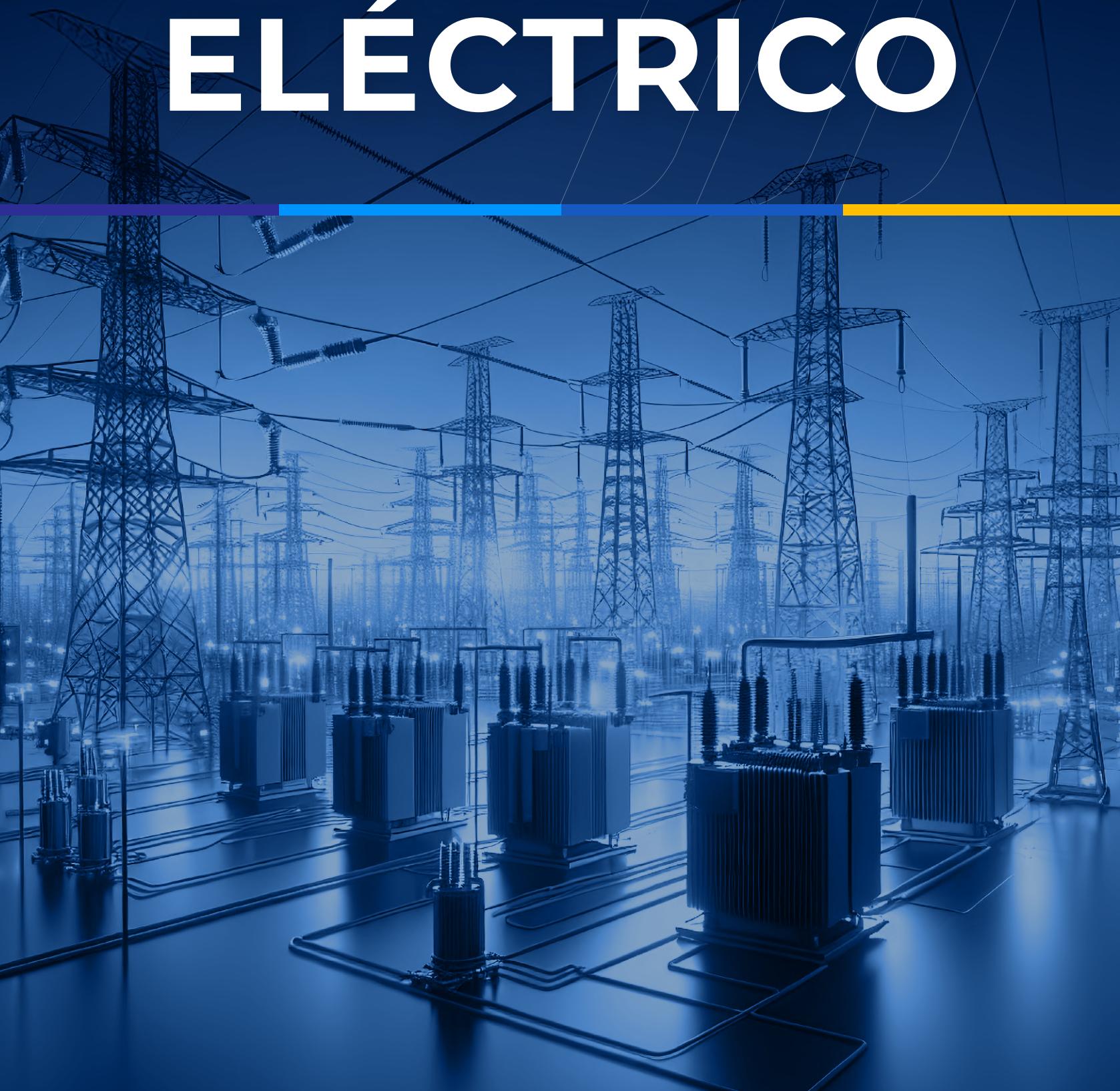




EDICIÓN 31

NOVIEMBRE 2025

PANORAMA ELÉCTRICO



EL NUEVO
ECUADOR //

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad



PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Daniel Noboa Azín

MINISTRA DE ENERGÍA Y MINAS

Inés María Manzano

VICEMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE

Javier Medina Abarca

DIRECTOR EJECUTIVO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN
Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

Fabrizio Porras Ortiz

COORDINACIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN ELÉCTRICA - ARCONEL

Danilo Ojeda Paz

DIRECCIÓN TÉCNICA DE ESTUDIOS, INFORMACIÓN E INNOVACIÓN
- ARCONEL

Andrés Chiles

CONSEJO EDITORIAL

Iván Sánchez Loor

Andrea Torres

Oscar Salazar

Christian Junia

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofia Andrade Torres

FOTOGRAFÍAS

Ministerio de Ambiente y Energía

Participantes del sector eléctrico

CITA ESTE DOCUMENTO COMO

©Panorama Eléctrico, Edición 31, Quito - Ecuador, noviembre 2025

Todos los derechos reservados

AUSPICIO

Banco Interamericano de Desarrollo - BID



©Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)

Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. Los Shyris, Edificio Cordiez 170506 /

Quito-Ecuador / Teléfono: (593) - 2 226 8744

www.arconel.gob.ec

La reproducción parcial o total de esta publicación, en cualquier forma y por cualquier medio mecánico o electrónico, está permitida siempre y cuando sea autorizada por los editores y se cite correctamente la fuente.

EL NUEVO
ECUADOR //

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad



Identificación de zonas para la priorización y elaboración de diseños de redes de distribución de energía eléctrica mediante ARCGIS

Capítulo 01

Identificación de zonas para la priorización y elaboración de diseños de redes de distribución de energía eléctrica mediante ARCGIS



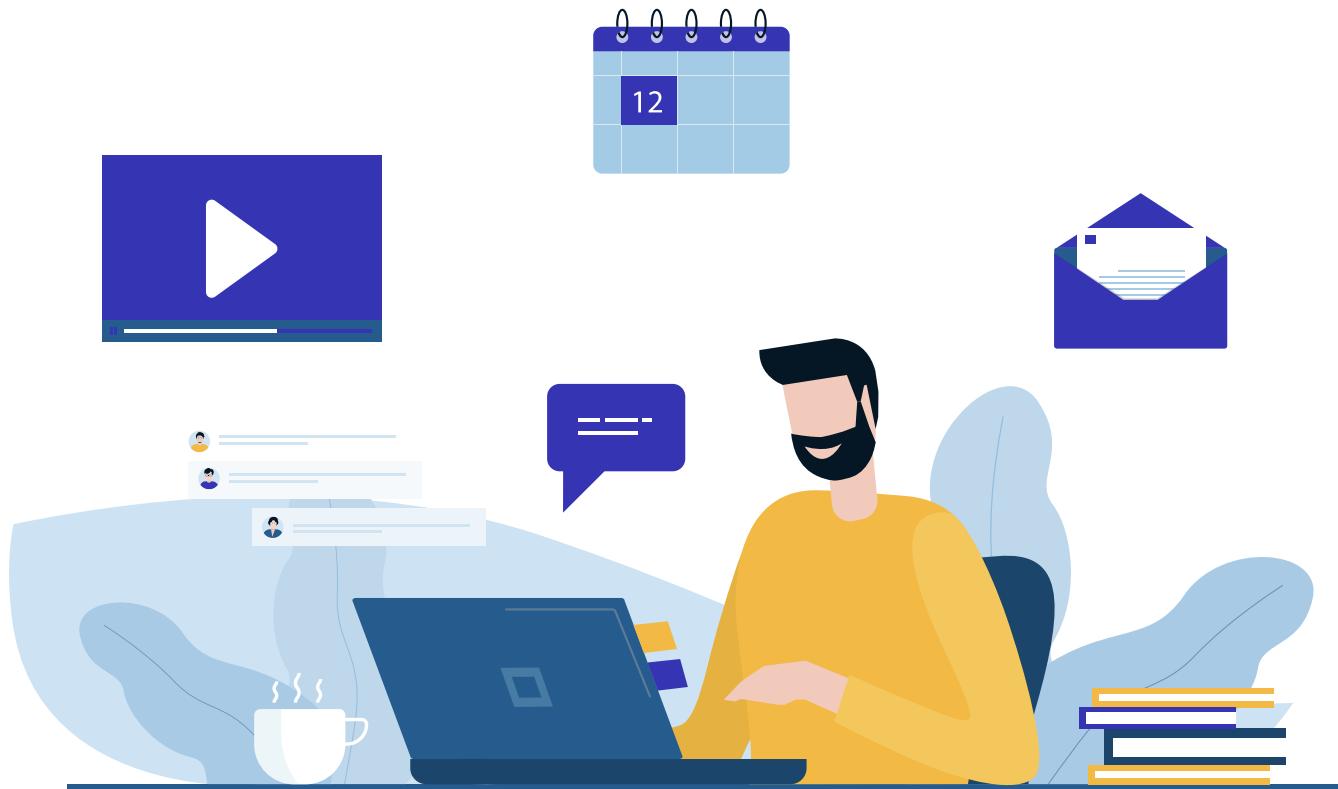
Felipe Ismael Saldaña García, Ingeniero Eléctrico y Magíster en Planificación y Gestión de Energía.
Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.

Resumen

Este trabajo demuestra el potencial de los Sistemas de Información Geográfica (SIG) en la resolución de problemas multicriterio.

Al disponer de información georreferenciada, es posible resolver problemas complejos mediante el análisis geoespacial y el álgebra de mapas. Un ejemplo de esto es la definición de criterios para diversas variables determinantes (como la antigüedad de la red, la cargabilidad de los transformadores o las interrupciones), permitiendo obtener una capa de información consolidada. Esta capa final facilita la toma de decisiones y la priorización de zonas de interés para la ejecución de diseños o proyectos.

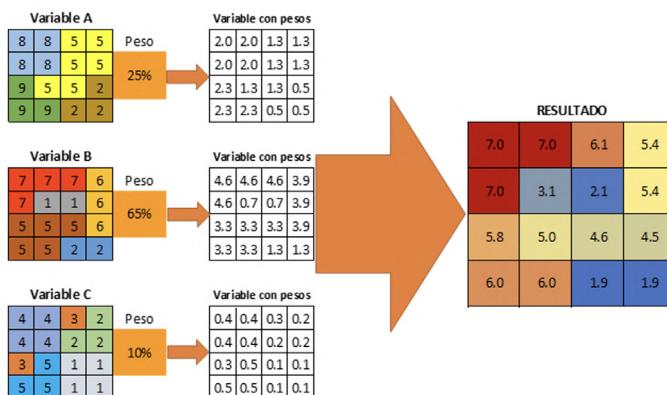
Para realizar este análisis, se emplea la herramienta de superposición ponderada (Weighted Overlay) del software ArcGIS.



1.1 Introducción

Los Sistemas de Información Geográfico (SIG) son herramientas que permiten a los usuarios integrar, analizar y representar eficientemente información georreferenciada asociada a un territorio. Facilitan la creación de consultas interactivas y la resolución de problemas complejos basados en la ubicación y álgebra de mapas (Figura Nro. 1.1).

Figura Nro. 1.1: Algebra de Mapas



Mediante los SIG, es posible explorar y entender datos desde una perspectiva geográfica, determinar relaciones, detectar patrones, evaluar tendencias, y realizar predicciones y, finalmente, tomar mejores decisiones (Figura Nro. 1.2).

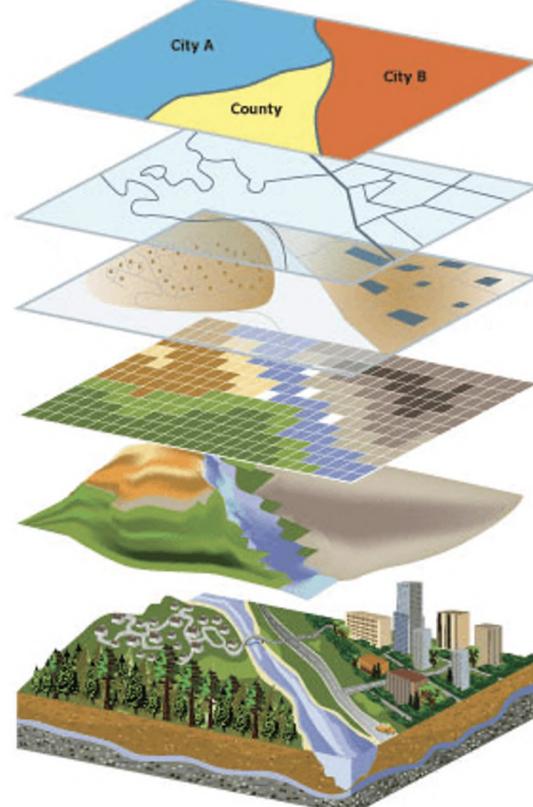
Figura Nro. 1.2: Mapas condicionales y zona de interés



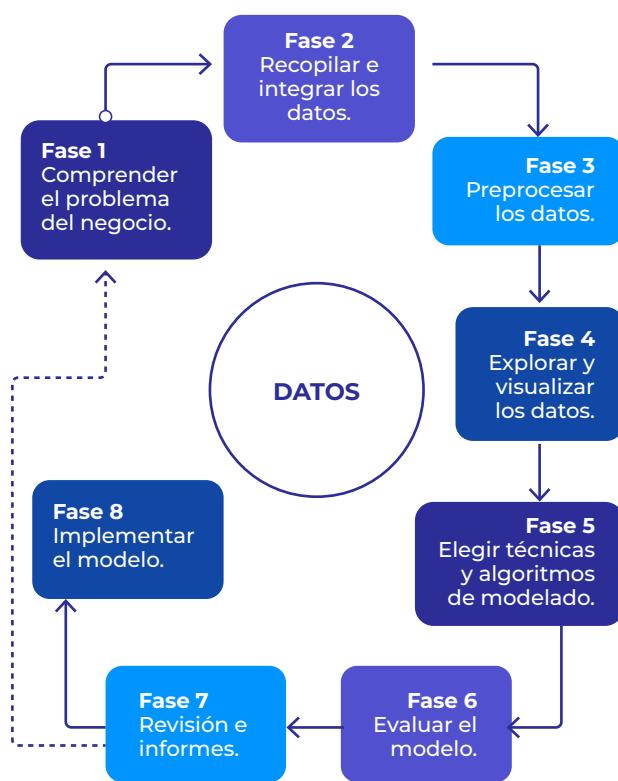
Un aspecto clave del análisis espacial con SIG es su flexibilidad, que permite combinar múltiples capas de datos para obtener los resultados deseados (Figura Nro. 1.3).

Para plantear adecuadamente un problema de este tipo es necesario seguir las etapas del ciclo de vida [1] del análisis de datos.

Figura Nro. 1.3: Capas espaciales



Este proceso contempla 8 fases (Figura Nro. 1.4):

Figura Nro. 1.4: Fases de la analítica de datos

Fase 1: Implica definir el problema, los objetivos, las posibles soluciones, y el valor que aportaría la solución.

Fase 2: Identificar las fuentes de información necesarias para resolver el problema.

Fase 3: Es vital asegurar que los datos sean adecuados. Esto incluye verificar que los datos estén completos y en un estado óptimo. En el análisis espacial, este preprocesamiento puede requerir varios pasos.

Fase 4: Cargar los datos en un sistema para su evaluación y visualización, preparándolos para el modelado.

Fase 5: El analista decide la técnica a implementar (modelo supervisado o no supervisado), basándose en los requisitos del negocio y la disponibilidad de datos. Las técnicas de análisis espacial en SIG permiten manejar

grandes volúmenes de información con mayor precisión que el análisis manual.

Fase 6: Se evalúa si los resultados satisfacen las preguntas planteadas, considerando su uso práctico y relevancia.

Fase 7: Se presentan el modelo y los reportes. Si se ajusta al negocio, se avanza; de lo contrario se repite el ciclo.

Fase 8: El proyecto entra en producción y se publica para el usuario final, iniciando un ciclo de mejora continuo.

