

# UCUENCA

## Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

### Evaluación del balance energético en el Sur del Ecuador mediante el modelo de optimización de los sistemas energéticos urbanos (URBS)

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

**Autor:**

Juan Carlos Guamán Paguay

**Director:**

Santiago Patricio Torres Contreras

ORCID:  0000-0002-8803-6811

Cuenca, Ecuador

2023-06-05

## Resumen

A medida que la cuota de las energías renovables ha ido creciendo hasta alcanzar una alta penetración en algunos países, las opciones de flexibilización se han vuelto vitales para garantizar un sistema eléctrico fiable y sostenible. La modelización de la energía proporciona los conocimientos cualitativos y cuantitativos necesarios para la planificación y el funcionamiento del sistema energético futuro. El Ecuador ya cuenta con un gran porcentaje de energías renovables debido a su gran potencial hidroeléctrico, sin embargo, la sobredependencia de este recurso debe evitarse mediante una buena planificación energética, equilibrando los recursos y las tecnologías disponibles. Este estudio realiza un balance energético utilizando el marco de modelado *urbs*, para evaluar la posibilidad de crear un mix energético diversificado y limpio que pueda abastecer la demanda proyectada futura en el Sur del Ecuador, teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos de cada tipo de tecnología disponible. Los resultados muestran que es posible alcanzar un mix energético descentralizado basado en su mayoría en energías renovables con un aporte de energía de 85.43% con centrales hidroeléctricas, un 9.3% con centrales de energía renovable (biomasa, eólica y solar), un 4.71% con centrales de gas natural y solo el 0.23% con centrales térmicas (TV y MCI). Además, se observa que la inversión en la generación de energía renovable puede reducir significativamente el uso de tecnologías basadas en combustibles fósiles, lo que implica una disminución en el uso de combustibles de hasta un 70% y una disminución del 27% en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

*Palabras clave:* *urbs*, optimización lineal, energías renovables, factor de capacidad, modelización energética.

### Abstract

As the share of renewables has grown to high penetration in some countries, flexibility options have become vital to ensure a reliable and sustainable power system. Energy modeling provides the qualitative and quantitative knowledge needed for future energy system planning and operation. Ecuador already has a large percentage of renewable energy due to its large hydroelectric potential, however, overdependence on this resource must be avoided through good energy planning, balancing resources and available technologies. This study performs an energy balance using the urbs modeling framework to evaluate the possibility of creating a diversified and clean energy mix that can supply the projected future demand in southern Ecuador, taking into account technical and economic criteria for each type of technology available. The results show that it is possible to achieve a decentralized energy mix based mostly on renewable energies with an energy contribution of 85.43% with hydroelectric power plants, 9.3% with renewable energy power plants (biomass, wind and solar), 4.71% with natural gas power plants and only 0. In addition, it is observed that investment in renewable energy generation can significantly reduce the use of technologies based on fossil fuels, which implies a reduction in fuel use of up to 70% and a 27% reduction in CO<sub>2</sub> emissions.

*Keywords:* urbs, linear optimization, renewable energy, capacity factor, energy modeling.

### Índice de contenido

Introducción .....	8
Métodos .....	11
Modelo de optimización lineal para sistemas de energía distribuida ( <i>urbs</i> ).....	11
Modelización del Sistema Eléctrico en el Sur del Ecuador.....	13
Fuentes de datos y recopilación .....	15
Superficie utilizable .....	15
Capacidad instalada .....	18
Transmisión .....	18
Costos .....	20
Recursos energéticos .....	20
Modelación de la demanda .....	23
Escenarios .....	25
Escenario 0 o Base .....	25
Escenario 1 .....	25
Escenario 2 .....	25
Escenario 3 .....	25
Resultados y discusión .....	26
Validación del Modelo – Escenario 0.....	26
Capacidad instalada – Escenario 1, 2 y 3.....	28
Generación de energía eléctrica – Escenario 1, 2 y 3.....	32
Transmisión.....	34
Costos .....	35
Conclusiones .....	37
Trabajos Futuros.....	38
Referencias.....	39

## Índice de figuras

<b>Figura 1.</b> Estructura del Modelo urbs.[19].....	12
<b>Figura 2.</b> Áreas de Concesión utilizadas como nodos del modelo [25] .....	14
<b>Figura 3.</b> Representación de cada nodo del sistema en el modelo urbs.....	15
<b>Figura 4.</b> Atlas Solar [26].....	16
<b>Figura 5.</b> Atlas Eólico [26].....	16
<b>Figura 6.</b> Áreas utilizables para centrales Solares Fotovoltaicas .....	17
<b>Figura 7.</b> Áreas utilizables para centrales Eólicas. ....	17
<b>Figura 8.</b> Representación del sistema de 8 nodos para el Sur del Ecuador.....	19
<b>Figura 9.</b> Factores de capacidad mensuales normalizados para centrales hidroeléctricas, parques eólicos y granjas solares existentes y potenciales en el nodo CNEL GLR.....	22
<b>Figura 10.</b> Factores de capacidad mensuales normalizados para centrales hidroeléctricas, parques eólicos y granjas solares existentes y potenciales en el nodo EERCS .....	22
<b>Figura 11.</b> Factores de capacidad mensuales normalizados para centrales hidroeléctricas, parques eólicos y granjas solares existentes y potenciales en el nodo EEA. ....	23
<b>Figura 12.</b> Factores de capacidad mensuales normalizados para centrales hidroeléctricas, parques eólicos y granjas solares existentes y potenciales en el nodo EERSSA. ....	23
<b>Figura 13.</b> Curvas de demanda anual para cada sitio o nodo-Escenario base. ....	24
<b>Figura 14.</b> Comparación de la generación eléctrica anual en GWh generada por el modelo urbs y los datos históricos de generación eléctrica para el año 2021 por cada tipo de tecnología. ....	26
<b>Figura 15.</b> Total de emisiones de CO2 en KTon por tecnología. ....	27
<b>Figura 16.</b> Capacidad instalada en GW para el sistema eléctrico en el Sur del Ecuador. Hipótesis 1 (Crecimiento tendencial), Hipótesis 2 (Cargas singulares), Hipótesis 3 (Matriz productiva) para cada Escenario.....	29
<b>Figura 17.</b> Capacidad instalada en GW para el sistema eléctrico en el Sur del Ecuador. Hipótesis 1 (Crecimiento tendencial), Hipótesis 2 (Cargas singulares), Hipótesis 3 (Matriz productiva) para cada Escenario.....	31
<b>Figura 18.</b> Generación de energía en GWh para el sistema eléctrico en el Sur del Ecuador. Hipótesis 1 (Crecimiento tendencial), Hipótesis 2 (Cargas singulares), Hipótesis 3 (Matriz productiva) para cada Escenario.....	32

## Índice de tablas

<b>Tabla 1.</b> Superficies utilizables para emplazamientos de granjas solares y parques eólicos por nodo.....	18
<b>Tabla 2.</b> Capacidad instalada en cada nodo por tipo de tecnología para el año 2021 en MW .....	18
<b>Tabla 3.</b> Líneas de Transmisión de energía entre cada nodo del modelo .....	19
<b>Tabla 4.</b> Ubicaciones utilizadas para series temporales de datos solares y eólicos de centrales existentes.....	21
<b>Tabla 5.</b> Ubicaciones utilizadas para series temporales de datos solares y eólicos de centrales potenciales.....	21
<b>Tabla 6.</b> Demandas de energía eléctrica 2021 y proyecciones para 2031 Hipótesis 1,2,3 para cada nodo del modelo.....	24
<b>Tabla 7.</b> Ubicaciones geográficas para posibles emplazamientos solares y eólicos planteados por urbs.....	32
<b>Tabla 8.</b> Líneas de Transmisión con aumento de capacidad .....	34
<b>Tabla 9.</b> Costos totales del sistema para cada escenario (MMUSD) con demanda proyectada según hipótesis 3.....	35

**Créditos:** Este artículo se desarrolló gracias a la colaboración de la Universidad de Cuenca, Escuela de Ingeniería Eléctrica con la Universidad del Azuay en el marco del proyecto No. 2021-0062 - Atlas de recursos energéticos del Sur del Ecuador, quienes aportaron con información, así como la capacitación en el uso del modelo *urbs* gracias al aporte de la Universidad Técnica de Munich en el marco del mismo proyecto. El autor agradece también al Ing. José Jara Alvear, PhD. por la información y los conocimientos aportados durante el desarrollo de este trabajo de titulación.

## Introducción

La energía es un recurso estratégico a nivel mundial y es uno de los motores que impulsa el desarrollo de los países; pero a su vez es uno de los mayores contribuyentes del cambio climático. El consumo de energía es la mayor fuente de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Este sector es responsable del 75% de las emisiones globales. Además dentro del sector de la energía, la generación de calor y electricidad es el subsector responsable de la mayor parte de las emisiones con un 42% de las emisiones totales de GEI en 2019[1], por lo cual su planificación, gestión y optimización es importante para satisfacer cambios en la demanda y reducir o mantener las emisiones de GEI. En la actualidad el mundo se enfrenta a retos medioambientales y económicos debido al uso insostenible de los recursos naturales; por lo que, para evitar fenómenos climáticos, todos los países deben aportar a la reducción de gases de efecto invernadero, como se acordó en la conferencia de Paris 2015, la cual fijó el objetivo de mantener el calentamiento global muy por debajo de 2°C respecto a los niveles preindustriales y aún más ambicioso 1.5°C a final de siglo. Las medidas clave para lograr esos objetivos de mitigación incluyen la descarbonización de la generación de electricidad, así como la mejora de la eficiencia y el cambio en el comportamiento del uso de la energía. La descarbonización del sector del suministro energético requiere un aumento de escala de las tecnologías de generación eléctrica con un nivel bajo o nulo de emisiones (que comprende las energías renovables, la energía nuclear y la captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC), incluida la bioenergía con CAC. Al tiempo que la generación de energía procedente de combustibles fósiles sin CAC se va eliminando de forma gradual hasta prácticamente desaparecer en 2100.[2]

Muchos países han adoptado políticas de transición energética planteándose objetivos ambiciosos como es el caso del gobierno de India, que estableció un ambicioso objetivo de 227GW de energía renovable para 2027; también EE.UU. ha tenido un decidido esfuerzo político a nivel federal y estatal, donde el 17% de toda la energía se suministra a partir de recursos renovables. China como el mayor productor y consumidor de energía tiene un papel fundamental en la transición energética global, este país represento más de la mitad de todas las adiciones de capacidad fotovoltaica mundial alcanzando 94GW en 2017[3]. América Latina también ha visto una inversión significativa en energía renovable. En 2015 la inversión total en energía renovable en la región ascendió a 16.400 millones de dólares, lo que representa alrededor del 6% del total mundial. En 2015 la inversión en energía eólica represento cerca de dos tercios de la inversión en energía renovable, excluyendo la energía hidroeléctrica, en su mayoría liderada por Brasil, Uruguay y más recientemente México. La energía eólica está creciendo más en Brasil, donde se puso en marcha una capacidad récord

de 2.7GW en 2015, casi tres veces el nivel instalado en 2013. México añadió 700MW de energía eólica en 2015, duplicando las adiciones de 2013. Uruguay y Panamá también realizaron importantes adiciones de capacidad eólica en 2015, de 300MW y 230MW respectivamente. Las capacidades instaladas de energía solar, principalmente la fotovoltaica, en la región aún son relativamente pequeñas, pero han crecido significativamente en los últimos años. En 2015 Chile agregó más de 400MW de energía solar fotovoltaica por segundo año consecutivo y se están construyendo 110MW de energía solar CSP (el primer proyecto de CSP en América Latina). Brasil adjudicó más de 890MW de proyectos fotovoltaicos a gran escala. Uruguay adjudicó contratos por 190MW, Guatemala por 80MW y Honduras por al menos 350MW[4]. Entonces, como se puede evidenciar, una mayor eficiencia energética y una proporción mucho mayor de energía renovable son dos de las estrategias para la mitigación del cambio climático y la transición energética.

Para lograr una transición energética sostenible es necesario estudiar la complementariedad de los recursos renovables (hidro, solar y eólica). En la última década el Ecuador ha experimentado cambios en su sector eléctrico. El país está pasando de un sistema hidrotérmico con un porcentaje elevado (aprox. 50%) en combustibles fósiles a un sistema con un alto porcentaje de energía renovable, principalmente hidroelectricidad. Tanto así que para 2021, la potencia nominal instalada a nivel nacional fue 8734.41MW de los cuales el 60.77% corresponden a centrales con fuentes de energía renovable y el 39.23% a centrales con fuentes de energía no renovable, presentando un incremento de aproximadamente 124.20% en su potencia nominal renovable [5].

El sistema eléctrico ecuatoriano ha tenido avances significativos de descarbonización con la construcción de centrales hidroeléctricas que producen más del 90% de la electricidad utilizando energías renovables [6] de bajo costo y con bajas emisiones de GEI. A pesar del importante papel de la energía hidroeléctrica en el sistema energético ecuatoriano, aún existen retos importantes como la estacionalidad hídrica, que provoca una reducción significativa en la capacidad hidroeléctrica del país en épocas de sequía [7], que obligaría a un incremento de generación termoeléctrica fósil si no se extiende la capacidad de energía renovable complementaria. La literatura sugiere que un aumento de las energías renovables no hidroeléctricas, como la eólica y la solar reduce la vulnerabilidad de los sistemas de energía con alta proporción de energía hidroeléctrica renovable, que es causada por alteraciones climáticas e hidrológicas estacionales[8].

Mientras que la energía hidroeléctrica constituye la mayor parte de la capacidad instalada en el Ecuador, recursos como la solar y la eólica han tenido poca penetración en el mix

energético ecuatoriano, principalmente debido a barreras políticas y a la limitada financiación de las tecnologías emergentes. A pesar de los pocos sistemas de energía solar existentes en el país, el Ecuador tiene un alto potencial de recursos solares y eólicos, con una insolación solar media de 4575Wh/m<sup>2</sup>/día [9] y un potencial eólico disponible de 1,67GW [10],[11].

