de energía RETScreen Expert, cuyos resultados fueron verificados con planilla electrónica Excel, para ello fueron tomados constantes y parámetros obtenidos de fuentes oficiales relacionadas a la energía. Para el primer modelo, de calentamiento del agua de alimentación se obtuvieron un NPV de 83,320,692.3 US\$, una IRR del 13 %, un tiempo de recuperación de la inversión de 7.51 años y un LCOE de 34.25 US\$/MWh. Para el segundo modelo, de obtención de vapor saturado se encontró un escenario con una IRR del orden del 10 %, un tiempo de retorno de la inversión de 9 años, un NPV del orden de los 90,000,000 US\$, además de un LCOE de 51 US\$/MWh. Los escenarios favorables se presentan en 25 años cuando se contempla la generación de energía eléctrica y se asume una política de precios del carbono, con precios de energía de entre 75 US\$/MWh y 100 US\$/MWh.

**Palabras clave:** *energía solar; colectores cilindro-parabólicos, RETScreen, energías renovables.*

**Abstract:** This study aimed to study the economic aspects of implementing two hybrid models, combining parabolic trough solar collector technology and a cogeneration system at a sugar mill in the department of Guairá, in order to analyze their feasibility. RETScreen Expert, a software for energy project calculations, was used. The results were verified using an Excel spreadsheet using constants and parameters obtained from official energy sources. For the first feedwater heating model, an NPV of US\$83,320,692.3, an IRR of 13%, a payback time of 7.51 years, and an LCOE of US\$34.25/MWh were obtained. For the second saturated steam production model, a scenario with an IRR of around 10% was found, a payback time of 9 years, an NPV of around US\$90,000,000, and an LCOE of US\$51/MWh. Favorable scenarios are presented in 25 years when considering electric power generation and assuming a carbon pricing policy, with energy prices between US\$75 and US\$100/MWh.

**Keywords:** *solar energy, parabolic trough collectors, RETScreen, renewable energy.*

## Introducción

En este trabajo se realiza un estudio de costo y financiación de dos modelos de hibridación, entre la tecnología solar de colectores cilindro-parabólicos PTC (Del inglés Parabollic Trough Collector) y el sistema de cogeneración de una planta azucarera, ubicada en el departamento del Guairá, principal zona de producción de derivados de la caña de azúcar en Paraguay, esto a modo de complementar el estudio de aplicación de estos modelos, en la reducción de biomasa no sostenible realizado por Gómez y Márquez (2025). Con base al trabajo de Burin et al. (2016) y Herrera et al. (2019), se han planteado estos dos modelos en la ciudad de Tebicuary, del

departamento del Guairá. En el primer modelo se plantea sustituir la energía térmica obtenida del vapor de la turbina de condensación-extracción CEST (Del inglés Condensated Extraction Steam Turbine) por el calor obtenido de la planta solar, de manera a cubrir la demanda de energía térmica del calentador del agua de alimentación de alta presión de 17 MW de potencia.

El segundo modelo de hibridación es propuesto para la generación en paralelo de vapor saturado, que permitirá el ahorro de bagazo para su utilización en época de no cosecha, en donde el flujo del agua de alimentación principal que va al generador de vapor, es desviado y cuyo flujo de masa secundario

pasa por el generador de vapor solar de 34 MW para la producción de vapor saturado a 67 bar, que luego se une con el flujo principal en los generadores de vapor para el sobrecalentamiento.

De acuerdo a Enciso (2019), los principales productores de azúcar de caña son los departamentos de Guairá, Paraguarí y Caaguazú, con el 75 % del total cosechado en el periodo 2015-2019. Corresponde al Guairá el 38 % de la superficie cultivada en el año 2019-2020, a Paraguarí el 22 % y a Caaguazú el 15 %, por citar los principales productores en este rubro. Según datos del Ministerio de Agricultura y Ganadería (MAG, 2022), entre los años 2020-2021, la superficie cultivada en el Guairá alcanzó las 39,000 ha, con una producción de 3,120,000 t y 3,031,881 t respectivamente (42 %). En cuanto a la biomasa, tenemos que tanto para la producción de etanol a base de caña de azúcar (12 %), como a base de cereales (88 %), se utilizan leña en el proceso, habiéndose alcanzado una producción de 390.357.164 de litros en 2017, solamente para la producción a base de cereales, lo que consumió 795.654 m<sup>3</sup>-año de leña, equivalente a 462.183 t/año, correspondiendo al 5,7 % del consumo nacional de este recurso. La oferta potencial de producción sostenible de leña es de 5.034.132 m<sup>3</sup>-año, mientras que el consumo efectivo de biomasa forestal con fines energéticos es de 13.957.661 m<sup>3</sup>-año, generando un déficit del 63,9 % (VMME, 2019).

Desde el punto de vista ambiental, la deforestación en la región oriental se debe principalmente a la expansión agrícola, mientras que en la región occidental o Chaco paraguayo se debe a la actividad ganadera, que desde 1990 hasta el 2020 llegó a un 40.5 % (~8.000.000 ha), generando una disminución en la captación de CO<sub>2</sub> (Rodríguez, 2022). En este sentido, el problema de la deforestación en el Gran Chaco, extendido sobre unas 65 Mha de bosques secos y húmedos compartidos por Argentina (60 %), Paraguay (23 %) y Brasil (4 %), ha experimentado una expansión de la ganadería y la producción de soja con implicancias en el cambio del uso del suelo, generando emisiones de 31.7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales. A lo anterior se suma Mato Grosso y otras

regiones de Brasil que tienen una expectativa de crecimiento de la producción de etanol de entre 20 y 40 % para finales de la década, con el consecuente incremento esperado del cambio de uso de la tierra y la deforestación (Sharma, 2020).