La tecnología de georreferenciación no sólo muestra coordenadas, sino también el tiempo, permitiendo evaluar cambios y tendencias.

El resultado del análisis espacial ayuda a:

- Comprender el estado actual de las cosas.
- Conocer tendencias y reaccionar en consecuencia.
- Desarrollar estrategias empresariales analizando datos espacio - temporales.

Para la visualización (Figura Nro. 1.5), es ideal simplificar la información, destacando patrones y valores importantes, aplicando fundamentos de data storytelling (narración de historias con datos). [2]

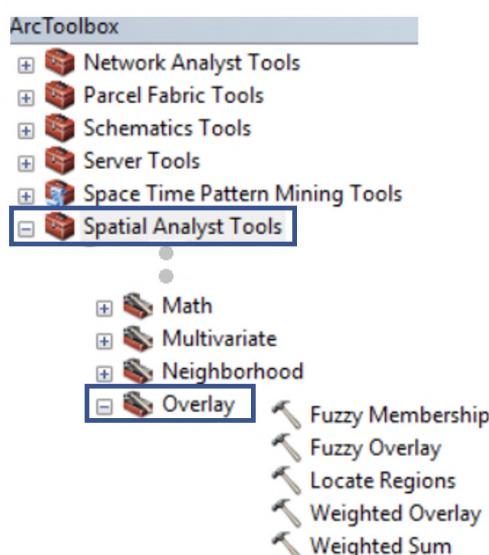


Figura Nro. 1.5: Proceso para contar una historia con datos.



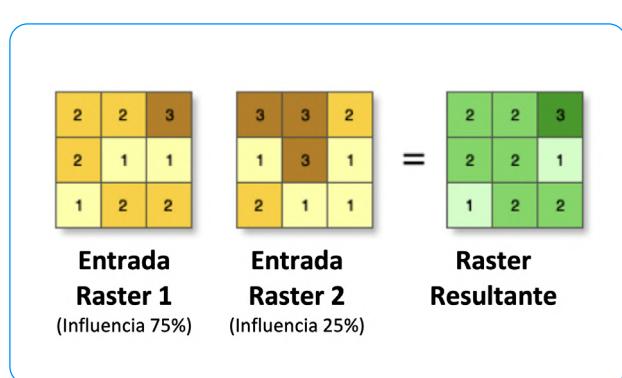
Dentro de los sistemas SIG, existe un grupo de herramientas que permite la identificación de zonas de interés (Figura Nro. 1.6), que utilizan varias capas para representar un criterio, que luego se junta para obtener sitios que cumplen con los criterios establecidos.

Figura Nro. 1.6: Caja de herramientas del ArcMap



Del grupo de herramientas, existe una llamada “Superposición ponderada”, que se define como una técnica del análisis de datos espaciales para combinar varias capas ráster aplicando una escala de medición común de valores (Figura Nro. 1.7), ponderando cada uno en función de su importancia y agregándolos conjuntamente para crear un análisis integrado. [3]

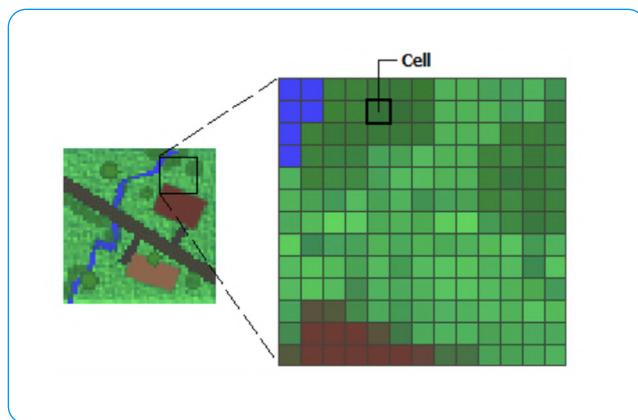
Figura Nro. 1.7: Método de superposición ponderada.



Así, el uso del análisis espacial proporciona conocimiento valioso en diversas situaciones y está listo para ser usado en cualquier investigación o trabajo presente o futuro donde la posición geográfica sea importante.

1.2 Antecedentes

Actualmente, algunas empresas planifican sus estrategias basándose en la intuición o la experiencia. Un ejemplo son las áreas técnicas de las Empresas Eléctricas de Distribución, que a menudo han contado con información limitada para seleccionar sectores que requieren intervención basándose en reclamos, solicitudes o el conocimiento del personal (Figura Nro. 1.8). Mediante ArcGIS, ahora es posible combinar múltiples variables, tanto del sistema eléctrico como de otras áreas, para optimizar la toma de decisiones y el uso de recursos.

Figura Nro. 1.8: Capa ráster.

*En su forma más simple, un ráster consta de una matriz de celdas (o píxeles) organizadas en filas y columnas (o una cuadricula) en la que cada celda contiene un valor que representa información.

1.3 Alcance

La metodología implementada en este trabajo genera múltiples capas de información. Estas capas, que consideran la combinación de criterios consensuados dentro de la dirección de distribución de CENTROSUR, permiten identificar y jerarquizar los proyectos de inversión y las zonas que requieren estudios de mejora.

1.4 Objetivos



Objetivo general:

Establecer un procedimiento para que una Empresa Eléctrica de Distribución priorice o identifique zonas de intervención para la mejora del servicio eléctrico dentro de su área de concesión.



Objetivos específicos:

- Definir las variables que influyen en la priorización e identificación de zonas.

- Establecer los criterios para la priorización según el tipo de proyecto (mejora de redes en M.T., B.T., alimentadores primarios, proyectos nuevos).
- Establecer los criterios para identificar zonas que requieran la elaboración de un diseño.
- Presentar los resultados de la priorización de proyectos y zonas para la elaboración de diseños.

1.5 Metodología

Este trabajo propone una metodología para determinar zonas para nuevos diseños y priorizar los diseños existentes para su construcción, optimizando el uso de los recursos.

Siguiendo las fases de proyectos analíticos, se ejecutaron los siguientes pasos:

1. Identificación del tipo de proyecto.

Se identificaron los siguientes proyectos:

- Reposición de activos.
- Mejora en la calidad del servicio.
- Alimentadores primarios.
- Nuevos diseños.

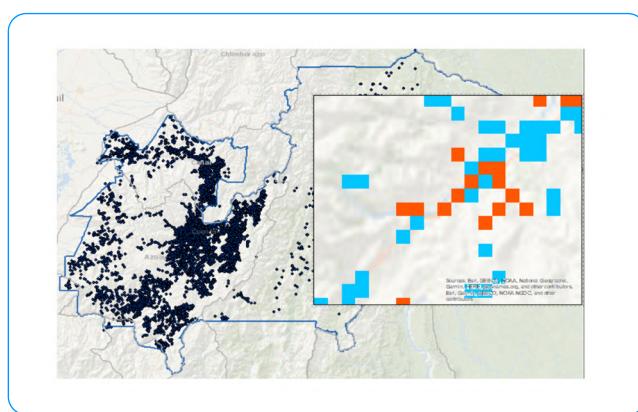
2. Identificar y recopilar los datos.

Se definieron las capas de información relevantes para cada tipo de proyecto. Las capas consideradas incluyen:

- Diseños existentes.
- Postes de madera tratada.
- Antigüedad de transformadores (Figura 1.9).
- Cargabilidad de transformadores.
- Antigüedad de postes de hormigón armado.

- Densidad de clientes
- Densidad de energía.
- Zonas urbanas.
- Cercanía a las vías.
- Caída de tensión en baja tensión.
- Caída de tensión en media tensión.
- Tramos de baja tensión mayores a 100 metros.
- Acometidas mayores a 100 metros.

Figura Nro. 1.9: Ejemplo capa de transformadores con antigüedad mayor a 15 años.



En el Anexo 1 se presenta otras capas que se utilizaron en cada tipo de proyecto.

Posteriormente, se asignaron las capas y criterios específicos a cada proyecto. Por ejemplo:

Para priorizar diseños de reposición de activos y mejora de calidad, se usaron:

- Diseños existentes.
- Postes de madera tratada.
- Transformadores mayores o iguales a 15 años.
- Transformadores con cargabilidad mayor al 80%.
- Antigüedad de postes de hormigón armado mayor o igual a 15 años.
- Transformadores con caídas de tensión mayores o iguales a 6.5% en baja tensión.
- Densidad de clientes.

Para priorizar diseños existentes de alimentadores primarios:

- Diseños existentes.
- Postes de madera tratada.
- Antigüedad de postes de hormigón armado mayor o igual a 15 años (Figura 1.10).
- Caída de tensión en media tensión mayores al 5.4% (90% del límite).
- Pérdidas del alimentador.
- FMIK Y TTIK del alimentador.

Para identificar zonas para la elaboración de diseños de mejoras de redes y alimentadores primarios:

- Postes de madera tratada.
- Antigüedad de transformadores.
- Cargabilidad de transformadores.
- Antigüedad de postes de hormigón armado.
- Caída de tensión en media tensión.
- FMIK Y TTIK del alimentador.
- Estratos con cantidad de clientes.
- Vialidad.
- Tramos de baja tensión mayores a 100 metros.
- Acometidas mayores a 100 metros.

3. Herramienta de análisis.

Se utilizó la herramienta Superposición Ponderada (Weighted Overlay) de ArcMap.

- Un ráster es una matriz de celdas (píxeles) donde cada celda contiene un valor que representa información.
- Para usar la herramienta, fue necesario convertir todas las capas de criterio (puntos, líneas, polígonos) a formato ráster, agrupándolas en celdas de 600 metros.

- Se clasificó cada capa por rangos para asignarles pesos de idoneidad (Anexo 2) en la herramienta (Tabla Nro. 1.1).

Figura Nro. 1.10: Postes de HºAº mayor a 15 años.

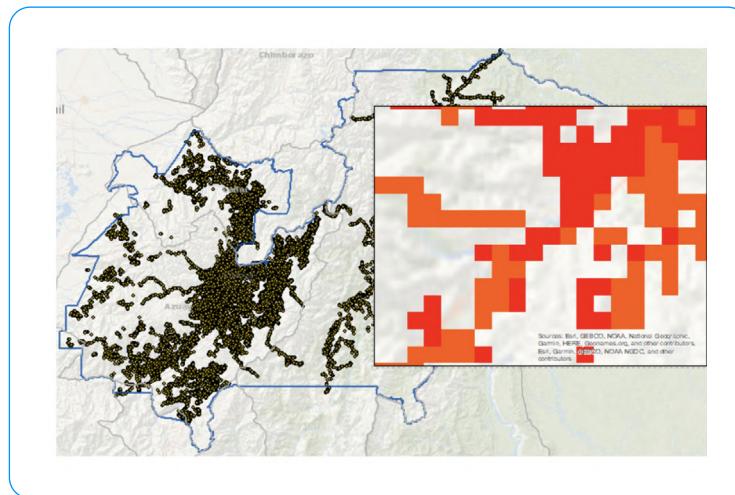
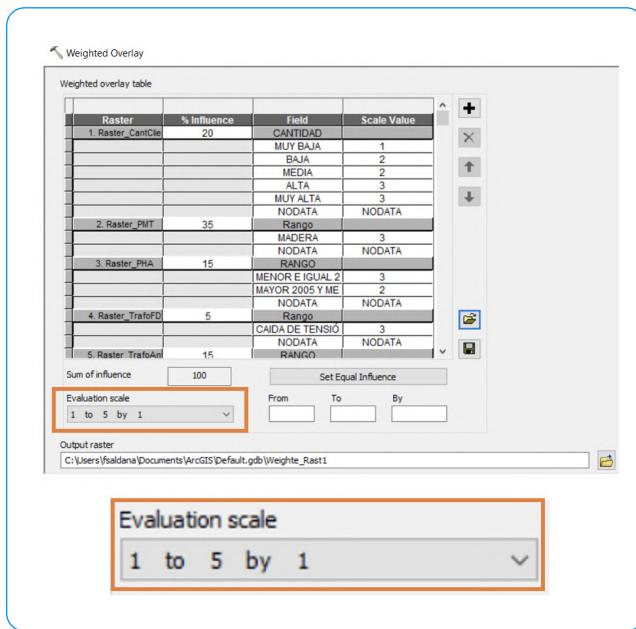


Tabla Nro. 1.1: Ejemplo ponderación de capas según cada rango.

Criterio	Descripción	Ponderación	Rangos	Calificación	Escala de valores ArcGIS
1	Calidad de clientes	20	Muy alta Alta Media Baja Muy Baja	20 16 12 8 4	5 4 3 2 1
2	Postes de madera (MT/BT)	35	Todos	35	5
3	Antigüedad postes de HºAº	15	Menor a 20 años Menor a 15 años	15 9	5 3
4	Calidad de tensión BT	5	>6.5%	5	5
5	Antigüedad de transformadores	15	Mayor a 25 años Mayor a 15 años	15 9	5 3
6	Sobrecarga de transformadores	10	Mayor a 120% Mayor a 100% Mayor a 80%	10 8 5	5 4 3

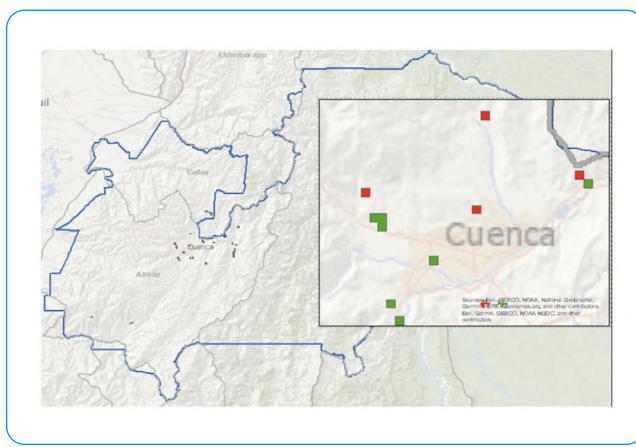
Los valores en los ráster se reclasifican a una escala de idoneidad común, como se muestra en la Figura Nro. 1.11.

Figura Nro. 1.11: Herramienta Weighted Overlay y escala de idoneidad.



La superposición ponderada combina los múltiples ráster. Multiplica el valor de idoneidad de cada celda por el peso (influencia) de su capa y luego suma los valores para crear un ráster de salida único (Figura Nro. 1.12).

Figura Nro. 1.12: Zonas de interés considerando 6 criterios.

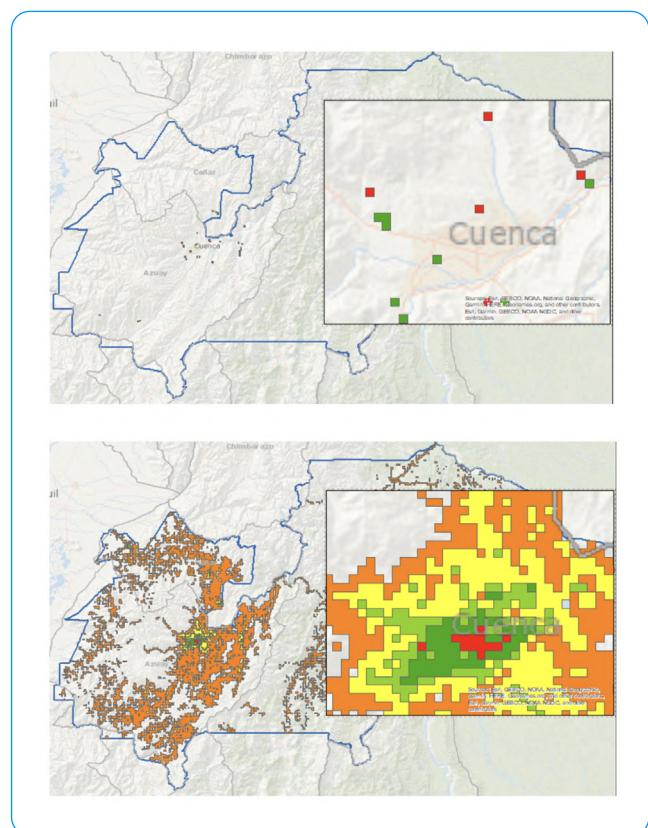


1.6 Evaluación del modelo

Al calcular el ráster de salida inicial (considerando la influencia de todos los criterios a la vez), se observó que el número de sitios o zonas resultantes era muy restringido.

