

## Integración de Ciclo Orgánico Rankine a un Sistema Eólico para Generación Continua de Energía Eléctrica

María Fernanda Ramírez Manjarrez<sup>1</sup>, Paula Madeleine Menchú Melgar<sup>2</sup>, Carlos Alejandro Hernández Quintana<sup>3</sup>, Jorge Luis García Castillo<sup>4</sup>, Carlos Alberto Rubio Jiménez<sup>5</sup>

<sup>1,3-5</sup> Departamento de Ciencias Ambientales, División de Ciencias de la Vida, Universidad de Guanajuato, México

<sup>2</sup> Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala

mf.ramirezmanjarrez@ugto.mx<sup>1</sup>, 2950619010101@ingenieria.usac.edu.gt<sup>2</sup>, ca.hernandezquintana@ugto.mx<sup>3</sup>, garcia.jl@ugto.mx<sup>4</sup>, carlos.rubio@ugto.mx<sup>5</sup>

### Resumen

El estudio se enfoca en determinar la viabilidad técnica y económica de un sistema integrado basado en un ciclo ORC en cascada teniendo Amoniaco y Metanol como fluidos de trabajo, y con fuente de calentamiento a partir de energía solar. A éste se interconecta un campo eólico de 10 aerogeneradores, así como un sistema de almacenamiento y expansión de aire comprimido para cubrir la demanda de energía cuando se tiene baja o nula irradiación solar. Se realiza un análisis de primer nivel para demostrar la viabilidad de la propuesta, evaluándola a las condiciones ambientales de temperatura ambiente, altitud, irradiación solar y velocidad del viento históricas del Estado de Guanajuato. La potencia eléctrica, eficiencia del ciclo, valor presente neto, tasa interna de retorno y valor nivelado de energía son los parámetros de interés. Los resultados muestran que el sistema es capaz de generar hasta 110 kW de energía bajo las condiciones máximas del estado, permitiendo tener de forma continua hasta 50 kW durante el día y 15 kW durante la noche. Además, se muestra que la planta operando a condiciones estándar presenta viabilidad financiera.

**Palabras clave:** Ciclo Orgánico Rankine, Sistema Eólico, Almacenamiento de Energía, Integración del Sistema, Viabilidad Técnica y Financiera

### Introducción

Actualmente, el uso de energía eléctrica es clave para el desarrollo económico, social y educativo de un país o región. Esto ha llevado a que se consuman anualmente más de 22,000 TWh de energía eléctrica a nivel mundial. Gran parte de esta energía es generada a partir de combustibles fósiles teniendo como resultado emisiones masivas de CO<sub>2</sub> hacia la atmósfera con los impactos negativos ya ampliamente conocidos y discutidos. La alternativa, el uso de energía alternas renovables, siendo las principales la solar, el viento y la mareomotriz (Elizondo et al., 2017; Skea y Nishioka, 2008).

La confiabilidad en el suministro eléctrico es de suma importancia para el desarrollo de las actividades diarias. El estilo de vida ha hecho que el acceso al servicio eléctrico se considere imprescindible, desde aplicaciones en el hogar hasta su uso en actividades industriales. En este sentido, el acceso a la electricidad está directamente relacionado con las actividades económicas de la sociedad por tal razón debe existir una alta confiabilidad en el servicio. En 2021 se han presentado fallas que han afectado a 10.3 millones de usuarios en México (Global Energy, 2021).

El desarrollo de fuentes renovables para la generación de energía ha permitido la incorporación de nuevos equipos generadores conectados a los sistemas energéticos. Si bien existen distintas tecnologías renovables para la producción de energía, existe una brecha en el conocimiento en el sentido de llevar a cabo la integración de sistema renovables con esquemas tradicionales de generación. La integración energética de fuentes renovables debe resultar en sistemas que se adecuen a los requerimientos del proceso productivo del usuario, ser flexibles para variaciones estacionales y horarias, tener un alto grado de confiabilidad y disponibilidad, así como tener una inversión competitiva que permita contar con ahorros que promuevan la inversión y posibles financiamientos.

La energía eólica ha mostrado en las últimas décadas su rentabilidad debido al aprovechamiento de los vientos sostenidos presentes en el lugar de instalación, su reducción de costos, y su bajo costo de mantenimiento (Hoexter y Gipe, 2013). En este tipo de sistemas, la energía cinética del viento es aprovechada para generar energía mecánica transferible para su transformación en energía eléctrica. La capacidad

instalada depende directamente del tamaño del sistema, así como de su tipo (eficiencia de transformación de energía). Lamentablemente, su operación depende de las corrientes de viento a las que se exponga, por lo cual, a corrientes muy bajas o nulas, o corrientes superiores a las que se encuentra diseñado el sistema, se deja de generar corriente eléctrica. Por ello, la integración de este tipo de sistemas a un sistema que genere energía a la par permite cubrir la inestabilidad derivada de la intermitencia del recurso natural (Rayegan y Tao, 2011).

La integración de sistemas ha sido un área ampliamente estudiada a nivel energético y exergético, considerando sistemas convencionales. Sin embargo, para sistemas alternativos de generación de energía, los estudios han iniciado recientemente (Garg et al., 2009). Comúnmente, la integración de sistemas se centra en acoplar a un sistema base altamente eficiente y continuo a un sistema alterno que permitan mejorar la eficiencia global del proceso. Para el caso específico de generación de energía eléctrica, los ciclos de potencia Joule Brayton y Rankine son ampliamente utilizados debido a su alta eficiencia y simplicidad de operación (Imran et al., 2020). Sin embargo, estos ciclos convencionales requieren reservorios de alta temperatura para su operación (<500°C). Por ello, a mediados del siglo pasado se propuso una alternativa a este ciclo denominada Ciclo Rankine Orgánico (ORC por sus siglas en inglés), el cual tiene el mismo principio de operación, pero utilizando fluidos de trabajo de bajo punto de fusión, por lo cual, el reservorio de alta temperatura es menor a los 200°C (Olsen et al., 2017; Vescovo y Spagnoli, 2017). Esto hace que la quema de combustibles con bajo poder calorífico desencadenen el proceso de generación de energía eléctrica.

Referente a la fuente de energía, propuestas basadas en suministrar el calor requerido a partir de colectores solares han sido analizadas, mostrando su viabilidad (Rayegan y Tao, 2011; Shengjun et al., 2011). A pesar de lo prometedor que este tipo de sistemas presenta, se ha realizado poca investigación sobre ello, debido principalmente al hecho de que son sistemas a microescala, además del principal problema que estas fuentes presentan, esto es, la intermitencia derivada de la disponibilidad del recurso energético en función de las condiciones atmosféricas y ambientales (Cruz et al., 2022; Ibrahim et al., 2008; Luo et al., 2015; Sundararagavan y Baker, 2012). Así, se puede sentir una corriente mínima o nula por las noches en épocas de alta o baja velocidad sostenida (cero irradiación solar y cero velocidad del viento). Esto ha dado apertura al desarrollo de investigaciones enfocados a reducir y/o mitigar esta intermitencia.