Según el Plan Maestro de Electricidad del Ecuador (PME) 2018-2027, el despliegue de la energía hidroeléctrica será la prioridad para abastecer la futura demanda de electricidad, complementada con el gas natural para la estación seca; mientras que, el despliegue solar, eólico, biomasa y geotérmico continuará en niveles mínimos [12]. Sin embargo, esta estrategia no tiene plenamente en cuenta la vulnerabilidad al cambio climático debido a los posibles escenarios de alta o baja disponibilidad de energía hidroeléctrica[13], [14]. Adicionalmente en PME se contemplan a futuro demandas elevadas vinculadas con la actividad minera, camaronera, cementera, transporte, sistema petrolero, etc., los cuales con la capacidad hidroeléctrica actual no se podría cubrir, a no ser que se incremente la generación renovable. Por lo que, para lograr un sistema sostenible que pueda lidiar con este problema se deben aplicar cambios estructurales a la matriz energética a un ritmo adecuado, equilibrando la introducción de tecnologías de energía renovable y la eliminación gradual de la generación de energía basada en combustibles fósiles.

La complementariedad geográfica y temporal de las energías renovables, puede ayudar a aumentar la confiabilidad y, por lo tanto, la seguridad energética de los sistemas eléctricos. Cuando mayor sea la distribución geográfica de las plantas renovables, mayor será la posibilidad de que cuando un recurso se agote en un lugar, la energía se pueda generar en otro sitio. La llamada complementariedad temporal geográfica se está convirtiendo en un aspecto muy relevante a la hora de planificar los futuros sistemas energéticos [15]. Existen diversos estudios que abordan la disponibilidad espacial y temporal de las energías renovables en el Ecuador [16], [17]; sin embargo, se conoce muy poco sobre la complementariedad de estos recursos.

En este contexto, este documento investiga posibles combinaciones futuras de energía eléctrica para el Sur del Ecuador, considerando tanto el costo total del sistema, como el CO<sub>2</sub> total emitido, con el objetivo de determinar cuáles son los futuros mix energéticos de electricidad factibles; tanto, desde el punto de vista técnico, como económico. Se quiere demostrar que en el Ecuador se tiene oportunidades tangibles para satisfacer la demanda de electricidad proyectada y los objetivos de emisiones de CO<sub>2</sub> con menos energía hidroeléctrica que la planificada actualmente. Este estudio busca entender en qué medida y bajo qué condiciones las energías renovables pueden suplir la demanda de electricidad futura y así

mismo como pueden complementarse para construir una matriz energética sostenible que brinde energía eléctrica fiable y asequible.

La sección 2 proporciona los detalles sobre el marco de modelo utilizado y su implementación al sistema eléctrico ecuatoriano en el Sur del país, en la sección 3 se detalla los escenarios planteados para el análisis del sistema eléctrico y finalmente en la sección 4 se presenta el análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con los escenarios descritos.

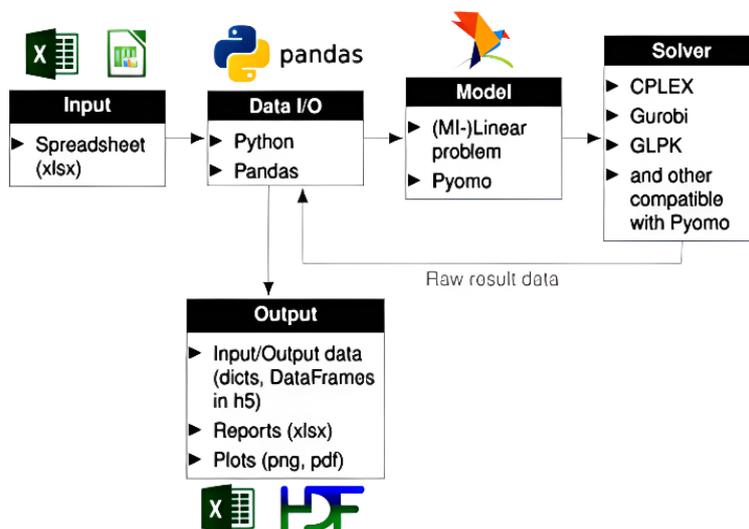
## Métodos

### **Modelo de optimización lineal para sistemas de energía distribuida (*urbs*)**

El sistema eléctrico actual y futuro en el Sur del Ecuador se modeló utilizando *urbs*, que es un marco de modelado de optimización lineal de código abierto para la planificación de expansión de la capacidad y los análisis de compromiso de unidades para sistemas de energía distribuida[18] desarrollado en la Universidad Técnica de Munich - Chair of Renewable and Sustainable Energy Systems. Este modelo está diseñado para manejar sistemas de energía de múltiples productos de entrada o materias primas, por ejemplo: el caudal de las cuencas hidrográficas, la velocidad del viento, la radiación solar, los combustibles fósiles etc. y múltiples salidas como: la electricidad y el calor. *Urbs* combina tanto las decisiones de inversión, añadiendo o quitando capacidad de generación, transporte o almacenamiento, como las decisiones de despacho óptimo. El modelo optimiza la expansión de la capacidad; así como, el despacho por hora de generación, transmisión y almacenamiento, lo que da lugar a representaciones detalladas de los procesos de conversión de energía con una alta resolución temporal (8760 h por año), que permite visualizar el comportamiento cronológico de la oferta y la demanda. Las capacidades de energía y potencia se expanden de forma independiente; sin embargo, se integra una dependencia lineal entre ellas.

Las principales entradas son: las series temporales horarias de la demanda de electricidad, los perfiles de generación como factores de capacidad por hora de las tecnologías de energía renovable, la infraestructura existente: Centrales de generación, transmisión y almacenamiento, y factores tecno-económicos como: los costes de inversión, los costes fijos y variables de operación y mantenimiento, los costes de combustibles y las emisiones totales de CO<sub>2</sub> por tecnología. Las entradas del modelo se especifican en un archivo de hoja de cálculo (MS-excel), y el modelo resuelve el problema de optimización lineal que está escrito en Python/Pyomo utilizando Gurobi como solucionador.

El objetivo de la optimización es minimizar los costos de expansión y operación del sistema de energía. La función objetivo del modelo es la minimización del coste anual del sistema eléctrico. En la **Figura 1** se muestra la estructura de las herramientas utilizadas por el modelo.



**Figura 1.** Estructura del Modelo urbs.[19]

En su forma más general este costo (C) se calcula con (1):

$$C = C_{inv} + C_{fix} + C_{var} + C_{fuel} + C_{env} \quad (1)$$

Donde:  $C_{inv}$  Costo de inversión.

$C_{fix}$  Costos fijos de operación anuales.

$C_{var}$  Costos variables totales de O y M.

$C_{fuel}$  Es el costo del combustible.

$C_{env}$  Sanciones por contaminación ambiental.

La principal restricción para suplir las demandas de electricidad en cada nodo en cada paso de tiempo viene dada por (2):

$$D_i \leq G_i + \sum_j T_{ij} - S_i + R_i \quad (2)$$

Donde  $D_i$  Demanda en el nodo i.

$G_i$  Generación en el nodo i.

$T_{ij}$  Transmisión de energía entre los nodos  $i$  y  $j$ .

$S_i$  y  $R_i$  es la energía almacenada y recuperada del almacenamiento.

Los principales resultados del modelo incluyen las capacidades instaladas (generación, red, almacenamiento) y la operación horaria del sistema. Además, proporcionan las emisiones directas de CO<sub>2</sub> y los costes totales de inversión, costos fijos, costos variables y los costos de combustibles, resultantes de la operación del sistema eléctrico. Toda la información acerca del modelo lo encontramos en [20].

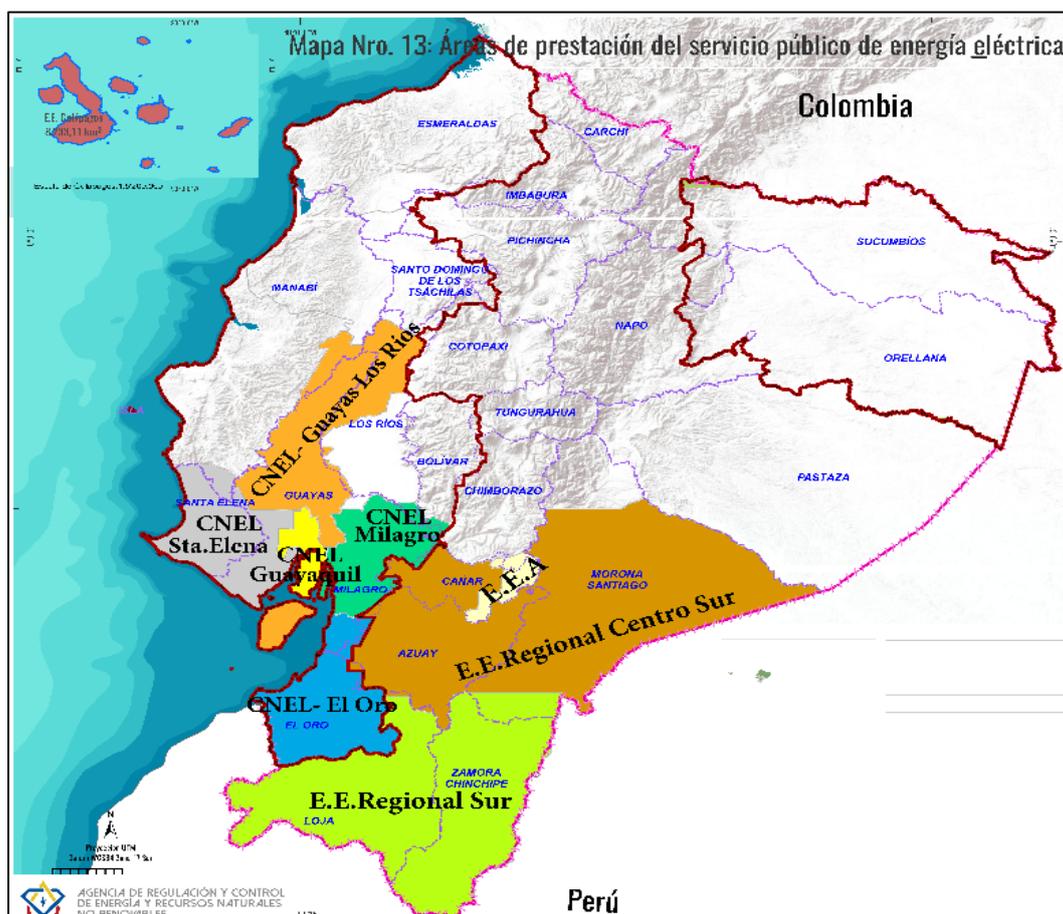
Usando este marco de programación lineal se evalúan varios escenarios en función del costo total del sistema y las emisiones totales de CO<sub>2</sub>. La ventaja de este modelo es que utiliza una resolución horaria. El beneficio de usar la resolución horaria es que se calcula el balance del sistema; es decir, la energía producida es igual a la consumida, para cada hora de la simulación, a diferencia de la granularidad más gruesa de otros modelos como LEAP o MARKAL/TIMES. Este enfoque es el más adecuado para evaluar los sistemas de energía que se caracterizan por una alta penetración de energías renovables; ya que, cualquier desequilibrio horario y estacional entre la producción y el consumo son importantes.[24]

El marco de modelado *urbs* al ser de código abierto ha sido utilizado en varios estudios referentes a energías renovables, por ejemplo en [21] se estudia las diferentes necesidades energéticas urbanas en la ciudad de Oldemburgo, usando una plataforma abierta basada en SIG(Sistema de Información Geográfica), que simula la demanda y la oferta(dimensión espacial y temporal), para luego realizar una optimización de programación lineal y explorar escenarios para el despliegue económico de la micro generación y el almacenamiento. En [22] se utiliza dos modelos para analizar los objetivos que tiene la Unión Europea en materia de energías renovables y emisiones de GEI donde mediante *urbs*, se obtiene un diseño óptimo del sistema energético europeo en 2030 y 2050. Un modelo de optimización lineal basado en los costos del sistema eléctrico chileno para analizar y optimizar diferentes escenarios de generación transmisión y almacenamiento de energía renovable y evaluar el impacto a largo plazo del almacenamiento de energía a nivel de red, se encuentra en [23]. En [24] se utiliza el marco de modelado *urbs*, para estimar las posibles combinaciones energéticas belgas posteriores a la eliminación nuclear del sistema energético.

### **Modelización del Sistema Eléctrico en el Sur del Ecuador.**

En el Ecuador el despacho de energía se realiza mediante concesiones o áreas de prestación de servicio; las cuales, cada una de ellas corresponde o abarcan ciertas zonas del país como se puede observar en la **Figura 2**.

Por lo tanto, el sistema eléctrico en el Sur del Ecuador se modela como un sistema de ocho nodos correspondientes a las áreas que brindan servicio en el Sur del país: CNEL Santa Elena, CNEL Guayas-Los Ríos, CNEL Guayaquil, CNEL Milagro, Empresa Eléctrica Azogues, Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, CNEL El Oro y Empresa Eléctrica Regional Sur. Los cuales en el modelo serán abreviados de la siguiente forma: CNEL SE, CNEL GLR, CNEL G, CNEL M, EEA, EERCS, CNEL EO y EERSSA respectivamente.