Con relación a lo expuesto más arriba, la respuesta del clima a tres décadas de deforestación en Sudamérica (1980-2010) ha sido modelada por Jiang *et al.* (2021), encontrándose señales del secado de las áreas deforestadas, que incluyen menor humedad en la atmósfera, menor precipitación y un suelo más seco. En el ámbito de la salud, la deforestación o actividades relacionadas a ella, han producido nuevos hábitats para los mosquitos transmisores de la malaria generando una epidemia en América del Sur.

De manera similar, vectores zoonóticos han podido adaptarse a la sangre humana como fuente de alimento y han influido a la distribución de leishmaniasis en esta misma región (Walsh *et al.*, 1993). Entre las consecuencias de la deforestación y el hábitat tenemos: pérdida de biodiversidad, erosión del suelo, cambio climático, interrupción del ciclo del agua y conflictos entre la vida salvaje y la humana, refugiados medioambientales (personas que deben abandonar sus hogares ancestrales), brote de nuevas enfermedades (Bodo *et al.*, 2021). Estas referencias dan cuenta del potencial impacto, generalmente negativo, de la deforestación en diversas áreas, que pueden afectar al ser humano en diferentes escalas de tiempo.

El Paraguay mantiene leyes, decretos y resoluciones ministeriales relacionadas al sector energético, como el decreto N°6092/2016, donde se establecen los objetivos estratégicos superiores, entre los que se incluye: garantizar la seguridad energética con responsabilidad socioambiental, utilización de bioenergías y otras fuentes alternativas. En este sentido, la ley N° 5984, sancionada por el poder legislativo (Poder Legislativo, 2017), aprueba el estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), sancionada en 2017 y manifiesta el deseo de promover la implantación de las energías renovables (EERR), con el objeto de lograr un desarrollo sostenible que inspire oportunidades

para el abordaje y mitigación de problemas derivados de la seguridad energética y la inestabilidad de los precios de la energía y en el convencimiento de que las EERR desempeñarán un papel crucial en la reducción de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera.

La participación de las EERR, de origen no hidroeléctrico en el país, se centra en la tecnología fotovoltaica (FV) y eólica en comunidades aisladas de la región occidental, llegando a una potencia instalada del orden de los kW. El estudio de la instalación de la tecnología solar térmica para uso industrial, permitirá realizar un primer paso hacia la implementación de la tecnología de los concentradores solares de potencia CSP (Del inglés Concentrated Solar Power) del tipo PTC para incrementar la potencia generada mediante la energía solar en el orden de los MW para uso industrial.

Mediante la hibridación de la producción de energía en las industrias azucareras, combinando las EERR de origen solar con la biomasa actualmente utilizada (bagazo y leña), se podrá aumentar el tiempo de generación de energía posterior a la época de cosecha de la caña de azúcar, a la par de incrementar la oferta de energía eléctrica, que podría ser inyectada a la red nacional, dada la cercanía a las redes de transmisión en la región del Guairá. De ser viable desde el ámbito técnico, ambiental y económico, las empresas que apuesten por los CSP en una de sus formas, incrementarán su autonomía, ya que no dependerán de la leña utilizada como energía auxiliar proveniente de otros lugares, sino más bien del recurso solar propio disponible, contando además con ingresos adicionales potenciales por la venta de excedentes de la energía eléctrica generada.

Considerando que en el Paraguay existe el compromiso gubernamental para la promoción de las energías alternativas, el incremento proyectado en la demanda de energía hasta el 2050, al igual que la producción de azúcar de caña y derivados, es conveniente realizar trabajos de investigación sobre las posibilidades de optimización de los recursos renovables disponibles que ayuden a incrementar la oferta de energía disponible. El objetivo princi-

pal del presente trabajo es calcular parámetros de costos y financiación que permitan evaluar desde el punto de vista económico la implementación de los modelos propuestos. Se espera calcular parámetros como el valor presente neto NPV (Del inglés Net Present Value), tasa interna de retorno IRR (Del inglés Internal Return Rate), el costo nivelado de la energía LCOE (Levelized Cost of Energy) y el tiempo de recuperación de la inversión. Se pretende establecer condiciones económicas de referencia que permitan profundizar el estudio de la implementación de la tecnología solar de concentración del tipo PTC a nivel industrial en el país.

## Métodos

### Cálculos de costos y pagos anuales

Para el cálculo del costo de instalación del campo solar se tuvo en cuenta el valor de referencia de 4,295 US\$/kW obtenido de IRENA (2022) y las potencias nominales de 17,000 kW y 34,000 kW de los modelos 1 y 2 respectivamente. El costo de instalación de las turbinas y generadores fue calculado considerando el costo de referencia de 666 US\$/kW tomado de U.S. Department of Energy (2016) y una potencia eléctrica total asumida de 44.5 MW. En este sentido, el costo de operación y mantenimiento del campo solar fue calculado asumiendo el factor de 0.02 US\$/kW, tomado nuevamente de U.S. Department of Energy (2016), al igual que los costos de operación y mantenimiento de las turbinas y generadores, 2941 horas de sol de acuerdo a EPA (2023) y las potencias nominales de cada modelo. Para el caso del costo de operación y mantenimiento de las turbinas y generadores se asumió el factor de 0.006 US\$/kWh, 5000 h de periodo de cosecha y la potencia eléctrica total previamente mencionada. La deuda inicial para ambos modelos ha sido tomada como las correspondientes al costo de los campos solares (escenarios 1,2,3 y 4) y como la suma de los costos del campo solar, incluidas las turbinas y generadores para los escenarios de exportación de la energía eléctrica a la red nacional (escenarios 5 en adelante). Los pagos anuales fueron calculados considerando una deuda igual a la suma de los costos de instalación del campo solar y los costos

de instalación de turbinas y generadores según el modelo/escenario a una tasa de interés del 6% y 20 años de plazo, utilizando la fórmula de cuota anual constante del sistema de amortización francés con base al trabajo de Fornasari y Berbery (2021). El costo total anual para cada modelo y escenario fue calculado como la suma de los pagos anuales del préstamo y los costos anuales de operación y mantenimiento tanto del campo solar como de las turbinas y generadores.