El almacenamiento de energía eléctrica es la propuesta más sobresaliente hasta el momento, siendo esto el transformar la energía eléctrica generada al momento de tener disponibilidad de recurso renovable en otro tipo de energía almacenable para después ser convertida nuevamente en energía eléctrica cuando sea requerida. Algunas de las tecnologías desarrolladas hasta el momento son el bombeo hidroeléctrico de agua, la compresión y almacenamiento de aire, bancos de baterías, celdas de combustible, sistemas superconductores magnéticos, capacitores, entre otros. La principal limitante de estos equipos de almacenamiento es su relación almacenamiento-costos, siendo hasta el momento los sistemas de compresión de aire y bombeo de agua los más rentables, capaces de manejar potencias instaladas superiores a los 100 MW. Cabe mencionar que el sistema de bombeo de agua depende de las condiciones geográficas del lugar ya que requiere reservorios a diferentes elevaciones para poder almacenar el fluido y generar energía eléctrica una vez requerida. Por estas razones el sistema de almacenamiento por aire comprimido presenta una mejor viabilidad (Ibrahim et al., 2008).

Así, el uso de sistemas de almacenamiento de energía que permita entregar energía de forma continua cuando el recurso renovable no esté presente debe ser considerado dentro de la integración del sistema, esto es, el transformar la energía eléctrica generada al momento de tener disponibilidad de recurso renovable en otro tipo de energía almacenable para después ser convertida nuevamente en energía eléctrica cuando sea requerida (Meng et al., 2018; Luo et al., 2015a; Sundararagavan y Baker, 2012).

La región de Bajío, México, es una región de gran importancia para el país, ya que es tanto el sexto estado más poblado y sexto estado con mayor contribución al PIB nacional (INEGI, 2020b, 2022). Por ello, la demanda de energía eléctrica es clave. Por otra parte, la región presenta condiciones de irradiación solar favorables que permiten la viabilidad técnica y económica de sistemas solares. Adicionalmente, algunas regiones del estado cuentan con vientos sostenidos adecuados para transformar esta energía cinética en energía eléctrica a partir de generadores eólicos (Alemán-Nava et al., 2014). Por ello, la integración de un sistema ORC a un campo eólico con la adición de un sistema de almacenamiento de aire que aproveche tanto la irradiación solar en la región como los vientos sostenidos es una alternativa de interés para su estudio. De acuerdo con la definición de la Secretaría de Energía (SENER et al., 2009), el esquema propuesto se considera como cogeneración, debido a la generación secuencial de energía eléctrica y térmica a partir de la misma fuente de energía primaria.

La Figura 1 muestra la propuesta de este trabajo. El ciclo ORC en cascada opera a partir del calentamiento de agua por radiación solar en una primera etapa, siendo expandida en una cámara de expansión a fin de

incrementar su energía (cambio de fase). Esta energía es transferida al ORC de Amoniaco para producir la primera potencia del sistema. El calor removido de este ciclo es transferido a ORC del Metanol, generando la segunda potencia del sistema. Ambas potencias se suministran a un selector a fin de entregar la energía al usuario final buscando mantenerla constante. Un sistema de refrigeración a base de R123 es usado para remover el calor presente en el Metanol después de su expansión. Una parte de este ciclo de refrigeración es utilizada para enfriar aire atmosférico antes de ser comprimido y almacenado para su uso posterior, permitiendo una menor demanda de energía en el proceso. El aire almacenado es después expandido y tirado al ambiente para generar la tercera potencia del sistema, la cual también se entrega al selector para su distribución al usuario final. En conjunto, un arreglo de aerogeneradores produce la cuarta potencia del sistema que es también entregada al selector. El análisis es de primer nivel, por lo cual se generan modelos de balance de materia y energía de cada uno de los sistemas dentro del paquete comercial *Engineering Equation Solver* (EES), haciendo uso de su base de propiedades termodinámicas de los fluidos propuestos (Klein, 2007). El sistema busca producir una potencia de 100 kW para tarifas de media tensión en el estado de Guanajuato (CFE, 2022).

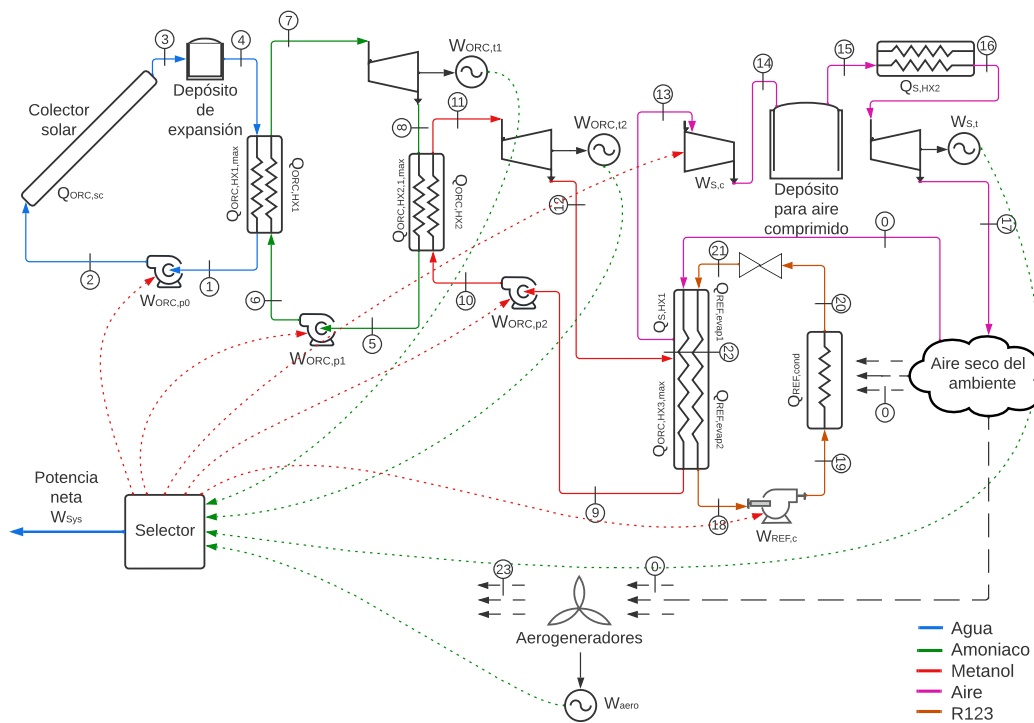


Figura 1. Propuesta de ciclo ORC integrado con un sistema eólico y de almacenamiento