Con el objetivo de obtener un mayor número de sitios, se repitió el proceso de identificación de zonas, pero eliminando progresivamente uno de los criterios en cada nueva salida, hasta llegar a evaluar una sola condición (Anexo 3).

Figura Nro. 1.13: Resultado del ráster considerando: a) 1 criterio, b) 6 criterios.

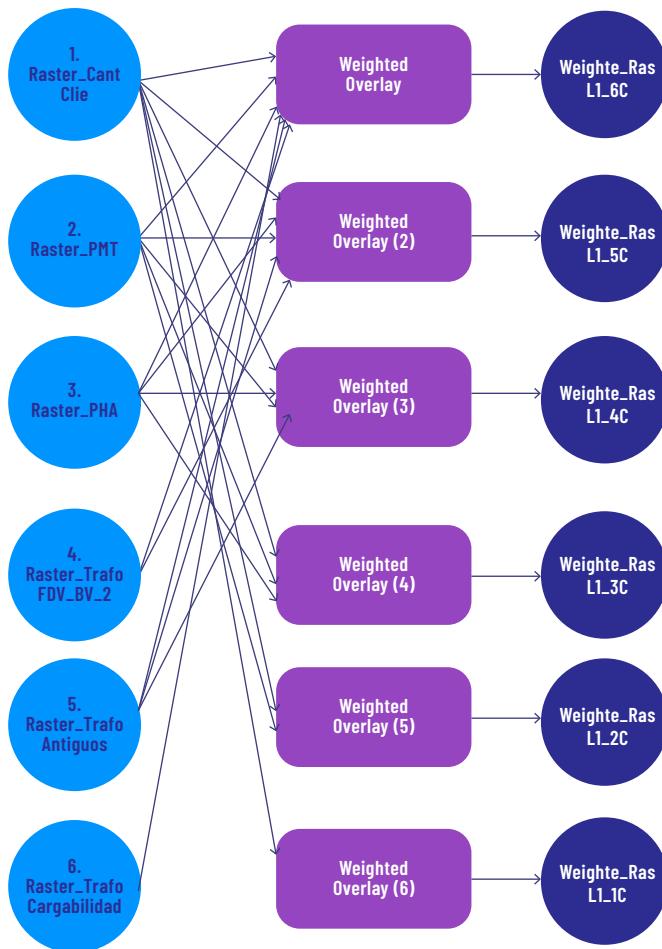


1.7 Implementar el modelo

Para automatizar el proceso de sitios de interés para cada tipo de proyecto, se utilizó el Model Builder (creador

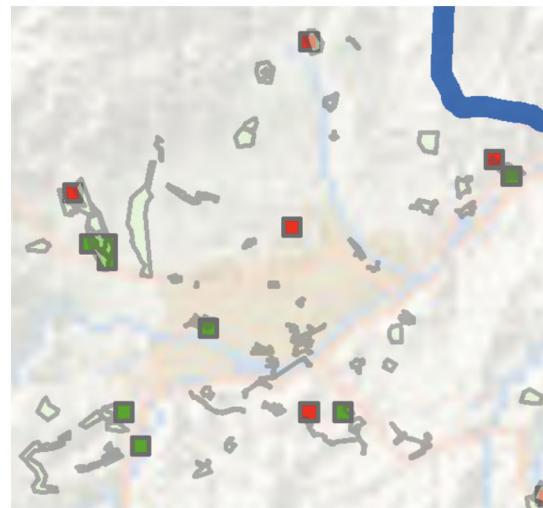
de modelos) de ArcGIS. Esto permite mantener el proceso para futuras aplicaciones (Figura Nro. 1.14).

Figura Nro. 1.14: Modelado del proceso para obtener los sitios de interés.



Finalmente, para priorizar los proyectos existentes, se combinó cada capa de criterios resultante con la capa de polígonos de proyectos, usando la herramienta geoespacial Spatial Join (Unión espacial). La intersección entre ambas define el orden y la prelación de cada proyecto (Figura Nro. 1.15).

Figura Nro. 1.15: Intersección de proyectos con los sitios prioritarios.



1.8 Resultados

La aplicación de este método generó los siguientes resultados:

- Identificar y trabajar simultáneamente con diversas capas del sistema. (Anexo 1)
- Se estableció la flexibilidad de variar los pesos (influencia) de las capas, ya que cada una impacta de manera diferente, según el tipo de proyecto. (Anexo 2)
- La herramienta Weighted Overlay de ArcMap permite guardar las configuraciones de ponderación en archivos.txt (Figura Nro. 1.16). Esto facilita el control de versiones, la evaluación a lo largo del tiempo y la transferencia a otros usuarios.

Figura Nro. 1.16: Archivos de configuración de pesos según las capas de criterio.

Reposicion_6Criterios	Documento de texto
Reposicion_5Criterios	Documento de texto
Reposicion_4Criterios	Documento de texto
Reposicion_3Criterios	Documento de texto
Reposicion_2Criterios	Documento de texto
Reposicion_1Criterios	Documento de texto

- Se obtuvieron mapas temáticos que representan la combinación de múltiples criterios, permitiendo una identificación visual de zonas para una toma de decisiones basada en datos, eliminando subjetividades. (Anexo 3)
- Se generaron tablas de datos (Anexo 4) que, mediante un sistema relacional, permiten determinar la priorización final de los proyectos en estudio (Figura Nro. 1.17).

Figura Nro. 1.17: Matriz de priorización de proyectos.

Join6C 27 KB
Join5C 55 KB
Join4C 101 KB
Join3C 115 KB
Join2C 121 KB
Join1C 150 KB

T090 (Múltiples ítems)

Puntaje por capa de criterio

ZONA	PROYECTO	AC	SC	AC	SC	AC	SC	Valor	Orden de Prioridad
1	TRAFO 500 CALLE LAVAVINAS Y UNIDAD NACIONAL	3	5	3	5	3	4	27	1
1	MEJORA TRAFOS 15000	3	5	3	5	3	4	27	2
1	MEJORA CUEVA Y COLON-C4-F4-8	3	5	3	5	3	3	27	3
1	OPTIMIZACION TRAFOS 4000S SUMMID	3	4	4	4	3	3	23	4
1	COCHAPAMPA TRAFO 4000S MARIANO MORENO	3	4	4	4	3	3	23	5
1	MEJORA TRAFOS 15000	3	4	4	4	3	3	23	6
1	SAYAUIS Y SAN MIGUEL DE PUTUSHI	3	5	3	5	3	4	27	7
1	SAN MIGUEL DE PUTUSHI	3	5	3	5	3	3	27	8
1	SAN ANTONIO DE RABANA TRAFOS. T09066 T9069 T9298	3	3	3	3	3	3	21	9
1	SECTOR ESTERILLAS	3	3	3	3	3	3	21	10
1	MEJORA TRAFOS 15000	3	4	4	4	3	3	23	11
1	MEJORA TRAFOS 15000	3	4	4	4	3	3	23	12
1	ALIMENTADOR 921 JERUSALEM	3	4	4	4	3	3	23	13
1	COMUNIDAD CITACAR CHOCOCOITE	3	4	4	4	3	3	23	14
1	MEJORA SAN JUAN CHICO	3	4	4	4	3	3	23	15
1	MEJORA TRAFOS 15000	3	4	4	4	3	3	23	16
1	MEJORA TRAFO 3494	3	3	3	3	3	3	21	17
1	LINIA 97 LOMON - ENTAG ALIM. 1423	3	3	3	3	3	3	21	18
1	LINIA 1F TRES BANDERAS - MINAS VIEJAS	3	3	3	3	3	3	21	19
1	MEJORA TRAFOS 15000	3	4	4	4	3	3	23	20
1	MEJORA CIRCULACION EN LA AV FRANCISCO DE CALDERON	3	4	4	4	3	2	22	21
1	MEJORA DE TRAFOS T10054, T1574, T14028, T14030, T1575, T2	3	4	4	4	3	2	22	22
1	MEJORA DE TRAFOS T10054, T1574, T14028, T14030, T1575, T2	3	4	4	4	3	2	22	23
1	EL MOLINILLO TRAFO 15000	3	4	4	4	3	2	20	13
1	EL MOLINILLO TRAFO 15000	3	3	3	3	3	1	20	12
1	EL MOLINILLO TRAFO 15000	3	3	3	3	3	2	20	11
1	NAZON T6344-7704	2	4	4	4	2	20	14	

A. Conclusiones

- En la priorización de diseños existentes, se logró definir un orden técnico basado en datos, estableciendo una metodología clara para cada evaluación.
- Las zonas identificadas para la elaboración de nuevos diseños resultaron ser las más adecuadas en función de los objetivos y los datos empleados.
- La metodología es altamente dinámica, permitiendo la inclusión de nuevas capas (Mapas de gestión de riesgos: inundaciones, movimientos de masas, incendios, peligro volcánico, etc.), que pueden ajustar y ser preponderantes en la selección.
- La fase de desarrollo del proyecto puede variar en complejidad, desde un simple informe hasta un proceso de análisis de datos automatizado y periódico en la organización.
- Para la visualización de resultados, es fundamental apoyarse en soluciones visuales claras como gráficos, diagramas, tablas y mapas.

B. Recomendaciones

- Se recomienda aplicar la metodología desarrollada para la priorización de diseños existentes. Esto optimizará la inversión de los recursos de la empresa, reduciendo al mínimo la subjetividad en la selección.
- Aplicar la metodología para la identificación de zonas para nuevos diseños optimizará los recursos técnicos y económicos.
- Se debe continuar identificando y obteniendo nuevas capas de mapas temáticos que pueden ser

importantes para futuras evaluaciones.

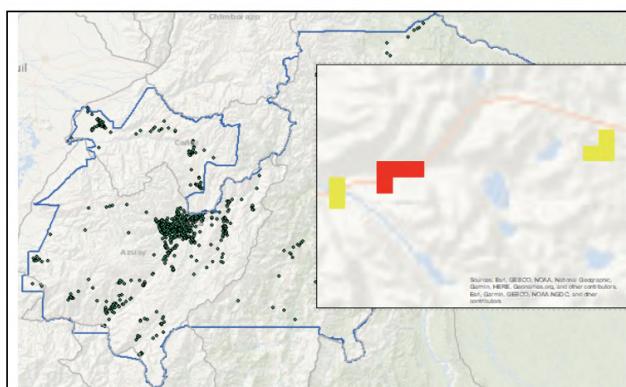
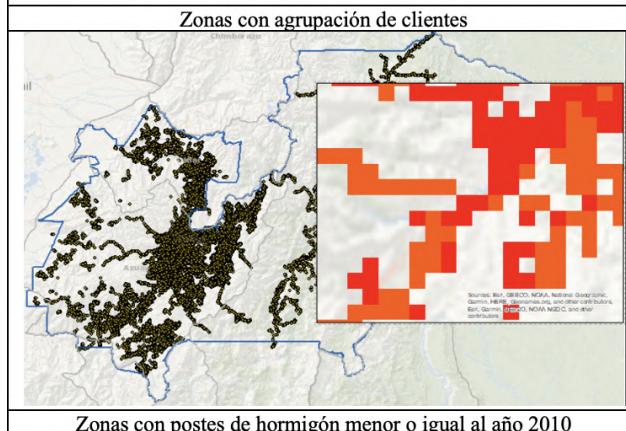
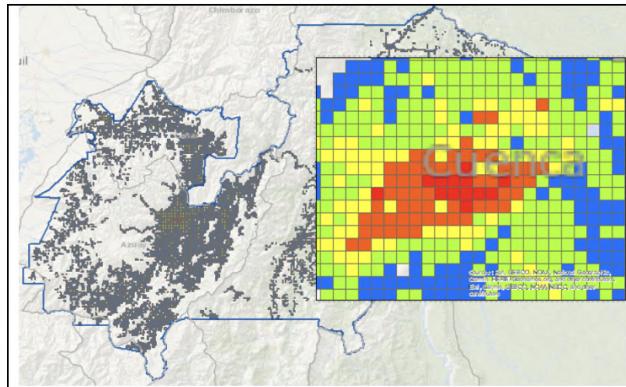
- La metodología planteada puede ser aplicada en todas las etapas funcionales del sistema eléctrico.
- Para que la empresa logre una gestión basada en datos, no solo requiere tecnología, sino también un cambio de mentalidad en los empleados, especialmente en los ejecutivos, quienes deben liderar y respaldar este importante cambio cultural.

C. Bibliografía

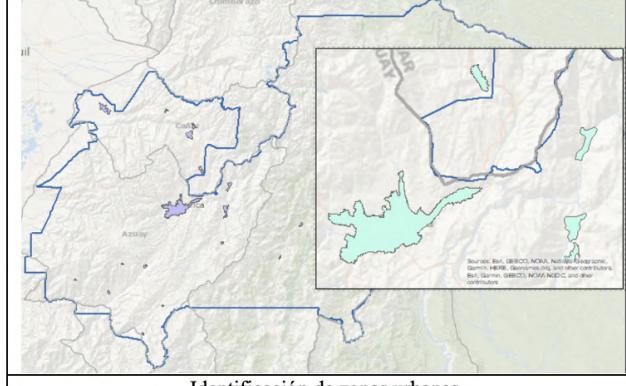
- [1] U. Nayak, *Business Analytics Using R - A Practical Approach*, New York: Apress, 2017.
- [2] B. Dykes, *Effective Data Storytelling*, Hoboken: John Wiley and Sons, 2020.
- [3] ESRI, «ESRI,» 23 03 2023. [En línea]. Available: <https://support.esri.com/es-es/gis-dictionary/weighted-overlay>.
- [4] B. Dykes, *Effective Data Storytelling*, Hoboken: John Wiley and Sons, 2020.
- [5] ESRI, «Superposición ponderada,» 2019. [En línea]. Available: <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.7/tools/spatial-analyst-toolbox/weighted-overlay.htm>. [Último acceso: 2023].
- [6] CENTROSUR, «LISTADO DE PROYECTOS DEL PROGRAMA SGP,» CUENCA, 2023.
- [7] Microsoft, «Acerca de Power Query en Excel,» 2023. [En línea]. Available: <https://support.microsoft.com/es-es/office/acerca-de-power-query-en-excel-7104fbee-9e62-4cb9-a02e-5bfb1a6c536a>. [Último acceso: 2023].
- [8] ArcGIS Desktop, «Crear datasets ráster en una geodatabase,» [En línea]. Available: <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/latest/manage-data/raster-and-images/creating-raster-datasets-in-a-geodatabase.htm>. [Último acceso: 2023].

