

PANORAMA

ELÉCTRICO

2025

EDICIÓN 27 ▶ MARZO



EL NUEVO
ECUADOR

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

Auspicio:





Isla San Cristobal, Galápagos
Mario Alejandro Tapia



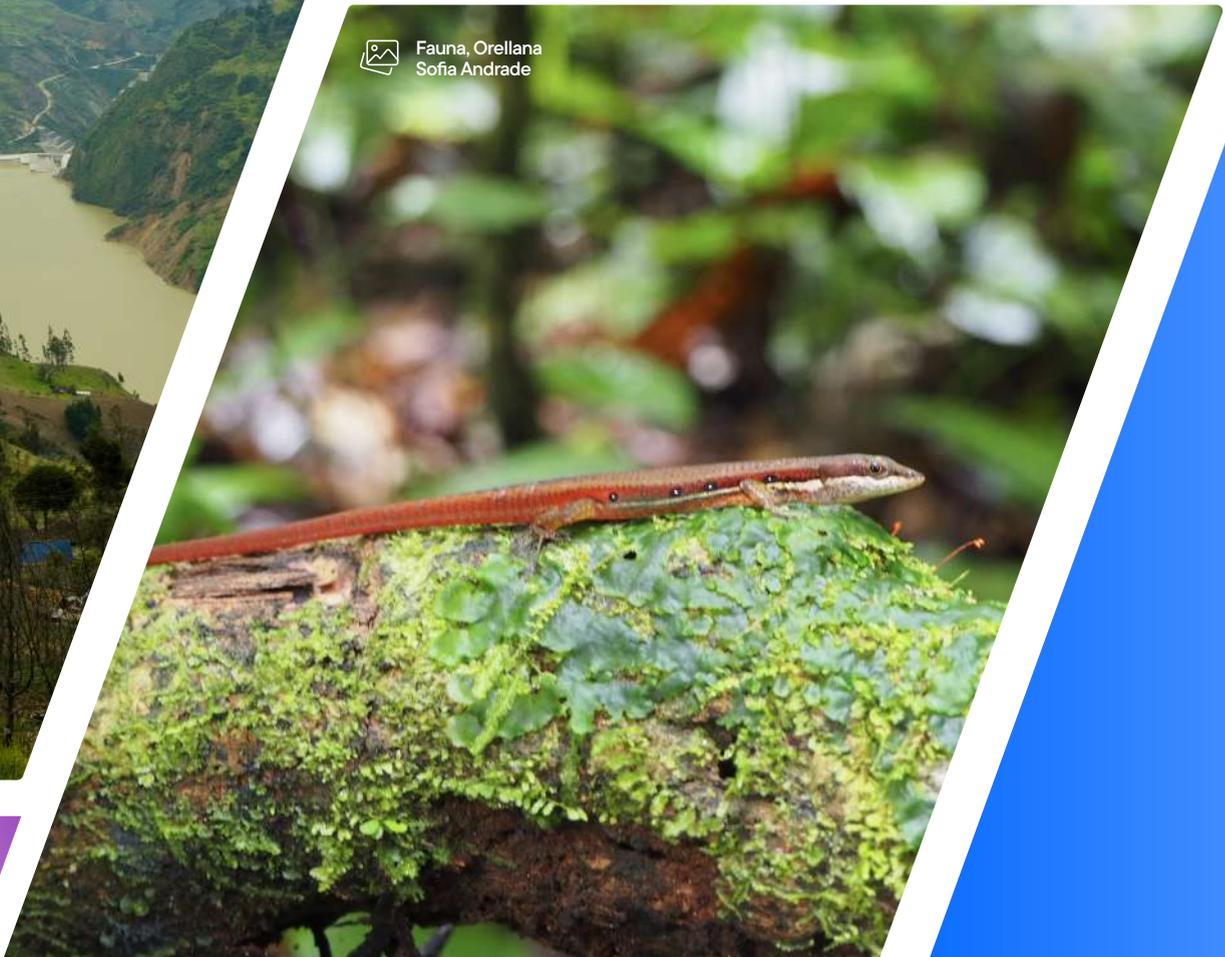
Quito, Pichincha
Mario Alejandro Tapia



Quito, Pichincha
Mario Alejandro Tapia



Fauna, Orellana
Sofia Andrade



Capítulo

01

Diagnóstico de transformadores de potencia usando análisis de respuesta de frecuencia por barrido (SFRA):

revisión del estado del arte

.....	14
2.1 Resumen	14
2.2 Introducción	14
2.3 Generalidades	15
2.4 Análisis de la literatura	16
2.4.1 Análisis de procesos	17
2.4.1.1 Modelado de circuitos	17
2.4.1.2 Evaluación de la función de transferencia...	18
2.4.2 Análisis de señales	18
2.4.2.1 Evaluación visual	18
2.4.2.2 Indicadores estadísticos, indicadores matemáticos y pruebas estadísticas	19
2.4.2.3 Algoritmos basados en inteligencia artificial	20
2.5 Conclusiones	23
2.6 Referencias	23
Autor	26

El Costo Nivelado (Levelized Cost):

Principios, aplicaciones y evaluación metodológica en generación eléctrica, almacenamiento y movilidad eléctrica.

.....	1
1.1 Introducción	2
1.1.1 Aplicaciones del Levelized Cost en el Sector Energético	2
1.1.2 Análisis de sensibilidad del Levelized Cost..	3
1.2 Levelized Cost of Electricity (LCOE).....	4
1.2.1 Principio de la formulación del LCOE	4
1.2.2 Formulación del LCOE con ingresos por potencia	5
1.2.3 Sensibilidad del LCOE aplicando optimización Multi-objetivo (Frontera de Pareto).....	6
1.3 Levelized Cost of Storage (LCOS)	7
1.3.1 Principio de la formulación del LCOS	7
1.3.2 Esquemas comerciales para el BESS	8
1.3.3 Formulación del LCOS	8
1.3.4 Formulación del LCOS con ingresos por potencia y pago de tarifa por potencia	9
1.3.5 Aplicación de la frontera de Pareto para evaluar el LCOS	10
1.4 Referencias bibliográficas	12
Autor	12