### **Cálculos de excedentes de energía, ahorros e ingresos anuales**

Para el cálculo del excedente de energía eléctrica se tuvo en cuenta la cantidad anual de bagazo de caña de azúcar ahorrado, esto último fue calculado dividiendo la energía térmica nominal generada por el campo solar, resultado del producto de la potencia nominal por las horas de funcionamiento, entre la energía generada por la combustión del bagazo. Se tuvo en cuenta para esto último, el poder calorífico de bagazo de 1,650 kcal/kg (Agüero et al., 2013) y la relación 1 kcal=3.97 BTU (Turns y Pauley, 2020). Seguidamente, el cálculo de la energía eléctrica excedente fue realizado multiplicando el excedente del bagazo para cada modelo, por la eficiencia de cogeneración y teniendo en cuenta el factor de conversión 1Wh=3,412 BTU, además de los factores previamente mencionados para obtener la energía en MWh.

Luego, el ingreso anual por la venta de energía eléctrica fue calculado multiplicando el excedente de energía eléctrica por precios de venta, asumidos de manera crecientes en diversos escenarios partiendo de 53.5 US\$/MWh tomado de GlobalPetrolPrice (2023), hasta los 100 US\$/MWh. Considerando la disminución del consumo de leña por la utilización de la tecnología solar, se ha calculado el ahorro de dinero por la compra no realizada de dicho combustible utilizado como energía auxiliar. Esto fue realizado multiplicando el consumo de leña (medio o máximo) por el poder calorífico de la misma de 2.61 kWh/kg (Schneider et al., 2013) y por el precio de la leña de 0.0096 US\$/kWh (CCSI *et al.*, 2021). El consumo de biomasa no sostenible fue

calculado considerando el equivalente en leña de un consumo de gas natural de 8 nm<sup>3</sup>/TC y 15 nm<sup>3</sup>/TC (TC= tonelada de caña) tomado de Agüero et al. (2013), siendo estos valores los correspondientes a consumos medios y máximos de energía auxiliar utilizada en las azucareras respectivamente. Luego, cada consumo de gas fue multiplicado por el poder calorífico del gas natural de 9,204 kcal/nm<sup>3</sup> (Agüero et al., 2013), por la molienda diaria de 11,784 TC (Birru et al., 2019), por 208 días efectivos de producción y por el poder calorífico de la leña previamente mencionada, teniendo en cuenta nuevamente las relaciones 1kcal=3.97 BTU y 1Wh=3,412 BTU, de forma a tener el consumo en toneladas t. Para pasar estos consumos en m<sup>3</sup>/año se han dividido los cálculos de consumo en toneladas por la densidad de la leña de bosque nativo de 0.769 t/m<sup>3</sup> (VMME, 2019).

### **Cálculos de ingresos anuales por emisiones de carbono evitadas**

Para estos cálculos se han considerado los precios del carbono crecientes partiendo de 5 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente, 15 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente y 45 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente, tomados de un redondeo de precios de países de la región como Colombia, Chile y México respectivamente, de acuerdo con el trabajo de Demoulin (2023). También se ha considerado que solamente el 21% de la leña utilizada en la industria azucarera proviene de bosques nativos tomado de VMME (2019). Luego, para el cálculo del ingreso en cuestión, se han multiplicado las variables citadas anteriormente (precio y porcentaje) por las emisiones de carbono evitadas, para cuyo cálculo se tuvo en consideración los factores de emisión del CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y NO<sub>2</sub> de la leña obtenidas de EPA (2023), multiplicados sucesivamente por el consumo de leña calculado en la sección anterior para cada modelo y escenario, multiplicados también por el poder calorífico de la leña. La suma de las emisiones debidas a las tres contribuciones corresponde a las emisiones totales equivalentes de carbono calculadas. La suma de los ingresos anuales por la venta de energía excedente, el ahorro anual por la compra de leña y el ingreso anual por las

emisiones equivalentes de carbono evitadas, junto con el ingreso por la energía eléctrica exportada constituyen el ingreso anual total calculado.

### Cálculos de la tasa interna de retorno (IRR), el valor presente neto (NPV), el tiempo de recuperación de la inversión y el costo nivelado de la energía (LCOE)

El valor presente neto NPV fue calculado automáticamente por el programa RETScreen Expert, cuyos resultados fueron verificados en planilla electrónica Excel (función VNA con una tasa de descuento del 6%). Recordando la definición de IRR, esta es la tasa de descuento  $r$  que hace que el  $NPV=0$ . Esta ecuación fue resuelta para  $r$  por el programa RETScreen Expert y luego los resultados para cada caso fueron verificados con el programa Excel (Función TIR). Por su parte, el tiempo de recuperación de la inversión es el tiempo en años, en el cual la suma de los flujos anuales iguala la inversión inicial. Se calculó sumando al número de años o periodos anteriores al periodo durante el cual ocurre la igualdad requerida, el cociente entre el saldo resultante hasta dicho periodo y el flujo en el año en el cual ocurre la recuperación de la inversión. Finalmente, el LCOE fue calculado para cada escenario como el cociente entre el valor presente neto de los costos totales anuales y el valor presente neto de la energía eléctrica excedente (Aldersey-Williams y Rubert, 2019 como se citó en Shen *et al.*, 2020).