## Metodología

### Condiciones Climáticas

El Estado de Guanajuato, dentro de sus 46 municipios, presenta climas seco semiseco, templado húmedo y cálido húmedo. La altitud sobre el nivel del mar se encuentra entre los 1220 msnm (Atarjea) y 2400 msnm (Comonfort). Las temperaturas mínimas y máximas están entre los 4°C (Enero) y los 37°C (Mayo). Las velocidades de viento sostenidas corren principalmente en dirección Noreste y oscilan entre los 7.6 km/h a una frecuencia del 15.5% (Julio) y los 25 km/h a una frecuencia del 23% (Septiembre), llegando a tener ráfagas de hasta 35 km/h en lapsos cortos. La irradiación solar se encuentra entre los 670 W/m<sup>2</sup> a lo largo de 7 horas al día (Enero) hasta los 1100 W/m<sup>2</sup> durante 5.5 horas al día (Julio). De igual forma se conoce la

frecuencia de las velocidades del viento por día (horas de viento sostenido) para el estado de Guanajuato por mes mostrados en la Tabla 1 (INEGI, 2020a; Meteoblue, 2022; SMN, 2022; Weather Spark, 2022). Con base en estos límites climatológicos, es posible definir un entorno de operación de la planta propuesta en este trabajo para el estado de Guanajuato. A fin de determinar la viabilidad técnica y económica, se evalúa el sistema considerando la altura menor y mayor del estado a las condiciones máximas de temperatura, irradiación solar y velocidad.

**Tabla 1.** Velocidad del viento sostenido por horas del día para el estado de Guanajuato

Velocidad [m/s]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.8	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2
2.4	5.3	3.5	2.4	1.8	3.4	2.8	3.8	3.0	3.4	4.8	5.8	6.7
4.3	9.0	7.1	7.1	7.0	9.1	5.8	5.4	5.2	5.5	8.3	9.4	9.4
6.5	7.4	8.1	9.2	10.7	9.9	11.0	11.8	12.9	12.4	9.2	6.7	6.6
9.2	2.6	3.5	5.2	4.2	2.3	4.3	3.4	3.2	2.3	2.2	1.8	1.8
9.2	2.6	3.5	5.2	4.2	2.3	4.3	3.4	3.2	2.3	2.2	1.8	1.8
12.22	0.3	0.3	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1

## Sistema Eólico

El modelado del sistema eólico se enfoca en determinar la potencia eléctrica a ser generada en función de la velocidad y densidad del viento disponible; siendo esta última dependiente de la temperatura y presión atmosférica en el lugar de interés. Debido a que el estudio se centra en una región específica localizada a una altitud mayor a la del nivel del mar, la presión atmosférica en kPa se modela a partir de la Ecuación (1), en donde la *Altitud* está dada en metros sobre el nivel del mar del lugar de estudio. Por otra parte, los sistemas eólicos están sujetos a un límite natural denominado Ley de Betz, la cual indica que, idealmente, el 59% de la energía cinética del viento es transformada en energía mecánica por un aerogenerador (Pizaña Pérez y Hernández Gómez, 2015). Realmente, este rendimiento es menor y depende del coeficiente de potencia ( $C_{p_{aero}}$ ) el cual relaciona los coeficientes de arrastre, sustentación, velocidad del viento, velocidad angular de la turbina, y el ángulo de ataque que el perfil del álabe presenta. Para este estudio, se consideran 10 aerogeneradores Enair® E30 PRO con radio de giro de álabe de 1.9 m y  $C_{p_{aero}}$  de 0.41 (ENAIR, 2022). Así, la Ecuación (2) expresa la potencia eléctrica generada en kW con una  $\eta_{aero}$  del 90%.

$$P_{amb} = 101.325 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{Altitud}{44307.694} \right)^{5.2553} \right] \quad (1)$$

$$W_{aero} = \frac{1}{2} \cdot \left[ \frac{\eta_{aero} \cdot \rho_0 \cdot A_{aero} \cdot V_{viento}^3 \cdot C_{p_{aero}} \cdot N_{aero}}{1000} \right] \quad (2)$$

## Sistema de Ciclo Orgánico Rankine

El modelado del sistema ORC se define a partir del diagrama mostrado en la Fig. 1, considerando las cascadas presentadas (Amoniaco y Metanol como fluidos de trabajo). El sistema de calentamiento se basa

en un sistema de colector solar con expansión, teniendo agua como fluido de trabajo. De igual forma, el Metanol es enfriado en su ciclo de refrigeración con R123 como fluido de trabajo, entregando el calor removido al ambiente. La Fig. 2 muestra los diagramas T-s-P de los cuatro fluidos y los procesos específicos realizados (Moran y Shapiro, 2006).

En el primer ciclo, un caudal de 65 LPM de agua a presión de 1 atm y temperatura 50 K arriba de la temperatura ambiente es presurizada en una bomba de 10 HP (30% de eficiencia) (EVANS, 2022) para después ingresar a un colector solar plano de alto caudal y presión con una superficie expuesta de 400 m<sup>2</sup> que recibe la radiación solar disponible, en kW/m<sup>2</sup>, permitiendo aumentar la temperatura del agua en fase líquida a un punto cercano a la temperatura de saturación. Este fluido con alta energía es después ingresado en una cámara de expansión a fin de reducir su presión a la condición inicial, dando paso a un proceso de cambio de fase que permite un nivel energético elevado antes de transferir energía al Amoniaco en la segunda cascada, dentro de un intercambiador con 80% de eficiencia térmica.

