

DISEÑO DE UN SISTEMA DE POLIGENERACIÓN PARA LA REGIÓN DE LA ORINOQUÍA POLIGENERATION SYSTEM DESIGN FOR ORINOQUÍA REGION

David M Páez[§], Héctor F Montaña

[§]Universidad Santo Tomás, Facultad de Ingeniería Mecánica, Bogotá, Colombia

[§]davidpaezc@usantotomas.edu.co, hectormontano@usantotomas.edu.co,

Abstract

During the last years in Colombia, efforts have been made to find environmentally sustainable alternatives to improve the conditions of the national interconnected system (Sistema Conectado Internacional), and diminish the number of non-interconnected areas in the country. One possible solution are the polygeneration systems which use different energy sources to produce one or more products. This paper depicts the design methodology of a polygeneration system for an area located in the colombian Orinoquia using solar, wind and hydrokinetic energy sources. This study is based on a theoretical method that consults both quantitative and qualitative data and sources, making it a non-experimental type study, as it is a design proposal for a potential implementation. The pre-selection process of the most suitable area for the system began taking into account climatic, geographic and demographic aspects. The municipality of Puerto Gaitán was selected since it has the best characteristics for the design. For each of the energy sources mentioned above, a corresponding equipment was selected taking into account different selection criteria. Solar panel LR4-72HPH-455, E53 wind turbine and Poseide 154 hydrokinetic turbine were selected. The output power of each potential gives a total of 222 MWh/day (81% solar energy, 19% wind and hydrokinetic energy), which translates into a 100% coverage of the consumption energy of the municipality with a surplus of 54%. Additionally, a mathematical model was carried out in order to optimizing the quantities of equipment and adjusting energy production to the average consumption of

Puerto Gaitán. The optimized system consists of 55,230 panels, 15 wind turbines and 27 hydrokinetic turbines that produce an average power of 122 MWh / day. The mathematical model allowed knowing the energy production curve of the system in different time scales (monthly, daily, hourly).

Keywords: Polygeneration, renewable energies, PUGH Matrix, PAJ, mathematical model.

Resumen

En Colombia durante años se ha tratado de encontrar alternativas sostenibles con el medio ambiente para poder mejorar las condiciones del sistema interconectado nacional (ZIN) y disminuir las zonas no interconectadas en el país. Una solución son los llamados sistemas de poligeneración que utilizan distintas fuentes de energía para producir uno o más productos. En este artículo se muestra la metodología de diseño de un sistema de poligeneración para una zona de la Orinoquía colombiana contando con fuentes de energía solar, eólica e hidrocínética. El sistema tiene como único producto energía eléctrica. Este estudio se basó en un método teórico consultando datos y fuentes tanto cuantitativas como cualitativas volviéndolo así un trabajo de tipo no experimental, ya que es una propuesta de un diseño para una posible implementación. Se inició la preselección la zona más adecuada para el sistema teniendo en cuenta aspectos climáticos, geográficos y demográficos. Se seleccionó al municipio de Puerto Gaitán, ya que cuenta con las mejores características para el diseño. Para cada una de las fuentes de energía anteriormente mencionadas se seleccionó un equipo correspondiente teniendo en cuenta diferentes criterios de selección. Se seleccionó el panel solar LR4-72HPH-455, la turbina eólica E53 y a la turbina hidrocínética Poseide 154. La potencia de salida de cada potencia da un total de 222 MWh/día (81% energía solar, 19% energía eólica e hidrocínética) lo que se traduce en cubrir el 100% del consumo energético del municipio con un excedente del 54%. Además, se realizó un modelo matemático con el objetivo de optimizar las cantidades de equipos y ajustar la producción de energía al consumo promedio de Puerto Gaitán, el sistema optimizado consta de 55.230 paneles, 15 aerogeneradores y 27 turbinas hidrocínéticas que producen un una potencia promedio de 122 MWh/día, el modelo matemático permitió conocer la curva de producción energética del sistema en distintas escalas de tiempo (mensual, diaria, horaria).

Palabras clave: Poligeneración, energías renovables, Matriz PUGH, PAJ, modelo matemático.

1. Introducción

El calentamiento global se considera como la principal causa de las altas temperaturas en el planeta, este aumento del calor retenido en la atmósfera produce tanto derretimientos de glaciares como extinción de fauna y flora (1,2). Estudios presentan como principal causa a los gases de efecto invernadero (GEI) emitidos por las actividades humanas(3). Entre estas se encuentran los procesos de generación de energía eléctrica, los cuales son necesarios para el desarrollo de las comunidades.

Por otra parte, la falta de corriente eléctrica en algunas regiones del mundo genera insatisfacción de necesidades básicas humanas. En 2019 se reportó que 109 millones de residencias urbanas alrededor del mundo no poseen electricidad y, por consiguiente, acuden a la quema de combustibles para suplir sus necesidades (4) En Colombia se cuantifican 470.000 viviendas que manifiestan tener problemas con la prestación del servicio eléctrico (5), como intermitencia y cortes prolongados de este. Sin embargo, el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) realizado en 2013 por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) destaca que el 89% de viviendas sin servicio (VSS) ubicadas en Zonas No Interconectadas (ZNI) tienen la posibilidad futura de conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN), eso deja un 11% (55.809 VSS) sin posibilidad de contar con un servicio estable (5). Un ejemplo de esta problemática es la región de la Orinoquía la cual cuenta con 58 ZNI (6,7).

Pese a que se han planeado proyectos como el PIEC o leyes como la 1931 (8) de 2018 que está ligada al tratado de París (9), se siguen proponiendo alternativas para poder mejorar las condiciones de las ZNI y disminuir el agotamiento de los recursos naturales o emisiones de GEI.

Una solución son los sistemas de poligeneración, esta alternativa produce energía mediante el aprovechamiento de dos o más fuentes produciendo uno o más productos, como agua caliente sanitaria (ACS) o vapor de agua para fines industriales (10). Sin embargo, los productos del sistema dependen de las características climáticas de la zona y sus necesidades, por consiguiente, si no es posible generar dos o más productos aprovechables se suele enfocar la producción a un solo producto, como la energía eléctrica, estos sistemas son también llamados sistemas híbridos (11).

En Colombia se ha buscado la manera de implementar esta tecnología en función de los recursos del país por medio de la unión de distintas tecnologías como la biomasa, renovables y combustibles fósiles. Un ejemplo son los proyectos de Daniel y Marianne enfocados en producción de energía eléctrica y otros productos derivados de la biomasa para sectores de Antioquia y Cesar (12)(13). Por otro lado, Kush et al y Miguel diseñaron sistemas híbridos de producción de energía eléctrica usando fuentes renovables, biomasa y combustibles fósiles en Arauquita y Turbaco Bolívar

respectivamente. (14)(15). Sin embargo, los sistemas anteriormente mencionados no son cien por ciento renovables debido a los efectos colaterales de algunas biomásas y el uso de combustibles fósiles, por consiguiente, se analizó previamente las características climáticas y las necesidades de la región de la Orinoquía y se determinó el uso de energías renovables como la eólica (EO), hidrocínética (HC) y solar fotovoltaica (PV) enfocadas en la producción de energía eléctrica con el fin de apoyar el servicio eléctrico.