Capítulo

02

Capítulo

03

Perspectivas del aprovechamiento de gas natural en el Ecuador para la generación eléctrica

..... 28

3.1	Tecnología térmica a gas natural	28
3.2	Perspectivas del gas natural en Ecuador	32
3.2.1	Producción de gas natural en el Campo Amistad, Ecuador	33
3.2.2	Construcción de un terminal de gas natural en Ecuador	34
3.3	Disposiciones legales	35
3.4	Determinación del costo nivelado de la energía	36
3.4.1	Gastos de Inversión	38
3.4.2	Costos de operación y mantenimiento	43
3.4.3	Costo Nivelado de la Electricidad (CNE)	46
3.5	Conclusiones	46
3.6	Recomendación	47
3.7	Referencias	48
	Autor	48

Cifras del sector eléctrico

..... 50

4.1	Cifras principales del sector eléctrico – Diciembre 2024	50
4.2	Potencia, producción de energía, consumos, facturación	51
4.3	Demanda de Energía en el Sistema Nacional Interconectado	52
4.4	Cifras de generación	53
4.5	Cifras de transmisión	53
4.6	Cifras de distribución y comercialización.....	56
	Autores	58

Capítulo

04

Contenido de Figuras

Figura Nro. 1.1:	Umbral de Rentabilidad ($r = TIR$ y $VAN = 0$)	4
Figura Nro. 1.2:	a) Sensibilidad del LCOE vs Factor de Planta, b) Sensibilidad del LCOE vs Tasa de Descuento	6
Figura Nro. 1.3:	a) Sensibilidad del LCOE vs CAPEX, b) Sensibilidad del LCOE con ingresos por Capacidad	7
Figura Nro. 1.4:	Sensibilidad del LCOS vs Capex	11
Figura Nro. 1.5:	Sensibilidad del LCOS vs Ciclos por día y días de operación al año.....	11
Figura Nro. 2.1:	(a) Conexión típico del ensayo SFRA [9]. (b) Concepto de la medición de SFRA [21].....	16
Figura Nro. 2.2:	Clasificación de las metodologías para interpretación de SFRA	16
Figura Nro. 3.1:	Termoeléctrica con turbinas a gas natural en ciclo abierto o simple (TG CA). Configuración Caso 3 EIA: Aeroderivative CTs – Simple Cycle	28
Figura Nro. 3.2:	Termoeléctrica con turbinas a gas natural (TG), turbina a vapor (TV) y caldera recuperadora de vapor (HRSG, Beat Recovers Sean Generator) en configuración ciclo combinado (CC).....	28
Figura Nro. 3.3:	Tecnología Gas Natural Licuado	30
Figura Nro. 3.4:	Ubicación geográfica Campo Amistad	34
Figura Nro. 3.5:	CAPital EXpenditures (CAPEX): Estimaciones actuales y proyecciones futuras..	42
Figura Nro. 3.6:	Factores de capacidad plantas de ciclo simple	44
Figura Nro. 3.7:	LCOE en varios países del mundo determinado en el año 2023	46

Contenido de Tablas

Tabla Nro. 1.1:	Caso de Estudio con datos de Lazard 7.0	10
Tabla Nro. 2.1:	Diferencias entre microrredes y centrales virtuales	21
Tabla Nro. 3.1:	Costos de Capital Estimados – Caso 3 EIA 2023	40
Tabla Nro. 3.2:	CT Ciclo simple – Costos de operación y mantenimiento no relacionados con el combustible – 2023, Caso 3 EIA	43

Presentación

La Revista Panorama Eléctrico es una publicación bimensual, que recopila temas de relevancia para el sector eléctrico, mediante la presentación de artículos técnicos elaborados por profesionales con amplia experiencia, quienes aportan al desarrollo del país y del sector. Además, se incluyen las cifras actualizadas de los reportes anuales de la Estadística y Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

En esta edición, los artículos abordan los siguientes artículos técnicos:

- ✓ Autonomía Energética: Herramientas de simulación para estudios con generación local.
- ✓ Creación de archivos ASCII para CYMDIST a partir de información geográfica mediante Python.
- ✓ Desafíos técnicos para la integración de las energías renovables y la gestión energética de la generación distribuida.
- ✓ Cifras del sector eléctrico ecuatoriano.

Las cifras actualizadas, correspondientes a diciembre de 2024, incluyen indicadores, información de infraestructura, demanda y balance energético nacional.

Estimado lector, reafirmando nuestro compromiso de ofrecerle contenido valioso para su gestión y entendimiento del sector eléctrico, esperamos que esta información le sea de gran utilidad.



EL NUEVO
ECUADOR

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

El Costo Nivelado (Levelized Cost):

Principios, aplicaciones y evaluación
metodológica en generación eléctrica,
almacenamiento y movilidad eléctrica.

Capítulo 01 El Costo Nivelado (Levelized Cost):

Principios, aplicaciones y evaluación metodológica en generación eléctrica, almacenamiento y movilidad eléctrica.



Diego Aníbal Arias Cazco
Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica

1.1 Introducción

En el contexto del sector energético, la evaluación económica de tecnologías de generación, almacenamiento y movilidad es fundamental para la toma de decisiones estratégicas y el desarrollo de políticas sostenibles. Una de las herramientas más utilizadas para este propósito es el Levelized Cost (Costo Nivelado), una metodología que permite comparar diferentes opciones tecnológicas mediante el cálculo del costo total de producción, almacenamiento o uso de energía a lo largo de la vida útil de un sistema.

1.1.1 Aplicaciones del Levelized Cost en el sector energético

El concepto de Levelized Cost se ha extendido a diversas aplicaciones, dando origen a métricas clave como el Levelized Cost of Electricity (LCOE) para generación de energía, el Levelized Cost of Storage (LCOS) para sistemas de almacenamiento y el Levelized Cost of Driving (LCOD), un indicador económico utilizado para comparar los costos asociados con tecnologías de movilidad eléctrica y de combustión interna. Estas métricas permiten analizar de manera estandarizada la competitividad económica de distintas fuentes de energía, incluyendo renovables y convencionales, así como la viabilidad de tecnologías emergentes en el almacenamiento y el transporte.