## Resultados y discusión

### Análisis de costo

Los costos totales de instalación, operación y mantenimiento obtenidos se muestran en la Fig. 1 y Fig. 2, respectivamente. El segundo modelo presenta costos del campo solar cercanos al doble en relación con el primer modelo, dado que las dimensiones y el número de colectores también corresponden, aproximadamente, con esta proporción.

Los costos de las turbinas y los generadores instalados tienen el mismo valor para ambos modelos, ya que se plantean escenarios que incluyen la compra y utilización o no de estos equipos, tanto para el modelo 1 o el modelo 2.

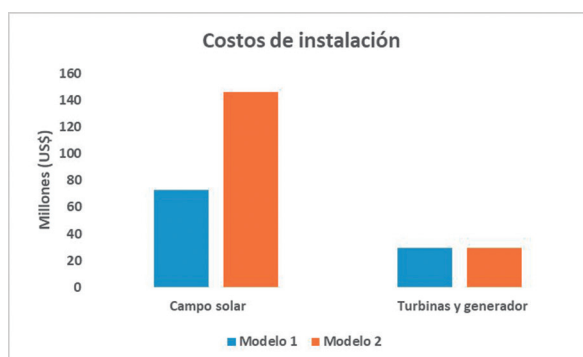


Figura 1. Costos de instalación.

En la Fig. 2 se observa que los costos de operación y mantenimiento sostienen la misma relación que en la figura anterior, referente a los costos de instalación. Los montos obtenidos representan sumas elevadas y, eventualmente, se necesitará de la cooperación entre el sector público y el sector privado para dar curso a un proyecto del tipo aquí planteado. Sin embargo, existen en el país inversiones en el sector de biomasa que superan estos montos en varios órdenes de magnitud, alcanzando incluso los cuatro mil millones de dólares, de acuerdo con la Agencia de Información Paraguaya (AIP, 2022). Los valores aquí presentados serán utilizados para evaluar la factibilidad financiera detallada a continuación.

### Análisis financiero

Para el presente análisis se utilizarán valores de referencia mostrados en la Tabla 1, que fueron obtenidos de fuentes locales, internacionales, estimaciones propias previamente analizadas y otros valores que fueron tomados por defecto del

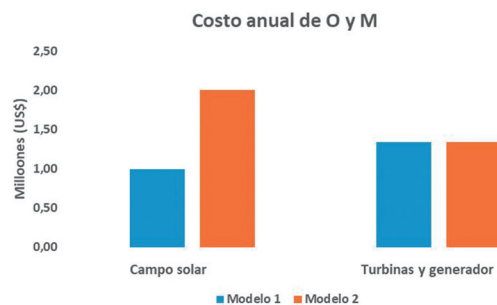


Figura 2. Costos de operación y mantenimiento.

**Tabla 1.** Valores de parámetros económicos utilizados en RETScreen Expert.

| Parámetros financieros                                     | Modelo 1    | Modelo 2    |
|--|-------------|-------------|
| Tasa de escalamiento del combustible                       | 2           | 2           |
| Tasa de inflación (%)                                      | 2           | 2           |
| Tasa de descuento <sup>a</sup> (%)                         | 6           | 6           |
| Tasa de reinversión (%)                                    | 6           | 6           |
| Tiempo de vida del proyecto (años)                         | 25          | 25          |
| Relación de deuda <sup>b</sup>                             | 100         | 100         |
| Deuda/costo inicial (US\$) (Escenarios 1 al 4)             | 73,015,000  | 146,030,000 |
| Deuda/costo inicial (US\$) (Escenarios 5, 6, 7 y 8)        | 101,986,000 | 175,667,000 |
| Precio de venta de la electricidad (US\$)                  | 53.5 y 100  | 53.5 y 100  |
| Tasa de interés de la deuda <sup>a</sup> (%)               | 6           | 6           |
| Duración de la deuda (años)                                | 20          | 20          |
| Pagos de la deuda (US\$) (Escenarios 1 al 4)               | 6,365,780   | 12,731,561  |
| Pagos de la deuda (US\$) (Escenarios 5, 6, 7 y 8)          | 8,881,604   | 15,315,450  |
| Ingreso por reducción de carbono (US\$/t CO <sub>2</sub> ) | 5; 15 y 45  | 5; 15 y 45  |
| Ahorro de compra de leña (US\$/año)                        | 2,015,930   | 3,779,869   |

programa RETScreen Expert. Se han considerado cinco escenarios para el modelo 1 y ocho para el modelo 2.

Los escenarios planteados comprenden una variación creciente en el precio de la energía eléctrica, partiendo de un valor de 53.5 US\$/MWh para el consumo doméstico en Paraguay, de acuerdo con GlobalPetrolPrice (2023), además, cada escenario contempla un precio del carbono en aumento partiendo de 5 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente, pasando por 15 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente, hasta un valor de 45 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente. Estos precios están en el mismo rango reportado por la Agencia Internacional de

Energía (IEA, 2020) para los países sudamericanos citados más arriba, al nivel de Quebec y California el caso de México, mientras que la tercera opción es del orden de la tercera parte del precio del carbono de Suecia, entre 2019-2020.