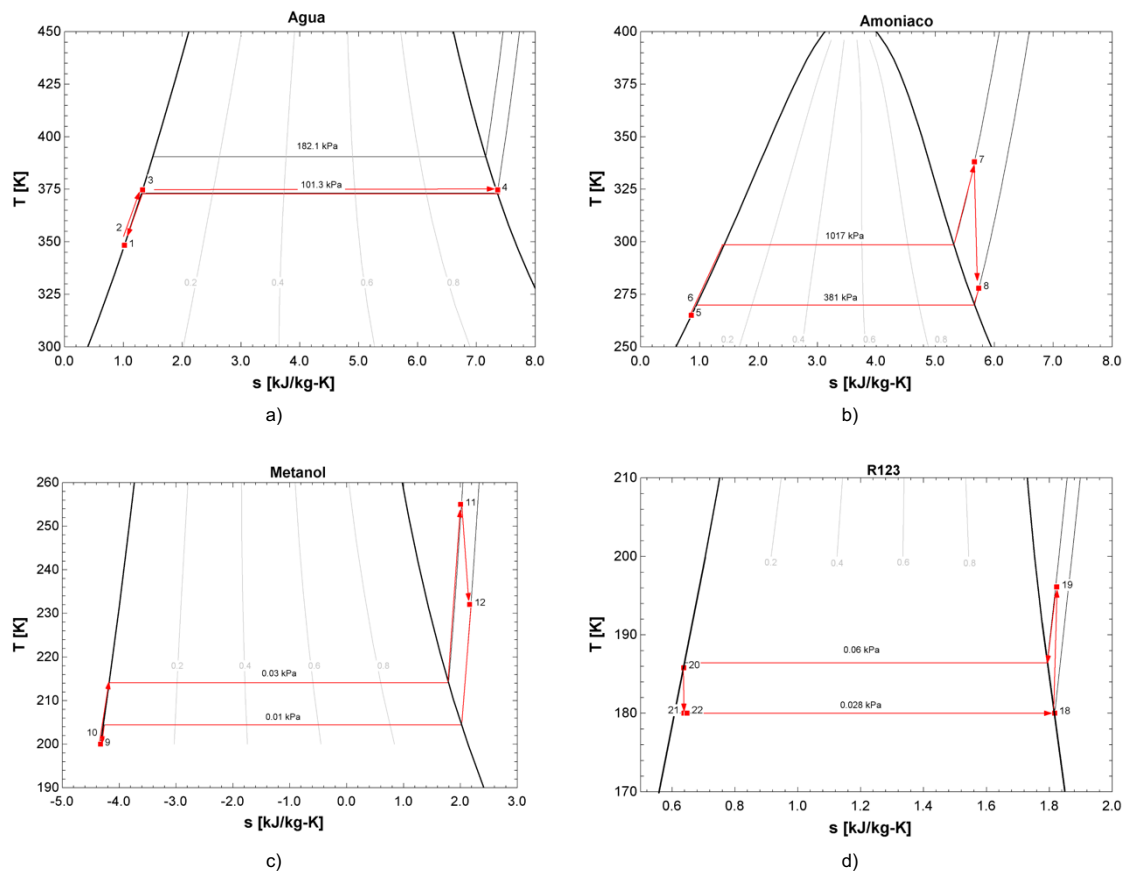


Figura 2. Diagramas T-s-P del a) Agua, b) Amoniaco, c) Metanol y d) R123, indicando los estados termodinámicos y procesos efectuados dentro del sistema ORC

**Tabla 2.** Ecuaciones gobernantes del sistema ORC

	Presurización	Expansión	Calentamiento	Enfriamiento
Agua	$-W_{ORC,p0} = \dot{m}_{ORC,0} \cdot (h_1 - h_2)$	$(P_3 \rightarrow P_4)_{@T_3}$	$Q_{ORC,SC} = \eta_{sc} \cdot I_{rad} \cdot A_{sc}$ $Q_{ORC,SC} = \dot{m}_{ORC,0} \cdot (h_3 - h_2)$	$Q_{ORC,HX1max} = \dot{m}_{ORC,0} \cdot (h_1 - h_4)$
Amoniaco	$-W_{ORC,p1} = \dot{m}_{ORC,1} \cdot (h_5 - h_6)$	$W_{ORC,i1} = \dot{m}_{ORC,1} \cdot (h_7 - h_8)$	$Q_{ORC,HX1} = -\eta_{HX1} \cdot Q_{ORC,HX1max}$ $Q_{ORC,HX1} = \dot{m}_{ORC,1} \cdot (h_7 - h_6)$	$Q_{ORC,HX2max} = \dot{m}_{ORC,1} \cdot (h_5 - h_8)$
Metanol	$-W_{ORC,p2} = \dot{m}_{ORC,2} \cdot (h_9 - h_{10})$	$W_{ORC,i2} = \dot{m}_{ORC,2} \cdot (h_{11} - h_{12})$	$Q_{ORC,HX2} = -\eta_{HX2} \cdot Q_{ORC,HX2max}$ $Q_{ORC,HX2} = \dot{m}_{ORC,2} \cdot (h_{11} - h_{10})$ $Q_{REF,evap1} = -\eta_{HX2} \cdot Q_{S,HX2max}$	$Q_{ORC,HX3max} = \dot{m}_{ORC,2} \cdot (h_9 - h_{12})$
R123	$-W_{REF,c} = \dot{m}_{REF} \cdot (h_{18} - h_{19})$	$h_{21} _{@P_{21}} = h_{20} _{@P_{20}}$	$Q_{REF,evap2} = -\eta_{HX1} \cdot Q_{ORC,HX3max}$ $Q_{REF,evap1} = \dot{m}_{REF} \cdot (h_{22} - h_{21})$ $Q_{REF,evap2} = \dot{m}_{REF} \cdot (h_{18} - h_{22})$	$Q_{REF,cond} = \dot{m}_{REF} \cdot (h_{20} - h_{19})$

En el segundo ciclo, Amoniaco como líquido saturado a una temperatura de 265 K es presurizado con una bomba de 60% de eficiencia antes de entrar al intercambiador de calor para recibir la energía térmica disponible removida del agua en el cambio de fase indicado previamente. Con ello, la temperatura del fluido en esta segunda cascada alcanza más de 340 K. Este fluido es después expandido en una turbina con 85% de eficiencia, permitiendo generar la primera potencia eléctrica en kW a una eficiencia de 95%. El fluido es después enfriado en un intercambiador de calor a fin de alcanzar nuevamente la condición inicial, siendo parte del calor removido (80% de eficiencia de intercambio de calor) transferido al Metanol en la siguiente cascada, repitiéndose el proceso mencionado, pero a una temperatura mínima de 200 K (Metanol como líquido saturado a ser presurizado) y máxima de 255 K (Metanol como vapor sobrecalentado antes de ser expandido en la turbina), permitiendo generar la segunda potencia eléctrica en kW. Las eficiencias de los equipos se mantienen. Por otra parte, el proceso de enfriamiento de este ciclo es realizado con un ciclo de refrigeración usando R123 como fluido de trabajo y operando con temperaturas de 190 K (calor removido al Metanol) y 320 K (calor transferido al ambiente), con eficiencia de compresión del 80%, requiriendo para ello un suministro de energía eléctrica en kW para hacer operar el compresor. La Tabla 2 muestra las ecuaciones utilizadas para cada uno de los procesos de los cuatro ciclos. Ese ciclo de refrigeración es también utilizado para disminuir la temperatura del aire a ser comprimido y almacenado para su uso posterior (Moran & Shapiro, 2006).