2. Metodología

La metodología para el diseño del sistema inicia con la selección de la zona, posteriormente se determina la potencia generada por cada fuente (solar, eólica e hidrocínética) donde se inicia con la selección del equipo y más adelante el cálculo de la potencia. Finalmente se realizó la construcción de un modelo matemático donde se ingresan las cantidades de equipos previamente calculados y se realiza una optimización de la potencia total generada.

2.1. Metodología de selección

Se utilizó el método de la matriz PUGH (16), que permite la evaluación de una serie de opciones a partir de criterios previamente seleccionados y a cada uno de estos se le asignó un peso porcentual basado en el proceso analítico jerárquico (PAJ) (17–19). Se calificó cada alternativa usando un rango de valores que depende del límite inferior (L_{inf}) y superior (L_{sup}) calculados con las ecuaciones 1 y 2 respectivamente.

$$L_{inf} = \frac{V_{max} - V_{min}}{3} + V_{min} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$L_{sup} = 2 * \frac{V_{max} - V_{min}}{3} + V_{min} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde V_{max} corresponde al valor más alto de las opciones en el criterio y V_{min} al más bajo. Cuando se busca un valor máximo sí el criterio está por encima del L_{sup} se califica con 1, dentro de L_{inf} y L_{sup} con 0 y por debajo de L_{inf} con -1. Por otra parte, cuando se busca un valor mínimo sí el criterio está por encima del L_{sup} se califica con -1, sí está dentro de L_{inf} y L_{sup} con 0 y si está por debajo de L_{inf} con 1

2.2. Selección de la zona

Inicialmente se preseleccionaron 6 municipios ubicados en la región de la Orinoquía que cuenten con una radiación solar superior al promedio nacional de 4.5 kWh/m² (20,21). Posteriormente, estos fueron evaluados a través una matriz PUGH con los siguientes criterios: Velocidad del viento según el atlas de energía eólica (22); potencial hidroenergético

a partir del atlas de energía hidroenergética (23); demanda energética de cada municipio (24,25) y el impacto social basado en el estudio de necesidades básicas insatisfechas (NBI) de 2018 (24). Los municipios con valores más altos en cada criterio recibieron mejor calificación, por consiguiente, el municipio con mayor valoración fue escogido para el proyecto.

2.3. Potencial de la planta

Se calculó el potencial eléctrico total de la planta discriminado por tipo de energía.

2.3.1 Potencia fotovoltaico

Se preseleccionaron 5 referencias de paneles solares de alta potencia encontrados en el mercado y se evaluaron en una matriz PUGH con los siguientes criterios: Potencia máxima, coeficiente de temperatura, área, peso, precio y tipo de panel. Para el primer criterio se buscó el valor más alto posible y para los cuatro siguientes los menores posibles. Todos los datos fueron obtenidos de las fichas técnicas de los distintos proveedores.

Para determinar el número total de paneles (NTP), se definió un área base ($A_{promedio}$) para la disposición de estos, la cual se calculó promediando las extensiones utilizadas en proyectos ubicados en zonas con radiaciones semejantes a las de la Orinoquía hechos por las empresas Celsia, Enel Green Power, Ecopetrol y Sebastosol (26–33). Con este dato y el área del panel (A_{panel}) se estableció el NTP con la ecuación 3 teniendo en cuenta un área de tránsito para mantenimiento del sistema equivalente a la base del panel (B_{panel}) por 2 metros.

$$NTP = \frac{A_{promedio}}{A_{panel} + (B_{panel} * 2 m)} \quad (Ec. 3)$$

Con el NTP establecido, se calculó la potencia teórica máxima por día producida por el sistema con la ecuación 4, donde P_{max} es la potencia máxima del sistema fotovoltaico, V_{np} es la tensión nominal del panel, V_p es la tensión pico del panel, HSP son las horas solar pico y $W_{p(T)}$ es la potencia del panel corregida por temperatura.

$$P_{max} = W_{p(T)} * HSP * \frac{V_{np}}{V_p} * NTP \quad (Ec. 4)$$

$W_{p(T)}$ que se calculó con la ecuación 5, donde T es la temperatura de trabajo del panel y C_d es el valor porcentual del coeficiente de temperatura.

$$W_{p(T)} = W_p * (1 - (T - 25^\circ C) * \frac{C_d}{100}) \quad (\text{Ec. 5})$$

Con el valor P_{\max} se determinó la tensión nominal del sistema (V_{nom}) según los rangos establecidos por Salamanca (34). Posteriormente, con la V_{nom} , se calculó la distribución de paneles en serie (N_{ps}) y en paralelo (N_{pp}) con las ecuaciones 6 y 7 respectivamente (34).

$$N_{ps} = \frac{V_{\text{nom}}}{V_{np}} \quad (\text{Ec. 6})$$

$$N_{pp} = \frac{NTP}{N_{ps}} \quad (\text{Ec. 7})$$

Ya que, P_{\max} es un dato teórico, es necesario realizar el cálculo de la potencia diaria real entregada por el sistema (P_{pv}) teniendo en cuenta la irradiación del territorio seleccionado en cada hora del día (35).

$$P_{pv} = [(I(t) * A * E * NTP) - (W_p * C_d * (T - 25^\circ C))] * 97\% * 96\% * 90\% \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde I es la irradiación diaria del mes de menor potencial solar en el municipio seleccionado, determinada a partir de los datos meteorológicos del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) (36), A el área del módulo, E la eficiencia del panel seleccionado y $(W_p * C_d * (T - 25^\circ C))$ corresponde a la corrección de la potencia por la temperatura (37). Se asumieron las pérdidas del sistema por polvo como 4%, por desajuste de 3% y la eficiencia del inversor como 90% (37,38). Se determinó que la inclinación del panel debe ser 0° debido a la ubicación de la región con el método de Lui Jordan (método que determina la radiación recibida por un panel en distintas inclinaciones a cualquier hora del día) y lo sugerido por Li y Lam (36,39), adicionalmente se determinó la potencia del inversor (P_{inv}) que se requiere para el sistema, que debe ser un 25% mayor a la potencia máxima generada por este (P_{\max}) (40).

2.3.2 Potencial eólico

Se preseleccionaron 5 tipos de turbinas eólicas de eje horizontal (mayor rendimiento) con la mayor potencia posible (41,42). Estas se evaluaron en una matriz PUGH con los siguientes criterios: Diámetro del rotor, altura del aerogenerador, costo de la turbina y potencia nominal. Para los primeros tres se pretenden valores bajos y para el último se buscó el valor más alto posible. El costo de cada turbina se consultó de cada proveedor y de la gráfica de

“Precio de turbina por fecha de entrega” publicada por Bloomberg (43), los demás datos fueron obtenidos de las fichas técnicas de cada aerogenerador (44,45).