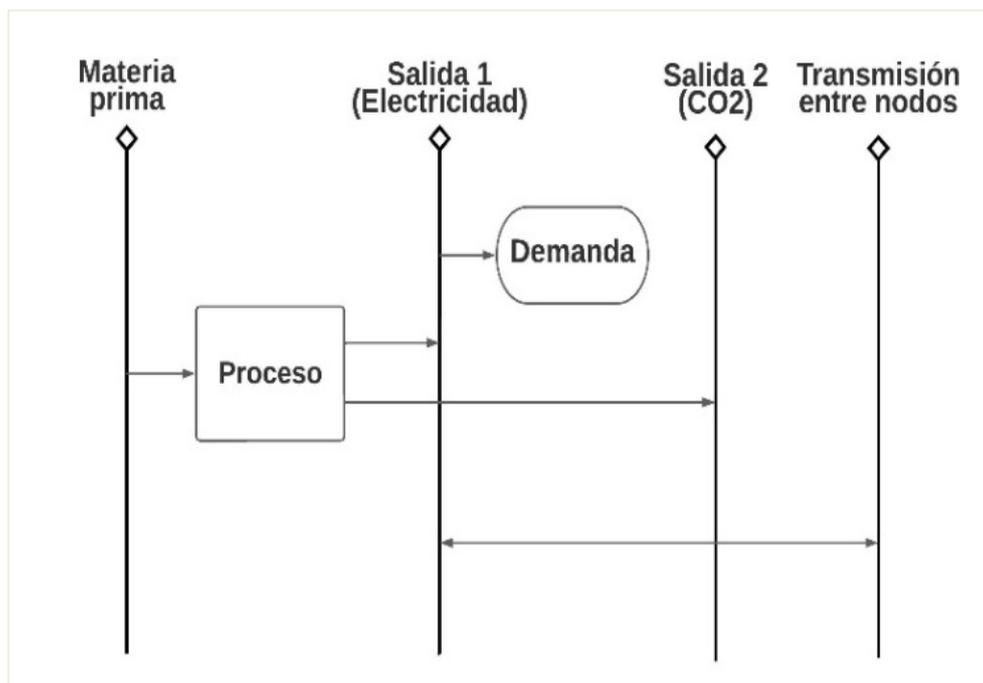


**Figura 2.** Áreas de Concesión utilizadas como nodos del modelo [25]

Cada nodo se compone de varias entidades del modelo como, las materias primas, que serían los recursos renovables y no renovables con los que cuenta cada sitio. Los procesos de conversión, que se componen de: las centrales hidroeléctricas, las centrales térmicas, las granjas solares y los parques eólicos. Finalmente, la transmisión de energía, debido a que se considera al Sur del Ecuador como un sistema de ocho nodos se debe tomar en cuenta las líneas de transmisión internas entre nodos.

El modelo necesita los siguientes datos: (i) Superficie utilizable para cada sitio o nodo; (ii) Las especificaciones técnicas de cada tipo de central eléctrica como: la capacidad instalada, los

costes de inversión, los costes fijos y variables, etc; (iii) Los recursos energéticos o materias primas; y (iv) La demanda de electricidad representada por un conjunto de series temporales para cada nodo. Cada una de estas entidades se describen en la siguiente sección. El esquema del modelo *urbs* para cada nodo del sistema utilizado en este trabajo se encuentra en la **Figura 3**.

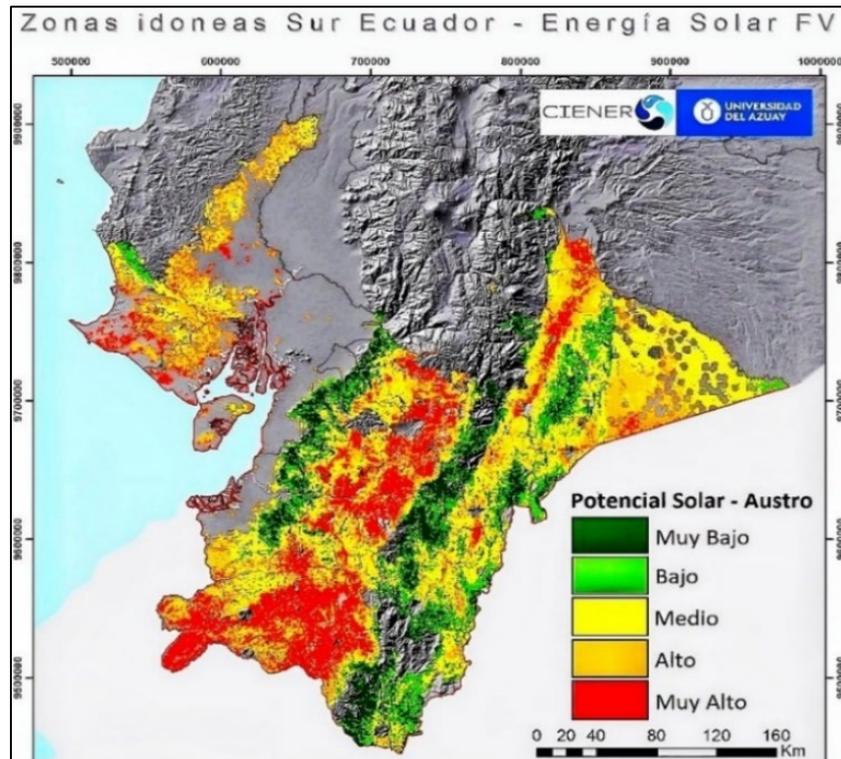


**Figura 3.** Representación de cada nodo del sistema en el modelo *urbs*.

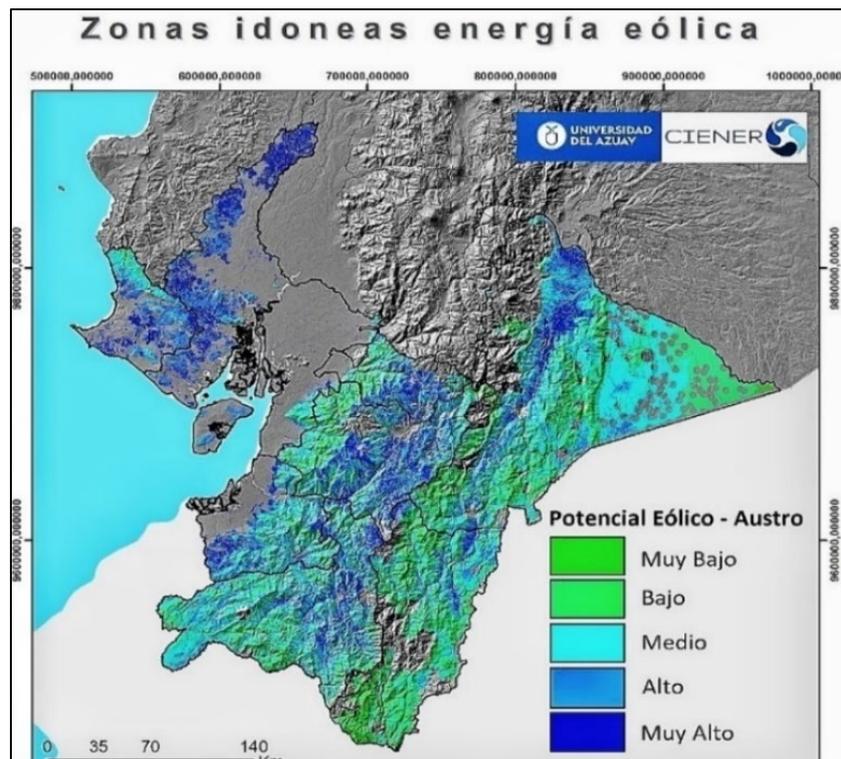
### Fuentes de datos y recopilación

#### **Superficie utilizable**

El modelo requiere especificar la superficie que puede ser utilizada para emplazar los nuevos proyectos de generación, como por ejemplo las nuevas granjas fotovoltaicas o nuevos parques eólicos, para estos datos se estimó una superficie basándose en mapas de potencial solar y eólico **Figuras 4 y 5** otorgados por el proyecto: “Atlas de recursos energéticos del Sur del Ecuador” [26]



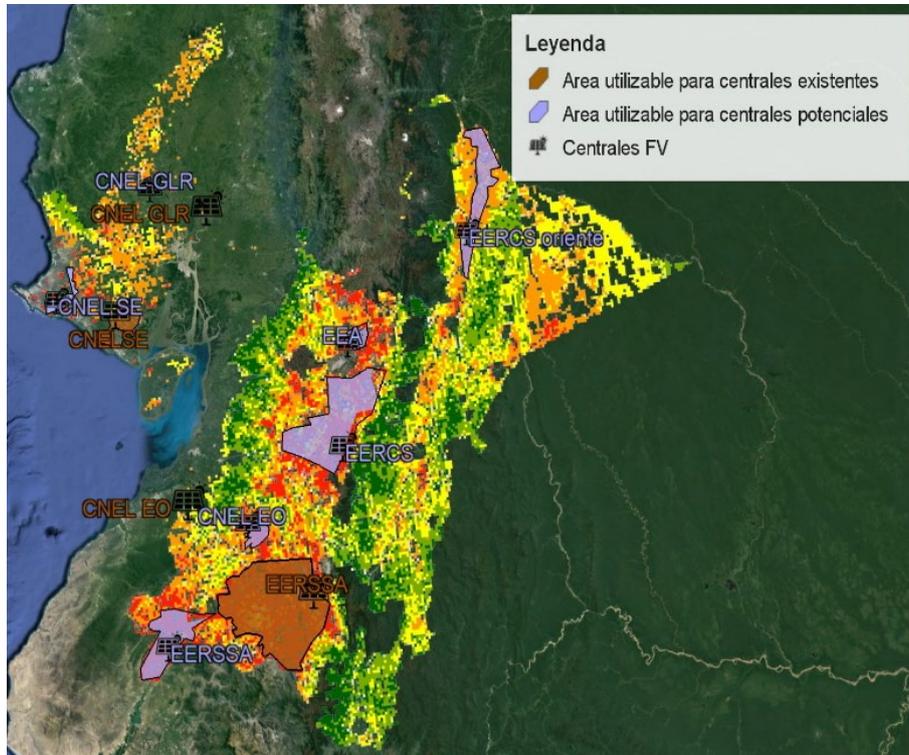
**Figura 4.** Atlas Solar [26]



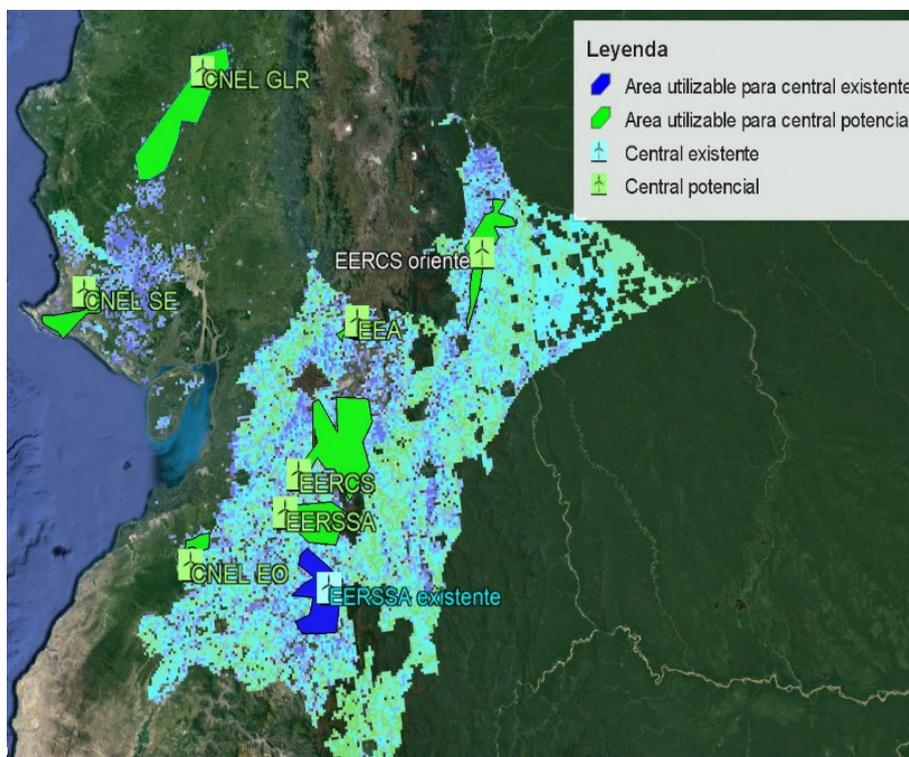
**Figura 5.** Atlas Eólico [26]

Mediante el software Google Earth se priorizó las superficies donde existe el mejor potencial solar y eólico en las áreas de concesión de los sitios o nodos seleccionados en el modelo. Cabe recalcar que en algunas áreas como por ejemplo en EERCS, EERSSA y CNEL SE las

áreas utilizables tanto para las centrales eólicas y solares se traslapan o tienen casi la misma superficie como es el caso de EEA por lo que para el modelo se utilizó solo una de las dos áreas. **Figuras 6 y 7.**



**Figura 6.** Áreas utilizables para centrales Solares Fotovoltaicas



**Figura 7.** Áreas utilizables para centrales Eólicas.

Las superficies utilizadas para cada nodo se resumen en la **Tabla 1.**

**Tabla 1.** Superficies utilizables para emplazamientos de granjas solares y parques eólicos por nodo

SITIO	Superficie Km <sup>2</sup>
CNEL SE	560
CNEL GLR	41.58
CNEL G	0
CNEL M	0
EEA	185
EERCS	2829
CNEL EO	211
EERSSA	1007

### **Capacidad instalada**

Para modelar el sistema eléctrico se tomó el año 2021 como año base. Los datos de capacidad instalada por tecnología se obtuvieron del Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2021 [6], mismos que se resumen en la **Tabla 2**. Se debe tomar en cuenta que las unidades de generación de la misma tecnología ubicadas en el mismo nodo o sitio son tratadas como una sola central con la capacidad equivalente. Por ejemplo, en el nodo EERCS se sumó las capacidades de las centrales hidroeléctricas: Mazar 170MW, Molino 1075MW, Sopladora 487MW, Hidro San Bartolo 49.98MW, Saucay 24MW, Saymirín 15.52MW, Gualaceo 1MW, Hidronormandia 49.58MW, Abanico 38.45MW y Ocaña 26.1MW, dando una capacidad total de 1936.63MW.