### Sistema de Almacenamiento de Aire Comprimido

El modelado del sistema de almacenamiento de aire comprimido se basa en el proceso mostrado en la Fig. 3, en el cual aire como gas ideal a las condiciones ambiente se hace pasar por un proceso de enfriamiento, haciendo uso de una primera etapa del sistema de refrigeración del ciclo ORC, siendo el calor removido en kW el definido por la Ecuación (3). Una vez enfriado, es comprimido a una razón de presiones de 8.0 dentro de un compresor con eficiencia del 85% (Ecuación (4)) que demanda una potencia eléctrica en kW para después ser almacenado dentro de un depósito aislado de alta presión a fin de mantener su nivel energético, esto es  $h_{14} = h_{15}$ ;  $s_{14} = s_{15}$ . A medida que la potencia es demandada, el fluido es tomado del depósito a un flujo másico menor ( $\dot{m}_{S,t} < \dot{m}_{S,c}$ ), haciendo pasar antes de su expansión por un sistema de calentamiento para aumentar la energía disponible (Ecuación (5)). Así, la energía eléctrica en kW con un 95% de eficiencia generada por este segundo ciclo se obtiene al expandir el fluido en una turbina con 85% de eficiencia, dejando al fluido a una presión ambiente para ser descargado a la atmósfera (Ecuación (6)) (Moran & Shapiro, 2006).

$$Q_{S,HX1} = \dot{m}_{S,c} \cdot (h_{13} - h_0) \quad (3)$$

$$-W_{S,c} = \dot{m}_{S,c} \cdot (h_{13} - h_{14}) \quad (4)$$

$$Q_{S,HX2} = \dot{m}_{S,t} \cdot (h_{16} - h_{15}) \quad (5)$$

$$W_{S,t} = \dot{m}_{S,t} \cdot (h_{16} - h_{17}) \quad (6)$$

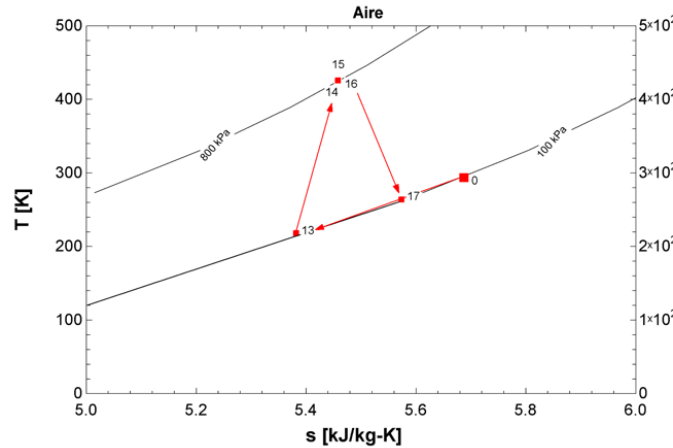


Figura 3. Diagramas T-s-P del aire como gas ideal indicando los estados termodinámicos y procesos efectuados dentro del sistema de almacenamiento de aire comprimido

### Factibilidad Técnica

En este estudio, la factibilidad técnica del sistema propuesto se basa en la potencia eléctrica neta ( $W_{net}$ ) en kW que es generada y la eficiencia del todo el sistema ( $\eta_{sys}$ ). Así, el primer parámetro está dado como la suma del potencial energético de los aerogeneradores, la turbina del ciclo de Amoníaco, la turbina del ciclo de Metanol, y la potencia de la turbina movida por el aire comprimido almacenado, así como las potencias suministradas al sistema para hacer operar las bombas y compresores (Ecuación (7)). Por otra parte, la eficiencia total del sistema está definida como la razón entre el primer parámetro y la energía térmica suministrada para su operación, siendo esta el calor suministrado al fluido agua a partir de la radiación solar a una eficiencia del 60% (Ecuación (8)).

$$W_{net} = (W_{aero} + W_{ORC,t1} + W_{ORC,t2} + W_{S,t}) + (W_{ORC,p0} + W_{ORC,p1} + W_{ORC,p2} + W_{S,c} + W_{REF,c}) \quad (7)$$

$$\eta_{sys} = \frac{W_{net}}{Q_{ORC,sc}/\eta_{sc}} \quad (8)$$

### Emisiones de CO2eq

La propuesta de este sistema tiene un impacto positivo al ambiente a lo largo de su operación, ya que su única fuente térmica es energía proviene de la energía térmica solar. No hay ningún combustible que emita GEI. Tomando en cuenta el Factor de Emisiones por kWh expresado por la Organización de Sostenibilidad de España (Subdirección General de Planificación Energética Seguimiento, 2016), el cual es de 0.166 kg/kWh, es posible determinar el ahorro en toneladas de emisiones de CO2eq anuales que este sistema presenta (Ecuación (9)).

$$M_{CO2eq} = \frac{360}{1000} \left[ \left( W_{ORC,1} + W_{ORC,2} \right) \cdot t_{RAD} + W_{aer} \cdot t_{aero} + W_{S,t} \cdot t_{exp} \right] \cdot F_{OSE} \quad (9)$$

### Factibilidad Económica

La factibilidad económica del sistema se define a partir de tres parámetros, el Valor Presente Neto (NPV) en millones de dólares (M USD), la Tasa Interna de Retorno (TIR), y el Costo Nivelado de Energía (LCOE) en dólares por MWh. Las Ecuaciones (10) a (12) muestran estos parámetros, respectivamente, con lo cual se puede definir factibilidad económica si el NPV es positivo, lo cual indica un retorno de inversión o ganancia; un TIR superior a la tasa de interés de financiamiento del proyecto, lo cual indica un porcentaje positivo en la inversión con respecto a lo invertido; y un LCOE dentro del rango que presentan otros sistemas de generación de potencia, lo cual indica que el costo por kWh generado por este sistema es competitivo con otros ya probados.

$$NPV = \sum_{t=0}^{Periodo} \left[ \frac{(I_{prod,t} - C_{O\&M,t} + C_{CO2eq,t})}{(1+i)^t} \right] - I \quad (10)$$

$$\sum_{t=0}^{Periodo} \frac{I_{prod,t}}{(1+TIR)^t} - I = NPV_{WtE} = 0 \quad (11)$$

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=0}^{periodo} \frac{C_{O\&M,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^{periodo} \frac{P_{sys,t}}{(1+i)^t}} \quad (12)$$

La  $I_{prod,t}$  refiere al ingreso anual en M USD derivado de la venta de energía eléctrica definido a partir de la tarifa GDBT estipulada por la CFE (2022).  $C_{O\&M,t}$  es el costo en M USD por operación y mantenimiento anual del sistema, el cual se está considerando para este estudio como el 1% anual del costo de inversión total (Escamilla-García et al., 2020). Esta inversión depende del costo de los equipos principales, esto es, los intercambiadores de calor, los compresores, las bombas y las turbinas; así como de los aerogeneradores que completan al sistema. Para las turbinas, bombas y compresores, su costo está ligado a la potencia generada/demandada la cual se puede definir a partir de correlaciones y factores de ajustes por presión de los equipos ya conocidas (Zhar et al., 2021). En el caso de los intercambiadores de calor, el costo es determinado de igual forma a partir de correlaciones las cuales están en función del área de transferencia de calor (Zhar et al., 2021). Por ello, estas áreas se determinan para cada uno de los equipos propuestos en el sistema a partir de la cantidad máxima de calor a ser transferida, un Coeficiente Global de Transferencia de Calor,  $U$ , de 0.422 kW/m<sup>2</sup> (Rohsenow y Hartnett, 1999), y la Diferencia de Temperaturas Media Logarítmica,  $\Delta T_{ML}$ , entre los fluidos considerando flujo contracorriente en todos los equipos. Por otra parte, la potencia demandada anual en MWh se define a partir de la Ecuación (13), siendo dependiente del tiempo en horas de radiación efectiva y velocidad de viento sostenida, así como del tiempo en el que se tiene aire comprimido para operar la turbina del sistema de almacenamiento. En este análisis, se considera una tasa de interés similar a la inflación presentada en el país al momento en el 2022 (Banco de México, 2022) y un periodo de 20 años de operación de la planta.