Anexos

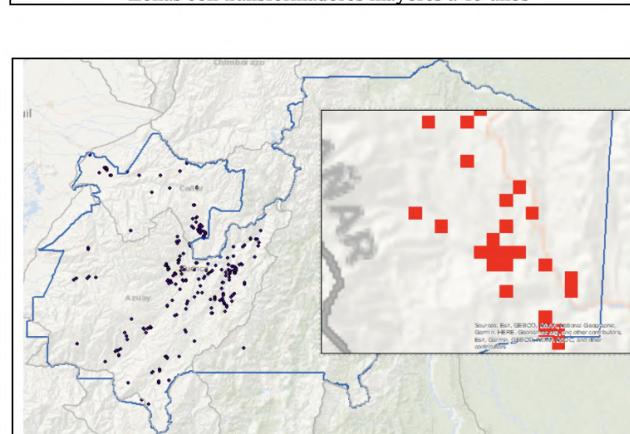
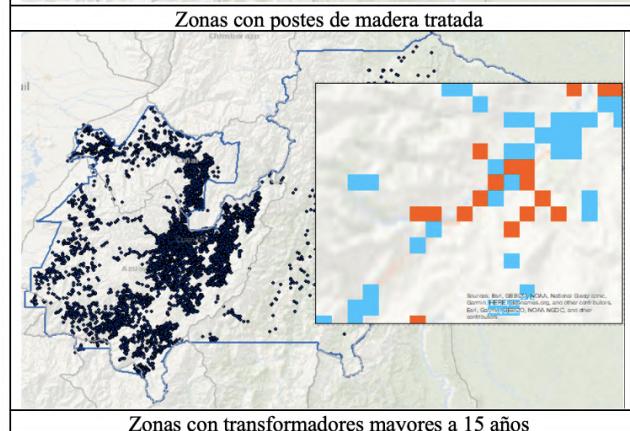
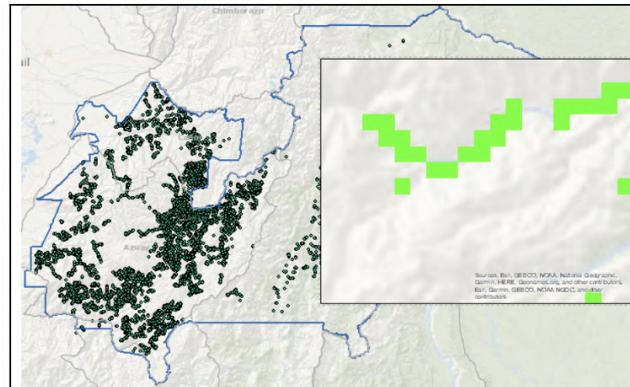
Anexo 1:



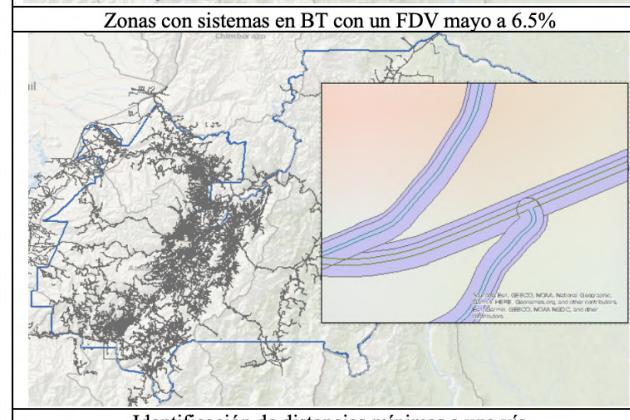
Zonas con sobrecarga de transformadores mayores al 80%



Identificación de zonas urbanas



Zonas con transformadores mayores a 15 años



Identificación de distancias mínimas a una vía

Anexo 2: Ejemplo de pesos considerados para la identificación de zonas según los criterios establecidos de acuerdo con cada proyecto.

Capa 1 - 6 Criterios

Criterio	Descripción	Ponderación	Rangos	Calificación	Escala de valores ArcGIS
1	Calidad de clientes	20	Muy alta Alta Media Baja Muy Baja	20 16 12 8 4	5 4 3 2 1
2	Postes de madera (MT/BT)	35	Todos	35	5
3	Antigüedad postes de HºAº	15	Menor a 20 años Menor a 15 años	15 9	5 3
4	Calidad de tensión BT	5	>6.5%	5	5
5	Antigüedad de transformadores	15	Mayor a 25 años Mayor a 15 años	15 9	5 3
6	Sobrecarga de transformadores	10	Mayor a 120% Mayor a 100% Mayor a 80%	10 8 5	5 4 3

Capa 1 - 5 Criterios

Criterio	Descripción	Ponderación	Rangos	Calificación	Escala de valores ArcGIS
1	Calidad de clientes	21	Muy alta Alta Media Baja Muy Baja	21 16 12 8 4	5 4 3 2 1
2	Postes de madera (MT/BT)	36	Todos	36	5
3	Antigüedad postes de HºAº	16	Menor a 20 años Menor a 15 años	16 8	5 3
4	Antigüedad de transformadores	16	Mayor a 25 años Mayor a 15 años	16 8	5 3
5	Sobrecarga de transformadores	11	Mayor a 120% Mayor a 100% Mayor a 80%	11 8 5	5 4 3

Capa 3 - 4 Criterios

Criterio	Descripción	Ponderación	Rangos	Calificación	Escala de valores ArcGIS
1	Calidad de clientes	25	Muy alta Alta Media Baja Muy Baja	20 16 12 8 4	5 4 3 2 1
2	Postes de madera (MT/BT)	40	Todos	35	5
3	Antigüedad postes de H°A°	18	Menor a 20 años Menor a 15 años	15 9	5 3
4	Antigüedad de transformadores	17	Mayor a 25 años Mayor a 15 años	15 9	5 3

Capa 4 - 3 Criterios

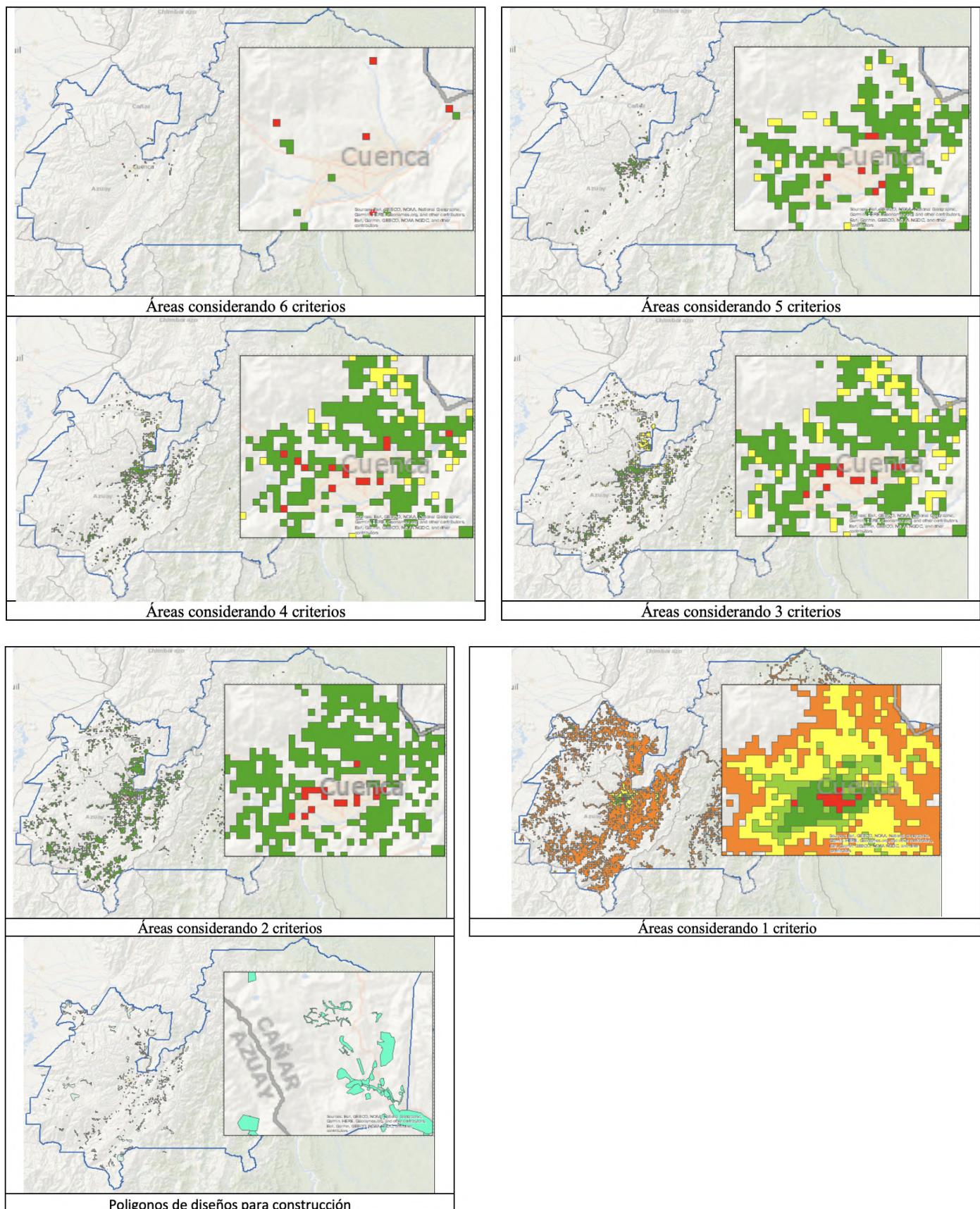
Criterio	Descripción	Ponderación	Rangos	Calificación	Escala de valores ArcGIS
1	Calidad de clientes	30	Muy alta Alta Media Baja Muy Baja	30 24 18 12 6	5 4 3 2 1
2	Postes de madera (MT/BT)	50	Todos	50	5
3	Antigüedad postes de H°A°	20	Menor a 20 años Menor a 15 años	20 10	5 3

Capa 5 - 2 Criterios

Criterio	Descripción	Ponderación	Rangos	Calificación	Escala de valores ArcGIS
1	Calidad de clientes	30	Muy alta Alta Media Baja Muy Baja	30 24 18 12 6	5 4 3 2 1
2	Postes de madera (MT/BT)	70	Todos	70	5

Capa 6 - 1 Criterio

Criterio	Descripción	Ponderación	Rangos	Calificación	Escala de valores ArcGIS
1	Calidad de clientes	100	Muy alta Alta Media Baja Muy Baja	100 80 60 40 20	5 4 3 2 1

Anexo 3:

Luego de obtener las capas por criterios, se realizó una intersección entre las capas resultantes y la capa de diseño, de esta manera se puede obtener un listado de prioridades asignada a cada proyecto.

Anexo 4: Listado de priorización de proyectos

Ejemplo: Muestra de la prelación de proyectos de reposición del sistema eléctrico.

ZONA	PROYECTO_1	Puntaje por capa de criterios								Orden de Prelación
		6C	5C	4C	3C	2C	1C	Val or		
1	TRAFO 1049-CALLE MALVINAS Y UNIDAD NACIONAL	3	5	5	5	5	4		27	1
1	SECTOR EL BATAN T4756, T30608, T3039	3	5	5	5	5	4		27	2
1	TRAFO 2553 CALLE LATINOAMERICA Y JOSE M. VARGAS	3	5	5	5	5	4		27	3
1	CALLE 1RO DE AGOSTO	3	4	4	4	5	3		23	4
1	MEJORA SANTUARIO HASTA CRUZ PAMBA - BIBLIAN	3	4	4	3	5	4		23	5
1	SAN MIGUEL PUTISHI	3	4	5	4	4	3		23	6
1	SAN MIGUEL PUTUZHI T5615 - 1439 - 5630	3	4	5	4	4	3		23	7
1	MEJORA CIRCUNVALACION EN LA AV FRANCISCO DE CALDERON - BIBLIAN	3	4	4	4	5	2		22	8
1	MEJORA DE TRAFOS T15854, T5794, T14028, T14030, T5758, T27652	3	4	4	4	5	2		22	9
1	CALLE DEL AMAY Y CAMINO DEL TEJAR		4	4	5	5	4		22	10
1	EL EMPALME TRAFO 13911-4665	2	4	4	4	4	2		20	11
1	SAN MIGUEL DE PUTUSHI T14680 - 15792 - 15372	3	3	5	4	4	1		20	12
1	REFORZAMIENTO TENENCORAY-SALTO-NAZON	2	4	4	4	4	2		20	13
1	NAZON T6364-T7304	2	4	4	4	4	2		20	14
1	MEJORA DE RED DE MV Y BV SECTOR LUZ DE AMERICA	2	4	4	4	4	2		20	15
1	PLAZA 24 DE MAYO/SIGSIG		4	4	4	4	4		20	16
1	CALLE 4 DE NOVIEMBRE T25379		4	4	4	4	4		20	17
1	REFORZAMIENTO EL TOPE -TRAFO 9412-9401-9391	2	4	4	4	4	2		20	18
1	TURPUG/BIBLIAN/CANAR	2	4	4	4	4	2		20	19
1	MEJORA T17358, T202018, T6363, T1498, T4175, T9108, T1215 CALLE CUENCA	2	4	4	4	4	2		20	20
1	MEJORA TRAFOS ENTRADA A NAZON T16935, T16860, T231, T16882, T16900, T16890	2	4	4	4	4	2		20	21
1	SECTOR CABANAS CABOGANA	2	3	4	4	4	2		19	22
1	CRUZ BLANCA	2	3	4	4	4	2		19	23
1	REDES CHICO MANGAN-NAZON T8548 T468 T8579 T17781	2	4	4	3	4	2		19	24
1	CAZHALOMA T 7450		4	4	4	4	3		19	25
1	OPTIMIZACION INGAPIRCA CENTRO TRAFO 9542-14829		4	4	4	4	2		18	26
1	SAN MIGUEL PUTUSHI TRAFO 6080		4	4	3	4	3		18	27
1	CARRERA CUENCA Y COLON-CANAR		4	4	4	4	2		18	28
1	CORREUCO CANAR T4051 T1331 T1735		4	3	3	4	3		17	29
1	SAN MIGUEL DE PUTUSHI TRAFO 5644 Y 32240		4	4	4	4	1		17	30
1	MEJORA REDES SISALOMA T3279 T7451 T8243	2	4	3	3	4	1		17	31
1	CHARON-VENTANAS T.4058, 860, 864, 13428, 25450, 6003, 6081, 16423, 25529, 18185		3	4	3	4	2		16	32
1	TRAFO 1289 DE LA MAGNOLIA Y DEL HUAPSAY			4	4	4	3		15	33
1	SECTOR EL SALADO-SININCAY-T 5733			4	4	4	2		14	34
1	ALIM. 1821 - LA TRANCA SAN PREDRO			4	4	4	2		14	35
1	MEJORA CITACAR T13912, T9376, T4400, T7129			4	4	4	2		14	36

ZONA	PROYECTO_1	Puntaje por capa de criterios							Orden de Prelación
		6C	5C	4C	3C	2C	1C	Val or	
1	T18524-14497-6812-13841-21659-772-7164-14161-14129-6193- AGUARONGO Y YANACOCHA	3	3	3	4	1	14		37
1	MEJORA CENTRO PARROQUIAL GUALLETURO			4	3	4	2	13	38
1	CONSTRUCCION DE REDES EN MT Y BT CURILOMA-ALFAHUAICO-WISINCHE-SAN CARLOS			4	3	4	2	13	39
1	MEJORA TRANSFORMADOR 8959 - SAN LUIS			3	4	4	2	13	40
1	LLAVAZHI-BIBLIAM T8938-T8874-T8903-T8873-T8857-T8810			4	3	4	2	13	41
1	COMUNIDAS DEL SALADO-SININCAY-T 1713			4	4	4	1	13	42
1	OPTIMIZACION CUITUN TRAFO 4399-2827			3	4	4	2	13	43
1	CONSTRUCCION DE REDES MT Y BT COMUNIDAD CAMPO ALEGRE			4	3	4	1	12	44
1	TRAFO 569-CALLE LATINOAMERICA ENTRE MALVINAS Y CUBA	3	5				4	12	45
1	T7379-T2213 EL BUESTE			4	3	4	1	12	46
1	MEJORA LLUILLAN T4401 - T2437 - T7470 - T7449			4	3	4	1	12	47
1	PIZHUMAZA TRAFO 6320			4	3	4	1	12	48
1	MEJORA T7052, T14651, T15112, T15131, T8216, T15089, T15100, T15055, T15099 VENT			4	3	4	1	12	49
1	BURGAY-EL PROGRESO			4	3	4	1	12	50
1	MEJORA VERDELOMA T7560			4	3	4	1	12	51
1	T-7380 T-2375 HONDOTURO			4	3	4	1	12	52
1	CURAZAO Y GUANTANAMO TRAFO 3114	3	5				4	12	53
1	T65-T1320-T15015-T4738 DURAN BURGAY			3	3	4	1	11	54
1	CENTRO DE GESTION DE YURAK KASHA			3	3	4	1	11	55
1	EL SALTO BAJO - EL SALTO ALTO			3	3	4	1	11	56
1	GULLANLOMA-GENERAL MORALES			3	3	4	1	11	57
1	GAILLACTA-JIMA			3	3	4	1	11	58
1	CONSTRUCCION DE REDES MT Y BT COMUNIDAD GUANDUGLOMA			3	3	4	1	11	59
1	PAPALOMA-LA DOLOROSA Y LA NATIVIDAD			3	3	4	1	11	60
1	ALIM. 1821 VENDELECHE HUAYRAPUNGO			3	3	4	1	11	61
1	CONTRUCCION DE REDES MT Y BT COMUNIDAD CITACAR DE CHOROCOPTE			4	4	1	9		62
1	MEJORA TRAFO 5894		5				4	9	63
1	MEJORA CENTRO PARROQUIAL GENERAL MORALES: T13941, T15126, T34467, T18690, T18678			3	4	2	9		64
1	CALLE 4 DE NOVIEMBRE					4	4	8	65
1	MEJORA EL TABLON - ZHICAL - CHOCAR T31476, T3041, T5545, T5540, T3043, T9247			3	4	1	8		66
1	CONSTRUCCION DE REDES MT Y BT BOLARUMI-PURIBIN Y YERBA BUENA			3	4	1	8		67
1	BURGAY CHICA DESPENSA T731-T7115			3	4	1	8		68