A pesar de su utilidad, la metodología del Levelized Cost presenta fortalezas y limitaciones que deben

ser consideradas para una correcta interpretación de los resultados. Su flexibilidad metodológica permite adaptarse a distintos escenarios energéticos, pero también introduce desafíos relacionados con la variabilidad de costos, la incertidumbre en la vida útil de los activos y la evolución de las tecnologías.

Este artículo ofrece una revisión integral del concepto de Levelized Cost y sus aplicaciones en el sector energético, abordando sus ventajas, desventajas y la flexibilidad metodológica que permite su uso en diversas situaciones.

En los últimos años, la metodología del Levelized Cost también ha sido aplicada en el sector del hidrógeno, dando origen al Levelized Cost of Hydrogen (LCOH). Este indicador permite evaluar

el costo promedio de producción del hidrógeno a lo largo de su vida útil, considerando factores como la inversión inicial, los costos operativos, la eficiencia de producción y la fuente de energía utilizada.

El LCOH es especialmente relevante en el análisis de diferentes rutas de producción de hidrógeno, incluyendo el hidrógeno gris (producido a partir de gas natural con emisiones de CO₂), el hidrógeno azul (donde las emisiones de carbono son capturadas y almacenadas) y el hidrógeno verde (producido mediante electrólisis con energías renovables). Al utilizar esta métrica, es posible comparar la viabilidad económica de cada una de estas tecnologías y su potencial para contribuir a la descarbonización de sectores clave como la industria, la generación de energía y el transporte.

La inclusión del LCOH dentro del marco de análisis basado en Levelized Cost refuerza la versatilidad de esta metodología, permitiendo evaluar y comparar alternativas energéticas en distintos sectores con criterios económicos estandarizados. Al igual que con el LCOE, LCOS y LCOD, el LCOH debe ser interpretado en función de las condiciones específicas de cada proyecto, considerando factores como las economías de escala, la disponibilidad de infraestructura y las proyecciones de costos futuros de las tecnologías.

1.1.2 Análisis de sensibilidad del Levelized Cost

El análisis de sensibilidad del Levelized Cost es una herramienta clave para evaluar la incertidumbre y la variabilidad de los costos asociados con diferentes tecnologías energéticas. Existen diversas metodologías que permiten cuantificar el impacto de factores inciertos, mejorando la precisión en la toma de decisiones. Entre las técnicas más utilizadas se encuentra el método de Monte Carlo, que permite simular múltiples escenarios aleatorios para obtener distribuciones probabilísticas del Levelized Cost. En el ámbito de la optimización del riesgo, el modelo de Markowitz y el Conditional Value at Risk (CVaR) ayudan a evaluar la exposición al riesgo financiero en la planificación energética.

Otras metodologías más avanzadas incluyen el modelo extendido de Lévy, que captura mejor las fluctuaciones extremas en los costos energéticos, y el uso de series de tiempo sintéticas, que permiten modelar tendencias futuras en precios y demanda. El Indicador de Riesgo y el enfoque Pareto-Fuzzy proporcionan herramientas multicriterio para optimizar decisiones bajo incertidumbre, mientras que el Enhanced Charged System Search (ECSS) ofrece una estrategia metaheurística para mejorar la optimización del Levelized Cost en entornos altamente dinámicos.

El uso de estas metodologías permite mejorar la robustez de los análisis del Levelized Cost, proporcionando información más precisa sobre los factores clave que afectan la competitividad de diferentes tecnologías en el sector energético.

Otra metodología utilizada para el análisis de sensibilidad es el uso de la Frontera de Pareto, aplicando optimización Multi-objetivo, para encontrar todas las soluciones factibles del Levelized Cost con respecto a la variable en análisis de la sensibilidad. Esta metodología es propuesta en el siguiente enlace: <https://latamt.ieeer9.org/index.php/transactions/article/view/6390>

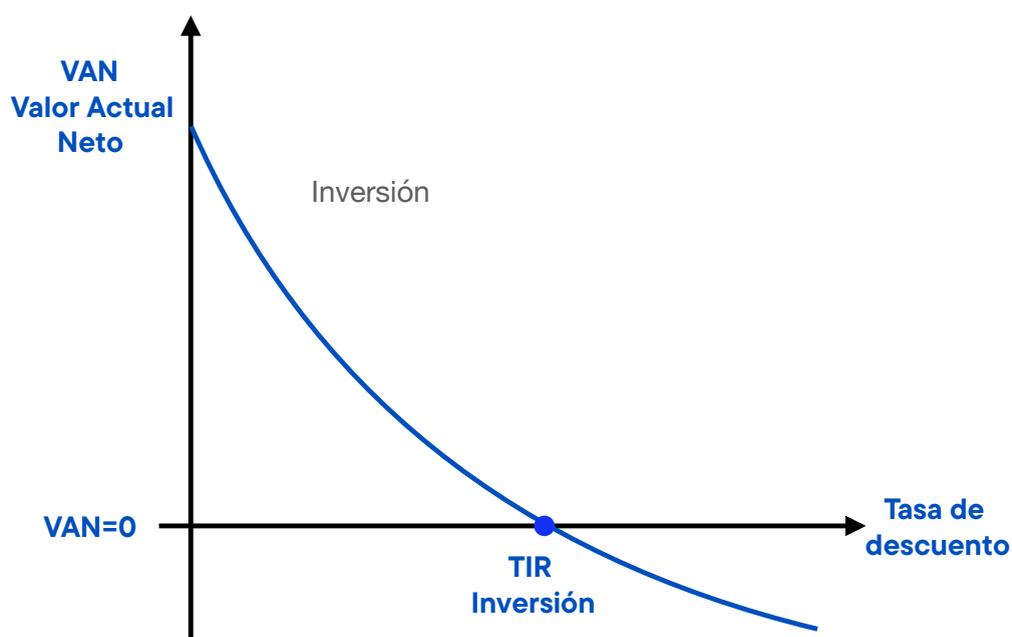
1.2 Levelized Cost of Electricity (LCOE)