Los resultados para los cuatro primeros escenarios del modelo 1 muestran índices desfavorables con valores presentes netos y tasa internas de retorno negativas. El quinto escenario incluye la adquisición de turbinas para la generación de potencia eléctrica y es el único que presenta parámetros favorables con un valor presente neto (NPV) positivo, aunque no supera el millón de dólares, un tiempo de recuperación de la inversión inferior a la de los cuatro escenarios previos de 14.34 años, una tasa interna de retorno (IRR) del 6 %, que resulta igual a la tasa de descuento, por tanto, estamos en una situación poco atractiva para la inversión en todos los casos.

Además, el quinto escenario presenta un costo nivelado de la energía (LCOE) de 34.25 US\$/MWh, que resulta inferior a los correspondientes a la energía solar fotovoltaica (49 US\$/MWh), a la energía hidroeléctrica, a la bioenergía (estos últimos igualan en 61 US\$/MWh) y a la tecnología de concentradores solares parabólicos (118 US\$/MWh) para el año 2022, de acuerdo con datos de IRENA (2023). El quinto escenario podría considerarse como un punto de inflexión, lo que permitiría analizar condiciones favorables para la implementación del primer modelo.

Por este motivo se ha realizado una simulación adicional, planteando un escenario con un precio del carbono de 15 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente, un precio de la energía eléctrica de 75 US\$/MWh en el que se obtuvieron un NPV de 83,320,692.3 US\$, una IRR del 13 %, un tiempo de recuperación de la inversión de 7.51 años y un LCOE de 34.25 US\$/MWh, siendo estos valores mucho mejores que los obtenidos en los escenarios anteriores y podría constituir así, un escenario de referencia para consideraciones futuras y puntos de partida para cálculos de sensibilidad.

En un análisis multicriterio del costo de oportunidad de la venta de energía paraguaya de Itaipú al mercado brasileño, González et al. (2020) han

podido determinar el precio de venta de la energía a dicho mercado entre US\$ 63.55/MWh y US\$ 2,841/MWh y concluyeron que estos valores generarían rentas que afectarían significativamente el desarrollo de Paraguay. Esto abre la posibilidad de analizar la venta de la energía generada por la industria azucarera del Paraguay al mercado brasileño (o eventualmente regional), mediante un acuerdo que pudiera ser beneficioso para ambas partes. Esto estaría en consonancia a lo expresado en el Decreto N°6092/2016, en cuanto a consolidar la posición de Paraguay como eje de la integración energética regional entre uno de sus objetivos superiores de política energética. Esto sería posible mediante el uso de las redes de distribución y en cumplimiento de una de las propuestas del Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI *et al.*, 2021), en relación con la integración energética regional. Además, Pappis *et al.* (2021) han analizado tres escenarios de demanda de electricidad para el Paraguay en el periodo 2018-2040, bajo diferentes precios de exportación de la electricidad al Brasil mediante el desarrollo de un modelo de suministro de energía, utilizando la herramienta Open Source energy MOdelling SYstem (OSeMOSYS) y han concluido en la necesidad de una inversión gubernamental de entre 18.3-31.2 mil millones de dólares americanos de forma a cubrir la futura demanda de electricidad.

Esto último hace presumir de un aumento de la demanda de electricidad en el país, en este sentido, la generación de electricidad por los medios aquí estudiados, puede contribuir a satisfacer una parte de la demanda esperada a nivel país y ayudar al mantenimiento de los niveles de exportación actuales. Los resultados para el modelo 2 resultaron en índices pocos favorables para los primeros cinco escenarios; adicionalmente, en la Tabla 2 se muestran los resultados obtenidos para precios de venta de la energía y precios del carbono crecientes a partir del escenario 6.

Los parámetros comienzan a mejorar a partir del escenario 5 con un IRR ligeramente positivo, un tiempo de retorno de la inversión no superior al tiempo de vida estipulado para el proyecto, un LCOE muy inferior al de los escenarios anteriores. Se han realizado cálculos con precios de venta de la energía de 53.5 y 100 US\$/MWh, con precios del carbono de 15 y 45 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente, pero aún se tiene un NPV negativo y una IRR cercana a cero, lo que indica una muy baja rentabilidad del proyecto en estos escenarios, al igual que los primeros cinco escenarios planteados para el modelo 1. Los resultados de cálculos adicionales mostrados en la Tabla 2, para posibles escenarios favorables del segundo modelo, en donde se contempla la compra de turbinas y generadores, precios de venta de la energía de entre 53.5 y 100 US\$/MWh y precios

**Tabla 2.** Parámetros de viabilidad financiera (Modelo 2).

| Parámetro calculado                            | Escenario 6<br>(45 US\$/t CO <sub>2</sub> equi);<br>53.5 US\$/MWh | Escenario 7<br>(15 US\$/t CO <sub>2</sub> equi);<br>100 US\$/MWh | Escenario 8<br>(45 US\$/t CO <sub>2</sub> equi);<br>100 US\$/MWh |
|--|---|--|--|
| Tasa Interna de Retorno (IRR) (%)              | 0.002   | 10   | 11   |
| Valor Presente Neto (NPV) (US\$)               | Negativo  | 87,432,354.63  | 97,716,906.61  |
| Tiempo de recuperación de la inversión (años)  | 24.64   | 9.24   | 8.87   |
| Costo Nivelado de la Energía (LCOE) (US\$/MWh) | 51.01   | 51.01  | 51.01  |

del carbono de 15 y 45 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente, muestran parámetros positivos a partir del escenario 7, como una IRR del orden del 10 %, que resulta mayor a la tasa de descuento, un tiempo de retorno de la inversión de cerca de 9 años, un NPV del orden de los 90,000,000 US\$, además de un LCOE de 51 US\$/MWh. A modo de comparación, tenemos que el LCOE para la tecnología de CSP para el 2022, de acuerdo con IRENA (2023), fue de 118 US\$/MWh (0,118US\$/kWh) y con tendencia a la baja, para un costo total instalado de 4,274 US\$/kW, valor inferior al utilizado en el presente estudio, que en caso de haberse utilizado podría haber permitido un LCOE calculado incluso menor.