Con el diámetro del equipo seleccionado (D), la distribución de turbinas sugerida por Gilbert M, Masters (37) y un área inicial promedio (A_{prom}) partiendo de las extensiones usadas en los parque eólicos Jepírachi y Guajira 1, se determinó la cantidad de aerogeneradores del sistema (NTT) con la ecuación 9 (46,47).

$$NTT = \frac{A_{prom}}{(7 * D) * (4 * D)} \quad (\text{Ec. 9})$$

Posteriormente, Se corrigió la densidad del aire (ρ) con la ecuación 10, donde K_A y K_T son factores de corrección por altura y temperatura respectivamente (42). El valor de estos se obtuvo con base en tablas sugeridas por Gilbert M, Masters, mapas topográficos y la temperatura media del municipio seleccionado (48,49).

$$\rho = 1.225 * K_T * K_A \quad (\text{Ec. 10})$$

Con la ecuación 11 se calculó la velocidad del viento (V) a la altura del vástago de la turbina (H) (42,50). Este dato está restringido por el coeficiente de fricción (α) que depende de las condiciones del terreno, cuyo valor se tomó como 1/7 según Gilbert M. Masters (37).

$$V = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha * V_0 \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde V_0 es la velocidad del viento de la zona a medida a una altura H_0 (usualmente 50), esta se calculó con la metodología propuesta por Gilbert M. Masters que involucra el uso de la rosa de los vientos del municipio seleccionado, la cual se obtuvo de la herramienta en línea “Meteoblue” (51).

Se calculó la potencia diaria entregada por el sistema eólico (P_{EO}) con la ecuación 12, donde (ρ) es la densidad corregida, V es la velocidad del viento a la altura del vástago del aerogenerador y C_p es el coeficiente de potencia de la turbina seleccionada entregado por el fabricante.

$$P_{EO} = \frac{1}{2} * \rho * \left(\frac{\pi}{4} * D^2\right) * C_p * V^3 * NTT * 24h \quad (\text{Ec. 12})$$

La orientación de la turbina se determinó usando la rosa de los vientos identificando la dirección del viento que más se frecuente en el municipio seleccionado.

2.3.3 Potencial hidrocínético

Se preseleccionaron 3 tipos de turbinas hidrocínéticas comerciales de flujo axial, las cuales se utilizan en ríos y velocidades de corriente bajas (52). Estas se evaluaron en una matriz PUGH con los siguientes criterios: Potencia nominal, área del rotor, costo comercial y tipo de corriente de salida. Para el primero se buscó el valor más alto posible y para los dos siguientes los menores posibles.

El potencial hidrocínético diario (P_{HC}) se calculó con la ecuación 13.

$$P_{HC} = NTH * P_{TH} * 24h \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde NTH es el número de turbinas sobre el río calculado a partir de la ecuación 14, donde Dpr es el tramo de sección del río donde se encuentran las mayores velocidades medias determinado a partir del aforo líquido (53,54) a una profundidad de 3.5 veces el radio de la turbina (55) y D_{tur} es el diámetro exterior de la turbina que se multiplica por 1.5 ya que se consideró un distanciamiento entre turbinas de $0.5 D_{tur}$ (56).

$$NTH = \frac{Dpr}{(1.5 * D_{tur})} \quad (\text{Ec. 14})$$

Por otra parte, se calculó P_{HC} con la curva de “potencia vs velocidad de corriente” de la turbina seleccionada (suministrada por el fabricante) y la velocidad media (V_m) que se calculó por medio de la ecuación 15 promediando los datos de velocidad media que se encuentran dentro del Dpr (ver figura 1).

$$V_m = \frac{V_3 + V_4 + \dots + V_{n-3} + V_{n-2}}{(n - 2) - 3} \quad (\text{Ec. 15})$$

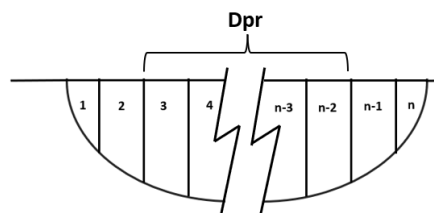


Figura 1. Ejemplo del cálculo de la velocidad media usando el AL del río.

Finalmente, se determinó (dependiendo el tipo de corriente de salida de la turbina seleccionada) la potencia del inversor (P_{invH}) que se necesita para el sistema sabiendo que debe ser un 25% mayor a la potencia generada por este (P_{HC}).

2.3.4 Cálculo total de la potencia de la planta

Se calculó el potencial teórico total (PT) de la planta sumando el potencial solar, eólico e hidrocínético con la ecuación 16 y se determinó si el porcentaje de cubrimiento de la demanda del municipio seleccionado a partir de datos del sistema único de información de servicios públicos domiciliarios (SUI).

$$PT = P_{pv} + P_{EO} + P_{HC} \quad (\text{Ec. 16})$$

2.4 Evaluación del sistema de poligeneración

Con la herramienta Excel se construyó un modelo matemático usando las ecuaciones 8, 12, 13, aplicadas con datos del municipio seleccionado del año 2021 de velocidad del viento a 50 m y radiación promedio, estos datos fueron obtenidos del “Data Access Viewer” de la NASA. El modelo permite la variación de las cantidades iniciales de los equipos, conocer el comportamiento mensual, diario y horario de la energía total producida y el porcentaje del total de cada potencial con el objetivo de optimizar las cantidades de equipos y poder garantizar el cubrimiento de la demanda mensual con datos del mes de menor radiación solar (recurso energético principal). La producción energética del sistema hidrocínético se determinó como constante durante todo el año debido a que no se contó con datos de velocidades de corriente a lo largo del año.

Con el modelo matemático se construyó:

- Gráfico de producción energética mensual, con el objetivo de conocer el comportamiento del sistema de poligeneración a lo largo de un año e identificar el mes de menor y mayor producción.
- Gráfico de producción energética diaria para el mes de mayor y menor producción, con el objetivo de conocer el comportamiento e identificar los días de menor y mayor potencial.
- Gráfico de producción por hora de los días de menor y mayor producción, con el objetivo de conocer las diferencias en la curva de producción de ambos días
- Gráfico por hora del porcentaje de la potencia total de cada potencial (solar, eólico e hidrocínético).

3. Resultados y discusión

3.1 Selección de la zona

Se preseleccionaron los siguientes municipios con radiación solar superior a 4.5 kWh/m²: Arauca (Arauca), Yopal (Casanare), Puerto Carreño (Vichada), Puerto Gaitán (Meta), Villavicencio (Meta) y Puerto Concordia (Meta). Se

determinó la escala de calificación para cada criterio presente en la tabla 1. Con la calificación y la importancia de los criterios presente en la columna peso de la tabla 2 (determinada a partir del PAJ) se calculó un puntaje para cada alternativa en cada criterio y al finalizar se sumaron estos puntajes. Los resultados se muestran en la tabla 2

Tabla 1. Escala de calificación para cada criterio.

Criterio	-1	0		1
Velocidad del viento (m/s)	< 2.16	2.17	2.8	> 2.9
Potencial hidroenergético (kW)	< 21832	21833	40917	> 40918
Demanda (kWh)	< 5654.7	5654.8	6852.7	> 6852.8
Impacto social (% de NBI)	< 19.3	19.4	32.5	> 32.6

Tabla 2. Matriz PUGH de la selección de la zona.

Criterios	Peso	Puerto Carreño		Yopal		Arauca		Villavicencio		Puerto Gaitán		Puerto Concordia	
Velocidad del viento (m/s)	33 %	-1	-33	1	33	-1	-33	-1	-33	1	33	0	0
Potencial hidroenergético (kW)	33 %	-1	-33	-1	-33	-1	-33	-1	-33	1	33	1	33
Demanda (kWh)	17 %	-1	-17	-1	-17	-1	-17	-1	-17	1	17	1	17
Impacto social (% de NBI)	17 %	1	17	-1	-17	0	0	-1	-17	1	17	1	17
Total		-66		-34		-83		-100		100		67	

En la tabla 2 se muestra como el apartado energético (Velocidad del viento y Potencial hidroenergético) fue determinante para la selección del municipio correcto, ya que municipios como Puerto Carreño, Arauca y Villavicencio que obtuvieron puntajes negativos en los dos criterios obtuvieron las calificaciones más bajas, Asimismo, Yopal que cuenta con la mejor velocidad del viento (3.5 m/s) pero su río cercano (Carvo Sur) cuenta con un bajo potencial hidroenergético (12.500 kW) no pudo obtener un resultado positivo.