**Tabla 2.** Capacidad instalada en cada nodo por tipo de tecnología para el año 2021 en MW

Tecnología de Generación	CNEL SE	CNEL GLR	CNEL G	CNEL M	EEA	EERCS	CNEL EO	EERSSA
<b>Hidroeléctrica</b>	0	42.2	0	0	6.23	1936.63	270	182.4
<b>TV</b>	0	0	313.5	0	0	0	0	0
<b>TG</b>	0	0	451.33	0	0	0	275.36	0
<b>MCI</b>	131.8	47.6	0	0	19.2	4.5	0	19.79
<b>Eólica</b>	0	0	0	0	0	0	0	16.5
<b>Fotovoltaica</b>	2	47.6	0	0	0	0	6	6
<b>Biomasa</b>	0	0	0	114.5	0	29.8	0	0

### **Transmisión**

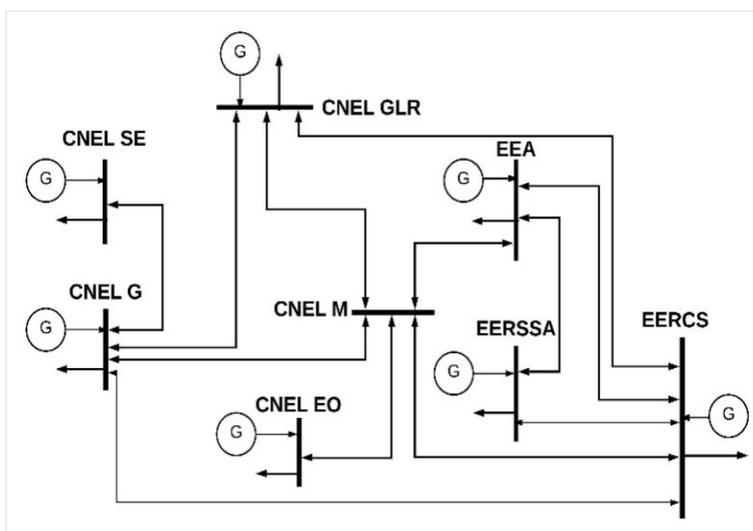
Para las líneas de transmisión que conectan a las diferentes concesiones o sitios se toma como referencia las líneas mostradas en el mapa del SNT (Sistema Nacional de Transmisión) que se encuentra en [6] cada sitio o nodo está conectado con una línea de transmisión siguiendo esta referencia. Las líneas se modelan sin restricción de capacidad, esto debido a que se está

modelando solamente una parte del país, en este caso el Sur del Ecuador; por lo que, no se toma en cuenta la energía que se despacha desde el sur hacia el norte y viceversa mediante las demás líneas de transmisión que conectan la región sur con la región norte del país, en la **Tabla 3** se muestra la configuración de las líneas de transmisión que conectan los diferentes sitios o nodos

**Tabla 3.** Líneas de Transmisión de energía entre cada nodo del modelo

INICIO	LLEGADA
EEA	EERSSA
EERCS	EEA
EERCS	EERSSA
EERCS	CNEL M
EERCS	CNEL GLR
CNEL M	EEA
EERCS	CNEL G
CNEL M	CNEL EO
CNEL SE	CNEL G
CNEL G	CNEL M
CNEL GLR	CNEL G

La representación del modelo del Sur del Ecuador considerando los 8 nodos que representan las zonas de cada concesión mencionada anteriormente, con sus respectivas fuentes de generación con las que cuenta cada sitio, con la demanda de energía eléctrica en cada nodo y con sus respectivas líneas de transmisión internas que los conectan se muestra en la **Figura 8**.



**Figura 8.** Representación del sistema de 8 nodos para el Sur del Ecuador.

### **Costos**

Para los costos de inversión y los costos fijos se utilizaron varias fuentes internacionales y locales para obtener una mejor aproximación. Los costos para las centrales que utilizan fuentes de energía renovable se obtuvieron de [27] [28] [29] y los costos para las centrales térmicas se obtuvieron de [28], [30] [31] [32]. Los costos variables de generación de las centrales térmicas se obtuvieron de un cuadro de precios otorgados por funcionarios de CELEC EP. En cuanto a los costos de los combustibles que se utilizan en las centrales térmicas en el Sur del Ecuador: Fuel Oil, Diesel, Residuo y Gas, se obtuvieron de los precios de venta en terminal para el sector eléctrico publicadas por Petroecuador [33], estos datos fueron corroborados con los datos otorgados y entrevistas realizadas a expertos del sector de organismos del sector eléctrico (CELEC EP).

### **Recursos energéticos**

En el Ecuador se puede generar energía eléctrica mediante varios recursos naturales, está la energía generada con recursos térmicos mediante combustibles fósiles y gas natural, y está la energía limpia generada con recursos renovables como: la energía solar, la eólica y la hídrica. Para el modelo urbs estos recursos se tratan de forma distinta. Por un lado, está el recurso de los combustibles: Diesel, Fuel Oil, Residuo y gas natural, que se consideran materias primas de stock, es decir que no fluctúan con el tiempo, estas tienen un costo y pueden generar energía constante mientras se pueda comprar el combustible. Por otro lado, está el recurso renovable que es intermitente y varía durante el día por lo que la generación de energía depende de la variación del recurso. Para modelar este recurso fluctuante se necesita series temporales dadas como factores de planta o capacidad normalizados de los proyectos que se pueden implementar. Para obtener dichas series con la ayuda de Google Earth se tomaron diferentes puntos geográficos en donde se podrían añadir posibles proyectos como granjas solares y parques eólicos basados en las áreas de mayor potencial eólico y solar mostradas en *las Figuras 6 y 7*. Con los puntos tomados se generan las series temporales que tendrían los proyectos eólicos y solares como factores de capacidad mediante la herramienta de Renewables.ninja[34]. Los factores de capacidad para las series temporales de las centrales hidroeléctricas están basados en datos históricos de la generación de energía eléctrica producida por estas centrales. Los puntos geográficos tomados para los proyectos existentes y para los emplazamientos de posibles proyectos eólicos y solares en los diferentes sitios o nodos se resumen en las *Tabla 4 y 5*.

**Tabla 4.** Ubicaciones utilizadas para series temporales de datos solares y eólicos de centrales existentes.

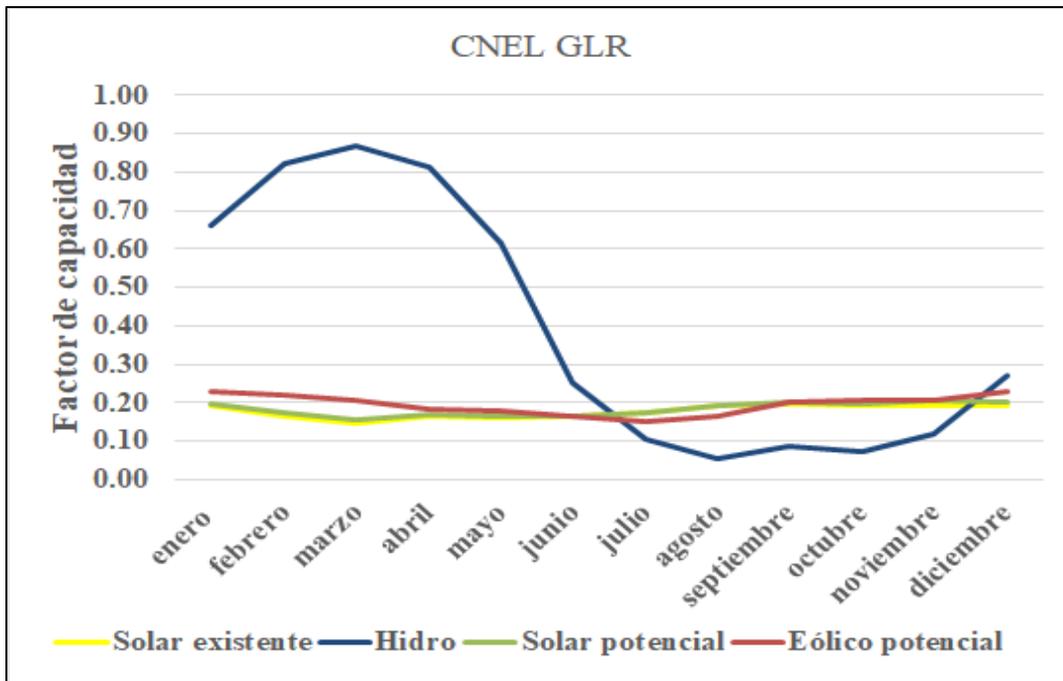
Solar		
Sitio	Latitud	Longitud
CNEL SE	-2.426767°	-80.356871°
CNEL GLR	-1.908139°	-79.712130°
CNEL EO	-3.533646°	-80.020530°
EERSSA	-4.116928°	-79.302249°
Eólica		
Sitio	Latitud	Longitud
EERSSA	-4.006231°	-79.257606°

**Tabla 5.** Ubicaciones utilizadas para series temporales de datos solares y eólicos de centrales potenciales.

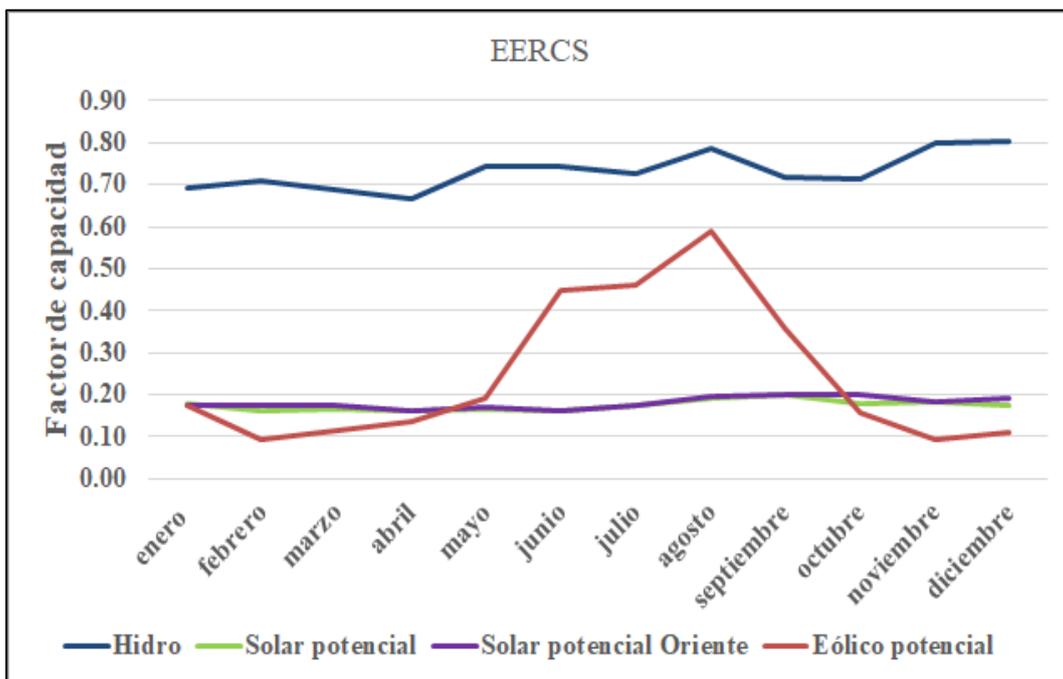
Solar		
Sitio	Latitud	Longitud
CNEL SE	-2.307172°	-80.726938°
CNEL GLR	-1.750216°	-80.061821°
CNEL EO	-3.699843°	-79.664947°
EERSSA	-4.302206°	-80.238579°
EEA	-2.791020°	-78.919137°
EERCS	-3.354515°	-79.022345°
EERCS	-2.258607°	-78.084413°
Eólica		
Sitio	Latitud	Longitud
CNEL SE	-2.178127°	-80.594622°
CNEL GLR	-1.004003°	-79.699863°
CNEL EO	-3.772815°	-80.096598°
EERCS	-3.367094°	-79.366984°
EEA	-2.573173°	-78.894902°
EERSSA	-3.564920°	-79.475016°

Las series obtenidas tienen una resolución horaria, sin embargo, para contrastar la complementariedad de los recursos naturales solar y eólico con el recurso hídrico en las **Figuras 9, 10, 11 y 12**, se presenta un resumen de las series utilizadas con una resolución mensual en los sitios donde existen estos tres recursos (CNEL GLR, EERCS, EEA y EERSSA),

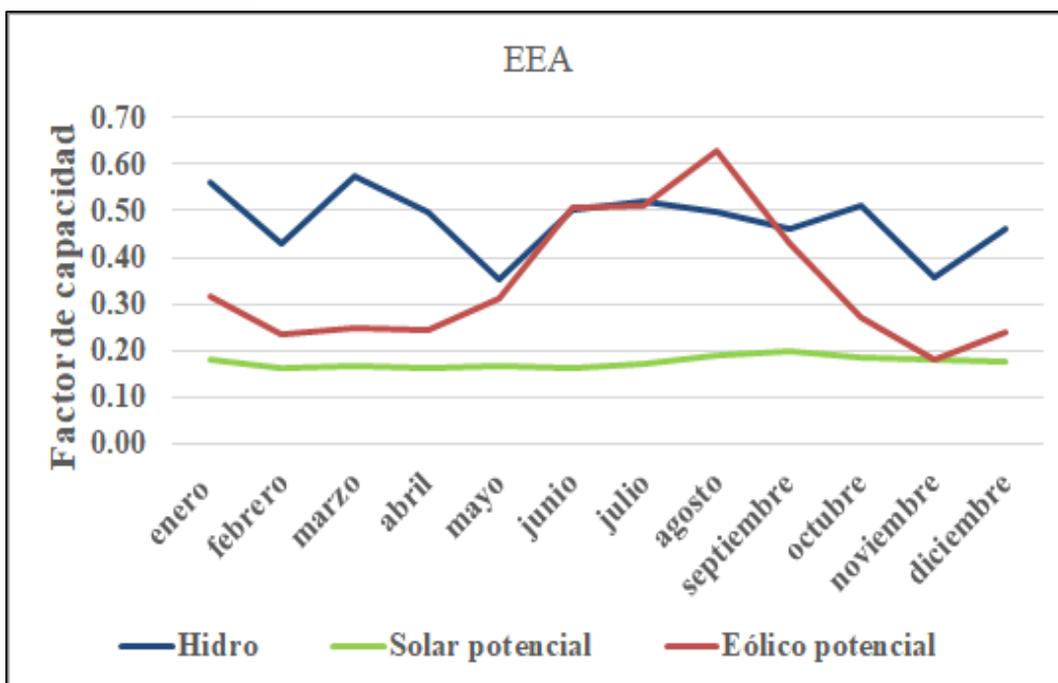
donde se muestra la fluctuación de los recursos naturales solares y eólicos, y como estos pueden complementar a la energía hidroeléctrica.