1.2.1 Principio de la formulación del LCOE

El cálculo del LCOE, se deduce del análisis del Valor Actual Neto (VAN), considerando la Eq.1.

$$VAN = -CapEx + \sum_{t=1}^n \frac{Ing_t - OpEx_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Figura Nro. 1.1: Umbral de Rentabilidad ($r = TIR$ y $VAN = 0$)



El CapEx es el costo de inversión, OpEx es el costo operativo en el año t , el cual incluye costos de operación y mantenimiento (O&M). Los MWh es la energía generada en el año t . La tasa de descuento esta designada con r , o costo promedio ponderado del capital (Weighted Average Cost of Capital- WACC). Ing_t^E son los ingresos por energía (E) del proyecto en el año t , los cuales se determinan con la Eq.2:

$$Ing_t^E = LCOE \cdot MWh_t \quad (2)$$

Considerando el VAN=0, como umbral de rentabilidad para que el proyecto sea viable (en el cual WACC(r)=TIR ver Figura Nro. 1.1), se obtiene el LCOE en la Eq. 3.

$$LCOE \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\text{CapEx} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OpEx}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{MWh}_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

1.2.2 Formulación del LCOE con ingresos por potencia

La formulación del LCOE puede ser ajustada con modificaciones de acuerdo a las necesidades o particularidades si en caso el proyecto de generación considera una remuneración por potencia, adicional al ingreso por energía, para el cálculo de los ingresos totales del proyecto, se utiliza la Eq. (4). Para el ingreso por potencia Ing_t^P del generador en el año t , se considera un factor k que representa la disponibilidad de la central de generación, un pago por potencia mensual Cp en USD/MW, el cual, al multiplicar por los meses del año y por la capacidad del generador Cap , se obtiene en la Eq. (5).

$$Ing_t = Ing_t^E + Ing_t^P \quad (4)$$

$$Ing_t^P = k * 12 * Cp * Cap \quad (5)$$

La expresión para determinar el LCOE considerando el pago por potencia, se muestra en la Eq. 6

$$\text{LCOE} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\text{CapEx} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OpEx}_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{k \cdot 12 \cdot C_p \cdot \text{Cap}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{MWh}_t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

1.2.3 Sensibilidad del LCOE aplicando optimización Multi-objetivo (Frontera de Pareto)

En las siguientes figuras se muestra la sensibilidad del LCOE con respecto al Factor de Planta, a la tasa de descuento, al Capex y al ingreso por potencia en el caso que el proyecto tenga un ingreso por capacidad. Las simulaciones se realizaron para un caso de estudio referencial. En la Figura Nro. 1.2, se puede apreciar que mientras más bajo es el Factor de Planta de la central de generación, mayor sensibilidad se dispone en el LCOE, y este sería en caso de la tecnología fotovoltaica, en el cual el cálculo del LCOE es muy sensible al factor de planta del proyecto.

Figura Nro. 1.2: a) Sensibilidad del LCOE vs Factor de Planta, b) Sensibilidad del LCOE vs Tasa de Descuento

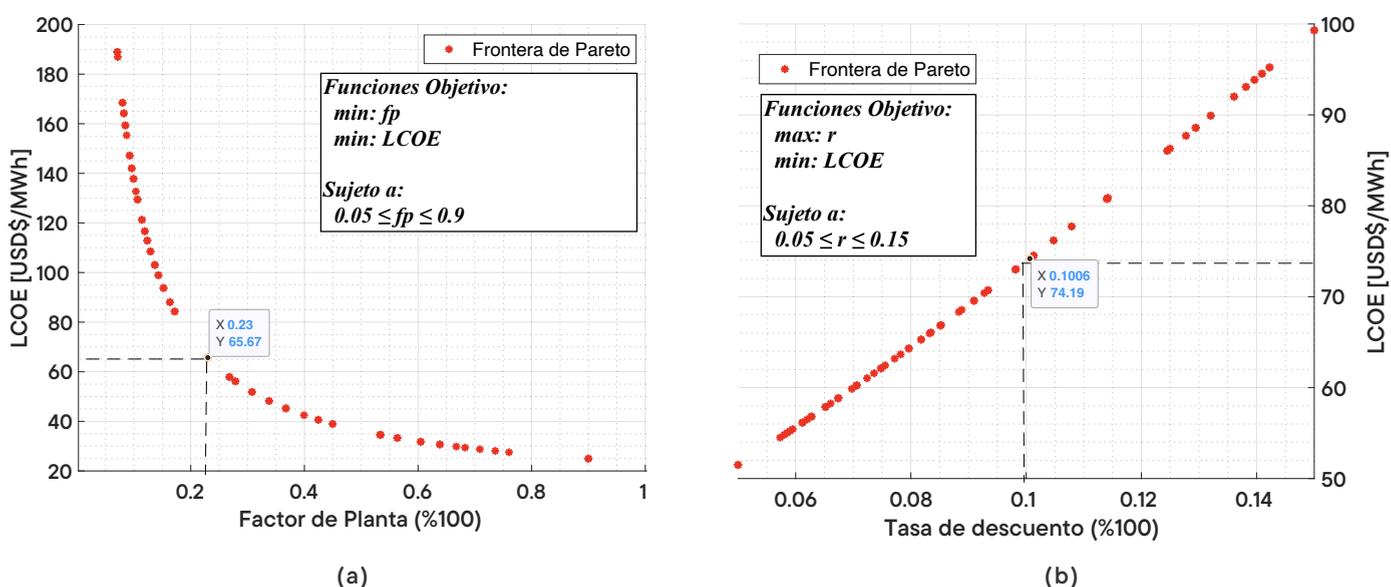
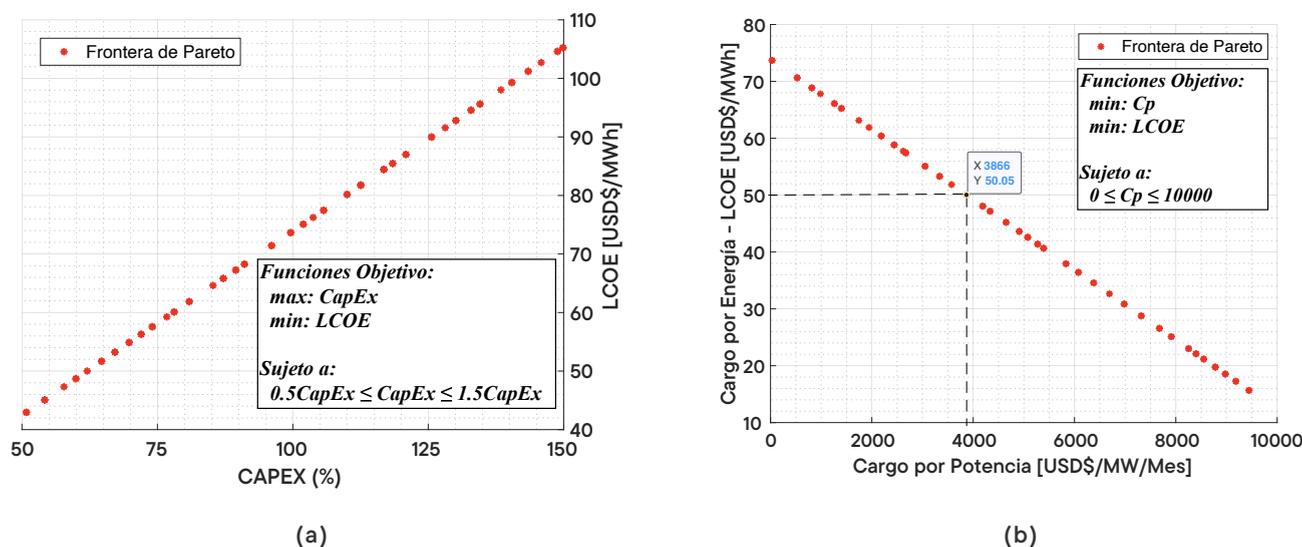