Por otro lado, se destacan los puntajes de Puerto Carreño y Puerto Gaitán, donde este último obtuvo el mejor resultado debido a su puntaje positivo en todos los criterios, por ende, se concluyó que el criterio que determinó la preferencia de Puerto Gaitán sobre Puerto Concordia es la velocidad del viento siendo estas 3 m/s y 2.5 m/s respectivamente.

Los valores que hicieron a Puerto Gaitán la zona seleccionada como localización del sistema de poligeneración son: Velocidad del viento = 3 m/s, potencial hidroenergético= 60.000kW, Demanda= 8.050 kWh y 44.6 % de NBI. Además, cuenta con un índice de cobertura eléctrica (ICEE) en la cabecera de 68% (1.686 VSS) y en el resto del municipio de 57% (873 VSS) (57) donde se resalta las invasiones de Bateas y Corpomecabe donde se presentan problemas constantes en la prestación del servicio eléctrico y de acueducto (58).

3.2 Potencial Solar fotovoltaico

Se preseleccionaron los siguientes paneles fotovoltaicos de alta potencia: STP 280W-24V, SPR-X21-470-COM, LR4-72HPH-455, LR5-72HPH-540M y CS3U-360P. Se determinó la escala de calificación para cada criterio presente en la tabla 3. Con la calificación y la importancia de los criterios presente en la columna peso de la tabla 4 (determinada a partir del PAJ) se calculó un puntaje para cada alternativa en cada criterio y al finalizar se sumaron estos puntajes. Los resultados se muestran en la tabla 4

Tabla 3. Escala de calificación para paneles solar

Criterio	-1	0		1
Potencia máxima (W)	< 366.7	366.8	453.3	> 453.4
Coefficiente T (%/°C)	< -0.39	-0.38	-0.34	> -0.35
Precio (COP)	> 1,302,560	1,302,559	934,973	< 934,972
Área (m ²)	> 2.32	2.31	2.13	< 2.12
Peso (kg)	> 25.6	25.5	24.1	< 24.0

Tabla 4. Matriz PUGH de la selección del panel solar

Criterios	Peso	LR4-72HPH-455		SPR-X21-470-COM		STP 280W-24V		LR5-72HPH-540M		CS3U-360P	
Potencia máxima (W)	40%	1	40	1	40	-1	-40	1	40	-1	-40
Coefficiente T (%/°C)	20%	1	20	1	20	-1	-20	1	0	1	20
Precio (COP)	15%	1	15	-1	-15	0	0	1	15	1	15
Área (m ²)	15%	0	0	0	0	1	15	-1	-15	1	15
Peso (kg)	5%	1	5	0	0	-1	-5	-1	-5	1	5
Tipo de panel	5%	-1	-5	-1	-5	1	5	-1	-5	1	5
Total		75		40		-45		50		20	

En la tabla 4 se muestra como la referencia STP 280W debido a sus puntajes negativos en potencia (280W), coeficiente de temperatura (-0.44%) y peso (27 kg) obtuvo el único puntaje negativo de la matriz, otra referencia con puntaje negativo en el criterio de potencia máxima es la CS3U-360P la cual obtuvo puntaje positivo en todos los criterios, pero su potencia no fue suficiente. Sin embargo, no solo la potencia fue determinante para la selección del panel, las referencias LR5-72HPH-540M y SPR-X21-470-COM que se destacaron por su potencia (540W y 470 W respectivamente) no fueron seleccionadas, esto debido a puntajes negativos en su área, peso o precio. Finalmente, se determinó al panel monocristalino LR4-72HPH-455 como el ideal para el sistema de poligeneración debido a que obtuvo el mejor resultado de la matriz, este resultado se debe a que cuenta con una potencia máxima de 455W, un C_p de -0.35%, un área 2.17 m² un peso 23.3 kg y un precio de 567.386 COP. En conclusión, la potencia del panel fue el criterio más importante, sin embargo, aspectos como el precio, el área y peso fueron determinantes a la hora de la selección de la celda correcta.

Con el área de 2,17 m² del panel y un $A_{promedio}$ de 495.000 m² calculada a partir de proyectos de Celsia, Enel Green Power y Ecopetrol (26–33) se determinó que el NTP para el sistema es de 116.580 unidades. Por otro lado, se calculó una potencia corregida del panel ($W_{p(T)}$) de 451 W usando la temperatura promedio de Puerto Gaitán de 28°C. Con el $W_{p(T)}$, el NTP, un V_{np} de 38.8V, un V_p de 46.4V (datos suministrados por el proveedor) y 6 horas solar pico promedio de Puerto Gaitán se calculó una potencia máxima de 263.81 MWh/día, con este dato se determinó un V_{nom} de 120 V sugerido por Salamanca (34) y se estableció que el sistema debe estar distribuido con 3 celdas en serie y 38.860 en paralelo.

Con base en la radiación diaria de 4 kWh/m² correspondiente al mes de Julio (mes de menor radiación) y una eficiencia del panel de 21.2% (suministrada por el proveedor) se calculó una potencia teórica del sistema de 179.78 MWh/día (68% menor a la máxima)

Finalmente, la potencia del sistema inversor es 54.96 MW ya que es un 25% mayor que la potencia máxima que puede generar el sistema por hora (43.96 MWh).

3.3 Potencial eólico

Se preseleccionaron las siguientes turbinas eólicas de alta potencia: TC3, SE11520, N149, GW 165 Y E53. Se determinó la escala de calificación para cada criterio presente en la tabla 5. Con la calificación y la importancia de los criterios presente en la columna peso de la tabla 6(determinada a partir del PAJ) se calculó un puntaje para cada alternativa en cada criterio y al finalizar se sumaron estos puntajes. Los resultados se muestran en la tabla 6.

Tabla 5. Escala de calificación para turbinas eólicas.

Criterio	-1	0	1
Potencia nominal de la turbina (Mw)	< 2.26	2.27 3.73	> 3.74
Diámetro del rotor (m)	> 127.6	127.5	< 90.1
Altura (m)	> 90	89	< 74
valor de la turbina (USD)	> 3,845,333	3,845,332 2,334,666	< 2,334,665

Tabla 6. Matriz PUGH de la selección de la turbina eólica.

Criterios	Peso	TC3 GE		SE11520 SANY		N149 NORDEX		GW 165		E53 ENERCON	
Potencia nominal (MW)	46%	0	0	-1	-46	1	46	1	46	-1	-46
valor de la turbina (Cop)	26%	0	0	0	0	-1	-26	-1	-26	1	26
Diámetro del rotor (m)	14%	0	0	0	0	-1	-14	-1	-14	1	14
Altura (m)	14%	0	0	1	14	-1	-14	-1	-14	1	14
Total		0		-32		-8		-8		8	

En la tabla 6 se muestra como la turbina SE 11520 a pesar de solo tener puntaje negativo en el criterio de potencia nominal (2MW) obtuvo el menor puntaje, no obstante, una potencia nominal alta no garantiza la selección de la turbina, ya que las referencias N149 y GW 165 que cuentan con las mayores potencias (4GW y 5.2 GW respectivamente) obtuvieron puntajes negativos debido a sus resultados en los criterios de diámetro del rotor, altura y precio. Finalmente, se seleccionó a la turbina E53 como la ideal, la turbina cuenta con una potencia nominal de 0.8 GW, un diámetro de rotor de 52.9 m, una altura de 60 m y un precio de 824.000 USD.