Los valores de LCOE obtenidos para los escenarios 1 al 4, en ambos modelos, contemplan solamente la energía eléctrica generada por el uso del bagazo, ahorrado gracias a la inserción de la tecnología solar; a partir del escenario 5 se incluye la energía eléctrica producida conjuntamente por los generadores y el ahorro de bagazo previamente mencionado, ya que se ha contemplado la adquisición, instalación y operación de turbinas generadoras. No se ha observado parámetros económicos favorables para los escenarios del 1 al 5, en ambos modelos, de forma que pueda considerarse la implementación de la tecnología PTC como rentable, sin incluir la energía generada mediante la instalación de nuevos equipos de generación eléctrica.

De manera complementaria, mencionamos que el impuesto al carbono ha demostrado ser eficiente en la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) y en ayudar a superar los problemas del cambio climático, como alternativa se propone que los productores de energía inviertan en sistemas de energía renovable (Qadir *et al.*, 2021), además, los bonos verdes son un método adecuado para promover proyectos de energía renovable y reducir significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub>, como se desprende de la utilización del modelo de impacto estocástico por regresión sobre la población, riqueza y la tecnología en las diez principales economías que invierten en tecnologías verdes, en el trabajo de Rasoulinezhad y Taghizadeh-Hesary (2022).

Estas consideraciones respaldan el planteamiento

de un incentivo o pago por las reducciones en las emisiones netas de carbono a las industrias que apuesten al uso de energías renovables, planteadas en los diferentes escenarios aquí analizados, además, en septiembre del 2023 fue aprobada por el congreso paraguayo la Ley N°7190 en relación con los créditos de carbono, a fin de incentivar medidas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (Poder Legislativo, 2023).

Uno de los principales retos de la Agenda de Energía Sostenible de Paraguay 2019-2023, que introdujo cambios en la Política Energética Nacional 2040, es la de fortalecer el uso sostenible de los recursos de biomasa (VMME, 2022). De esta forma, con una política adecuada en relación con el carbono y en las circunstancias de la variación internacional del precio de la electricidad, los dos modelos de hibridación entre la energía de la biomasa y la energía solar térmica planteados tienen escenarios favorables para su implementación.

Sin embargo, los costos de instalación y los precios de venta de la energía presentan variaciones temporales y locales que deberán ser tenidas en cuenta en un estudio adicional de sensibilidad. En este sentido, el precio de venta de la energía eléctrica en el mercado brasileño, con el que Paraguay tiene una infraestructura de transmisión eléctrica funcional, presenta variaciones fluctuantes y con tendencia a la suba, lo que podría favorecer la mejora de los índices económicos aquí estudiados, en el caso hipotético de venta de la energía de las azucareras al Brasil. Además, el costo nivelado de la energía para la tecnología de los colectores solares de concentración, tienen una tendencia sostenida a la baja, que conjuntamente a lo relacionado al mercado regional, podrían ser factores que permitan lograr las condiciones económicas favorables para la implementación de los colectores solares concentración en la industria del azúcar de caña.

Tenemos que la implementación de la tecnología solar PTC para el calentamiento del agua de alimentación, por un lado y para la obtención de vapor saturado a alta presión, por el otro, en la industria azucarera del Guairá no tienen parámetros económicos favorables actualmente, de acuerdo a los

cálculos realizados para los diferentes escenarios de los modelos 1 y 2. Los escenarios favorables se presentan con la instalación de turbinas y generadores con fines de inyección de energía eléctrica a la red nacional o internacional e incluyen el establecimiento de políticas de precio del carbono.

En este punto es importante mencionar como una limitación del presente trabajo, que los diferentes parámetros relacionados a la biomasa (precios de la energía, factores de emisiones) fueron tomados de referencias científicas, en otros casos de fuentes oficiales del Paraguay y del extranjero relacionados a la energía, el medio ambiente y las energías renovables. Estos valores pueden presentar un sesgo local y una variación temporal, que eventualmente puedan hacer que los cálculos realizados deban ser complementados por un estudio de sensibilidad.

### Conclusiones

Los dos modelos de hibridación no presentan parámetros económicos (como el tiempo de recuperación de la inversión, valor presente neto y tasa interna de retorno) favorables en un plazo de 25 años, en escenarios que contemplen solamente la instalación de la tecnología de colectores solares cilindro-parabólicos para el calentamiento del agua de alimentación y la obtención de vapor saturado.

Los escenarios favorables para ambos modelos se presentan en un plazo de 25 años, cuando se contempla la instalación de turbinas para la generación de energía eléctrica para su exportación a la red nacional o internacional, en donde se asume una política de precios del carbono, precios de la energía de 75 US\$/MWh (modelo 1) y 100 US\$/MWh (modelo 2), obteniéndose parámetros económicos positivos, como tiempos de recuperación de la inversión inferiores a 10 años, una IRR aproximada del 10 %, un NPV del orden de los 90,000,000 US\$, además de un LCOE de 51 US\$/MWh.

Existe un gran potencial del recurso solar a nivel país para la implementación de la tecnología de colectores solares cilindro-parabólicos, con escenarios económicos favorables a ser logrados mediante la implementación de políticas gubernamentales adecuadas, en relación con el carbono y a

la deforestación, que permitirían el acercamiento al cumplimiento de los compromisos internacionales asumidos en la mitigación del cambio climático a nivel global.