$$P_{sys} = \frac{360}{1000} \left[ \left[ W_{ORC1} + W_{ORC2} \right] \cdot t_{RAD} + W_{S,t} \cdot t_{exp} + W_{aero} \cdot t_{air} \right] \quad (13)$$

Finalmente, en los últimos años algunos estados de la república han propuesto el cobro de un impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub>eq, teniendo, en algunos casos, un costo fijo y en otros un costo acorde a las toneladas emitidas. Para el caso de Guanajuato, esta legislación se encuentra en proceso, por lo cual no se conoce al momento el monto de este concepto. Sin embargo, se proyecta el tener una tarifa de \$260.00 (MXN) por tonelada emitida (García et al., 2021). Ya que el sistema propuesto no tiene quema de combustibles y, por ende, no presenta emisiones, es válido asumir un ahorro económico, el cual se puede determinar a partir del producto de Ecuación (9) por la tarifa indicada. Esta es la razón por la cual este costo se suma dentro del NPV.

## Resultados

La Figura 4 muestra la energía eléctrica mensual generada por el sistema propuesto operando a las condiciones promedio mensuales, con una altitud de 1,800 msnm. La Tabla 3 muestra los valores promedio utilizados, teniendo en cuenta la velocidad promedio y sus tiempos de viento sostenido por día para cada mes (Tabla 1). En términos generales, el sistema ORC es el principal contribuidor de esta energía, seguido del sistema de expansión (aire comprimido) y, finalmente, por el recurso eólico aprovechado. Así, la energía entregada por el sistema es de al menos 500 kWh/día (diciembre), alcanzando hasta 820 kWh en el mes de Abril. A medida que la radiación solar se incrementa, la potencia eléctrica del ciclo ORC y, a su vez, del sistema de expansión se ve incrementado, sumado al hecho de un mayor tiempo de disponibilidad del recurso, lo cual causa una mayor acumulación de aire comprimido para ser utilizado en el proceso de expansión, dando paso a una mayor energía eléctrica distribuida. En cuanto al recurso eólico, la mayor disponibilidad se presenta en los meses correspondientes al final de la estación invernal debido a las altas corrientes de viento que se presentan, así como a la relativa alta densidad del aire causado por la relativa baja temperatura ambiente.

**Tabla 3.** Condiciones promedio de temperatura, irradiación solar y tiempo de radiación solar del estado de Guanajuato

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$T_{amb}$ [K]	287.9	289.9	292.0	294.6	295.9	295.2	293.7	293.6	293.1	291.9	290.0	288.2
$I_{rad}$ [kW/m <sup>2</sup> ]	0.667	0.752	0.830	0.861	0.913	0.978	1.102	0.925	0.903	0.759	0.673	0.703
$t_{rad}$ [h]	7	7.5	8	8	7.5	6.5	5.5	6.5	6	7	7.5	6.5

La Figura 5 muestra la potencia generada por la suma de los tres recursos considerados en el sistema (ORC, Eólico y Almacenamiento) de acuerdo con su disponibilidad en el tiempo (horas) a lo largo de un día para los meses de Abril y Diciembre (mayor y menor generación de energía, respectivamente). La simulación se realiza a las condiciones mostradas en la Tabla 3 a una altitud de 1800 msnm. Para el caso del mes de Abril, la radiación solar tiene una presencia lo suficientemente elevada a partir de la 10:00 horas, causando que el ORC inicie su operación generando un poco más de 54 kW de potencia, manteniéndose durante 8 horas, que es el tiempo en el que se conserva la radiación solar para este mes. Durante este lapso, el recurso eólico tiene contribución en la potencia del sistema (entre 1 y 5 kW) causando incrementos en este parámetro. De igual forma, el sistema de almacenamiento (compresión de aire) se encuentra en operación, acumulando aire comprimido a una razón de compresión de 8.0 con un flujo de 0.2 kg/s. Una vez que la radiación solar se reduce (alrededor de las 18:00 horas), el aire acumulado empieza a ser expandido hasta la presión atmosférica en la turbina a una razón de flujo másico de 0.1 kg/s. De igual forma, el recurso eólico se mantiene contribuyendo con la potencia entregada por el sistema, alcanzando valores superiores a los 21 kW, con picos de hasta 31 kW. Este recurso se mantiene hasta el día siguiente, cayendo hasta 17 kW a las 4:00 horas debido a la reducción de la velocidad del viento. Este rango se mantiene hasta las 8:00 horas (14 horas después de que el ORC terminó de operar), momento en el cual el aire comprimido se termina y, por ende, concluye la operación del sistema de expansión. En ese momento, el sistema eólico es el único que provee

potencia, teniendo una contribución de 1.6 kW, y manteniéndose hasta que la radiación solar es lo suficientemente elevada para iniciar la operación del ORC (durante 2 horas).

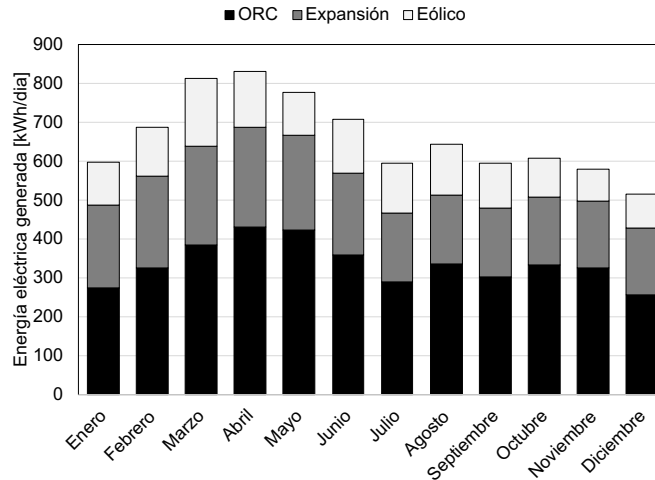


Figura 4. Energía eléctrica mensual generada por el sistema propuesto, a condiciones de altura y ambiente promedio del estado (Tabla 3)

Para el mes de diciembre, el comportamiento es similar, pero con una menor potencia producida. La radiación solar es lo suficientemente elevada a las 11:00 horas para causar la entrada en operación del ORC durante 6 horas, generando cerca de 40 kW y con tiempo suficiente para almacenar aire comprimido a la misma razón de flujo másico de carga anteriormente mencionada. Debido a las bajas velocidades en este lapso del día, la contribución en potencia del sistema del recurso eólico es baja (entre 0.3 kW a 5 kW). A partir de las 17:00 horas, la radiación solar se reduce, dando paso a la entrada en operación del sistema de expansión, entregando 15.5 kW de potencia continua por 11 horas (2:00 horas del día siguiente) que se suman al recurso eólico que solamente presente ligeros incrementos entre las 18:00 y 20:00 horas. A partir de que el aire comprimido se agota, el recurso eólico es el único que produce energía de entre 0.3 kW y 1.5 kW durante 8 horas, hasta tener la suficiente radiación solar para iniciar la operación del ORC.