Autor



Felipe Saldaña

Ingeniero eléctrico

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn





Oportunidades del almacenamiento de energía en el sector eléctrico ecuatoriano

Capítulo 02

Oportunidades del almacenamiento de energía en el sector eléctrico ecuatoriano



Alex Villamarín
Doctor en Ingeniería Eléctrica



Diego Ortiz
Doctor en Ingeniería Eléctrica

Angie Bravo
Estudiante de Ingeniería Electromecánica

Rodrigo Moreno
Doctor en Sistemas de Potencia

Ariel Chancusig
Estudiante de Ingeniería Electromecánica

Resumen

Este artículo analiza las oportunidades del almacenamiento de energía en el sector eléctrico ecuatoriano. A través de un enfoque técnico basado en modelos de optimización matemática, se evalúan dos tecnologías con alto potencial para el Sistema Nacional Interconectado (SNI): el almacenamiento por bombeo hidroeléctrico y los sistemas de baterías (BESS). El estudio se desarrolla sobre un sistema representativo de cuatro zonas, que refleja la estructura operativa y geográfica del país. Cada tecnología se modela de forma independiente, bajo un esquema de despacho óptimo orientado a minimizar el costo operativo del sistema, sujeto a las restricciones técnicas y operativas propias de cada caso. Los resultados evidencian que ambas tecnologías propician una disminución de los costos de operación, desplazan la generación térmica y maximizan la integración de excedentes de energía renovable, mitigando su vertimiento. El estudio proporciona evidencia cuantitativa sobre el rol estratégico del almacenamiento en la transición hacia una matriz eléctrica más flexible, resiliente y sostenible.

Palabras Clave: Almacenamiento de energía, baterías, centrales de bombeo, transición energética, sistema eléctrico ecuatoriano.



2.1 Introducción

En el Ecuador, el sector eléctrico atraviesa una fase de transformación profunda marcada por la expansión de la capacidad instalada, la diversificación de la matriz energética y la necesidad de garantizar la confiabilidad del suministro frente a presiones crecientes de la demanda, eventos climáticos extremos y limitaciones de inversión.

Según la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), al 2024 la capacidad de generación a nivel nacional alcanzaba aproximadamente 9,255 MW, de los cuales el 61.4% provenía de fuentes renovables como hidráulica, biomasa, eólica, solar y biogás [1]. En años recientes, la participación de las energías renovables ha superado el 90% de la generación total [2], lo que evidencia un avance importante hacia la transición energética. No obstante, la dependencia del régimen hidrológico y el crecimiento sostenido de la demanda –con un récord histórico de 5,110 MW en mayo de 2025 según el Operador Nacional de Electricidad CENACE– han puesto en evidencia la vulnerabilidad del sistema ante períodos de estiaje prolongados [3].

La política energética nacional, busca fortalecer esta transición mediante el impulso de proyectos estratégicos que aseguren el desarrollo sostenible del país y un abastecimiento eléctrico confiable, bajo criterios de seguridad, calidad, eficiencia económica y sostenibilidad ambiental. En este contexto, la institucionalidad del sector desempeña un papel clave. El Plan Maestro de Electricidad (PME) orienta la modernización del sistema eléctrico, promoviendo la mejora de la calidad del servicio, la expansión de la infraestructura de generación, transmisión y distribución, y la reducción de pérdidas [4]. Asimismo, fomenta la integración eléctrica regional y la incorporación progresiva de energías renovables, consolidando la transición hacia un suministro más sostenible y eficiente. Sin embargo,

persisten desafíos en la renovación de infraestructura, la atracción de inversión privada y el fortalecimiento del marco regulatorio para acelerar la innovación tecnológica y la sostenibilidad a largo plazo.

De acuerdo con el PME, la producción de energía eléctrica depende mayoritariamente del comportamiento de las cuencas hidrológicas y su estacionalidad. Esta condición, resalta la necesidad de incorporar nuevas estrategias que aumenten la flexibilidad operativa y reduzcan la vulnerabilidad del sistema frente a variaciones climáticas. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía se destacan como una herramienta clave para aprovechar de manera más eficiente los recursos renovables y garantizar la continuidad del suministro ante la creciente participación de fuentes intermitentes como la solar fotovoltaica y la eólica.

En línea con esta visión, la Regulación Nro. ARCONEL-005/25 refuerza el marco normativo para la generación con energías renovables no convencionales [5], estableciendo que las nuevas centrales solares y eólicas incorporen sistemas de almacenamiento en baterías equivalentes al 10% de su potencia nominal y una autonomía mínima de cuatro horas, cargados exclusivamente con su propia energía. Esta disposición representa un paso decisivo hacia un sistema eléctrico más estable, flexible y resiliente, capaz de integrar energías renovables no convencionales de forma segura en el sistema eléctrico ecuatoriano.

Además, a nivel regional, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ha identificado un alto potencial para el almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PHS, por sus siglas en inglés) en Ecuador, impulsado por su topografía montañosa y su disponibilidad hídrica [6]. Se identificaron siete proyectos con una potencia media de 307 MW y caídas superiores a 500 m, lo que constituye condiciones favorables para el desarrollo de proyectos a gran escala. Estas iniciativas permitirían aprovechar los

excedentes de fuentes renovables variables, como la solar y la eólica, y fortalecer la resiliencia operativa del sistema eléctrico nacional, en coherencia con los objetivos del PME.

En este contexto, el presente artículo tiene como objetivo evaluar el impacto operativo de la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), considerando dos tecnologías de alto potencial: el almacenamiento por bombeo hidroeléctrico y los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS, por sus siglas en inglés). El análisis se desarrolla sobre una red eléctrica simplificada de cuatro zonas, bajo un escenario prospectivo al año 2029, con el propósito de examinar de forma independiente las oportunidades y beneficios técnicos que cada tecnología puede ofrecer al sistema eléctrico ecuatoriano, destacando el rol estratégico del almacenamiento en la transición energética ecuatoriana.

2.2 Almacenamiento de Energía

Los sistemas de almacenamiento de energía comprenden un conjunto de tecnologías y mecanismos que permiten acumular y utilizar energía de forma controlada, contribuyendo a la flexibilidad operativa y al uso eficiente de los recursos energéticos. Estas soluciones permiten mejorar la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad en los sistemas eléctricos, a la vez que facilitan la integración de fuentes renovables variables, reduciendo su intermitencia y mejorando la estabilidad del suministro.

Entre las principales tecnologías de almacenamiento destacan los sistemas electroquímicos (baterías de ion-litio, sodio-azufre, flujo redox), mecánicos (bombeo hidroeléctrico, aire comprimido), térmicos (sales fundidas, almacenamiento sensible o latente) y magnéticos (superconductores) [7]. De estas alternativas, las baterías de ion-litio han experimentado

una rápida expansión por su alta eficiencia, modularidad y reducción de costos, lo que las convierte en una opción viable para aplicaciones de corta y media duración [8]. En contraste, el almacenamiento por bombeo continúa siendo la tecnología más madura y con mayor capacidad instalada a nivel mundial, utilizada principalmente para almacenamiento a gran escala y de larga duración [9].

El despliegue de estas tecnologías ofrece múltiples beneficios sistémicos, como una mejor integración de energías renovables, reducción de costos operativos, mejora en la calidad del suministro y mayor confiabilidad frente a contingencias o eventos extremos [10]. Además, el almacenamiento contribuye a la descarbonización del sector energético, al facilitar la sustitución progresiva de fuentes fósiles por renovables y permitir la operación inteligente y flexible de la red.

Este estudio analiza las tecnologías de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico y en baterías, destacadas por su madurez tecnológica, viabilidad de aplicación y potencial de desarrollo dentro del sistema eléctrico ecuatoriano.

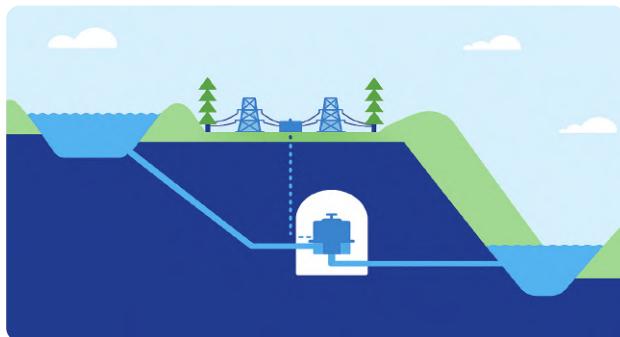


Almacenamiento por bombeo

La energía hidroeléctrica de bombeo (PHS) aprovecha la energía potencial gravitacional del agua, al trasladarla entre embalses ubicados a diferentes alturas. Es la tecnología de almacenamiento de energía más consolidada y empleada a gran escala en el mundo, gracias a su madurez tecnológica, larga vida útil (más de 50 años), alta capacidad (centenas de MW) y bajo costo operativo [9].

Su funcionamiento se basa en bombear agua desde un embalse inferior a uno superior, durante los períodos de baja demanda, convirtiendo energía eléctrica en energía potencial. En horas de alta demanda, el agua se libera hacia el embalse inferior a través de turbinas para generar electricidad, recuperando parte de la energía almacenada con eficiencias del 75-80% [9]. La Figura Nro. 2.1 muestra el esquema representativo de una central hidroeléctrica de bombeo.

Figura Nro. 2.1: Esquema representativo de una central de bombeo.



Aunque ofrece ventajas significativas, su implementación depende de condiciones geográficas favorables que permitan disponer de embalses a diferentes niveles y contar con suficiente disponibilidad hídrica. Además, su construcción suele implicar largos períodos de desarrollo e inversiones elevadas, especialmente cuando se ubica lejos de los principales

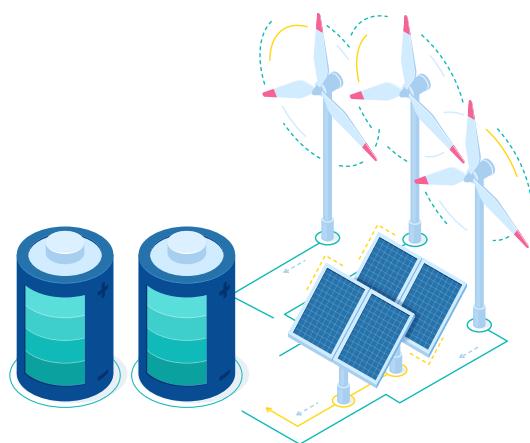
centros de carga. No obstante, las centrales hidroeléctricas existentes pueden adaptarse o modernizarse para operar en modo de almacenamiento por bombeo, lo que amplía las oportunidades para incrementar la flexibilidad y optimizar el uso de la infraestructura hidráulica disponible, contribuyendo así a un sistema eléctrico más eficiente y resiliente.

Almacenamiento en baterías

Los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) se han consolidado como una de las tecnologías más dinámicas del sector energético actual. Su capacidad para responder rápidamente a variaciones de carga y generación los convierte en una herramienta clave para gestionar la intermitencia de fuentes renovables y mantener la estabilidad de la red.

El funcionamiento de los BESS se basa en la acumulación electroquímica de energía, durante los períodos de baja demanda o de exceso de generación, y su liberación controlada cuando el sistema requiere soporte, ya sea para cubrir picos de consumo, estabilizar la frecuencia o brindar servicios complementarios. La Figura Nro. 2.2 muestra un esquema representativo de un BESS integrado con generación renovable.

Figura Nro. 2.2: Esquema representativo de un sistema de almacenamiento en baterías (BESS).



Las baterías de ion-litio lideran actualmente el mercado gracias a su alta densidad energética (100–250 Wh/kg), elevada eficiencia de ciclo (90–95%), modularidad y rápido tiempo de respuesta [9]. Además, la sostenida reducción de costos –superior al 80% en la última década– ha impulsado su adopción en sistemas eléctricos a escala de red, microrredes y aplicaciones industriales. Estas características facilitan su uso en servicios como en regulación de frecuencia, control de voltaje, diferimiento de inversiones en infraestructura y autoconsumo con generación distribuida [10].

Por su parte, tecnologías emergentes como las baterías de flujo redox, ofrecen ventajas en ciclos prolongados y una mayor vida útil, mientras que los sistemas NaS (sodio-azufre) resultan atractivos para aplicaciones estacionarias de mediano y largo plazo. A pesar de su rápida evolución, el principal desafío del almacenamiento en baterías radica en la gestión de la degradación, la recuperación de materiales y el manejo ambiental al final de su vida útil, aspectos que se están abordando mediante estrategias de reciclaje y diseño sostenible.

2.3 Oportunidades del Almacenamiento

En el sistema eléctrico ecuatoriano, caracterizado por su estructura verticalmente integrada, operación centralizada y tarifas reguladas, las oportunidades del almacenamiento de energía se concentran principalmente en su valor operativo, técnico y estratégico para la planificación y operación del sistema. Entre las principales oportunidades se destacan [9, 10]:

→ **Gestión de la flexibilidad operativa.** Permite desplazar energía desde horas de baja demanda hacia períodos de máxima carga, optimizando la operación hidroeléctrica y reduciendo el uso de generación térmica. Esta capacidad de arbitraje energético cobra relevancia ante la creciente

penetración de fuentes variables, como la solar y eólica.

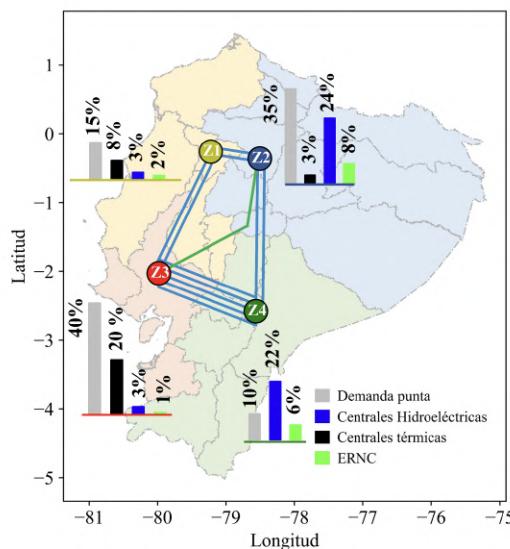
- **Respaldo ante contingencias.** Los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar reservas rápidas y servicios de regulación de frecuencia, ofreciendo estabilidad frente a eventos imprevistos, variabilidad renovable o fallas de generación.
- **Optimización de redes eléctricas.** La ubicación estratégica de sistemas de almacenamiento permite aliviar sobrecargas, reducir pérdidas y posponer inversiones en transmisión y distribución, mejorando la eficiencia global del sistema.
- **Integración de energías renovables.** Facilita la incorporación de tecnologías intermitentes, mitigando su variabilidad y maximizando el aprovechamiento de excedentes en períodos de baja demanda.
- **Reducción de emisiones.** Al desplazar generación térmica ineficiente, el almacenamiento contribuye a reducir emisiones de CO₂ y respalda los compromisos nacionales de transición energética y descarbonización.
- **Servicios complementarios.** Además de la regulación de frecuencia, los sistemas de almacenamiento pueden aportar a la regulación de voltaje, control de rampas de generación, arranque en negro (cuando incorporan electrónica grid-forming) y soporte en el restablecimiento del sistema tras contingencias.
- **Aplazamiento de inversiones.** Al proporcionar capacidad adicional y flexibilidad, el almacenamiento permite diferir inversiones costosas en infraestructura, ofreciendo una cobertura ante la incertidumbre de la demanda futura.