Con la distribución sugerida por Gilbert M, Masters (37), el diámetro de la turbina E53 y un $A_{promedio}$ de 100 hectáreas (1 km²) calculada con base en proyectos existentes en Colombia y el área necesaria para la turbina se calculó un NTT de 17 turbinas eólicas orientadas al noreste según la rosa de los vientos (51).

Posteriormente, se calculó una densidad corregida del aire con los datos de temperatura y altura de Puerto Gaitán de 1.16 kg/m³, el α se determinó como 1/7, la velocidad del viento a la altura del vástago (60 m) es de 5.13 m/s y el C_p dado por el fabricante es de 0.593. Con esos datos se calculó una potencia diaria del sistema de $P_{EO} = 41.63$ MWh/día.

3.4 Potencial hidrocínético

Se preseleccionaron las siguientes turbinas eólicas de flujo axial: Monofloat, Poseide 154 y Freestream. Se determinó la escala de calificación para cada criterio presente en la tabla 7. Con la calificación y la importancia de los criterios presente en la columna peso de la tabla 8 (determinada a partir del PAJ) se calculó un puntaje para cada alternativa en cada criterio y al finalizar se sumaron estos puntajes. Los resultados se muestran en la tabla 8

Tabla 7. Escala de calificación para turbinas hidrocínéticas

Criterio	-1	0		1
Potencia nominal (kW)	< 7.3	7.2	9.6	> 9.7
Diámetro del rotor (m)	> 1.86	1.85	1.43	< 1.42
costo de turbina (COP)	> 53,852,241	53,852,240	41,326,120	< 41,326,119

Tabla 8. Matriz PUGH de la selección de la turbina hidrocínética.

Criterios	Peso	Monofloat		Poseide 154		Free Stream	
Potencia nominal (kW)	43%	-1	-43	1	43	-1	-43
Diámetro del rotor (m)	22%	1	22	-1	-22	1	22
costo de turbina	22%	-1	-22	1	22	-1	-22
tipo de corriente de salida	13%	1	13	-1	-13	1	13
Total			-30		30		-30

En la tabla 8 se muestra como las turbinas Monofloat y Free Stream obtuvieron el mismo resultado negativo principalmente por sus valores en potencia nominal (5 kW para las dos referencias) y en costo (66,378,362 COP y 56,863,220 COP respectivamente), finalmente se determinó la turbina Poseide 154 como la ideal para el sistema de poligeneración ya que obtuvo el mejor puntaje en la matriz, la turbina cuenta con una potencia de 12kW, un diámetro de rotor de 2.3 m, un costo de 28,800,00 COP y una corriente de salida de tipo directa.

Con el aforo líquido se determinó que el río Manacacias cuenta con un AR de 167 m donde las mayores velocidades se encuentran entre 64 m a 160 m ($D_{pr}= 96$ m). Con el diámetro de la turbina Poseide 154 de 2.3 m se determinó el NTH de 27 turbinas ubicadas transversalmente a la corriente a una profundidad de 4 m. Se calculó una velocidad de la corriente de 0.668 m/s, con este dato y la curva de “potencia vs velocidad de la corriente” suministrada por el fabricante se calculó con la ecuación 13 una P_{HC} de 679 kWh/día (28.3 kWh).

Finalmente, se calculó una potencia de inversión para las turbinas de 35.36 kW (25% mayor a la potencia entregada por el sistema cada hora).

3.5 Potencia total del sistema.

Se calculó la potencia total del sistema producida durante un día sumando los resultados de las ecuaciones 8, 12 y 13. El potencial total de la planta es 222 MWh/día. Donde el potencial solar corresponde al (81%) y el potencial eólico e hidrocínético corresponden al (19%). El total de la potencia generada es capaz de cubrir el 100% de la demanda energética de Puerto Gaitán ya que según el sistema único de información de servicios públicos domiciliarios (SUI) en 2021 se consumió un promedio de 103.8 MWh/día lo que deja al sistema con un excedente de 119 MWh/día que puede ser vendido al SIN.

En la figura 2 se muestra el esquema final de la composición del sistema de poligeneración.

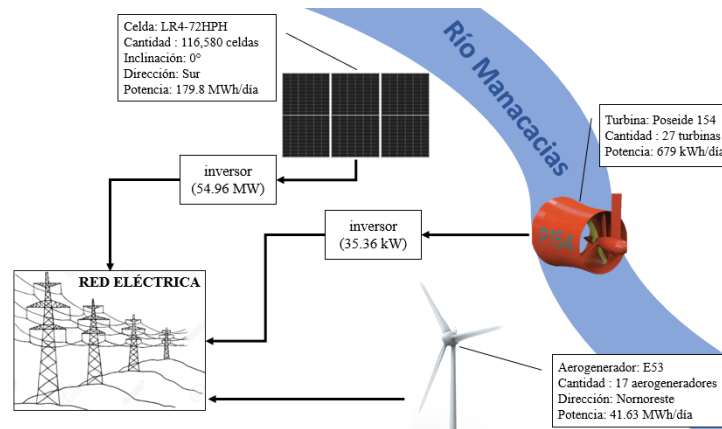


Figura 2. Esquema final de la planta de poligeneración.

3.5 Evaluación del sistema de poligeneración

Se construyó un modelo matemático que permite la manipulación de variables de entrada como cantidades y características de equipos, radiación solar y velocidad del viento. El modelo permite conocer la producción energética de un sistema de poligeneración en distintos escenarios con distintas escalas de tiempo (meses, días y horas) con el fin de ayudar a la optimización del sistema previamente calculado que cuenta con un sobre dimensionamiento del 53%.

Con ayuda del modelo matemático se realizó la optimización del sistema para garantizar el 100% (sin excedentes) de la demanda promedio mensual del año 2021 en Puerto Gaitán (tomada de la base de datos del SUI) con datos del mes de menor radiación (Julio). El sistema optimizado cuenta con 55.230 paneles ubicados en 235.390 m² que entregan una potencia teórica de 85.17 MWh/día, 15 aerogeneradores ubicados en 881.499 m² que producen 36.7 MWh/día y 27 turbinas hidrocinéticas que generan 679 kWh/día. El total promedio producido por la planta es de 122 MWh/día de los cuales el 70% es energía solar y el 30% eólica e hidrocinética. Sin embargo, para otras épocas del año se presenta sobredimensionamiento dado que aumenta la radiación, no obstante, se garantiza la cobertura del consumo en el mes de menor radiación. En la figura 3 se muestra las curvas de producción del sistema inicial (línea negra) y el optimizado (línea verde) comparados frente al consumo mensual promedio (línea punteada). Los datos meteorológicos usados de velocidad del viento a 50 m y radiación promedio mensual de Puerto Gaitán en el año 2021 fueron extraídos del “Data Access Viewer” de la NASA.