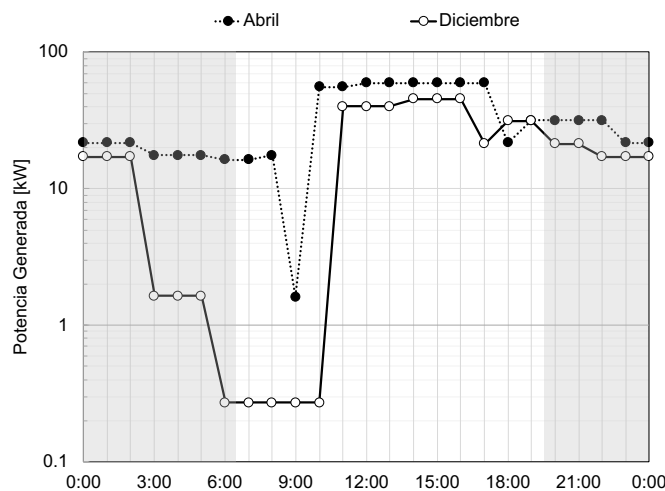


Figura 5. Potencia diaria generada por el sistema propuesto, a condiciones de altura y ambiente promedio del estado de Guanajuato (Tabla 3) para los meses de Abril y Diciembre

**Tabla 4.** Análisis del sistema a condiciones estándar, a las condiciones ambientales promedio del estado de Guanajuato, y a las condiciones ambientales máximas a las altitudes mínimas y máximas del Estado

Parámetro	Diseño	Promedio	Máximo	
Altitud [msnm]	0	1800	1221	2400
Temperatura ambiente [K]	298.15	292.15	310.15	
Radiación solar [kW/m <sup>2</sup> ]	1.000	0.839	1.102	
Tiempo de radiación solar [h]	7.00	6.96	5.50	
Velocidad del viento [km/h]	36	$V_{air} = f(t_{air})$ Tabla 1		
Tiempo de viento sostenido [h]	24			
Potencia neta [kW]	102.7	72.4	111.1	110.0
Potencia ORC [kW]	77.9	64.4	103.1	103.0
Potencia aerogenerador [kW]	24.77	7.97	8.06	6.97
Eficiencia del sistema [%]	25.6	21.5	25.2	24.9
NPV [M USD]	0.321	-0.152	-0.331	-0.332
TIR [%]	16.91	4.00	6.28	6.26
LCOE [USD/MWh]	99.2	220.1	191.0	193.0

Respecto a la viabilidad financiera, la Tabla 4 muestra los resultados del sistema a condiciones de diseño (condiciones estándar de temperatura y presión), a condiciones promedio del estado de Guanajuato, y a condiciones máximas de temperatura, irradiación y velocidad del viento históricas de la región a la altura sobre el nivel del mar mínima y máxima del estado. A condiciones de diseño, el sistema es capaz de generar hasta 102 kW de potencia, presentando un NPV positivo con una TIR superior a la tasa de interés. Por otra parte, el LCOE es ligeramente superior a lo que otros sistemas de este tipo presentan, pero dentro de lo esperado (por debajo de los 100 USD/MWh). Estos resultados indican que el sistema propuesto es viable técnica y económicamente a condiciones ambientales estándar con irradiaciones solares similares a las que se presentan en el estado de Guanajuato en verano, y velocidades de viento sostenidas de 10 m/s. Sin embargo, al momento de evaluar este sistema a las condiciones promedio de temperatura, altitud, irradiación y velocidad históricas en el estado, la potencia generada se reduce cerca del 30%, impactando con ello los parámetros financieros, causando inviabilidad económica del sistema (NPV<0, TIR<tasa de interés y LCOE>100 USD/MWh). La reducción en la densidad del aire, la caída de la irradiación solar y la baja velocidad sostenida de viento causan esta caída drástica de potencia y, por ende, de los parámetros financieros. Sumando a esto, se requiere una mayor área de transferencia de calor para poder desechar el calor residual del ORC, causando un incremento importante en la inversión inicial y el costo de operación y mantenimiento. Esto se visualiza también en los dos casos simulados a condiciones ambientales históricas en la región a las altitudes máxima y mínima. La potencia se ve incrementada alcanzando valores 8% mayores a la condición de diseño, pero con un costo superior debido al incremento de área requerida para la operación del sistema.

## Conclusiones

El estudio se enfocó en determinar la viabilidad técnica y económica de un sistema integrado basado en tres fuentes de energía a base de recursos renovables, esto es, un sistema de 10 aerogeneradores, un sistema ORC en cascada usando Amoniaco y Metanol como fluido de trabajo, y un sistema de almacenamiento y expansión de aire comprimido. El estudio se centra en las condiciones geográficas y climáticas del estado de Guanajuato, México. Los resultados muestran que el sistema es capaz de generar hasta 110 kW de potencia neta a las condiciones de temperatura ambiente, radiación solar y velocidad del viento máximas registradas en la región. De igual forma, se observa que el sistema es capaz de entregar al menos 500 kWh/día en el mes de Diciembre (baja radiación solar y velocidad de viento), y hasta 800 kWh/día en el mes de Abril debido a la disponibilidad del recurso energético. En cuanto a la generación continua de energía, el sistema ORC

permite entregar potencia continua en el día a lo largo del lapso de irradiación solar superior a los 600 W/m<sup>2</sup>, dando paso a su vez a comprimir aire para ser usado durante la noche para su expansión dentro de una turbina, generando al menos 15 kW durante 12 horas continuas. El sistema eólico contribuye con el 30% de la energía entregada por el sistema, teniendo mayor impacto durante la puesta de Sol. Un punto a favor es la emisión cero de dióxido de carbono equivalente que esta planta presenta, lo cual equivaldría a más de 60 toneladas de CO<sub>2</sub>eq anuales para la misma cantidad de energía generada producto de la quema de combustibles fósiles.

El análisis financiero muestra que el sistema, operando a condiciones estándar y con máximos de velocidad de viento e irradiación, es viable en un periodo de operación de 20 años al presentar un NPV positivo, TIR de dos veces el interés considerado y LCOE inferior a los 100 USD/MWh. La misma planta a condiciones geográficas y ambientales del estado de Guanajuato presenta inviabilidad financiera debido principalmente al incremento en el área de transferencia de calor de los equipos de intercambio de calor que impactan directamente en la inversión inicial y el costo de operación y mantenimiento de la planta. El hacer uso de fluido de trabajo con punto de fusión más bajos o el mover todas las a cascadas del ORC a una temperatura superior mayor debe ser analizado a fin de alcanzar la viabilidad financiera.