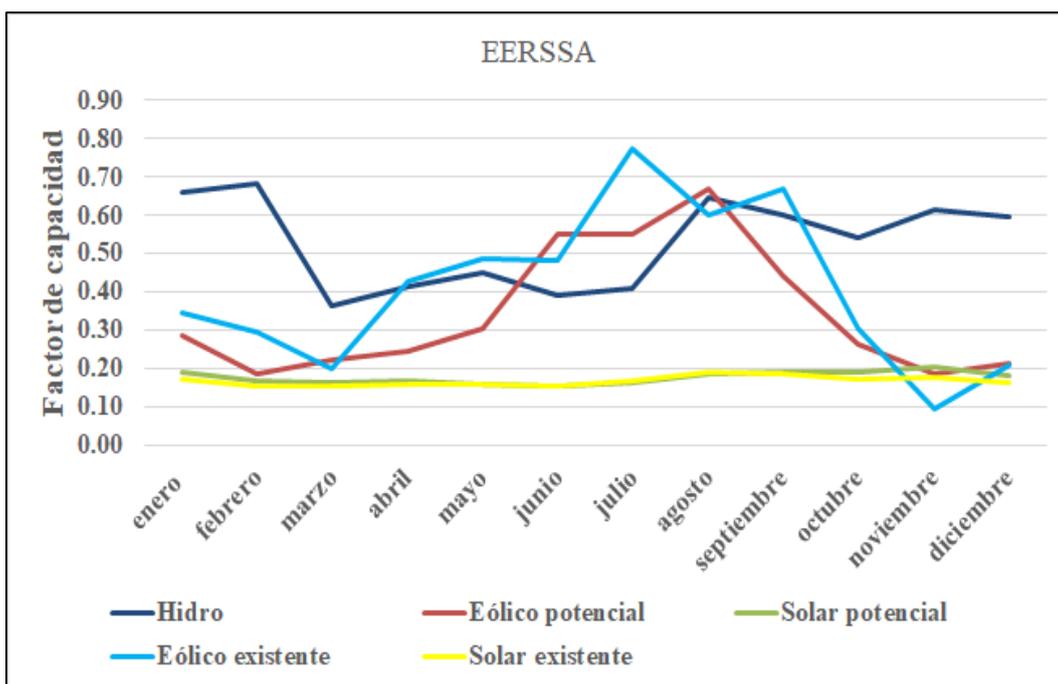
**Figura 9.** Factores de capacidad mensuales normalizados para centrales hidroeléctricas, parques eólicos y granjas solares existentes y potenciales en el nodo CNEL GLR



**Figura 10.** Factores de capacidad mensuales normalizados para centrales hidroeléctricas, parques eólicos y granjas solares existentes y potenciales en el nodo EERCS



**Figura 11.** Factores de capacidad mensuales normalizados para centrales hidroeléctricas, parques eólicos y granjas solares existentes y potenciales en el nodo EEA.



**Figura 12.** Factores de capacidad mensuales normalizados para centrales hidroeléctricas, parques eólicos y granjas solares existentes y potenciales en el nodo EERSSA.

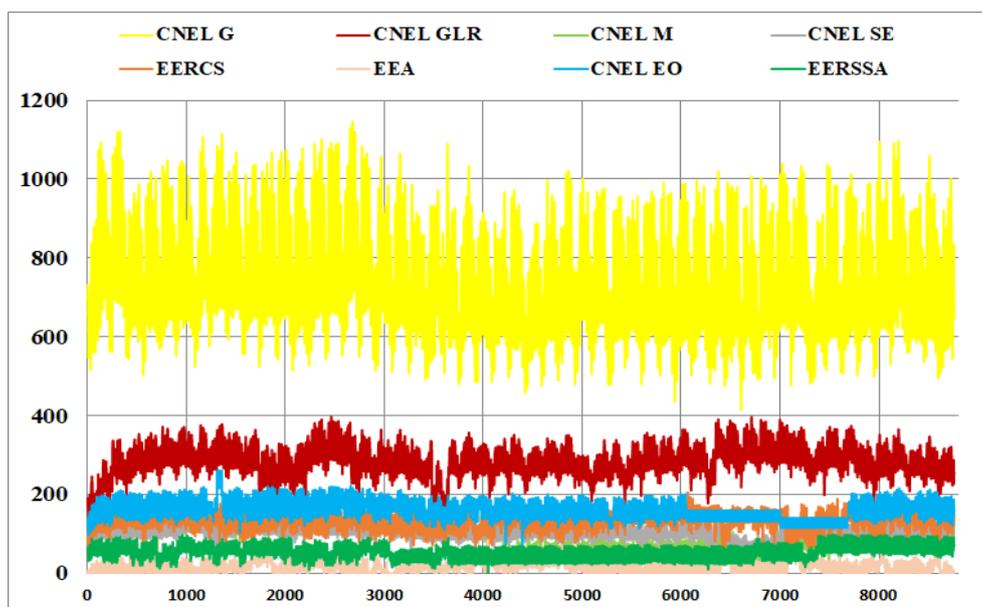
### **Modelación de la demanda**

La demanda horaria que necesita el modelo para cada nodo se estimó de la generación histórica en las Subestaciones de transmisión que abastecen cada área de concesión del área

de estudio. La demanda futura para los distintos escenarios presentados posteriormente se proyectaron utilizando las hipótesis 1,2 y 3 presentadas en PME 2018-2027 [12] donde; la hipótesis 1 (Tendencial) considera el crecimiento tendencial de la demanda, la hipótesis 2 (Cargas singulares) incorpora cargas singulares como la actividad minera, los proyectos de eficiencia energética, la carga agroindustrial, etc. y la hipótesis 3(Matriz productiva) incorpora la demanda correspondiente a las industrias básicas: aluminio, cobre, etc. Las demandas utilizadas en cada nodo se resumen en **Tabla 6** y las curvas de demanda utilizadas para cada nodo se presentan en la **Figura 13**.

**Tabla 6.** Demandas de energía eléctrica 2021 y proyecciones para 2031 Hipótesis 1, 2, 3 para cada nodo del modelo.

SITIO	Demanda 2021 (GWh)	Demanda 2031(GWh) Hipótesis 1	Demanda 2031(GWh) Hipótesis 2	Demanda 2031(GWh) Hipótesis 3
CNEL_SE	901.79	1373.42	1676.12	1803.58
CNEL GLR	2511.92	3479.01	4668.81	5023.85
CNEL G	6647.30	9405.93	12355.07	13294.60
CNEL_M	809.39	1228.66	1504.39	1618.79
EEA	101.60	182.88	188.85	203.21
EERCS	1137.82	2104.97	2114.83	2275.65
CNEL EO	1421.74	2203.71	2642.55	2843.50
EERSSA	406.41	552.32	755.39	812.84



**Figura 13.** Curvas de demanda anual para cada sitio o nodo-Escenario base.

## Escenarios

Para evaluar el balance energético y el impacto que pueden tener las energías renovables (solar y eólica) en el sistema eléctrico del sur del país y a su vez analizar la complementariedad de las mismas con la energía hidroeléctrica se realizaron diferentes simulaciones, cada una investigando diferentes escenarios para el sistema de generación en el Sur del Ecuador.

### Escenario 0 o Base

El primero de los escenarios el escenario 0, puede considerarse como el escenario base, este se considera como el estado actual del sistema de generación. Este escenario atiende la demanda del 2021 es decir que no incluye inversión ni expansión, simplemente pasa a ser un problema de optimización del despacho de la capacidad instalada. Este escenario no solo sirve como base de comparación para los otros escenarios, sino que también sirve como herramienta de validación para el modelo, ya que, los resultados de este escenario pueden compararse con los datos reales de generación de energía eléctrica en 2021.

### Escenario 1

El escenario 1 hace referencia a los proyectos de expansión previstos en PME [12], en donde se pretende para 2031 incorporar 3067MW de energía hidroeléctrica, 160MW de energía eólica y 587MW de centrales de ciclo combinado en el Sur del Ecuador, con este escenario se pretende ver si con la expansión planificada se puede cubrir la demanda futura proyectada

### Escenario 2.

En el escenario 2 se analiza la complementariedad de las energías renovables, más concretamente como complementarían la energía eólica y solar a la energía hidroeléctrica para abastecer la demanda futura. Para realizar este análisis con la ayuda de las series temporales obtenidas en los puntos geográficos de las **Tabla 4 y 5** se plantean posibles proyectos de generación que se podrían incluir, a más de los proyectos planteados en PME, tomando en cuenta el potencial eólico y solar disponible. Este escenario es el más abierto ya que no cuenta con ninguna restricción y el modelo tiene la libertad de invertir o no en las centrales planificadas en PME o en las centrales nuevas planteadas según los puntos de mayor potencial energético eólico y solar. Este escenario da una idea de cómo se compondría la configuración del sistema económicamente más eficiente, basadas en tecnologías disponibles en la actualidad.

### Escenario 3

En el escenario 3 se tienen las mismas condiciones que en el escenario 2, pero esta vez se restringe la expansión de la capacidad hidroeléctrica a un 60% de la planificada en PME para

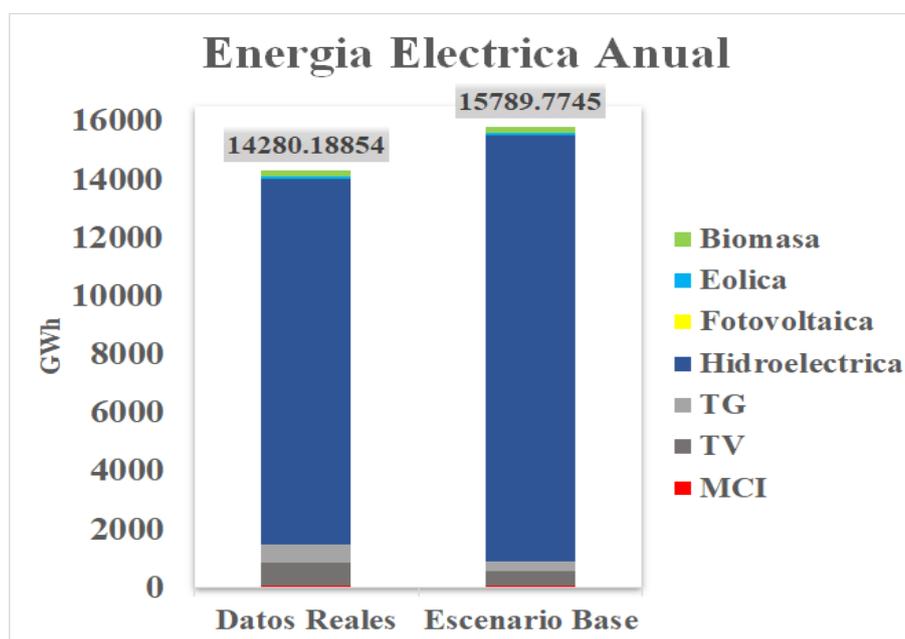
analizar si es viable realizar un mix-energético diversificado y con menos vulnerabilidad al cambio climático y comprobar si es posible lograr una matriz energética sostenible utilizando menos energía hidroeléctrica que la planificada.

Originalmente se pretendía plantear solo 3 escenarios, pero como se describe más adelante el escenario 3 da resultados similares al escenario 2 por lo que se plantea un nuevo escenario 3 con una mayor restricción en la energía hidroeléctrica utilizando solo el 22% de la capacidad planificada. Cada uno de estos escenarios se analizan para los tres casos de demanda futura presentados en la **Tabla 6** utilizando las tasas de crecimiento de las hipótesis 1, 2 y 3 del PME.

## Resultados y discusión

### Validación del Modelo – Escenario 0

Según datos reales en 2021 la electricidad generada por las centrales de generación en el Sur del Ecuador alcanzó los 14280GWh. La capacidad instalada en 2021 que se presenta en la **Tabla 2**, fue modelada en *urbs* para obtener el despacho costo-óptimo del sistema, es decir cuanta energía eléctrica es generada por cada tipo de tecnología y así comparar con los datos reales de generación **Figura 14**.