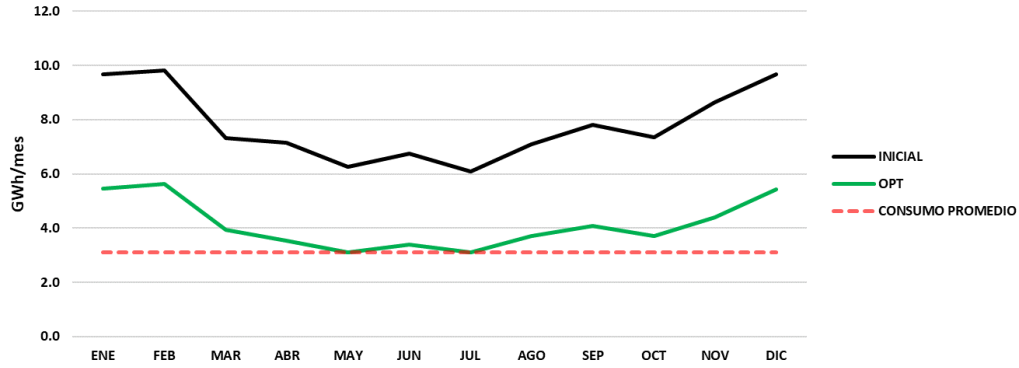


Figura 3. Curvas de producción de energía eléctrica del sistema de poligeneración inicial, el optimizado y el consumo promedio mensual eléctrico de puerto Gaitán en 2021.

En la figura 3 se muestra como el sistema optimizado cumple con la demanda en la totalidad de los meses del año, siendo julio el mes con menor potencial en donde llega a cubrir el 100% de esta sin tener excedentes, a su vez se aprecia que el sistema se sobre dimensiona en meses como enero, febrero o diciembre, esto se debe principalmente al aumento de la radiación solar y por ende de la potencia total entregada por el sistema.

El modelo matemático también permite conocer el comportamiento diario de cualquier mes, en la figura 4 se muestra la energía eléctrica generada por el sistema inicial (línea negra) y su optimización (línea verde) en el mes de Julio, adicional, se compararon frente al consumo promedio diario (línea rosa punteada) de 103.81 MWh/día (consumo promedio diario).

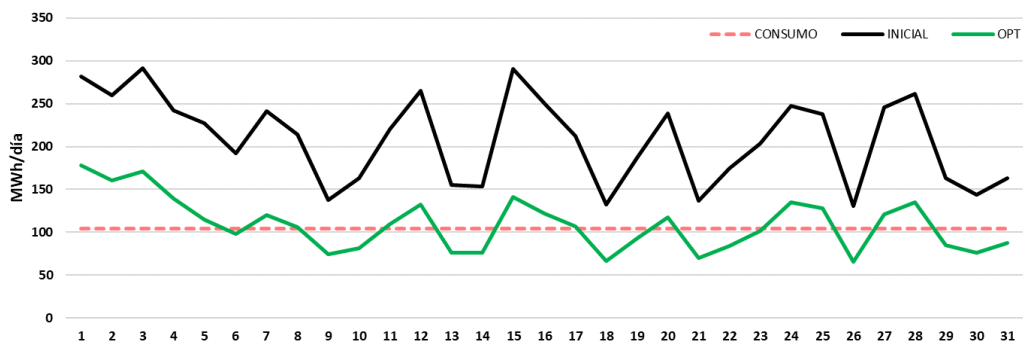


Figura 4. Energía producida por el sistema de poligeneración inicial y su respectiva optimización en el mes de julio.

En la figura 4 se aprecia la producción energética en el mes de julio del sistema inicial y de su optimización, donde se aprecia que esta última no cumple con la demanda en la totalidad de los días. Esto se debe principalmente a la variación

de la velocidad del viento y radiación solar a lo largo del año, dando la posibilidad de días nublados con velocidades del viento bajas.

El modelo matemático también permite conocer la curva de producción energética de un sistema de poligeneración a lo largo de un día. En la figura 5 se muestra la producción de energía del sistema optimizado para el día 1 de julio (día de mayor generación) y 26 de julio (día de menor).

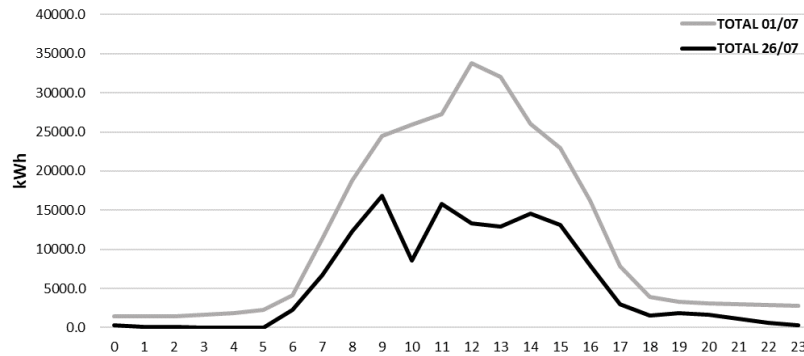


Figura 5. Energía eléctrica generada cada hora del día 01 y 26 de julio.

En la figura 5 se muestra como la diferencia de energía producida se encuentra entre las horas 9:00 y 15:00 (lapso del día de funcionamiento del sistema fotovoltaico), por otro lado, en horas donde no se tiene radiación solar, la energía producida es muy similar, lo que indica la importancia del recurso solar para la producción energética del sistema de poligeneración. Por otra parte, el día 26 de mayo no se contó con alta velocidad del viento, esto se determinó con el modelo matemático que es capaz de mostrar el porcentaje del total de cada potencial a cualquier hora del día como se muestra en la figura 6 donde la barra amarilla corresponde al potencial eólico, azul fotovoltaico, y verde hidrocínético.

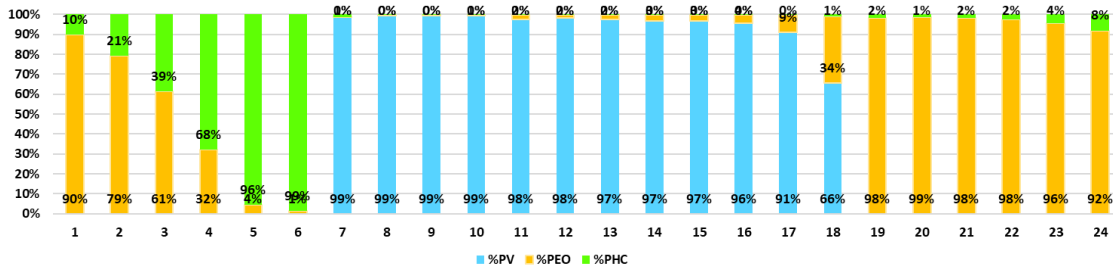


Figura 6. Porcentajes de la energía total producida de cada potencial.

En la figura 6 se muestra el poco aporte en horas de la mañana de la energía eólica (2.75 m/s) a la par de la baja radiación solar que se reportó ese día (2.69 kWh/m²), por otro lado, se destaca el aporte de las turbinas hidrocínicas donde alcanza un 99% del total producido a las seis de la mañana.