- **Soporte a la resiliencia.** La disponibilidad prolongada de energía asegura la continuidad del suministro durante eventos extremos o emergencias, reforzando la seguridad energética nacional.
- **Valor de la opción y cobertura frente a la incertidumbre.** El almacenamiento puede diferir o evitar compromisos prematuros con inversiones de capital, como nueva infraestructura de transmisión, proporcionando adaptabilidad crítica en escenarios cambiantes.

2.4 Caso de Estudio

El presente estudio se desarrolló sobre una red eléctrica simplificada compuesta por cuatro nodos que representan el SNI, conforme a la definición propuesta en [11]. Las zonas corresponden a Z1 (Noroccidental), Z2 (Nororiental), Z3 (Suroccidental) y Z4 (Suroriental), como se muestra en la Figura Nro. 2.3. Cada zona agrupa la generación hidroeléctrica, térmica y energía renovable no convencional (ERNC) predominante en su área geográfica, junto con la demanda máxima proyectada para el año 2029.

Figura Nro. 2.3: Red simplificada del SNI al 2029.



El sistema considera la red de transmisión existente a 500 kV y 230 kV, que interconecta las zonas mediante 12 líneas troncales. Se asume una capacidad de transferencia suficiente, sin ampliaciones ni refuerzos, y se excluyen los intercambios internacionales con Colombia y Perú para analizar exclusivamente la operación interna del sistema.

El estudio se centra en la operación del SNI bajo un escenario prospectivo para 2029, en el que se supone que todas las inversiones de generación previstas en el PME están operativas. Las proyecciones de capacidad instalada por tecnología y zona empleadas en el modelo se presentan en la Tabla Nro. 2.1, y constituyen el escenario base considerado para el análisis. A partir de este escenario, se evalúa de forma independiente la incorporación de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico y sistemas BESS, analizando su impacto operativo en la red eléctrica nacional.

Para el análisis de los escenarios de despacho económico, se consideraron los costos variables de operación asociados a cada tecnología, siguiendo los valores de referencia reportados en [11]. Este estudio, se limita a los costos variables de generación, correspondientes al componente energético de cada tecnología, sin incluir costos fijos, regulatorios ni de inversión.

Tabla Nro. 2.1: Potencia instalada proyectada por tecnología y zona para el 2029.

Tecnología	Z1 [MW]	Z2 [MW]	Z3 [MW]	Z4 [MW]
Hidráulica	336.2	2,552.2	321.8	2,328.2
Eólica	0	0	0	601.5
Solar	200	818	0	0
Biomasa	0	0	110	0
Biogás	0	1.1	0	0.85
Gas natural	200	0	501.2	0
Fuel Oil	532.5	50	855.9	0
Diésel	35.1	125.8	692.7	8.1
Residual	51.6	109.5	21	19.2

En el caso del almacenamiento por bombeo hidroeléctrico, se plantea su instalación en el nodo Z4, dada la disponibilidad de recursos hídricos y las condiciones topográficas favorables en la zona de Paute. La modelación considera una central de 200 MW, con 12 horas de autonomía y una capacidad de almacenamiento de 2,400 MWh. Se asume una eficiencia global del 80% y una altura media efectiva de 636 m. El sistema contempla la construcción de un nuevo reservorio superior con un volumen útil de 1.45 millones de m³, y un reservorio inferior correspondiente al embalse de Mazar, con un volumen útil de 5 millones de m³, sin afectar a la operación normal del complejo Paute. Además, se considera un factor de llenado del 80% para el reservorio superior, en función de las condiciones hidrológicas.

Por otro lado, para el almacenamiento en baterías se plantea su incorporación en el nodo Z2, considerando la alta radiación solar en la provincia de Imbabura y las proyecciones de expansión fotovoltaica en el norte del país. El sistema BESS se modeló con una capacidad nominal de 200 MW, una autonomía de 4 horas y una energía útil de 800 MWh. Se consideró una eficiencia de ciclo del 98% y límites de estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés) entre 20% y 90%.

Para cada escenario se utilizó un modelo de optimización matemática orientado a minimizar el costo operativo total del sistema, incorporando las restricciones técnicas y operativas propias de cada tecnología. Los detalles de la formulación se encuentran disponibles en [12] para el almacenamiento por bombeo y en [13] para el sistema BESS. La implementación y resolución de los modelos se realizó en FICO Xpress [14].

Las simulaciones se ejecutaron considerando la operación completa de las 8,760 horas del año en análisis, lo que permite modelar adecuadamente la variabilidad de las fuentes renovables, la operación de los sistemas de almacenamiento y los desafíos operacionales previstos para el sistema en 2029.

Figura Nro. 2.4: Despacho de generación de una semana representativa del sistema eléctrico ecuatoriano con almacenamiento por bombeo hidroeléctrico.

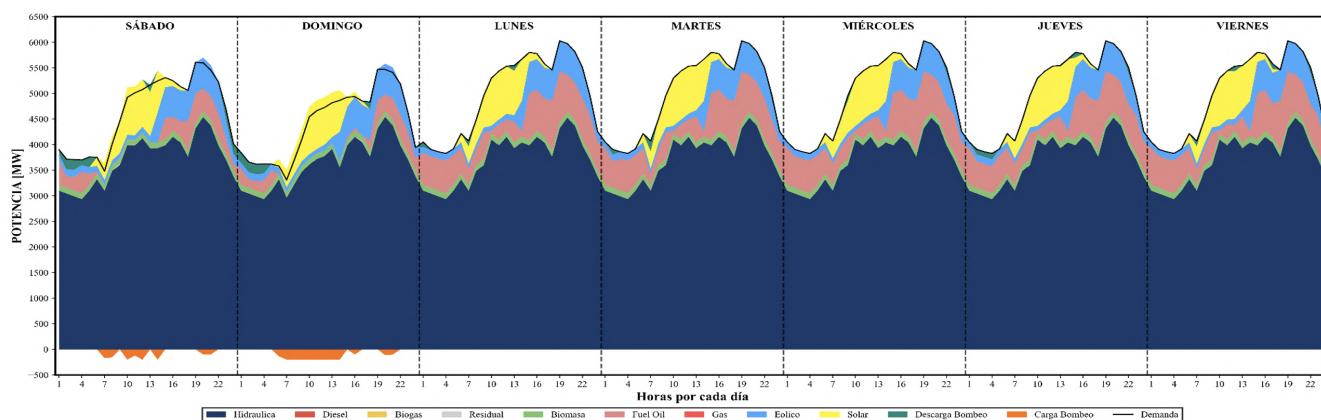
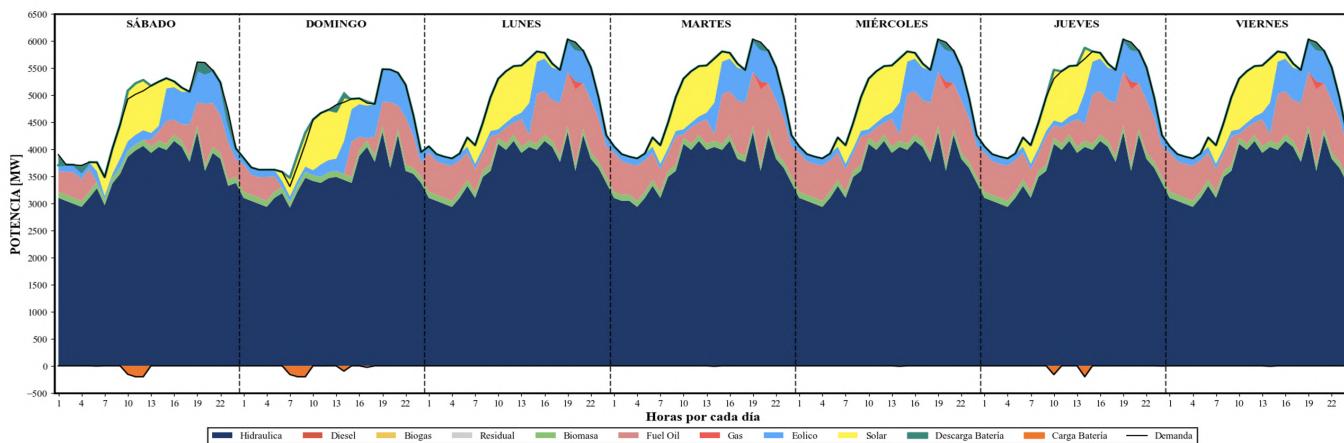


Figura Nro. 2.5: Despacho de generación de una semana representativa del sistema eléctrico ecuatoriano con almacenamiento en baterías.



2.5 Resultados y Análisis

La Figura Nro. 2.4 presenta el despacho horario del sistema eléctrico ecuatoriano con la incorporación de un sistema de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico durante una semana representativa de 2029. Esta simulación evidencia la interacción dinámica entre las distintas tecnologías de generación y el comportamiento operativo del almacenamiento frente a la variabilidad de la demanda y la disponibilidad de recursos renovables.

Durante las horas de baja demanda, principalmente los fines de semana, el sistema de bombeo aprovecha los excedentes de generación solar fotovoltaica para cargar el embalse superior, constituyendo una estrategia eficiente para utilizar energía de bajo costo que, de otra forma, se perdería. En contraste, durante los períodos de máxima demanda entre semana, el sistema descarga la energía almacenada, contribuyendo los picos diarios y reduciendo la necesidad de generación térmica.

Este comportamiento se traduce en una disminución significativa del despacho térmico en las horas de mayor demanda, lo que confirma el aporte del almacenamiento por bombeo a la reducción de costos operativos. La generación hidroeléctrica sigue siendo la fuente

predominante, aunque el almacenamiento introduce mayor flexibilidad, evita vertimientos y mejora la eficiencia en el uso del recurso hídrico.

Por su parte, la Figura Nro. 2.5 muestra el despacho horario del sistema con la incorporación de un BESS, en una semana representativa de 2029. Durante las horas de baja demanda del fin de semana y alta generación renovable, especialmente al mediodía, el sistema de baterías se carga con excedentes solares. En contraste, durante los picos de demanda nocturnos, suavizando la curva de carga y reduciendo el requerimiento térmico. El efecto operativo del BESS se refleja en una reducción puntual del despacho térmico en las horas de mayor demanda y en un uso más eficiente de la energía hidroeléctrica disponible. Además, contribuye a disminuir pérdidas por vertimiento en períodos de baja demanda y refuerza la confiabilidad del sistema ante la variabilidad renovable.

La Tabla Nro. 2.2 presenta el costo total anual de operación del sistema eléctrico ecuatoriano, en tres escenarios: sin almacenamiento, con almacenamiento por bombeo y con almacenamiento en baterías. Los resultados muestran que la incorporación de tecnologías de almacenamiento reduce los costos operativos, destacándose una disminución aproximada del 11% en el

escenario con almacenamiento por bombeo respecto al caso base. Este ahorro se atribuye a la capacidad del sistema de bombeo para desplazar energía entre períodos de baja y alta demanda, reduciendo el despacho térmico y mejorando la eficiencia global del sistema.

Tabla Nro. 2.2: Costo total anual de operación del sistema eléctrico ecuatoriano al 2029.

Escenario	Costo total de operación (MMUSD / año)
Sin almacenamiento	248.6
Con almacenamiento por bombeo	221.0
Con almacenamiento en baterías	246.3

En términos generales, los resultados confirman que cada tecnología de almacenamiento ofrece beneficios específicos en función de su naturaleza operativa. El almacenamiento por bombeo hidroeléctrico se destaca por su capacidad para gestionar energía a gran escala y desplazarla en horizontes diarios o semanales, cargando durante los períodos de menor demanda, como los fines de semana, y descargando en días laborales para cubrir los picos de consumo. Esta capacidad de trasladar energía a lo largo de varios días refuerza su valor como tecnología de larga duración, especialmente relevante en sistemas con alta participación renovable e hidrología variable.

En contraste, los sistemas BESS destacan por su rápida respuesta y alta eficiencia, aportando flexibilidad de corto plazo y mejorando la operación en escenarios con alta penetración solar. Si bien su impacto económico es menor en comparación con el bombeo, contribuyen significativamente a la regulación de frecuencia y a la estabilidad operativa en tiempo real.

En consecuencia, ambos casos evidencian el papel estratégico del almacenamiento de energía como herramienta esencial para incrementar la flexibilidad, eficiencia y resiliencia del sistema eléctrico nacional, adaptándose a diferentes escalas temporales y necesidades operativas.

2.6 Conclusiones

- El presente estudio demuestra que la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía desempeña un papel estratégico en la operación del sistema eléctrico ecuatoriano, al ofrecer oportunidades para fortalecer su flexibilidad, eficiencia y confiabilidad. Estas tecnologías permiten una gestión más dinámica de la energía, optimizando el uso de recursos renovables y reduciendo la dependencia de generación térmica, especialmente en escenarios de alta variabilidad climática y creciente penetración de energías limpias.
- El análisis del almacenamiento por bombeo hidroeléctrico evidencia su capacidad para gestionar energía de forma estacional, aprovechamientos excedentes renovables y reduciendo el uso de generación térmica en períodos de alta demanda. En consecuencia, su operación contribuye a un despacho más eficiente, una mayor participación de energías limpias y una disminución de costos operativos.
- Por su parte, el almacenamiento en baterías se distingue por su rápida respuesta y alta eficiencia, así como por su capacidad para compensar variaciones en la generación renovable. Aunque su aporte energético es menor que el del bombeo, su contribución en la regulación y operación en tiempo real puede resultar esencial para la flexibilidad del sistema.

- En conjunto, los resultados confirman que ambas tecnologías, aplicadas en escalas temporales y operativas complementarias, fortalecen la matriz eléctrica nacional, promoviendo una operación más resiliente, sostenible y alineada con los objetivos de la transición energética.
- Finalmente, se resalta la importancia de integrar el almacenamiento en la planificación y regulación del sector eléctrico ecuatoriano, como paso clave hacia un sistema más seguro, eficiente y bajo en emisiones de carbono.
- Como trabajo futuro, se plantea extender este análisis hacia una planificación energética de largo plazo, que incorpore portafolios óptimos de almacenamiento combinando distintas tecnologías, como BESS y bombeo hidroeléctrico, para evaluar su contribución conjunta en la descarbonización, seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano.