## Referencias

- Alemán-Nava, G. S., Casiano-Flores, V. H., Cárdenas-Chávez, D. L., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlkecht, J., Dallemand, J. F., & Parra, R. (2014). Renewable energy research progress in Mexico: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 140–153. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.01.004>
- Banco de México. (2022). *SIE - Inflación*. Banco de México. <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=inf&idioma=sp>
- CFE. (2022). *Comisión Federal de Electricidad*. CFE. <https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>
- Cruz, I., Johansson, M. T., & Wren, J. (2022). Assessment of the potential for small-scale CHP production using Organic Rankine Cycle (ORC) systems in different geographical contexts: GHG emissions impact and economic feasibility. *Energy Reports*, 8, 7680–7690. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.06.006>
- Elizondo, A., Pérez-Cirera, V., Strapasson, A., Fernández, J. C., & Cruz-Cano, D. (2017). Mexico's low carbon futures: An integrated assessment for energy planning and climate change mitigation by 2050. *Futures*, 93, 14–26. <https://doi.org/10.1016/j.futures.2017.08.003>
- ENAIR. (2022). *Aerogenerador Enair E30 Pro*. <https://www.enair.es/es/aerogeneradores/e30pro>
- Escamilla-García, P. E., Camarillo-López, R. H., Carrasco-Hernández, R., Fernández-Rodríguez, E., & Legal-Hernández, J. M. (2020). Technical and economic analysis of energy generation from waste incineration in Mexico. *Energy Strategy Reviews*, 31, 100542. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100542>
- EVANS. (2022). *Motobombas eléctricas industriales*.
- García, J., Piquero, E., Colín, D., & Aguilera, F. (2021). Carbon tax in Mexican states. In *MEXICO2 - Plataforma Mexicana de Carbono* (Vol. 1).
- Garg, A., Smith, R., Hill, D., Longhurst, P. J., Pollard, S. J. T., & Simms, N. J. (2009). An integrated appraisal of energy recovery options in the United Kingdom using solid recovered fuel derived from municipal solid waste. *Waste Management*, 29, 2289–2297. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2009.03.031>
- Global Energy. (2021, January 5). Falla en el sistema eléctrico, ocasionada por exceso de generación intermitente. *Global Energy*. <https://globalenergy.mx/noticias/electricidad/falla-en-el-sistema-electrico-ocasionada-por-exceso-de-generacion-intermitente-cfe/>
- Hoexter, M., & Gipe, P. (2013). *Large wind turbines*. [www.wind-works.org/cms/index.php?id=85&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=2606&cHash=b989a0900b8d8a46a22f15376380a6f2](http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=85&tx_ttnews%5Btt_news%5D=2606&cHash=b989a0900b8d8a46a22f15376380a6f2)
- Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J. (2008). Energy storage systems—Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5), 1221–1250. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2007.01.023>
- Imran, M., Pili, R., Usman, M., & Haglind, F. (2020). Dynamic modeling and control strategies of organic Rankine cycle systems: Methods and challenges. *Applied Energy*, 276, 115537. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2020.115537>
- INEGI. (2020a). *Clima de Guanajuato*. SEGOB. <https://cuentame.inegi.org.mx/monografias/informacion/gto/territorio/clima.aspx?tema=me&e=11>
- INEGI. (2020b). *Mexico's statistical data*. INEGI (In Spanish); INEGI. <https://www.inegi.org.mx/default.html>

- INEGI. (2022). *Bank indicators - Indicators by state*. <https://www.inegi.org.mx/app/estatal/?ag=07000011#grafica>
- Klein, S. A. (2007). *Engineering Equation Solver (EES), operating manual*. <http://www.fchart.com/ees/>
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, 511–536. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2014.09.081>
- Meng, H., Wang, M., Aneke, M., Luo, X., Olumayegun, O., & Liu, X. (2018). Technical performance analysis and economic evaluation of a compressed air energy storage system integrated with an organic Rankine cycle. *Fuel*, 211, 318–330. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2017.09.042>
- Meteoblue. (2022). *Clima de Guanajuato*. Meteoblue.Com. [https://www.meteoblue.com/es/tiempo/archive/windrose/guanajuato\\_m%C3%A9xico\\_4005270](https://www.meteoblue.com/es/tiempo/archive/windrose/guanajuato_m%C3%A9xico_4005270)
- Moran, M. J., & Shapiro, H. N. (2006). *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. John Wiley & Sons, Inc.
- Olsen, D., Abdelouadoud, Y., Liem, P., & Wellig, B. (2017). The role of pinch analysis for industrial ORC integration. *Energy Procedia*, 129, 74–81. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.193>
- Pizaña Pérez, F. A., & Hernández Gómez, J. J. (2015). Sobre la ley de Betz. In Sociedad Mexicana de Física (Ed.), *Congreso Nacional de Física*.
- Rayegan, R., & Tao, Y. X. (2011). A procedure to select working fluids for Solar Organic Rankine Cycles (ORCs). *Renewable Energy*, 36(2), 659–670. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2010.07.010>
- Rohsenow, W. M., & Hartnett, J. R. (1999). Handbook of heat transfer. In *Choice Reviews Online* (Third edit, Vol. 36, Issue 06). McGraw Hill. <https://doi.org/10.5860/choice.36-3347>
- SENER, CRE, & CONUEE. (2009). *Estudio sobre cogeneración en el sector industrial en México*. <http://www.conuee.gob.mx>
- Shengjun, Z., Huaixin, W., & Tao, G. (2011). Performance comparison and parametric optimization of subcritical Organic Rankine Cycle (ORC) and transcritical power cycle system for low-temperature geothermal power generation. *Applied Energy*, 88(8), 2740–2754. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2011.02.034>
- Skea, J., & Nishioka, S. (2008). Policies and practices for a low-carbon society. In *Climate Policy* (Vol. 8, pp. S5–S16). <https://doi.org/10.3763/cpol.2008.0487>
- SMN. (2022). *Información estadística climatológica*. SEGOB. <https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica/informacion-estadistica-climatologica>
- Subdirección General de Planificación Energética Seguimiento. (2016). *Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España*.
- Sundararagavan, S., & Baker, E. (2012). Evaluating energy storage technologies for wind power integration. *Solar Energy*, 86(9), 2707–2717. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2012.06.013>
- Vescovo, R., & Spagnoli, E. (2017). High Temperature ORC Systems. *Energy Procedia*, 129, 82–89. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.160>
- Weather Spark. (2022). *El clima en Guanajuato*. WS.Com. <https://es.weatherspark.com/y/4641/Clima-promedio-en-Guanajuato-M%C3%A9xico-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- Zhar, R., Allouhi, A., Jamil, A., & Lahrech, K. (2021). A comparative study and sensitivity analysis of different ORC configurations for waste heat recovery. *Case Studies in Thermal Engineering*, 28(101608). <https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101608>