Figura Nro. 1.3: a) Sensibilidad del LCOE vs CAPEX, b) Sensibilidad del LCOE con ingresos por Capacidad



En la Figura Nro. 1.3.a se muestra la sensibilidad del LCOE con respecto al Capex, el cual, tiene un comportamiento lineal, debido a la proporcionalidad directa que existe. En la Figura Nro. 1.3.b. en este caso de estudio se incluye un pago por potencia usando la Eq. (5) y (6), es decir que la central tendrá un ingreso mensual por potencia de 0 a 10.000 [USD/MW/mes] considerando un factor de disponibilidad k de 90% de la central de generación. Todos los puntos de la frontera de Pareto de la Figura Nro. 1.3.b son óptimos y se mantiene el equilibrio de los ingresos, con un VAN=0 y WACC= TIR. Por ejemplo, si a una central de generación se le reconoce altos valores por potencia (disponibilidad), los ingresos por energía deberían ser bajos dentro de la frontera de Pareto, para mantener el equilibrio en los ingresos, dentro de la optimalidad de Pareto.

Mayores detalles de la metodología y análisis de resultados se encuentran en [1].

1.3 Levelized Cost of Storage (LCOS)

1.3.1 Principio de la formulación del LCOS

El principio del Levelized Cost aplicado a sistemas de almacenamiento de energía (ESS, Energy Storage System), es el mismo que el LCOE, y se lo llama LCOS (Levelized Cost of Storage), el cual representa en cuanto esta valorizado el MWh de energía almacenada en el ESS, considerando parámetros adicionales dependiendo del mecanismo comercial que se aplique al ESS, como la eficiencia de la batería (RTE, Round-trip efficiency), la tarifa para recarga de las baterías de ser el caso (Te_r, Te_p), pago por disponibilidad del sistema ESS.

1.3.2 Esquemas comerciales para el BESS

Antes de profundizar en el análisis de la formulación del LCOS, se presentan ciertos esquemas de compensación que se podría reconocer al ESS:



Compensación económica por almacenamiento de energía: el BESS recibe una compensación económica exclusivamente por la energía que descarga. El BESS adquiere energía de bajo costo y la vende a un precio más alto, aprovechando el arbitraje de precios.



Compensación económica por capacidad energética y eléctrica del BESS: el BESS recibe una compensación doble, tanto por energía como por potencia, lo que minimiza el riesgo del proyecto al recibir un cargo fijo. La compensación por potencia dependerá de la disponibilidad del BESS.



Compensación económica a través de la anualidad de inversión del BESS: el BESS recibe un pago anual o mensual durante su vida útil, independientemente del grado de utilización del BESS.



Podrían existir varios esquemas comerciales adicionales, dependiendo del tipo de tecnología del BESS, densidad de energía y de potencia del BESS, y aplicación del BESS en generación, transmisión, distribución, usuario final, tipo de conexión antes o después del medidor.

1.3.3 Formulación del LCOS

Considerando el mismo principio del LCOE, la formulación del LCOS se determina en la Ecuación 7.

$$\text{LCOS} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\text{CapEx} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OpEx}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{MWh}_t^{\text{out}}}{(1+r)^t}} + \frac{\text{Te}_E}{\text{RTE}(\%)} \quad (7)$$

En donde:

Te_E	MWh_t^{out}	r	n
Tarifa eléctrica para la recarga del BESS	Energía entrega por el BESS en el año t	Tasa de descuento	Tiempo de vida o ciclo de evaluación

1.3.4 Formulación del LCOS con ingresos por potencia y pago de tarifa por potencia

En el modelo económico del LCOS se puede considerar aspectos referentes a la tarifa (en energía y/o potencia) con la cual se recarga el ESS, y el reconocimiento por disponibilidad (potencia) del ESS. En la ecuación 8 se muestra el modelo económico del LCOS incluyendo lo mencionado.

$$LCOS = \frac{CapEx + \sum_{t=1}^n \frac{OpEx_t - 12 * Cap_p * (k * P_p - Te_p)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{MWh_t^{out}}{(1+r)^t}} + \frac{Te_E}{RTE(\%)} \quad (8)$$

En donde, Te_P es la Tarifa eléctrica por potencia que tendría que pagar el BESS, en caso que el esquema tarifario así lo defina. P_p es el pago por potencia que recibe el BESS por disponibilidad (k). Por lo tanto, se está sujeto a los valores que se imponga:

- 01 | Si $Te_P > (k * P_p)$, la tarifa eléctrica que cobra el sistema es mayor que el precio de la energía que recibe BESS, sería un egreso para el BESS.
- 02 | Si $Te_P < (k * P_p)$, el pago por la energía que recibe BESS es mayor que la tarifa eléctrica, sería un ingreso para el BESS.