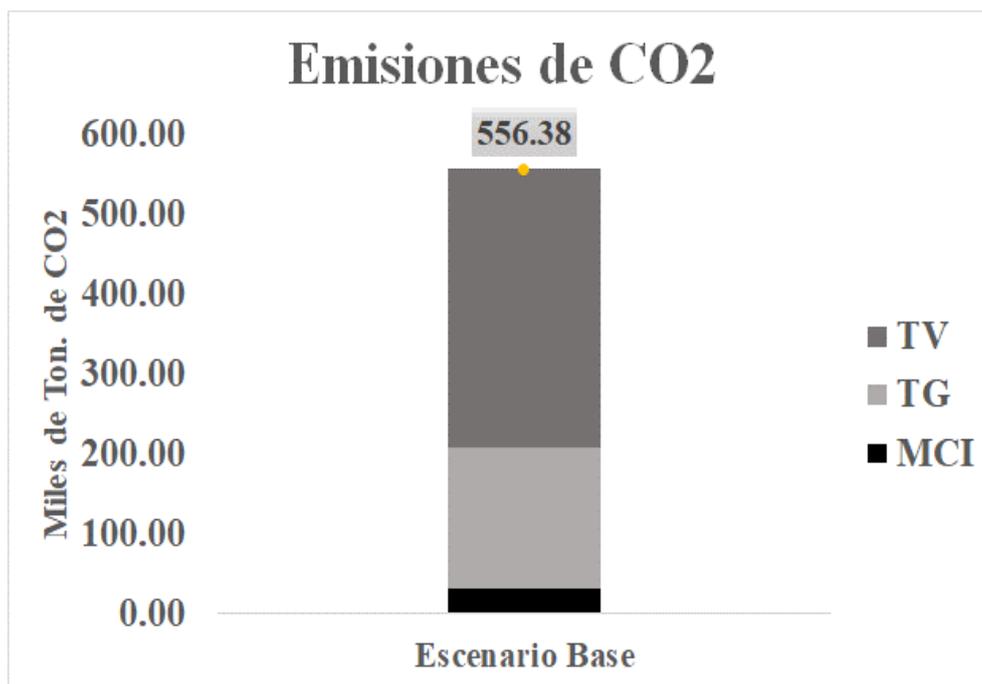


**Figura 14.** Comparación de la generación eléctrica anual en GWh generada por el modelo *urbs* y los datos históricos de generación eléctrica para el año 2021 por cada tipo de tecnología.

La generación eléctrica en el modelo *urbs* alcanza los 15789.77GWh y representa adecuadamente la participación de las diferentes tecnologías en comparación con los datos reales del 2021. En ambos casos, la energía hidroeléctrica tiene mayor participación en la

generación total de energía con el 87.68% y 92.57% en los datos reales y el modelo respectivamente. Las tecnologías térmicas que funcionan a base de: Diesel, Fuel Oil, Residuo y Gas, representan el 10.28% para los datos reales y el 5.46% para el modelo, y la generación eléctrica a partir de recursos renovables: solar, eólica y biomasa, representa el 2.04% según datos reales y 1.97% según el modelo *urbs*. Se observa que en el modelo existe discrepancia en las tecnologías térmicas, esto se debe en gran parte al hecho de que el escenario base se simuló con la plena utilización de toda la capacidad hidroeléctrica instalada, mientras que en realidad hubo algún tiempo de inactividad de algunas centrales hidroeléctricas, tanto programadas, como no programadas en 2021, lo que explicaría mayor aporte de las centrales térmicas para compensar esta energía. Tomando en cuenta que las discrepancias no están tan alejadas de la realidad, se observa un error relativo del 9% para la generación total, lo que es aceptable para la realización de este estudio.

El modelo *urbs* también nos brinda las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por las tecnologías térmicas: TV, TG y MCI, **Figura 15**.



**Figura 15.** Total de emisiones de CO<sub>2</sub> en KTon por tecnología.

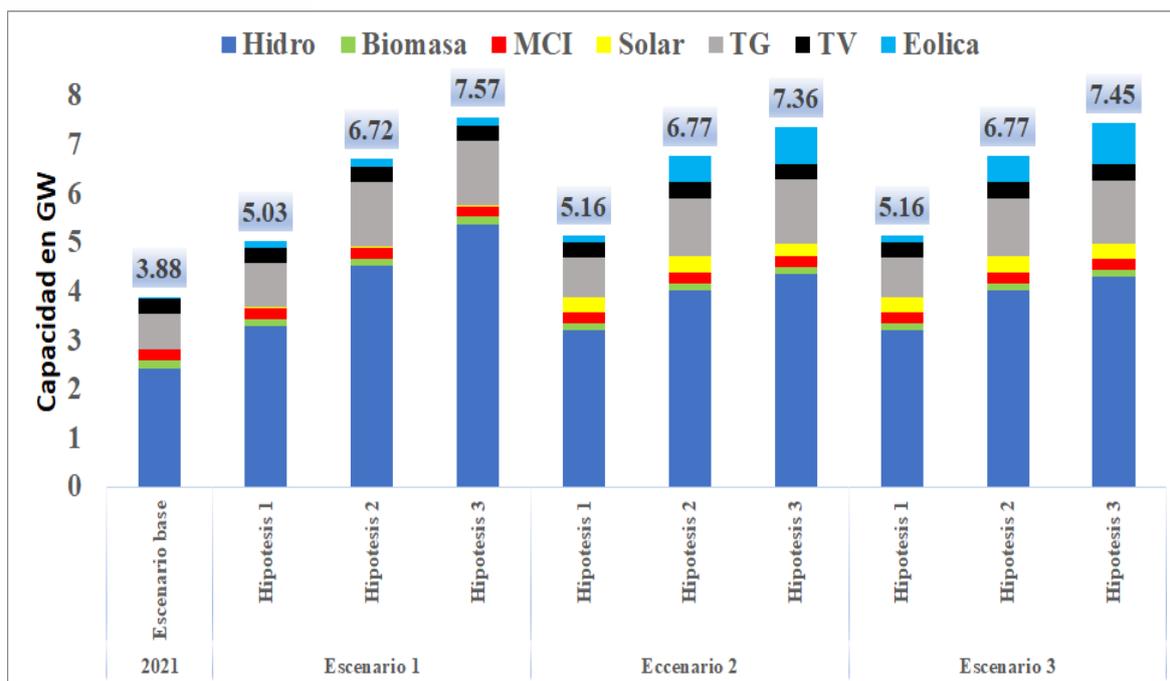
Según los resultados del modelo las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema en el escenario base alcanzan los 556.38KTon de CO<sub>2</sub>. Esta cifra es aceptable, ya que, según el informe del factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado 2021[35] las emisiones totales de

CO<sub>2</sub> en el Ecuador en 2021 fueron de 1204KTon de CO<sub>2</sub>. En este contexto, sería lógico pensar que como el área de estudio corresponde a la mitad sur del país, las emisiones estarían cerca del 50% y como vemos las emisiones obtenidas por el modelo alcanzan el 46% de las emisiones totales del país, validando así de alguna manera el total de emisiones resultantes del modelo.

Debido a que el modelo optimiza el sistema tomando en cuenta el costo óptimo y no el total de las emisiones de CO<sub>2</sub>, las emisiones obtenidas en el escenario base se utilizan como límite en los demás escenarios, para mantener las emisiones en los niveles actuales y analizar el comportamiento del sistema eléctrico futuro sin aumentar las emisiones de GEI.

### **Capacidad instalada – Escenario 1, 2 y 3**

La generación en el Sur del Ecuador ya es altamente renovable, como se apreció anteriormente debido a la generación hidroeléctrica que tenemos en el país; sin embargo, este estudio pretende analizar si existe la posibilidad de cambiar la matriz energética, sin depender tanto de este recurso natural; ya que, a pesar de que es la tecnología de bajas emisiones más estable, también es vulnerable al cambio climático como: al aumento de la temperatura, la variación en los niveles de precipitación y a la estacionalidad; es decir, la falta de generación en épocas de estiaje. Los modelos de planificación del sistema de energía generalmente pasan por alto la información de las externalidades socioambientales y utilizan representaciones simplistas de la dinámica de almacenamiento de energía hidroeléctrica, descuidando así la vulnerabilidad de los proyectos hidroeléctricos al cambio climático en el Ecuador, ya que según [8], la disponibilidad de agua puede tener una variación en la generación de electricidad entre el 29% y el 86%, provocando así, un importante riesgo de escasez de electricidad para los sectores de demanda. En consecuencia, este estudio pretende evaluar si existen oportunidades para reducir el número de centrales hidroeléctricas a futuro y complementarlas con energía renovable no convencional.



**Figura 16.** Capacidad instalada en GW para el sistema eléctrico en el Sur del Ecuador. Hipótesis 1 (Crecimiento tendencial), Hipótesis 2 (Cargas singulares), Hipótesis 3 (Matriz productiva) para cada Escenario.

La capacidad instalada presentada en la **Figura 16** muestra que, para todos los escenarios, en todas las hipótesis, la tecnología hidroeléctrica sigue dominando y es complementada en su mayoría con las centrales de gas natural TGCC. En el escenario 1 que corresponde a lo planificado en el PME la capacidad instalada que se alcanza en las hipótesis 1, 2 y 3 de demanda es 5.03GW, 6.72GW y 7.57GW respectivamente. En este escenario las centrales de TG aumentan su capacidad según el aumento de demanda para complementar la generación hidroeléctrica, este aumento en la capacidad de las centrales de TG corresponde al bloque CCGN presentado en el PME. En la hipótesis 3 que es la de mayor demanda la capacidad hidroeléctrica alcanza los 5.38 GW que representa el 71% de la capacidad instalada total, seguido del TG con 1.31GW, que representa el 17% y con una capacidad mínima de las tecnologías renovables (biomasa, solar y eólica), que en conjunto alcanzan los 0.34GW que representarían un 4% de la capacidad instalada. Las demás tecnologías de generación térmica TV y MCI permanecen con las capacidades del escenario base durante todos los demás escenarios e hipótesis.

En el escenario 2 mientras aumenta la demanda también aumenta la capacidad instalada, pasando de 5.16GW en la hipótesis 1 a 7.3GW en la hipótesis 3. Este escenario al tener la libertad de crear nuevas centrales de energía renovable (eólica y solar) reduce la capacidad de las centrales hidroeléctricas ocasionando el despliegue de las energías renovables no

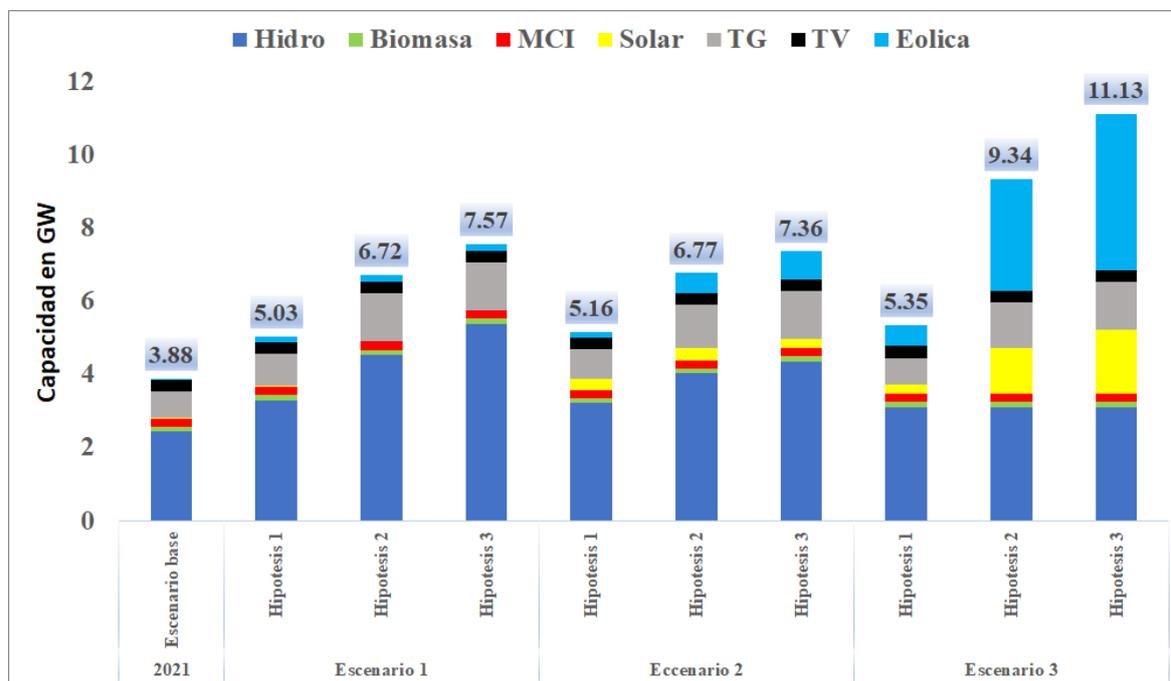
convencionales. En la hipótesis 3 la capacidad hidroeléctrica alcanza los 4.36GW que representa un 59% de la capacidad instalada total, la capacidad de las centrales de TG se mantiene en 1.31GW que representa un 18% y vemos que las energías renovables alcanzan los 1.15GW representando un 16% de la capacidad instalada, teniendo un aumento de 15.4 veces en su capacidad solar, la cual pasa de 0.016GW en el escenario 1 a 0.247GW en el escenario 2 y un aumento de 4.2 veces en su capacidad eólica pasando de 0.176GW en el escenario 1 a 0.754GW en el escenario 2. Entonces se puede decir que en este escenario con la demanda de la hipótesis 3 se tiene un aumento del 70% en la capacidad instalada de energías renovables no convencionales y una reducción del 23% en la capacidad de las centrales hidroeléctricas con respecto al escenario 1.

A pesar de que se escogieron varios puntos potenciales donde el modelo podía crear nuevas capacidades renovables, el modelo solo crea nueva capacidad solar en CNEL SE cuyo punto geográfico se presenta en la **Tabla 5**, esto a causa de que el modelo optimiza y prioriza la creación de nuevas capacidades cerca de los mayores puntos de consumo, en este caso CNEL G que es el sector que tiene mayor demanda de energía eléctrica como se aprecia en la **Tabla 6** y en las curvas de demanda presentadas en la **Figura 13**. Además, esto concuerda con los proyectos que se pretenden implementar como “El Aromo” que se construirá cerca de esa zona y al proyecto fotovoltaico que se planea construir junto a la actual central térmica Santa Elena I y II. En cuanto a la energía eólica el modelo crea nuevas capacidades en CNEL GLR, EEA y aumenta la capacidad en EERSSA existente, estas últimas capacidades concuerdan con los proyectos eólicos planificados en PME “Minas de Huascachaca y Villonaco II y III”.