### Agradecimientos

A la Facultad Politécnica FP-UNA por el permiso concedido para realizar el presente trabajo.

A Eduardo Márquez Canosa por su contribución en mi formación dentro del programa de doctorado en la UNICEPES-México.

### Financiamiento

Este trabajo fue autofinanciado.

### Conflictos de interés

El autor declara no tener conflicto de intereses.

### Literatura citada

- Agüero, C.J., Pisa, J.R., Andina, R.L. & Nanni, F.E. (2013). Cogeneración en la industria azucarera. *Revista de la Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología*, 36: 25–34. <<https://www.facet.unt.edu.ar/revistacet/wp-content/uploads/sites/28/2023/03/n36inv03.pdf>>.
- AIP (2022). Planta de celulosa en Concepción prevé incorporar a pequeños productores para proyectos de reforestación. *Agencia de Información Paraguaya*. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.ip.gov.py/ip/202203/planta-de-celulosa-en-concepcion-preve-incorporar-a-pequenos-productores-para-proyectos-reforestacion>>.
- Birru, E., Erlich, C. & Martin, A. (2019). Energy performance comparisons and enhancements in the sugar cane industry. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 9(2): 267–282. <<https://doi.org/10.1007/s13399-018-0349-z>>.
- Bodo, T., Gimah, B.G. & Seomoni, K.J. (2021). Deforestation and habitat loss: Human causes, consequences and possible solutions. *Journal of Geographical Research*, 4(2): 22–30. <<https://doi.org/10.30564/jgr.v4i2.3059>>.
- Burin, E.K., Vogel, T., Mulhaupt, S., Thelen, A., Oeljeklaus, G., Görner, K. & Bazzo,

- E. (2016). Thermodynamic and economic evaluation of a solar aided sugarcane bagasse cogeneration power plant. *Energy*, 117: 416–428. <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.071>>.
- CCSI [Columbia Center on Sustainable Investment], QSEL [Quadracci Sustainable Engineering Lab at Columbia University] & CRECE [Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo]. (2021). *Decarbonization Pathways for Paraguay's Energy Sector*. Nueva York: Columbia Center on Sustainable Investment. 175 pp. <<http://ccsi.columbia.edu/content/paraguay-energy>>.
- Decreto N° 6092/16. (2016). *Política Energética de la República del Paraguay*. Asunción: Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://informacionpublica.paraguay.gov.py/public/2216570-DecretoN6092pdf-DecretoN6092.pdf>>.
- Demoulin, A. (2023). *Las iniciativas de precio a las emisiones de carbono en América Latina y en el mundo siguen creciendo en 2023*. Centro Interamericano de Administraciones Tributarias (CIAT). <<https://www.ciat.org/CIATblog-las-iniciativas-de-precio-a-las-emisiones-de-carbono-en-america-latina-y-en-el-mundo-siguen-creciendo-en-2023>>.
- Enciso, V. (2019). *Producción y comercialización de la caña de azúcar y azúcar*. San Lorenzo: Facultad de Ciencias Agrarias, Universidad Nacional de Asunción. 120 pp. <[https://www.agr.una.py/ecorural/otras\\_publicaciones/Produccion\\_comer\\_cana\\_azucar.pdf](https://www.agr.una.py/ecorural/otras_publicaciones/Produccion_comer_cana_azucar.pdf)>.
- EPA (2023). *GHG Emissions Factor Hub*. Washington D.C.: United States Environmental Protection Agency. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.epa.gov/climateleadership/ghg-emission-factors-hub>>.
- Fornasari, J. & Berbery, G. (2021). *Curso de matemática financiera: teoría y práctica*. Buenos Aires: Nobuko. 350 pp.
- GlobalPetrolPrice (2023). Electricity Prices. *GlobalPetrolPrices*. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.globalpetrolprices.com/>>.
- Gómez, J.M. & Canosa, E.M. (2025). Impacto de los colectores solares cilindro-parabólicos en la industria azucarera del Guairá en la reducción del consumo de biomasa no sostenible. *Revista Iberoamericana Ambiente & Sustentabilidad*, 8(1)e451–e451: 15 pp. <<https://doi.org/10.1000/riamb451>>.
- González, A., Ríos, R., Pereira, G., Oxilia, V., Llamas, C. & Banco, G. (2020). Multicriteria analysis of the opportunity cost of the sale of Paraguayan energy from Itaipu to the Brazilian market. Pp. 1–7, in Institute of Electrical and Electronics Engineers (Ed.). *Proceedings of the 2020 IEEE Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON)*. Buenos Aires: IEEE. 1578 pp.
- Government of Canada. (2016). *RETScreen Expert*. (Ver. 9). Ontario: Government of Canada. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-publications/tools-applications/retscreen>>.
- Herrera, I., Rojas, A., Villardefranco, F., Malmquist, A. & Wegener, M. (2019). Analysis for the integration of solar energy to sugarcane bagasse cogeneration power plant in the Cuban context: a case study. Pp. 45–52, in Stanek, W., Gładysz, P., Werle, S. & Adamczyk, W. (Eds.). *Proceedings of the 32nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*. Wrocław: ECOS. 600 pp. <<https://dspace.uclv.edu/cu/handle/123456789/12547>>.
- IEA (2020). *Price level of selected carbon pricing instruments covering the power sector, as of April 2020*. Paris: International Energy Agency. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/price-level-of-selected-carbon-pricing-instruments-covering-the-power-sector-as-of-april-2020>>.
- IRENA (2022). *Renewable Technology Innovations Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards*. Abu Dhabi: International