1.3.5 Aplicación de la frontera de Pareto para evaluar el LCOS

Para evaluar el LCOS de sistemas de almacenamiento, se aplica la metodología de la frontera de Pareto usando técnicas de optimización multi-objetivo, para determinar todas las soluciones óptimas, sujeto a las restricciones del modelo del Costo Nivelado de sistemas de almacenamiento.

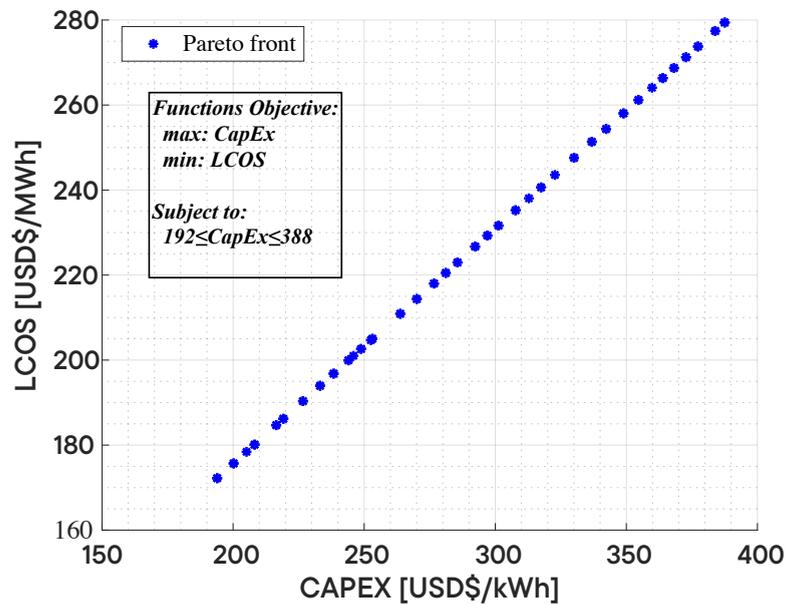
Para verificar el desempeño del Costo Nivelado se usa los datos del caso estudio de Lazard de EEUU, (<https://www.lazard.com/media/42dnsswd/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>) para LCOS, en un BESS (Battery Energy Storage System), que se muestra en la Tabla Nro. 1.1.

Tabla Nro. 1.1 Caso de estudio con datos de Lazard 7.0

Parameter	Unid	Valor
Economic Parameters		
CapEx	USD/kWh	\$285
Project Life	years	20
Technical features		
Storage capacity	MW	100
Storage Duration	Hours	1
Nameplate Capacity (E_{BESS})	MWh	100
Depth of Discharge (DoD)	%	90
Cycles / Day (Cd)	unit	1
Battery Degration	% per annum	2.6
Round Trip Efficiency (RTE)	%	91
O&M	USD/kWh	\$0,006
Energy consumption fee		
Electric fee	USD/kWh	\$0,039
NPV parameters		
Discount rate	%	12

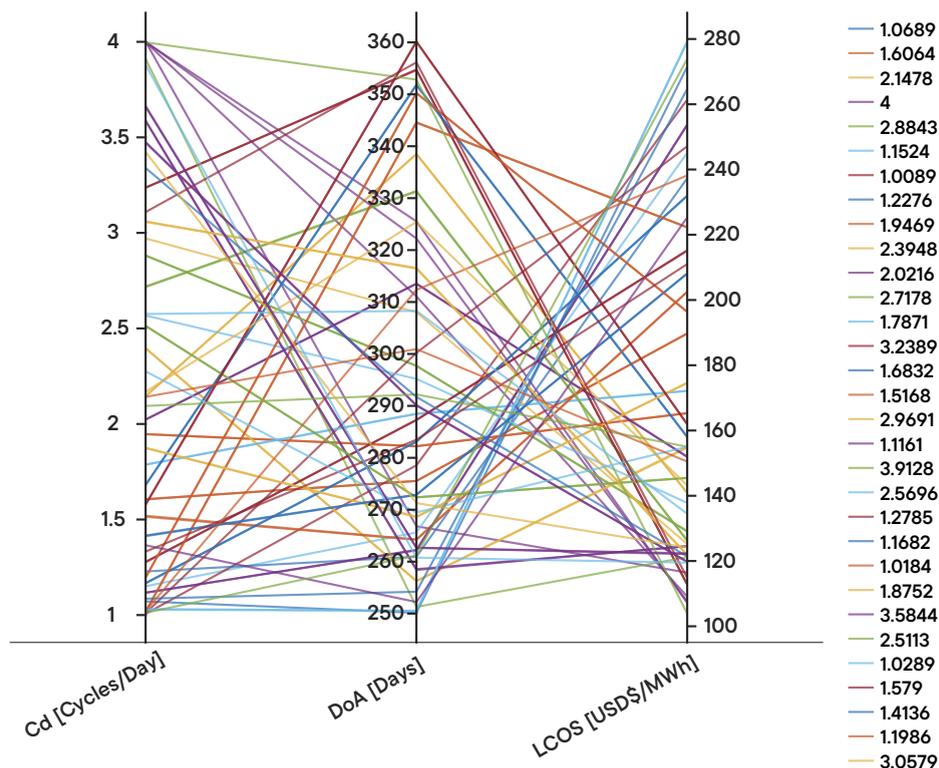
En la Figura Nro. 1.4, se determina el LCOS en [USD\$/MWh] del BESS, en el cual se puede apreciar su sensibilidad en un rango de 200 a 280 [USD\$/MWh], con respecto a la variación del CAPEX.