En el escenario 3 como se menciona anteriormente se restringe la capacidad hidroeléctrica a un 60 % de la planificada; sin embargo, con esta restricción los resultados del escenario 3 son casi idénticos a los del escenario 2 diferenciándose solo un poco en la hipótesis 3 pasando de 7.36GW en el escenario 2 a 7.45GW en el escenario 3, dando una variación de apenas 1.2%. Esto significa que una disminución de hasta el 40% en la capacidad hidroeléctrica puede compensarse incrementando las capacidades de otras fuentes como la eólica, solar y el gas natural, dando a entender que el sistema puede abastecer la demanda futura en el austro ecuatoriano, sin utilizar toda la capacidad hidroeléctrica proyectada e invirtiendo en centrales renovables no convencionales.

Para dar un mejor contraste entre el escenario 2 y 3 se realiza un cambio en la restricción del escenario 3 reduciendo la capacidad hidroeléctrica en un 78%, lo que significaría la no

construcción del proyecto Santiago etapa 1 y 2 que es uno de los proyectos más grandes planteados en el PME. Los resultados de este cambio se presentan en la **Figura 17**.



**Figura 17.** Capacidad instalada en GW para el sistema eléctrico en el Sur del Ecuador. Hipótesis 1 (Crecimiento tendencial), Hipótesis 2 (Cargas singulares), Hipótesis 3 (Matriz productiva) para cada Escenario.

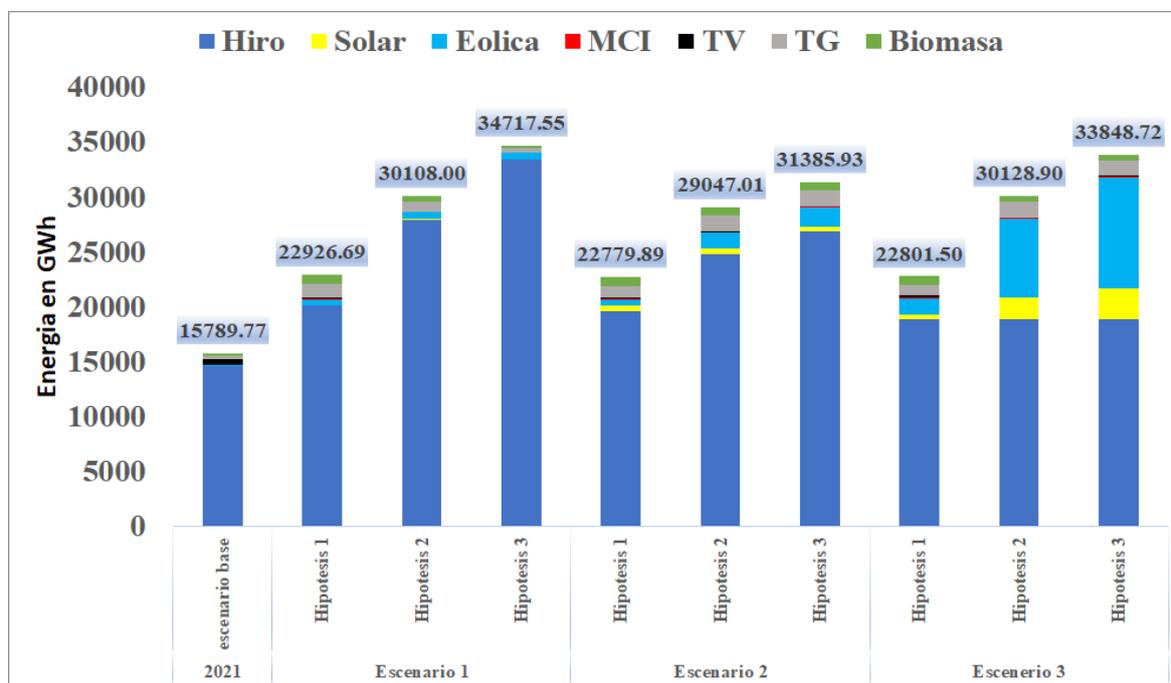
A simple vista se puede notar que al realizar este cambio la capacidad instalada total aumenta pasando de 5.35GW en la hipótesis 1 a 11.13GW en la hipótesis 3, esto quiere decir que se necesita más capacidad instalada de las demás energías renovables para cubrir la demanda que era cubierta por las centrales hidroeléctricas no construidas según aumente la demanda de energía. En concreto se aumentaría aproximadamente 1MW de capacidad solar y 2MW de capacidad eólica por cada megavatio de capacidad hidroeléctrica. La capacidad eólica es la que más aumenta en este escenario llegando a igualar la capacidad hidroeléctrica en la hipótesis 2 y sobrepasándola en la hipótesis 3, esto era de esperarse ya que en las series temporales de la energía eólica se presenta un mayor factor de planta o factor de capacidad que la energía solar. Además, como se muestra en las **Figuras 9, 10, 11 y 12**, la energía eólica tiene mejor complementariedad con la energía hidroeléctrica, por lo que el modelo crea más capacidad eólica para cubrir la demanda de energía eléctrica. A pesar de que el escenario 3 es hipotético brinda la idea de los sitios donde se podrían emplazar nuevas capacidades eólicas y solares para realizar un mix energético diversificado y sostenible. Sin embargo, si se llegara a los niveles de demanda de la hipótesis 3, el sistema no sería viable debido a que al necesitar más capacidad de las tecnologías renovables no convencionales

se ocuparía mayores extensiones de terreno para la creación de nuevas centrales eólicas y solares, además sus costos como se verá más adelante serian elevados. Los puntos donde se crean las nuevas capacidades se resumen en la **Tabla 7**.

**Tabla 7.** Ubicaciones geográficas para posibles emplazamientos solares y eólicos planteados por urbs.

Solar		
Sitio	Latitud	Longitud
CNEL SE	-2.307172°	-80.726938°
CNEL GLR	-1.908139°	-79.712130°
CNEL EO	-3.533646°	-80.020530°
Eólica		
Sitio	Latitud	Longitud
CNEL SE	-2.178127°	-80.594622°
CNEL GLR	-1.004003°	-79.699863°
EEA	-2.573173°	-78.894902°
EERS	-3.564920°	-79.475016°

### Generación de energía eléctrica – Escenario 1, 2 y 3



**Figura 18.** Generación de energía en GWh para el sistema eléctrico en el Sur del Ecuador. Hipótesis 1 (Crecimiento tendencial), Hipótesis 2 (Cargas singulares), Hipótesis 3 (Matriz productiva) para cada Escenario.

En cuanto a la energía generada la **Figura 18** muestra que en el escenario 1 la energía hidroeléctrica alcanza el 87.8% de la energía total generada en la hipótesis 1, misma que se complementa con las centrales a TG con un 5.3% y las de energías renovables (Biomasa, eólica y solar) con un 6%, las demás tecnologías térmicas (TV y MCI) solo generan el 0.9% de la energía demandada. En las hipótesis 2 y 3 las centrales hidroeléctricas generan más del 90% de la energía total demandada. La participación del TG disminuye a 1.11% en la hipótesis 3, así como las energías renovables no convencionales a 2.57%. Las demás tecnologías térmicas también disminuyen su participación generando tan solo el 0.08% de la energía total.

En el escenario 2 la energía hidroeléctrica tiene un aporte de más del 80% de la energía generada. Existe un mayor aporte de las energías renovables, que a medida que sube la demanda su aporte también aumenta pasando de un 8.14% en la hipótesis 1 a un 9.38% en la hipótesis 3. El aporte de las centrales de TG se mantiene cercano al 5% en todas las hipótesis, mientras que las demás centrales térmicas disminuyen su aporte de un 1.27% en la hipótesis 1 a un 0.23% en la hipótesis 3. Con los resultados de los escenarios 1 y 2, se verifica que a medida que se tiene más capacidad instalada de tecnologías renovables que pueden generar más energía limpia, el aporte de energía de las tecnologías térmicas cada vez es menor pudiendo así con el tiempo dejar de utilizar este tipo de tecnologías para la generación de energía eléctrica.

En el escenario 3 al limitar la construcción de nueva capacidad hidroeléctrica a medida que aumenta la demanda el porcentaje de aporte de la energía hidroeléctrica disminuye como era de esperarse ya que no se invierte en nueva capacidad hidroeléctrica pasando de un 82.67% con la demanda de la hipótesis 1 a un 55.65% con la demanda de la hipótesis 3. El aporte de las renovables aumenta para compensar esta limitación teniendo un aporte de 11.88% en la hipótesis 1 y llegando a un aporte del 39.88% en la hipótesis 3. Las centrales de TG y las demás tecnologías térmicas no difieren demasiado de los valores vistos en el escenario 2.

Con los resultados obtenidos de la generación de energía se puede concluir que una disminución en la producción de energía hidroeléctrica puede ser compensada por otras fuentes, principalmente con energía eólica y gas natural, y con un aporte más pequeño de energía solar fotovoltaica. Si bien es cierto en este estudio no se toma en cuenta la expansión de la generación eléctrica utilizando biomasa se puede ver que también sería una alternativa que ayudaría a complementar la energía hidroeléctrica. Por otra parte, se observa que a medida que aumenta la demanda de energía eléctrica, con los recursos que se tienen en el sur del país se puede prescindir de la energía térmica creada a base de combustibles fósiles,

es decir cada vez se necesitaría menos capacidad instalada de estas tecnologías, lo que significa que ya no se invertiría en centrales térmicas y solo se contaría con las tecnologías a base de gas natural para complementar y tener mayor confiabilidad en el sistema de generación, esto va de acuerdo a lo planeado en el PME donde se pretende aumentar la capacidad de centrales basadas en gas natural de ciclo combinado a más de las energías renovables no convencionales.

La razón detrás de la viabilidad técnica de estos planes radica en la flexibilidad de las tecnologías, ya que las tecnologías como la solar y la eólica tienen la ventaja de ser escalables y desplegables en cualquier provincia con potencial eólico o solar, ahorrando así los costos de largas líneas de transmisión y garantizando un mayor nivel de autarquía energética, además las fluctuaciones estacionales son muy bajas y complementan muy bien la producción hidroeléctrica.

### Transmisión

Como es de esperarse si la demanda aumenta el sistema de transmisión debe reforzarse con la creación de nuevas líneas que transporten la energía generada hacia los puntos de mayor consumo. Como se mencionó anteriormente el sistema de transmisión en este estudio es aproximado, y sin restricción alguna de capacidad; por lo que, un análisis de las capacidades que se aumentan no sería relevante, sin embargo, los resultados dan una idea de que líneas y en qué sectores se deberían reforzar la capacidad de transmisión para que el sistema sea viable y óptimo. Los resultados que arroja el modelo en el escenario 2 de las líneas que deben aumentar sus capacidades y en qué proporción se resumen en la **Tabla 8**.

**Tabla 8.** Líneas de Transmisión con aumento de capacidad

INICIO	LLEGADA	CAPACIDAD(MVA)
EERCS	EERSSA	1222
EERCS	CNEL M	76
EERCS	CNEL GLR	149
EERCS	CNEL G	1842
CNEL G	CNEL M	146

La **Tabla 8** muestra que la mayoría de las líneas que deberían aumentar su capacidad de transporte van desde el nodo EERCS donde se encuentra la mayor concentración de energía hidroeléctrica que es la dominante en el sistema de generación hacia los demás sectores. Además, se observa que se aumenta mayor capacidad en la línea que va desde EERCS a EERSSA, esto debido a las nuevas capacidades de energía eólica creadas por el modelo en

EERSSA, que despacharía la energía eléctrica hacia los demás sectores y la línea que va desde EERCS hacia CNEL G que tendría que despachar la energía eléctrica generada por las centrales hidroeléctricas hacia CNEL G donde se concentra el mayor consumo o demanda de energía eléctrica.

### Costos

En esta sección se presentan los costos de inversión, costos fijos, costos variables y los costos de combustibles totales del sistema para los diferentes escenarios **Tabla 9**, en este caso solo se analizan los costos tomando en cuenta la demanda de energía de la hipótesis 3 denominada: “Matriz Productiva” que impulsa el plan integral para el desarrollo de las industrias básicas del país (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generarán un significativo incremento en la demanda de energía eléctrica.

**Tabla 9.** Costos totales del sistema para cada escenario (MMUSD) con demanda proyectada según hipótesis 3.

Costos	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo de inversión	0	7.9013	5.7968	11.084
Costo fijo	0.2496	0.5392	0.4283	0.6568
Costo variable	0.0638	0.0967	0.1162	0.1319
Costo de combustible	0.0300	0.009	0.0346	0.0340
<b>Total</b>	<b>0.33</b>	<b>8.55</b>	<b>6.38</b>	<b>11.91</b>

Los costos del sistema varían entre los tres escenarios, para el escenario 1 el costo total alcanza los 8.55 mil millones de dólares, siendo 7.9 mil millones de dólares de costos de inversión, 539.21 millones de costos fijos, 96.77 millones en costos variables y 9.55 millones de dólares en costos de combustible, en este escenario se observa un ahorro de combustible con respecto al escenario base del 70 % esto era de esperarse por la gran inversión que se hace en la energía hidroeléctrica.