4. Conclusiones

- Puerto Gaitán fue seleccionado como el municipio donde se localizaría el sistema de poligeneración, esto se debe a que cuenta con una radiación solar promedio de 5.1 kWh/m², una velocidad del viento de 3 m/s, un potencial hidroenergético de 60.000kW, una demanda= 8.050 kWh y 44.6 % de NBI.
- El sistema fotovoltaico de la planta diseñada cuenta con una potencia teórica de 179.78 MWh/día debido a que cuenta con un total de 116.580 paneles LR4-72HPH-455 distribuidos en un área de 495.000 m², el sistema de aerogeneradores con una potencia de 41.63 MWh/día debido a 17 turbinas E53 ubicadas en un área de 1 km² y el sistema hidrocínético cuenta con una potencia de 679 kWh/día debido a 27 turbinas Poseide 154 ubicadas en un Dpr de 96 m a una profundidad de 4 m.
- El sistema de poligeneración genera un total de 222 MWh/día donde el potencial fotovoltaico corresponde al 81% (116.580 paneles que generan 179.78 MWh/día) y el eólico e hidrocínético al 19% (17 aerogeneradores que generan 41.63 MWh/día y 27 turbinas hidrocínicas que generan 679 kWh/día respectivamente). El sistema es capaz de cubrir el 100% de la demanda de Puerto Gaitán con un excedente del 54% que puede ser vendido al SIN
- El modelo matemático permite manipular las variables de entrada como la cantidad de equipos o los datos meteorológicos para determinar el funcionamiento de un sistema de poligeneración en distintas escalas de tiempo (meses, días y horas) (ver figuras 3, 4 y 5), además, permite conocer el porcentaje de la energía total de cada potencial (solar, eólico e hidrocínético) (ver figura 6). Estas gráficas ayudan a ajustar la planta a las necesidades dando la posibilidad de realizar una optimización de un modelo inicial.
- El sistema inicial cuenta con un sobre dimensionamiento promedio de 53%. Por consiguiente, con ayuda del modelo matemático y la determinación de las nuevas cantidades de equipos (55.230 paneles, 15 aerogeneradores y 27 turbinas hidrocínicas) el sistema optimizado garantiza un cubrimiento del 100% (sin excedentes) de la demanda mensual con datos meteorológicos del mes de menor radiación (recurso principal

del sistema). No obstante, para otras épocas del año se obtiene un sobredimensionamiento gracias al aumento de la radiación o velocidad del viento.

5. Referencias

1. Geographic N. ¿Qué es el calentamiento global? [Internet]. National Geographic. 2010 [cited 2021 Mar 25]. Available from: <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/que-es-el-calentamiento-global>.
2. Redacción National Geographic. Causas del calentamiento global. 2010 Sep; Available from: <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/causas-del-calentamiento-global>.
3. Boletín Climatológico. 2019;
4. Hannah E. Murdock Duncan Gibb Thomas André. Renewables 2019 Global Status Report. Vol. 8, Resources. 2019. 336 p.
5. V JS. En penumbras: 2,5 millones de colombianos no tienen energía eléctrica. EL ESPECTADOR [Internet]. 2017; Available from: <https://www.elspectador.com/noticias/economia/en-penumbras-25-millones-de-colombianos-no-tienen-energia-electrica/>.
6. Los PP, La N, El APOR, De C, No F, De C, et al. ¿ Energías Renovables En La Orinoquia ? :15–20
7. VIVAS J. El mapa de 1.710 poblados que aún se alumbran con velas en Colombia. 2018;
8. Congreso de la República de Colombia. Ley 1931 de 2018. 2018;19. Available from: https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/LEY_1931_DEL_27_DE_JULIO_DE_2018_LEY_DE_CAMBIO_CLIMÁTICO.pdf.
9. Ministerio de Ambiente. El Acuerdo de París, así actuará Colombia frente al Cambio Climático [Internet]. 2009. 2–8 p. Available from: <http://www.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2009/04316.pdf>.
10. Serra LM, Lozano MA. Poligeneración: hacia una utilización sostenible de los recursos naturales. 2007;(May 2014).
11. VALLEJO RODRÍGUEZ DF. Poligeneración a Partir De Carbón Y Biomasa Mediante La Síntesis De Fischer-Tropsch. 2013;93. Available from:

[http://repository.upb.edu.co:8080/jspui/bitstream/123456789/805/1/POLIGENERACIÓN A PARTIR DE CARBÓN Y BIOMASA MEDIANTE LA SÍNTESIS DE FISCHER-TROPSCH.pdf](http://repository.upb.edu.co:8080/jspui/bitstream/123456789/805/1/POLIGENERACIÓN_A_PARTIR_DE_CARBÓN_Y_BIOMASA_MEDIANTE_LA_SÍNTESIS_DE_FISCHER-TROPSCH.pdf).

12. Salomón M, Gomez MF, Martin A. Technical polygeneration potential in palm oil mills in Colombia: A case study. *Sustain Energy Technol Assessments*. 2013;3:40–52.
13. Rakhsia K, Shezad M, Yudhistira R, Ruiz N, Prasad A, Ropero G. Polygeneration System Design for Filipinas ETCR, Colombia. 2020.
14. Anaya MÁD. Evaluación de un Sistema de Poligeneración para la Sostenibilidad Energética en el Corregimiento Cañaveral-Bolívar. *Univ la Costa*. 2020;2507(February):1–9.
15. Silverstein D, Samuel P, Decarlo N. Pugh Matrix. *Innov Toolkit*. 2011;212–6.
16. Robles Algarín C, Llanos AP, Castro AO. International Journal of Energy Economics and Policy An Analytic Hierarchy Process Based Approach for Evaluating Renewable Energy Sources. *Int J Energy Econ Policy* | [Internet]. 2017;7(4):38–47. Available from: <http://www.econjournals.com>.
17. Budak G, Chen X, Celik S, Ozturk B. A systematic approach for assessment of renewable energy using analytic hierarchy process. *Energy Sustain Soc*. 2019;9(1).
18. Al-Shabeeb AR, Al-Adamat R, Mashagbah A. AHP with GIS for a Preliminary Site Selection of Wind Turbines in the North West of Jordan. *Int J Geosci*. 2016;07(10):1208–21.
19. Ministerio de minas y energía. Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia [Internet]. Unidad de Planeación Minero Energética. 2015. 370 p. Available from: [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION ENERGIAS RENOVANLES WEB.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf).
20. UPME. Mapas de potencial solar. In: UPME, editor. *ATLAS DE ENERGIA SOLAR*. p. 23.
21. UPME. Mapas de enera eólica. In: UPME, editor. *ATLAS DE ENERGIA EÓLICA*. p. Pag 75.
22. UPME. Mapas de potencial hidroenergético. In: *Atlas de potencial hidroenergético de Colombia*. p. 72.
23. DANE. Censo Nacional de Población y Vivienda (CNPV) 2018-Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI). Colombia; 2018.