Figura Nro. 1.4: Sensibilidad del LCOS vs Capex



Existen otras variables en el modelo con un grado de incertidumbre, que depende del esquema comercial que se defina al BESS; por ejemplo, si en el modelo económico se considera la incertidumbre de los ciclos/día (cd) del BESS entre 1 y 4 ciclos/día, y los días de operación (DoA) del BESS en el año, entre 250 y 360 días/año, el LCOS tiene una variación entre 100 y 280 [USD\$/MWh], lo cual indica la alta incertidumbre que existe en definir un precio para un sistema BESS. (Figura Nro. 1.5)

Figura Nro. 1.5: Sensibilidad del LCOS vs Ciclos por día y días de operación al año



Mientras, disminuya esta incertidumbre del Cd y DoA, el valor del LCOS podría definirse con mayor certeza, y el riesgo del inversionista en el BESS, disminuye, en el caso que el reconocimiento económico sea únicamente con el LCOS.

En el caso que el sistema BESS, reciba una anualidad como reconocimiento económico, el riesgo es minimizado para el inversionista del BESS, al recibir un pago fijo con el cual amortiza la deuda y cubre sus costos. En este caso, el riesgo estaría absorbido por el estado.

Mayores detalles de la metodología, análisis de resultados y otros casos de esquemas comerciales del BESS se encuentran en [2].

1.4 Referencias bibliográficas

[1] D. Arias-Cazco, P. Gavela, L. Cruz Panchi, and P. Izquierdo, "Sensitivity Analysis for Levelized Cost of Electricity - LCOE with Multi-objective Optimization", IEEE LAT AM T, vol. 20, no. 8, pp. 2071–2078, Apr. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/TLA.2022.9853227> o en <https://latamt.ieee9.org/index.php/transactions/article/view/6390>

[2] D. Arias-Cazco, "Levelized Cost of Storage Analysis with Multi-Objective optimization for BESS," 2023 IEEE Seventh Ecuador Technical Chapters Meeting (ECTM), Ambato, Ecuador, 2023, pp. 1-6, doi: <https://doi.org/10.1109/ETCM58927.2023.10309040>

Autor



Diego Aníbal Arias Cazco

Magister en Ciencias de la Ingeniería,
Mención Eléctrica

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Diagnóstico de transformadores de potencia usando análisis de Respuesta de Frecuencia por Barrido (SFRA):

revisión del estado del arte

Capítulo 02 Diagnóstico de transformadores de potencia usando análisis de respuesta de Frecuencia por Barrido (SFRA): revisión del estado del arte



Pamela Mariana Vaca Vargas
Ingeniera Eléctrica

2.1 Resumen

Este trabajo presenta una revisión de las metodologías de diagnóstico de transformadores de potencia utilizando análisis de respuesta de frecuencia por barrido (SFRA). El documento contiene una síntesis de los procedimientos existentes y plantea una clasificación de acuerdo con el enfoque que se ha utilizado hasta el momento para resolver el problema.

2.2 Introducción

El transformador de potencia es un equipo indispensable dentro de los sistemas eléctricos ya que hace posible la transmisión de la energía desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo. Desde un punto de vista comercial es considerado como el componente que moviliza más recursos dentro de la compraventa de equipamiento de transmisión/distribución [1]; no obstante, su disponibilidad en el mercado no es inmediata debido a que la fabricación se ejecuta bajo pedido y los tiempos de entrega oscilan entre 18 a 24 meses dependiendo de la potencia deseada [2]–[6]. Operativamente, es un dispositivo que se encuentra sometido a diversos tipos de esfuerzos que deterioran gradualmente su funcionamiento [7]–[10] y una falla imprevista durante su servicio puede provocar serias dificultades técnicas en el abastecimiento de energía, además de causar pérdidas económicas vinculadas con la energía no suministrada, la reparación o reposición de la unidad defectuosa. Por otro lado, la desregularización de los mercados eléctricos ha forzado a las compañías de generación, transmisión y distribución a reducir sus costos de operación y mantenimiento en pos de mayores beneficios, implicando una reestructuración de las rutinas de mantenimiento en transformadores pasando de un mantenimiento basado en el tiempo (TBM) a un mantenimiento basado en la condición (CBM). Este nuevo enfoque ha recargado la operación de los transformadores de potencia llevándolos cada vez más cerca de sus límites tolerables incrementado el riesgo de que puedan experimentar fallas [8], [9], [11]–[13]. En la actualidad, la tendencia dentro del mantenimiento en transformadores de

potencia es garantizar su confiabilidad a través del monitoreo constante, con el propósito de detectar oportunamente fallas incipientes y evitar que se conviertan en eventos catastróficos con el paso del tiempo. De ahí que, en los últimos años se han volcado esfuerzos hacia el campo del diagnóstico de la condición de los transformadores de potencia con la intención de desarrollar técnicas más precisas y menos invasivas que permitan reducir el riesgo de falla inesperada, gestionar acciones y cronogramas oportunos de mantenimiento, disminuir las pérdidas económicas, estimar la vida útil remanente y manejar su máxima eficiencia operativa [7]–[9], [14].

Una de las técnicas de monitoreo que ha tomado popularidad en la última década es el análisis de respuesta de frecuencia (FRA), debido a su sensibilidad en la detección de diferentes tipos de fallas mecánicas o eléctricas que ocurren en el interior del transformador y que otras técnicas han sido incapaces de revelar [15]–[17]. FRA es un ensayo no destructivo que permite verificar la integridad del transformador sin la necesidad de descubrir el equipo. Esta cualidad ha llamado la atención tanto de los fabricantes transformadores como de los usuarios debido a su potencialidad para localizar fallas incipientes como una estrategia de mantenimiento preventivo, pero también para confirmar defectos después de eventos catastróficos como cortocircuitos externos, descargas atmosféricas, movimientos sísmicos, etc. La técnica FRA puede aplicarse según dos variantes: análisis de respuesta de frecuencia por barrido (SFRA) o mediante análisis de respuesta de frecuencia por impulso (IFRA) también conocido como impulso de baja tensión (LVI); entre ambas opciones la literatura especializada prefiere al SFRA por ser el método con mejores características [8]: i) alta relación señal/ruido, ii) amplio rango de frecuencias inyectadas, iii) fina resolución de frecuencia a