Referencias

- [1] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2024, Quito, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/05/Atlas-2024-NEW.pdf>
- [2] Ministerio de Ambiente y Energía, “En 2021 el sector eléctrico dinamizó la economía nacional con un 93.2 % de generación renovable y la exportación de más de 500 GWh,” 14 ene. 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/en-2021-el-sector-electrico-dinamizo-la-economia-nacional-con-un-93-2-de-generacion-renovable-y-la-exportacion-de-mas-de-500-gwh/>

[3] Operador Nacional de Electricidad (CENACE), Informe Anual 2024, Quito, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible en:

https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/04/Informe-Anual-CENACE-2024-vf-1-88_c.pdf

[4] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Plan Maestro de Electricidad (PME), Acuerdo Nro. MERNRR-VEER-2021-0008-AM, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.cenace.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>

[5] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Resolución N° ARCONEL-005/25: Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW, Ecuador, 16 oct. 2025. [En línea]. Disponible: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/10/Resolucion-ARCONEL-014-25.pdf>

[6] R. Schmidt, E. Romero, D. Iparraguirre y F. Burger, Identificación de oportunidades de proyectos de almacenamiento por bombeo en Latinoamérica y estudio conceptual del proyecto piloto Pisagua, A. D. Alarcón Rodríguez, Ed. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C., 2024. <https://doi.org/10.18235/0013326>

[7] O. Krishan y S. Suhag, “An updated review of energy storage systems: Classification and applications in distributed generation power systems incorporating renewable energy resources,” International Journal of Energy Research, vol. 43, no. 12, pp. 6171–6210, Nov. 2018. <https://doi.org/10.1002/er.4285>

[8] A. R. Dehghani-Sanj, E. Tharumalingam, M. B. Dusseault y R. Fraser, “Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 104, pp. 192–208,

Apr. 2019. doi: 10.1016/j.rser.2019.01.02

[9] C. Suazo, R. Moreno, E. Pereira y A. Villamarín, Hacia un sistema 100 % renovable: Almacenamiento de larga duración, Santiago de Chile, 2023. [En línea]. Disponible en:
<https://generadoras.cl/wp-content/uploads/2025/01/es23.pdf>

[10] G. Strbac et al., "Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 5, pp. 32-41, Sept.-Oct. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2708858.

[11] A. Villamarín-Jácome, M. Saltos-Rodríguez, D. Espín-Sarzosa, R. Haro, G. Villamarín, and M. O. Okoye, "Deploying renewable energy sources and energy storage systems for achieving low-carbon emissions targets in hydro-dominated power systems: A case study of Ecuador," Renewable Energy, vol. 241, p. 122198, 2025, doi: 10.1016/j.renene.2024.122198.

[12] Modelo de optimización de bombeo hidroeléctrico. [En línea]. Disponible en:
https://drive.google.com/drive/folders/1_KxEgNVw4bU7tgbUsKde6BFbQkI08XKh?usp=sharing

[13] Modelo de optimización de BESS. Accessed: Oct. 31, 2025. [En línea]. Disponible en:
https://drive.google.com/drive/folders/1B0cd04c2tRshw_o0WuXOhAolvTUbx5W?usp=sharing

[14] FICO, "FICO® Xpress Optimization," [En línea]. Disponible en:
<https://www.fico.com/fico-xpress-optimization/docs/latest/overview.html>

Autor



Alex Villamarín

Doctor en
Ingeniería Eléctrica

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn



Angie Bravo

Estudiante de
Ingeniería Electromecánica

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn



Ariel Chancusig

Estudiante de
Ingeniería Electromecánica

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn





Diego Ortiz

Doctor en Ingeniería
Eléctrica

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn



Rodrigo Moreno

Doctor en Sistemas
de Potencia

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn



Capítulo
03



Cifras del sector eléctrico ecuatoriano

Capítulo 03

Cifras del sector eléctrico ecuatoriano



Andrea Torres
Magíster en Energías Renovables

Christian Junia
Ingeniero Eléctrico

Óscar Salazar
Ingeniero Eléctrico

Al cierre de septiembre de 2025, el sistema eléctrico ecuatoriano presenta una infraestructura y un desempeño operativo que se sintetizan en tres bloques:

3.1 Generación y transmisión

La generación eléctrica bruta alcanzó 35.945 GWh, respaldada por una capacidad instalada nacional de 9.396 MW y una potencia efectiva de 8.739 MW. El Sistema Nacional de Transmisión se extiende a lo largo de 6.586 km de líneas y 60 subestaciones, que en conjunto suman 16.053 MVA de capacidad de transformación. Durante el periodo se registraron importaciones netas de 788 GWh y exportaciones de 132 GWh.

3.2 Distribución y comercialización

La red de distribución opera con 386.204 transformadores de media tensión y 113.185 km de redes secundarias, alimentando 2.094.996 luminarias y 5.781.348 medidores en servicio. La demanda regulada se situó en 23.872 GWh, mientras que el mercado no regulado sumó 1.785 GWh. Las pérdidas totales de energía eléctrica en distribución ascendieron a 4.822 GWh (15,72 %), desagregadas en pérdidas técnicas (1.815 GWh, 5,92 %) y no técnicas (3.007 GWh, 9,80 %).

3.3 Talento humano del sector

El sector eléctrico emplea a 16.831 personas, distribuidas principalmente en las empresas de distribución (11.176), generación (3.824), transmisión (804) y autogeneración (1.027). Este capital humano resulta fundamental para garantizar la continuidad, la seguridad y la calidad del servicio a escala nacional.

Las Figuras 3.1, 3.2 y 3.3 resumen visualmente estos indicadores, proporcionando una vista comparativa e integrada de la realidad operativa del sector eléctrico ecuatoriano.

Figura Nro. 3.1: Cifras principales del sector eléctrico

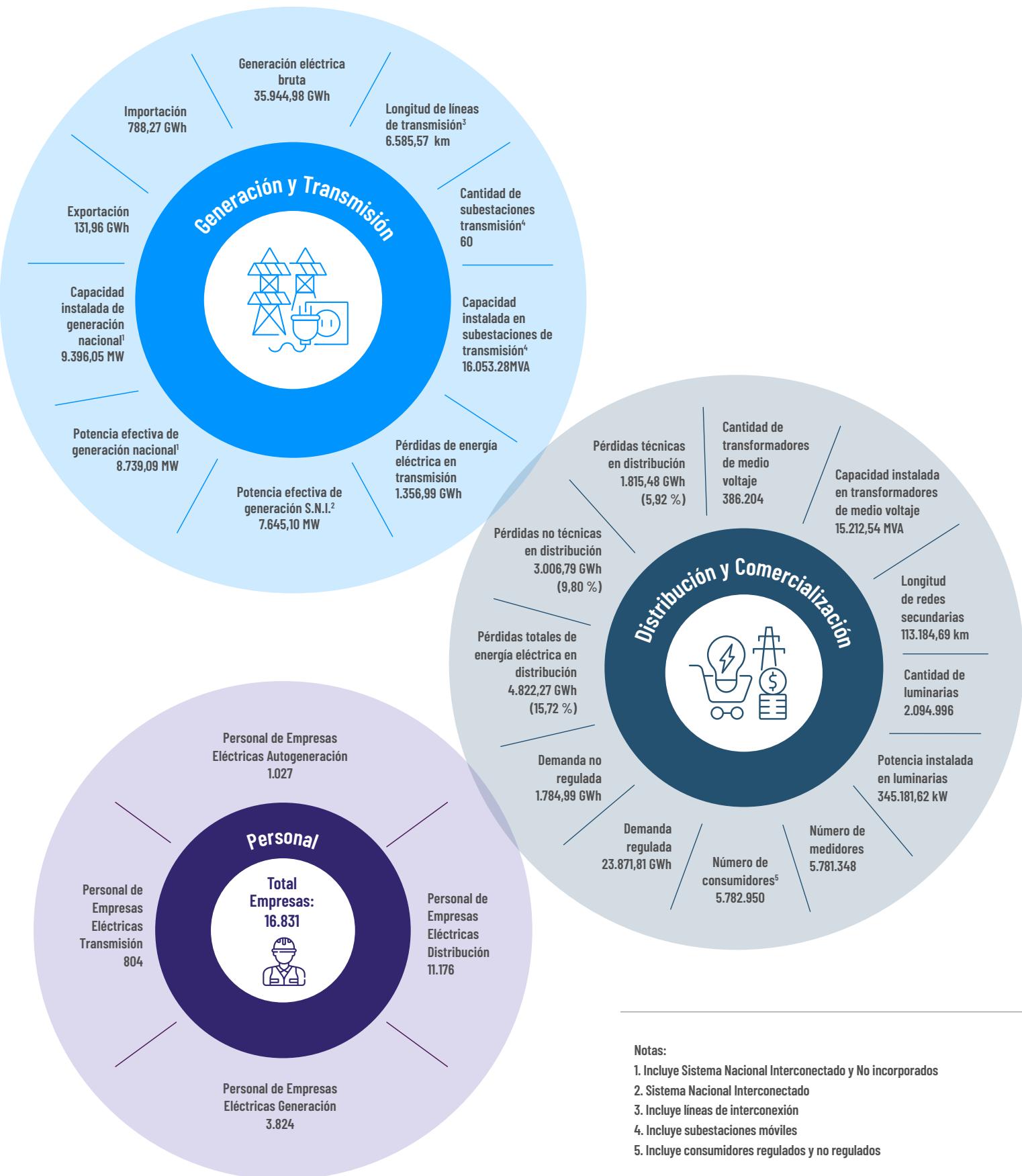
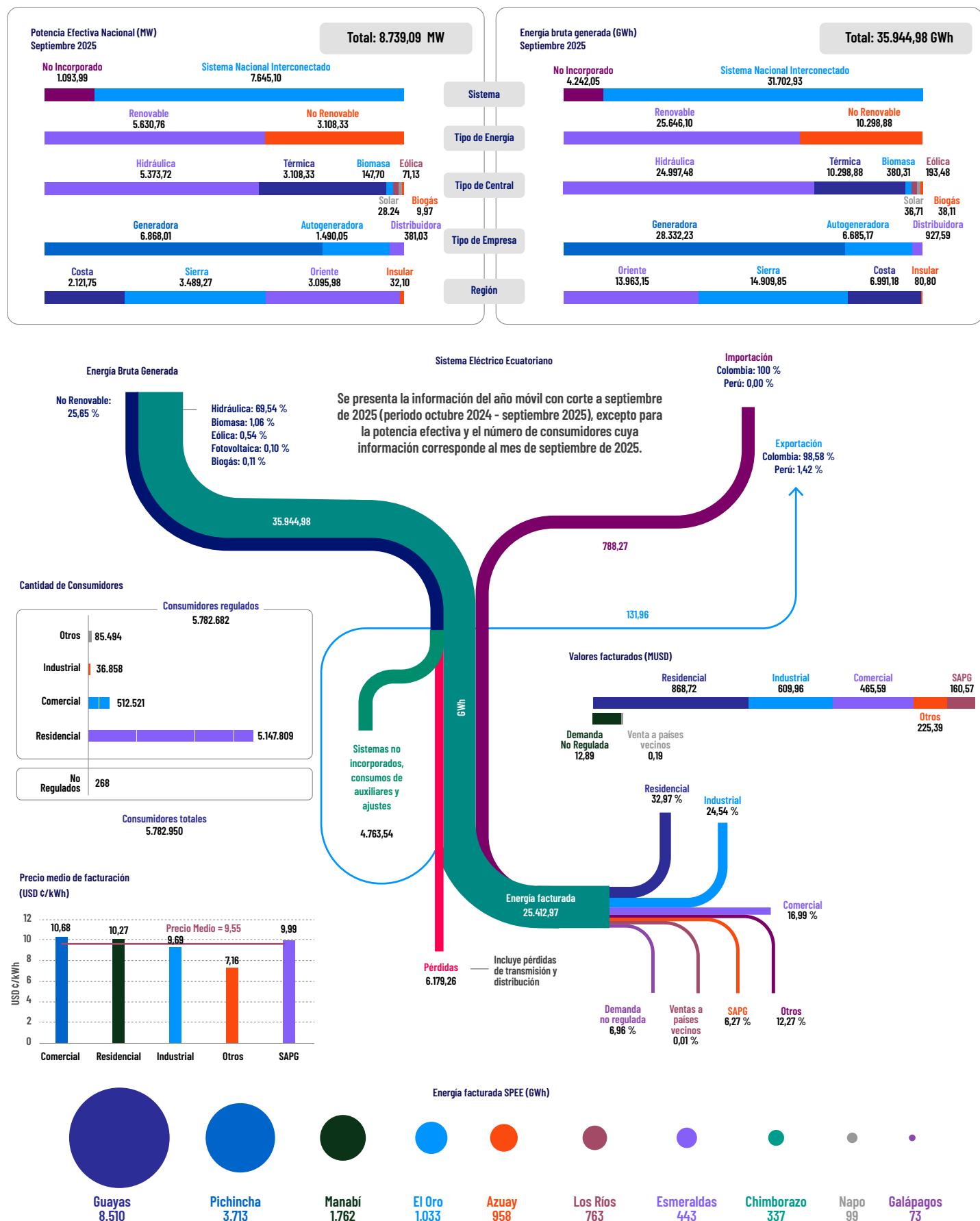
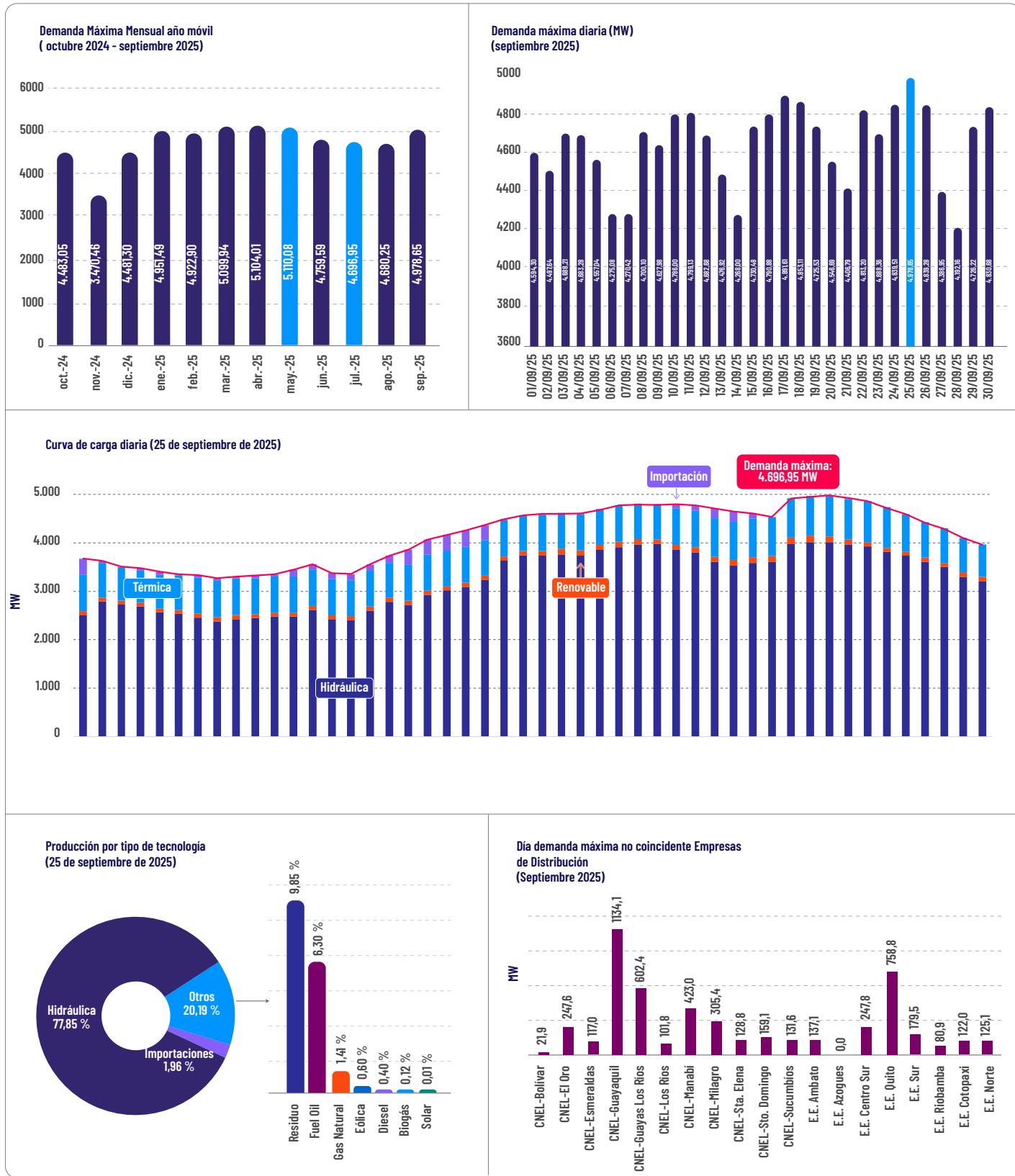


Figura Nro. 3.2: Potencia, producción de energía, consumos, facturación



Se presenta información de demanda de potencia anual, mensual y diaria. Además, la demanda no coincidente de las distribuidoras con mayor participación en el mes de septiembre 2025.