24. EPM. Tips para el uso inteligente [Internet]. epm. 2013. p. 1. Available from: https://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/clientes-y-usuarios/empresas/energía/grandes-empresas/tips-para-el-uso-inteligente.
25. CELSIA. En Candelaria, construimos nueva granja fotovoltaica. 23 mujeres hicieron parte de su construcción. 2020 Nov 10;1. Available from: <https://www.celsia.com/es/noticias/en-candelaria-construimos-nueva-granja-fotovoltaica-23-mujeres-hicieron-parte-de-su-construccion/>.
26. CELSIA. Empezó a generar energía Celsia Solar Yumbo, primera granja fotovoltaica de Colombia. 2017 Sep 3;1. Available from: <https://www.celsia.com/es/noticias/empezo-a-generar-energia-celsia-solar-yumbo-primera-granja-fotovoltaica-de-colombia/>.
27. CELSIA. Inicia operaciones Celsia Solar Bolívar, la nueva granja de generación de energía solar de Celsia para beneficio de los colombianos. 2018 Nov 26;1. Available from: <https://www.celsia.com/en/noticias/inicia-operaciones-celsia-solar-bolivar-la-nueva-granja-de-generacion-de-energia-solar-de-celsia-para-beneficio-de-los-colombianos/>.
28. CELSIA. Celsia inaugura en El Espinal la primera granja solar del Tolima que genera 9,9 megavatios de energía limpia. 2020 Dec 9;1. Available from: <https://www.celsia.com/es/noticias/celsia-inaugura-en-el-espinal-la-primera-granja-solar-del-tolima-que-genera-99-megavatios-de-energia-limpia/>.
29. Fin/PAGA/MLA/LOF. Cesar, con alto potencial de energía solar [Internet]. agronet. 2020. p. 1. Available from: <https://www.agronet.gov.co/Noticias/Paginas/Cesar,-con-alto-potencial-de-energía-solar.aspx>.
30. Duitama KP. Se inauguró el parque solar San Fernando, el autogenerador más grande del país. La Republica [Internet]. 2021;1. Available from: <https://www.larepublica.co/economia/se-inauguro-el-parque-solar-san-fernando-el-autogenerador-mas-grande-del-pais-3251895>.
31. Ministerio de Minas. Por la cual se declara de utilidad pública e interés social el PROYECTO SEBASTOSOL, así como los terrenos necesarios para su construcción y protección y se dictan otras disposiciones. 2021.
32. Revista Semana. Empresa AES Colombia será la encargada del parque solar de Ecopetrol en Huila. Revista

- Semana [Internet]. 2021;1. Available from: <https://www.semana.com/economia/empresas/articulo/empresa-aes-colombia-sera-la-encargada-del-parque-solar-de-ecopetrol-en-huila/202140/>.
33. Salamanca Avila S. Design proposal for a photovoltaic solar energy system. Case of application in the city of Bogotá. *Cidc*. 2017;3(30):263.
 34. R. Z. ZHONG, L. CHENG, Y. Q. WANG, X. Z. SUN, D. W. LUO, Y. FANG, R. D. BUSH DWZ. Effects of anthelmintic treatment on ewe feed intake, digestion, milk production and lamb growth. *J Agric Sci* [Internet]. 2016; Available from: <https://www.cambridge.org/core/journals/journal-of-agricultural-science/article/abs/effects-of-anthelmintic-treatment-on-ewe-feed-intake-digestion-milk-production-and-lamb-growth/FE3E472F22C7A590EED22126586799D9>.
 35. european commission. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM [Internet]. 2019. Available from: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html.
 36. Masters GM. Renewable and Efficient Electric Power Systems. Renewable and Efficient Electric Power Systems. 2004. 676 p.
 37. Zorrilla-Casanova J, Piliouguine M, Carretero J, Bernaola P, Carpena P, Mora-Lopez L, et al. Analysis of Dust Losses in Photovoltaic Modules. *Proc World Renew Energy Congr – Sweden*, 8–13 May, 2011, Linköping, Sweden. 2011;57(May):2985–92.
 38. Li DHW, Lam TNT. Determining the optimum tilt angle and orientation for solar energy collection based on measured solar radiance data. *Int J Photoenergy*. 2007;2007.
 39. Abella MA, Romero FC, Fotovoltaico SDB. Master en Energías Renovables y Mercado Energético Energía Solar Fotovoltaica Escuela de Organización Industrial Sistemas de Bombeo Fotovoltaico. *Dimens Sist Fotovoltaicos*. 2017;1(1):73.
 40. EPM. Parque eolico piloto Jepirachi, informe final. Empresas PUBLICAS E MEDELLIN o) [Internet]. 2002;1:275. Available from: <http://documents.worldbank.org/curated/en/427541468248967090/pdf/multi0page.pdf>.
 41. Leon Vargas F, Krejci E, Garcia Jaramillo M. Preliminary analysis of wind power in 4 Colombian cities, and

- utilization estimates with urban wind turbines. *Tecciencia*. 2016;11(21):53–9.
42. Bloomberg. 2H 2017 Wind Turbine Price Index [Internet]. 2018 [cited 2022 Jan 24]. p. 1. Available from: <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>.
 43. Rehman S, A. S. Multi-Criteria Wind Turbine Selection using Weighted Sum Approach. *Int J Adv Comput Sci Appl*. 2017;8(6):128–32.
 44. Rehman S, Khan SA. Fuzzy logic based multi-criteria wind turbine selection strategy - A case study of Qassim, Saudi Arabia. *Energies*. 2016;9(11):1–26.
 45. EPM EP de M. Jepírachi. 2019. 76 p
 46. ZAPATA A, QUINCHÍA. Entró en operación Guajira 1, el parque eólico más grande de Colombia. *elcolombiano* [Internet]. 2022 Jan 22;1. Available from: <https://www.elcolombiano.com/inicio/ya-funciona-guajira-1-el-parque-eolico-mas-grande-de-colombia-OD16407382>.
 47. IDEAM. Atlas Interactivo - Climatológico - IDEAM [Internet]. [cited 2021 Jul 15]. Available from: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>.
 48. topographic-map.com. Mapa topográfico Colombia, altitud, relieve [Internet]. [cited 2021 Jul 15]. Available from: <https://es-hn.topographic-map.com/maps/46or/Colombia/>.
 49. R S, E C, K B. Wind Potential Assessment in the Department of Meta Colombia. *Int J ChemTech Res*. 2018;11(8):289–96.
 50. meteoblue. Clima de Puerto Gaitán-Meteoblue [Internet]. 2021. Available from: https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/puerto-gaitán_colombia_3769976.
 51. Niebuhr CM, van Dijk M, Neary VS, Bhagwan JN. A review of hydrokinetic turbines and enhancement techniques for canal installations: Technology, applicability and potential. *Renew Sustain Energy Rev*. 2019;113:1–32.
 52. INSTITUTO DE HIDROLOGIA METEOROLOGIA Y ESTUDIOS. REPORTE DE AFORO LÍQUIDO. 2020.

53. Pablo J, Aguilar M. Metodología para la medición de la velocidad. 2012;(356).
54. Kolekar N, Banerjee A. Performance characterization and placement of a marine hydrokinetic turbine in a tidal channel under boundary proximity and blockage effects. *Appl Energy*. 2015;148:121–33.
55. Riglin J, Daskiran C, Jonas J, Schleicher WC, Oztekin A. Hydrokinetic turbine array characteristics for river applications and spatially restricted flows. *Renew Energy* [Internet]. 2016;97:274–83. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.081>.
56. Florez Espinosa F. Estado de la cobertura eléctrica y las zonas no interconectadas en la región central. *Matriz Energ en la Región Cent* [Internet]. 2020;117. Available from: <https://regioncentralrape.gov.co/matriz-energetica/>.
57. Vargas MC, Gaviria Muñoz HA. Estudio de caso Puerto Gaitán – Meta: diagnóstico y opciones después de la bonanza petrolera. 2017;57(1):1–193.