Los costes totales del sistema para el escenario 2 disminuyen un 25% con respecto al escenario 1, esto debido a que se aumenta la proporción de energías renovables no convencionales, alcanzando los 6.38 mil millones de dólares, repartidos en: 5.76 mil millones de dólares para los costos de inversión, 428 millones para los costos fijos, 116 millones en costos variables y 34 millones de dólares en costos de combustible. La razón por la cual los costos disminuyen en el escenario 2 es que el modelo prioriza el costo óptimo y por lo tanto este considera que, en este caso, se puede cubrir la demanda proyectada futura invirtiendo en más energía renovable no convencional y reduciendo la inversión de las centrales hidroeléctricas; ya que, como se ve en [20] el costo de inversión de las centrales eólicas y

solares es menor al costo de inversión de las centrales hidroeléctricas; sin embargo, si la demanda llegara a valores más altos, el modelo priorizaría la construcción de más capacidad hidroeléctrica a pesar de que es más costosa; ya que, esta tiene un mayor factor de planta que las demás tecnologías. un dato interesante es que si bien es cierto en el escenario 1 es más alto el costo del sistema que en el escenario 2 debido a la gran inversión en centrales hidroeléctricas, las emisiones de CO<sub>2</sub> en el escenario 1 se reducen significativamente llegando a 151.6 KTon de CO<sub>2</sub> que es 3.67 veces menor que los 556.37KTon de CO<sub>2</sub> planteados como límite, reduciendo así un 27% del total de emisiones de GEI. Este efecto también se podría alcanzar en el escenario 2 invirtiendo en más energía renovable no convencional o en la misma hidroeléctrica lo que vendría a reducir la generación de energía eléctrica con fuentes de combustible fósil, ya que como se observa en la **Tabla 9** si se pretendiera alcanzar los mismos costos de inversión que en el escenario 1 se podría incrementar la capacidad renovable al mismo tiempo que se reduciría las emisiones de CO<sub>2</sub> y se tendría un ahorro en el combustible. En consecuencia, se puede decir que existe la posibilidad de reducir las emisiones de GEI invirtiendo en más capacidad de energía renovable no convencional sin aumentar los costos ya planificados.

El escenario 3 es el que requiere más esfuerzo en términos de costos totales llegando a un costo total de 11.9 mil millones de dólares, los cuales 11 mil millones son por costos de inversión 656 millones por costos fijos, 131 millones por costos variables y 34 millones en costos de combustible. Este escenario representa el coste más elevado, ya que refleja el esfuerzo hacia el cambio en la matriz energética con menos dependencia de la energía hidroeléctrica. Los costos variables y de combustible en el escenario 2 y 3 no varían demasiado esto debido a que en ambos escenarios las emisiones de CO<sub>2</sub> llegan al límite planteado.

Los resultados obtenidos de los costos especialmente en el escenario 2, demuestran que se puede generar un mix energético más variado disminuyendo la capacidad de energía hidroeléctrica y aumentando la inversión en las energías renovables no convencionales; ya que, como se pudo constatar las energías renovables tienen un menor costo de inversión y a futuro se espera que sus costos disminuyan aún más.

Debido a que todos los escenarios presentan diferentes capacidades, una comparación de costos puede ser engañosa, además estos costos no tienen en cuenta factores económicos, como los medioambientales y sociales. De cara al futuro para realizar un análisis más exhaustivo se debería explorar marcos multicriterio, que son una plataforma adecuada para capturar múltiples perspectivas sociales y ambientales de los proyectos energéticos,

especialmente de los de gran escala, que ayuden a definir carteras energéticas que reflejen las ventajas potenciales de una mezcla energética diversificada y no centralizada, y así abordar las compensaciones entre ecología y energía.

## Conclusiones

Mediante el estudio realizado se puede concluir que se puede lograr una significativa penetración de las energías renovables con los recursos disponibles en el Sur del Ecuador y complementar la energía hidroeléctrica que domina el sistema de generación renovable actualmente. Las principales fuentes de generación que pueden complementar la energía hidroeléctrica para lograr un sistema descentralizado son la eólica y el gas natural, pero también hay que destacar el potencial de la energía solar y la biomasa como energía complementaria.

Los resultados muestran que a largo plazo se puede lograr la descarbonización del sector eléctrico eliminando progresivamente las centrales eléctricas a base de combustibles fósiles sin un aumento drástico en los costes del sistema, ya sea invirtiendo en centrales hidroeléctricas o en otras tecnologías renovables no convencionales, ayudando así a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado, pudiendo alcanzar una reducción de hasta un 27% con respecto a los niveles actuales.

Este estudio muestra que con la construcción de solo el 60% de las hidroeléctricas planificadas se puede cubrir la demanda futura en el Sur del Ecuador y si las tasas de crecimiento de la demanda de energía no alcanzan las proyecciones planteadas se necesitaría incluso menos capacidad hidroeléctrica, dando paso a la construcción de centrales con nuevas tecnologías que diversificarían el sector eléctrico ecuatoriano. Por lo que el mensaje clave de este documento es que la expansión hidroeléctrica debe planificarse a fin de introducir nuevas tecnologías a luz de los nuevos desarrollos en el mercado de la energía en particular y la rápida disminución de los costos de la energía solar y eólica, que ya produce electricidad más barata en muchos países.

Aunque la evaluación de los efectos de la introducción de las energías renovables en la red de transmisión estaba fuera del alcance de este documento, los resultados indican que se debe realizar cambios en el sistema de transmisión ya que el sistema eléctrico se transformaría de una red que es alimentada centralmente por pocas, pero grandes fuentes de generación hidroeléctrica, en una que es alimentada descentralizadamente por muchas fuentes de generación más pequeñas. Esto planteará desafíos significativos para la red de transmisión y probablemente requerirá inversiones considerables para facilitar los flujos de energía resultantes.

Finalmente, los resultados demuestran que el despliegue de tecnologías renovables se puede alcanzar sin un costo excesivo de inversión, incluso sin aumentar la inversión planificada y se puede lograr una transición energética hacia una oferta y demanda de energía sostenible y un sistema diversificado de bajas emisiones, que pueden traer grandes beneficios potenciales a la economía nacional.

### **Trabajos Futuros**

En trabajos futuros sería interesante realizar un análisis de las demás tecnologías como la biomasa y la geotérmica para diversificar aún más el sistema eléctrico ecuatoriano, esto requiere que el modelo se expanda a todo el país para realizar un estudio más profundo y tener estadísticas más claras con las cuales se podría validar la modelación. También mediante este modelo se podría analizar la incursión de tecnologías de almacenamiento de energía que ayudaría a la naturaleza intermitente de los recursos naturales. Hay que recalcar que los resultados aquí expuestos vienen con algunas limitaciones; ya que, no todos los datos técnicos y económicos relacionados con la generación están disponibles públicamente y se tiene que recurrir a fuentes internacionales como es el caso de muchos de los esfuerzos de modelado y simulación; sin embargo, pese a estas limitaciones los resultados son válidos y las comparaciones entre los diferentes escenarios revelan comportamientos del sistema y tendencias que valen la pena discutir.

## Referencias

- [1] “| Greenhouse Gas (GHG) Emissions | Climate Watch”. [https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end\\_year=2019&gases=co2&start\\_year=1990](https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end_year=2019&gases=co2&start_year=1990) (consultado el 15 de marzo de 2023).
- [2] “AR5 Synthesis Report: Climate Change 2014 — IPCC”. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/> (consultado el 16 de marzo de 2023).
- [3] D. Gielen, F. Boshell, D. Saygin, M. D. Bazilian, N. Wagner, y R. Gorini, “The role of renewable energy in the global energy transformation”, *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, pp. 38–50, 2019.
- [4] “Renewable Energy Market Analysis Latin America”, el 1 de noviembre de 2016. <https://www.irena.org/publications/2016/Nov/Renewable-Energy-Market-Analysis-Latin-America> (consultado el 10 de marzo de 2023).
- [5] ARCERNNR, “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2021”, mar. 2022.
- [6] ARCERNNR, “Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2021”, mar. 2022.
- [7] J. Jara Alvear y J. Ortiz Marmol, “Potencial de energía solar térmica concentrada en el Ecuador: Una alternativa para complementariedad energética”, in V Congreso CIER de la Energía, 2017.
- [8] J. J. Alvear, “Solar photovoltaic potential to complement hydropower in Ecuador: a GIS-based framework of analysis”, *no*, vol. 92, pp. 1–86, 2018.
- [9] J. Muñoz, M. Rojas, y C. Barreto-Calle, “Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador”, *Ingenius*, p. 60, ene. 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.06.
- [10] P. Benalcazar, A. Suski, y J. Kamiński, “Optimal Sizing and Scheduling of Hybrid Energy Systems: The Cases of Morona Santiago and the Galapagos Islands”, *Energies*, vol. 13, núm. 15, Art. núm. 15, ene. 2020, [En línea]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/15/3933>
- [11] “Atlas Eólico Ecuador Meer 2013 PDF | PDF | Herida | Granja eólica”, *Scribd*. <https://es.scribd.com/document/355204005/ATLAS-EOLICO-ECUADOR-MEER-2013-pdf> (consultado el 4 de marzo de 2023).
- [12] “Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energía y Minas”. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/> (consultado el 15 de junio de 2022).
- [13] P. E. Carvajal, F. G. Li, R. Soria, J. Cronin, G. Anandarajah, y Y. Mulugetta, “Large hydropower, decarbonisation and climate change uncertainty: Modelling power sector pathways for Ecuador”, *Energy Strategy Reviews*, vol. 23, pp. 86–99, 2019.
- [14] “Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación”. <https://publications.iadb.org/es/publicacion/15676/vulnerabilidad-al-cambio-climatico-de-los-sistemas-de-produccion-hidroelectrica> (consultado el 5 de agosto de 2022).
- [15] J. R. Paredes, J. Ramírez, y J. John, “Variable Renewable Energies and Their Contribution to Energy Security: Complementarity in Colombia”, *Banco Interamericano de Desarrollo: Washington, DC, USA*, p. 59, 2017.
- [16] J. Cevallos-Sierra y J. Ramos-Martin, “Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1154–1165, 2018.
- [17] G. Villacreses, G. Gaona, J. Martínez-Gómez, y D. J. Jijón, “Wind farms suitability location using geographical information system (GIS), based on multi-criteria decision making (MCDM) methods: The case of continental Ecuador”, *Renewable Energy*, vol. 109, pp. 275–286, ago. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.03.041.
- [18] “urbs”. Chair of Renewable and Sustainable Energy Systems, el 8 de diciembre de 2022. Consultado: el 12 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://github.com/tumens/urbs>
- [19] J. Godoy, D. Villamar, R. Soria, C. Vaca, T. Hamacher, y F. Ordóñez, “Preparing the Ecuador’s Power Sector to Enable a Large-Scale Electric Land Transport”, *Energies*, vol. 14, p. 5728, sep. 2021, doi: 10.3390/en14185728.
- [20] J. Dorfner, “urbs: A linear optimisation model for distributed energy systems — urbs 1.0.0 documentation”. <https://urbs.readthedocs.io/en/latest/index.html> (consultado el 18 de noviembre de 2022).
- [21] A. Alhamwi, W. Medjroubi, T. Vogt, y C. Agert, “FlexiGIS: an open source GIS-based platform for the optimisation of flexibility options in urban energy systems”, *Energy Procedia*, vol. 152, pp. 941–946, oct. 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.09.097.

- [22] K. Siala, C. de la Rúa, Y. Lechón, y T. Hamacher, "Towards a sustainable European energy system: Linking optimization models with multi-regional input-output analysis", *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100391, nov. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100391.
- [23] S. A. Maximov, G. P. Harrison, y D. Friedrich, "Long Term Impact of Grid Level Energy Storage on Renewable Energy Penetration and Emissions in the Chilean Electric System", *Energies*, vol. 12, núm. 6, Art. núm. 6, ene. 2019, doi: 10.3390/en12061070.
- [24] K. Milis, M. Stüber, J. Braet, y J. Springael, "A dispatching model based exploration of the post-nuclear phase-out Belgian energy mix", University of Antwerp, Faculty of Business and Economics, Working Paper, dic. 2021. Consultado: el 3 de febrero de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://econpapers.repec.org/paper/antwpaper/2021007.htm>
- [25] "ÁREA DE CONCESIÓN", *Centrosur*, el 18 de septiembre de 2018. <https://www.centrosur.gob.ec/area-de-concesion/> (consultado el 18 de noviembre de 2022).
- [26] Grupo de Investigación CIENER, Proyecto No. 2021-0062, "Atlas recursos energéticos del Sur del Ecuador", Vicerrectorado de Investigación – Universidad del Azuay, Cuenca-Ecuador.
- [27] "Renewable Power Generation Costs in 2021", el 13 de julio de 2022. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021> (consultado el 16 de febrero de 2023).
- [28] F. R. Buñay Ortiz y F. G. Pérez Luna, "Comparación de costos de producción de energía eléctrica para diferentes tecnologías en el Ecuador", bachelorThesis, 2012. Consultado: el 5 de diciembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/707>
- [29] S. Naranjo-Silva, D. J. Punina Guerrero, y J. Álvarez del Castillo, "Costo comparativo por kilovatio de los últimos proyectos hidroeléctricos en Ecuador", *InGenio*, vol. 5, núm. 1, pp. 22–34, ene. 2022, doi: 10.18779/ingenio.v5i1.473.
- [30] EIA, "Capital Costs and Performance Characteristics for Utility Scale Power Generating Technologies", p. 212.
- [31] P. E. Carvajal, F. G. N. Li, R. Soria, J. Cronin, G. Anandarajah, y Y. Mulugetta, "Large hydropower, decarbonisation and climate change uncertainty: Modelling power sector pathways for Ecuador Supplementary material", *Energy Strategy Reviews*, vol. 23, pp. 86–99, ene. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2018.12.008.
- [32] EIA, "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2022", p. 4, [En línea]. Disponible en: <https://www.eia.gov>
- [33] "ESTRUCTURA-DE-PRECIOS-DICIEMBRE-2022-SECTOR-CAMARONERO1.pdf". Consultado: el 5 de diciembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/12/ESTRUCTURA-DE-PRECIOS-DICIEMBRE-2022-SECTOR-CAMARONERO1.pdf>
- [34] Pfenninger y Staffell, "Renewables.ninja", *Renewables.ninja*. <https://www.renewables.ninja/> (consultado el 6 de enero de 2023).
- [35] "Factor-de-emision-de-CO2-del-Sistema-Nacional-Interconectado-de-Ecuador-Informe-2021-2.pdf". Operador Nacional de Electricidad CENACE. Consultado: el 22 de diciembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/12/Factor-de-emision-de-CO2-del-Sistema-Nacional-Interconectado-de-Ecuador-Informe-2021-2.pdf>