- Renewable Energy Agency. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022>>.
- IRENA (2023). *Global Trends*. Abu Dabi: International Renewable Energy Agency. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends>>.
- IRENA (2023). *Renewable power generation cost in 2022*. Abu Dabi: International Renewable Energy Agency. 207 pp. <<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>>.
- Jiang, Y., Wang, G., Liu, W., Erfanian, A., Peng, Q. & Fu, R. (2021). Modeled response of South American climate to three decades of deforestation. *Journal of Climate*, 34(6): 2189–2203. <<https://doi.org/10.1175/JCLI-D-20-0380.1>>.
- MAG (2022). *Superficie y producción por año agrícola, según cultivo. Periodo 2020 al 2021*. Asunción: Ministerio de Agricultura y Ganadería. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.datos.gov.py/dataset/superficie-y-producci%C3%B3n-por-a%C3%B1o-agr%C3%ADcola-seg%C3%BAAn-cultivo-periodo-2020-al-2021>>.
- Pappis, I., Centurion, C., Ramos, E.P., Howells, M., Ulloa, S., Ortigoza, E. & Alfstad, T. (2021). Implications to the electricity system of Paraguay of different demand scenarios and export prices to Brazil. *Energy Systems*, 1–29. <<https://doi.org/10.1007/s12667-020-00420-w>>
- Poder Legislativo. (2017). *Ley N° 5984/2017, que aprueba el estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)*. Asunción: Gaceta Oficial N°238. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.bacn.gov.py/leyes-paraguayas/9890/ley-n-5984-aprueba-el-estatuto-de-la-agencia-internacional-de-energias-renovables-irena>>.
- Poder Legislativo (2023). *Ley N° 7190/2023, de los créditos del carbono*. Asunción: Gaceta Oficial N°198. [Consulted: 20.xi.2025]. <<https://www.bacn.gov.py/leyes-paraguayas/11986/ley-n-7190-de-los-creditos-de-carbono>>.
- Qadir, S.A., Al-Motairi, H., Tahir, F. & Al-Fagih, L. (2021). Incentives and strategies for financing the renewable energy transition: A review. *Energy Reports*, 7: 3590–3606. <<https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.06.041>>.
- Rasoulinezhad, E. & Taghizadeh-Hesary, F. (2022). Role of green finance in improving energy efficiency and renewable energy development. *Energy Efficiency*, 15(2)14: 12 pp. <<https://doi.org/10.1007/s12053-022-10021-4>>.
- Rodríguez, C.M. (2022). Incidencia de la deforestación en la captación de dióxido de carbono y provisión de oxígeno en Paraguay. Periodo 1990–2020. *Población y Desarrollo*, 28(54): 6–15. <<https://revistascientificas.una.py/index.php/RE/article/view/2401>>.
- Schneider, R., al Desarrollo, C.A., Pastore, P., Balsevich, J., de Comercio, C., paraguayo-Alemana, I. & Alamo, S.A. (2013). *Evaluación de potenciales de energía renovable en Paraguay, estudio de cuatro casos*. Asunción: Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. 48 pp. <[https://minasyenergia.mopc.gov.py/pdf/biomasa/base/38.%20Estudio\\_Cuatro%20casos%20\(1\).pdf](https://minasyenergia.mopc.gov.py/pdf/biomasa/base/38.%20Estudio_Cuatro%20casos%20(1).pdf)>.
- Sharma, S. (2020). *Climate, land use change and the EU-Mercosur Agreement: Accelerating tipping points*. Minneapolis: Institute for Agriculture and Trade Policy. 7 pp. <<https://www.iatp.org/documents/climate-land-use-change-and-eu-mercosur-agreement-accelerating-tipping-points>>.
- Shen, W., Chen, X., Qiu, J., Hayward, J.A., Sa-yeef, S., Osman, P. & Dong, Z.Y. (2020). A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133(110301): 14 pp. <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110301>>.
- Turns, S.R. & Pauley, L.L. (2020). *Thermodynamics: concepts and applications*. Cambridge:

- Cambridge University Press. 732 pp.
- U.S. Department of Energy (2016). *Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series: Steam Turbine*. Washington D.C.: U.S. Department of Energy. 4 pp. <[https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/CHP\\_Steam\\_Turbines.pdf](https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/CHP_Steam_Turbines.pdf)>.
- Viceministerio de Minas y Energía (2019). *Producción y consumo de biomasa forestal con fines energéticos en el Paraguay*. Asunción: Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. 52 pp. <[https://informacionpublica.paraguay.gov.py/public/12445234-Rpta46867Produccion\\_Consumo\\_Biomasa\\_2019\\_VMMEpdf-Rpta46867Produccion\\_Consumo\\_Biomasa\\_2019\\_VMME.pdf](https://informacionpublica.paraguay.gov.py/public/12445234-Rpta46867Produccion_Consumo_Biomasa_2019_VMMEpdf-Rpta46867Produccion_Consumo_Biomasa_2019_VMME.pdf)>.
- VMME (2022). *Balance Energético Nacional en términos de energía final: Informe y resumen estadístico*. Asunción: Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. 25 pp. <[https://minasyenergia.mopc.gov.py/pdf/balance2022/BEN%202022\\_Estadistico\\_VF.pdf](https://minasyenergia.mopc.gov.py/pdf/balance2022/BEN%202022_Estadistico_VF.pdf)>.
- Walsh, J.F., Molyneux, D.H. & Birley, M.H. (1993). Deforestation: effects on vector-borne disease. *Parasitology*, 106(S1): S55–S75. <<https://doi.org/10.1017/s0031182000086121>>.