Figura Nro. 3.3: Demanda de Energía en el Sistema Nacional Interconectado



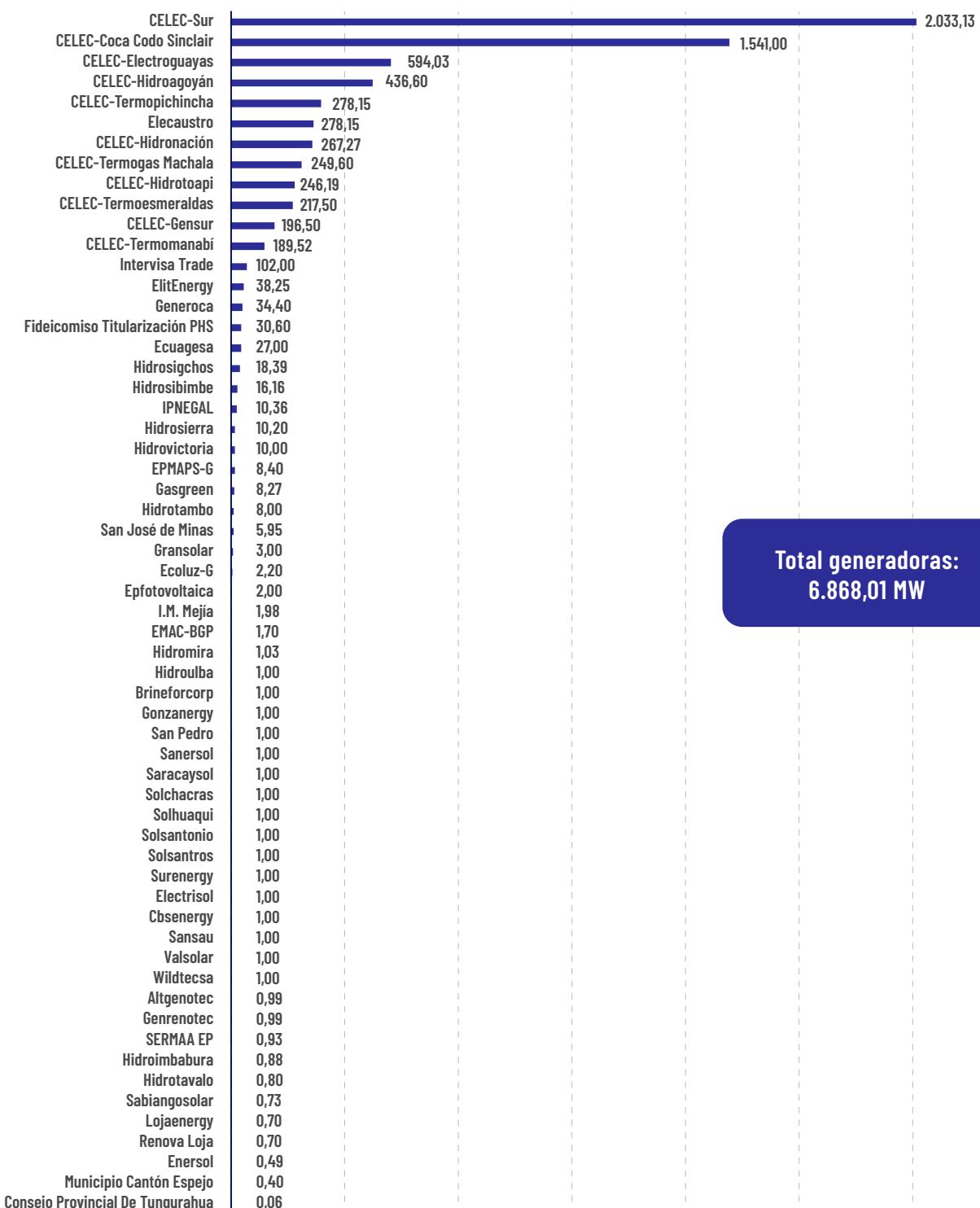
3.4 Cifras de generación

Empresas de Generación, Autogeneración, Distribución y SGDAs

Potencia Efectiva (MW)

Septiembre 2025

Figura Nro. 3.4: Generadoras



Total generadoras:
6.868,01 MW

Figura Nro. 3.5: Autogeneradoras

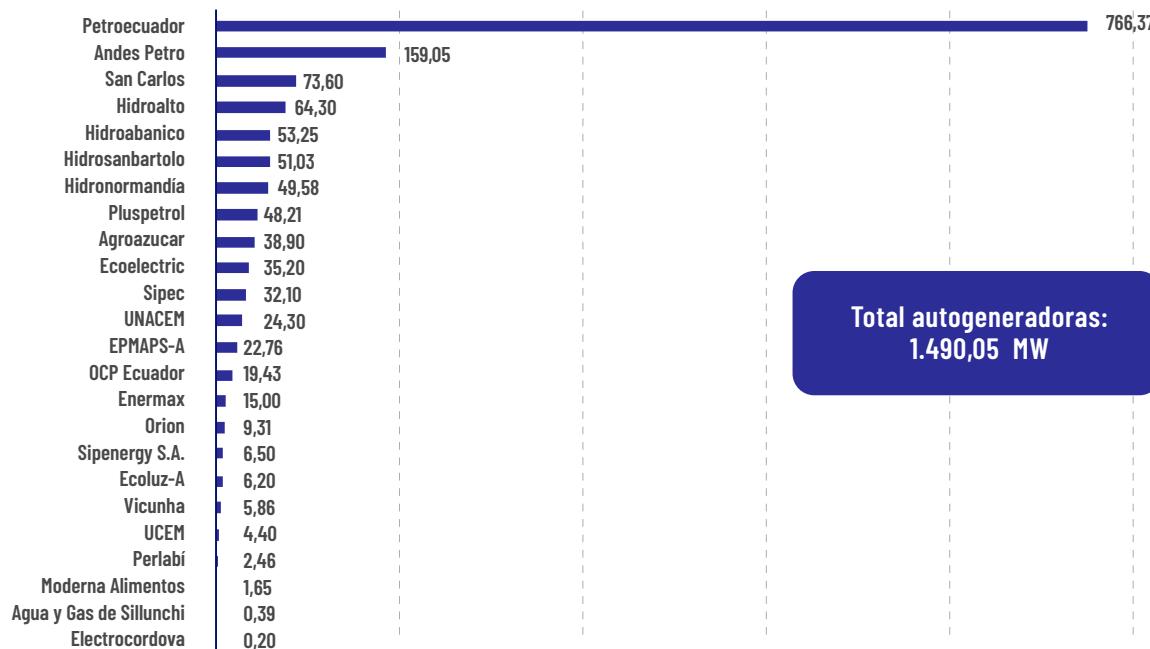


Figura Nro. 3.6: Distribuidoras

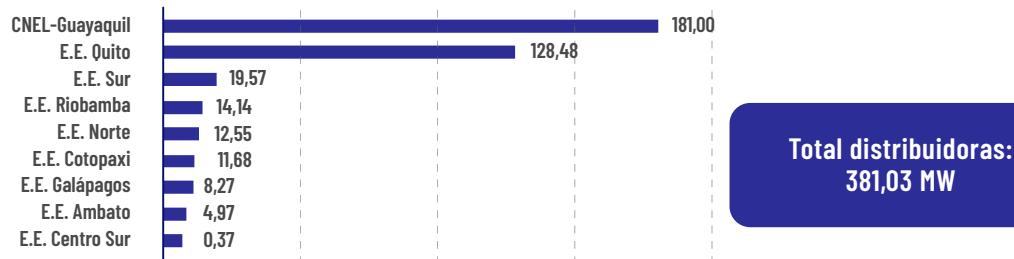
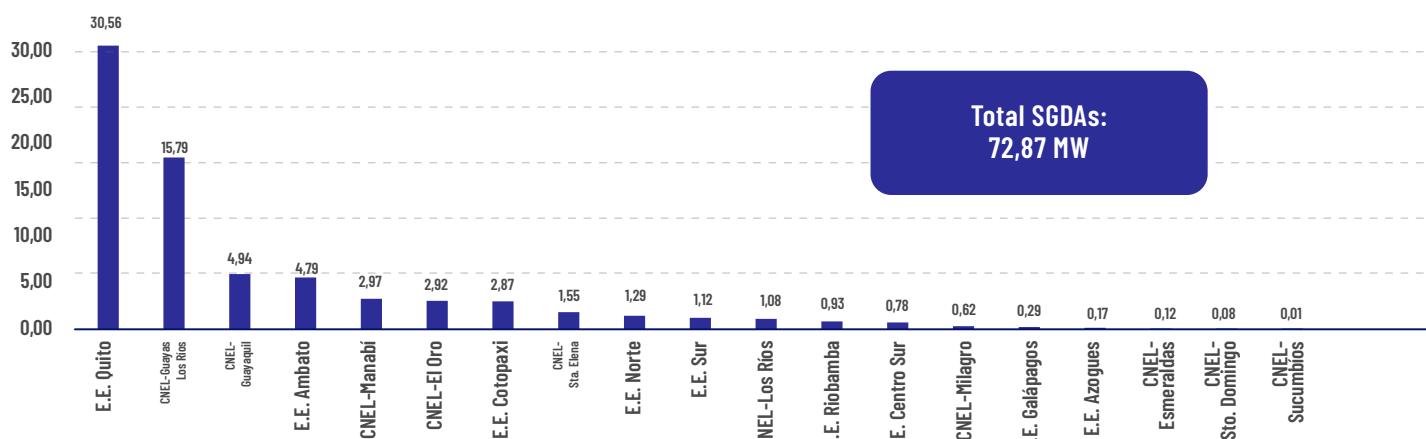


Figura Nro. 3.7: Sistemas de generación para autoabastecimiento - SGDAs instalados en área de concesión de las Empresas Eléctricas de Distribución



3.5 Cifras de transmisión

CELEC EP TRANSELECTRIC

Septiembre 2025

Tabla Nro. 3.1: Líneas de Transmisión Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Número de líneas #	Longitud (km)
Simple Circuito	138	39	1.868,19
	230	22	1.592,08
	500	6	610,00
Total Simple Circuito		67	4.070,27
Doble Circuito	138	15	530,38
	230	27	1.984,92
Total Doble Circuito		42	2.515,30
Total General		109	6.585,57

* Incluyen líneas de interconexión con Colombia y Perú

Tabla Nro. 3.2: Líneas de Transmisión de Interconexión

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud Total (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	15,50
Total Simple Circuito			15,50
Doble Circuito	230	Machala - La Avanzada	31,00
		La Avanzada - Alipio Rosales	53,20
		Pimampiro - Jamondino 1	138,70
		Pimampiro - Jamondino 2	132,00
Total Doble Circuito			354,90

Tabla Nro. 3.3: Subestaciones y transformadores del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Reducción	56	91	15.858,28
Móviles - reducción	4	4	195,00
Total	60	95	16.053,28

3.6 Cifras de distribución y comercialización

Empresas de distribución y comercialización

Septiembre 2025

Tabla Nro. 3.4: Infraestructura de Distribución

Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.494,33	6.965	105,09	3.783,61	29.967	4.936,18	73.791
CNEL-El Oro	6.006,88	17.024	785,30	4.077,33	109.465	20.478,67	284.742
CNEL-Esmeraldas	5.182,51	11.371	366,91	3.213,76	62.836	11.534,71	131.571
CNEL-Guayaquil	4.039,11	41.973	2.785,85	6.158,08	209.164	34.475,79	720.027
CNEL-Guayas Los Ríos	9.231,80	37.034	1.515,51	6.192,72	119.409	21.701,74	377.400
CNEL-Los Ríos	3.840,25	11.554	380,10	2.396,76	41.169	7.358,68	153.059
CNEL-Manabí	8.956,10	32.645	1.043,22	7.898,54	153.455	27.457,85	363.384
CNEL-Milagro	4.719,29	14.448	486,43	2.386,85	59.213	11.372,91	167.443
CNEL-Sta. Elena	1.667,62	8.821	412,71	1.687,69	48.355	9.566,51	108.683
CNEL-Sto. Domingo	10.530,70	26.084	555,08	7.004,73	95.948	16.987,84	281.801
CNEL-Sucumbíos	5.685,85	11.823	318,64	4.974,74	57.279	7.780,18	115.603
E.E. Ambato	6.474,67	18.262	507,93	9.263,12	168.340	24.907,40	313.933
E.E. Azogues	892,66	2.415	73,54	1.592,21	20.480	3.510,35	42.155
E.E. Centro Sur	11.195,39	30.134	988,94	13.875,02	190.549	34.749,03	455.067
E.E. Cotopaxi	4.746,51	11.628	356,04	6.633,62	75.753	10.999,29	161.296
E.E. Galápagos	375,47	1.372	48,06	279,92	6.922	819,32	15.142
E.E. Norte	6.783,72	20.510	591,81	7.855,24	138.776	20.403,38	286.502
E.E. Quito	9.445,29	44.760	3.137,14	11.902,37	334.529	53.656,56	1.297.183
E.E. Riobamba	4.724,94	15.989	329,13	5.958,41	90.577	12.155,39	193.987
E.E. Sur	9.059,19	21.392	425,09	6.049,96	82.810	10.329,86	238.579
Total	117.052,28	386.204	15.212,54	113.184,69	2.094.996	345.181,62	5.781.348

Tabla Nro. 3.5: Tipo de Consumidores por Empresa Eléctrica de Distribución

Empresa	Consumidores regulados				Total regulados	Total no regulados	Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Bolívar	68.484	3.738	107	1.473	73.802	-	73.802
CNEL-El Oro	260.221	18.101	1.464	3.788	283.574	1	283.575
CNEL-Esmeraldas	121.479	7.359	297	2.447	131.582	2	131.584
CNEL-Guayaquil	640.131	72.418	2.003	5.483	720.035	49	720.084
CNEL-Guayas Los Ríos	349.656	20.873	790	6.119	377.438	16	377.454
CNEL-Los Ríos	142.958	8.005	313	1.930	153.206	1	153.207
CNEL-Manabí	338.656	18.904	469	5.372	363.401	8	363.409
CNEL-Milagro	152.827	11.714	178	1.741	166.460	6	166.466
CNEL-Sta. Elena	98.899	6.325	154	1.746	107.124	2	107.126
CNEL-Sto. Domingo	250.757	27.332	289	3.440	281.818	4	281.822
CNEL-Sucumbíos	100.152	12.591	433	2.520	115.696	-	115.696
E.E. Ambato	272.023	30.698	5.853	5.463	314.037	6	314.043
E.E. Azogues	38.366	2.855	419	621	42.261	1	42.262
E.E. Centro Sur	407.720	39.233	4.638	7.134	458.725	2	458.727
E.E. Cotopaxi	143.312	12.621	3.107	2.345	161.385	3	161.388
E.E. Galápagos	12.000	2.383	183	592	15.158	-	15.158
E.E. Norte	250.076	29.687	2.583	3.612	285.958	6	285.964
E.E. Quito	1.119.639	147.466	11.782	19.235	1.298.122	160	1.298.282
E.E. Riobamba	170.148	19.869	637	3.376	194.030	1	194.031
E.E. Sur	210.305	20.349	1.159	7.057	238.870	-	238.870
Total	5.147.809	512.521	36.858	85.494	5.782.682	268	5.782.950



Agencia de Regulación y Control
de Electricidad



@arconel



@arconel_ec



@ARCONEL_Ec

www.arconel.gob.ec