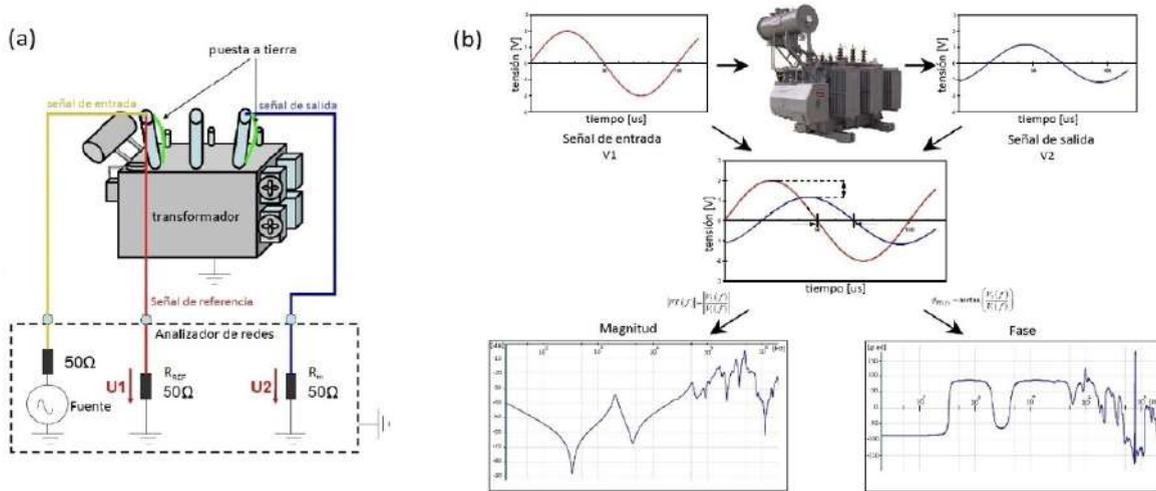
bajas frecuencias, iv) menor número de equipos para desarrollar la prueba, v) mayor reproductibilidad. Actualmente la estandarización de la temática FRA continua incompleta [18], si bien existen recomendaciones, estándares y guías de usuario que describen los aspectos generales del ensayo, debido a la complejidad del análisis aún no se ha consensado una metodología definitiva para la interpretación de las mediciones. Es por eso que el reto actual en esta técnica es el desarrollo de una metodología objetiva para la interpretación de las mediciones SFRA que permita inferir correctamente la condición del transformador [19].

Este artículo recopila los métodos más relevantes del diagnóstico de transformadores usando SFRA y presenta una revisión bibliográfica del tema, y para ello se lo ha estructurado de la siguiente manera: en la primera sección se da una introducción general, en la segunda sección se exponen los aspectos fundamentales del ensayo SFRA, en la tercera sección se presenta el estudio de la literatura, en la cuarta sección se propone una nueva metodología de diagnóstico y finalmente en la quinta sección se presentan las conclusiones.

2.3 Generalidades

El ensayo SFRA consiste en la aplicación de una tensión senoidal de magnitud constante a frecuencias discretas variables en uno de los terminales del transformador registrando la señal de entrada y su respectiva respuesta en otro terminal [15]–[17], [20]. La relación de la magnitud de las señales de salida y de entrada genera la magnitud de la respuesta de frecuencia mientras que la fase aparece por la diferencia angular entre dichas señales, ver Figura Nro. 2.1. La representación gráfica de las mediciones SFRA (magnitud y fase) normalmente se realiza mediante diagramas de Bode con escala semilogarítmica para el eje de la frecuencia, donde la magnitud se expresa en decibelios y la fase en grados o radianes.

**Figura Nro. 2.1: (a) Conexión típico del ensayo SFRA [9].
(b) Concepto de la medición de SFRA [21].**



La aplicación de la técnica SFRA para propósitos de diagnóstico se realiza a través de un método comparativo, es decir que la detección de fallas se identifica mediante un estudio de diferencias entre mediciones. Normalmente la comparación se realiza entre un caso de referencia, que representa la operación normal del equipo (tipo huella dactilar), y otro, que refleja la condición actual que se desea evaluar. Cuando no se dispone de una huella dactilar también pueden contrastarse mediciones de fases homólogas del mismo equipo o comparar mediciones de fases similares entre unidades gemelas [8], [9]. La comparación busca básicamente identificar diferencias significativas que permitan determinar la existencia de una falla, y eventualmente realizar luego mayores indagaciones para establecer el tipo de falla, nivel de severidad y su ubicación.

2.4 Análisis de la literatura

De acuerdo con la revisión bibliográfica se ha determinado que las metodologías para el diagnóstico de transformadores usando SFRA se dividen en dos clases principales tal como se muestra en la Figura Nro. 2.2:

Figura Nro. 2.2: Clasificación de las metodologías para interpretación de SFRA



A continuación, se presenta un breve resumen de cada categoría:

2.4.1 Análisis de procesos

El comportamiento interno del transformador es explicado mediante un modelo paramétrico ya sea usando circuitos equivalentes RLC o funciones de transferencia. En ambos casos los parámetros se obtienen mediante un ajuste con las mediciones de SFRA. El tipo y severidad de la falla finalmente se infiere a través de un análisis comparativo de las variaciones entre los parámetros del modelo que emula la condición normal versus el modelo de prueba.

2.4.1.1 Modelado de circuitos

Se presentan dos tendencias:

01 | Aplicación de técnicas de identificación de parámetros que utilizan las mediciones de SFRA para calcular los valores de los parámetros de los circuitos equivalentes. En este caso el comportamiento del transformador es representado por uno o más circuitos equivalentes de acuerdo al rango de frecuencias que el modelo puede contemplar. Normalmente se tienen modelos con topologías predefinidas para baja, media y alta frecuencia asociados con los comportamientos físicos del núcleo, devanados e interacciones [22]–[25]. El ajuste de los parámetros se realiza en dos etapas, en una primera instancia las mediciones de SFRA son convertidas en funciones de transferencia expresadas en polos y ceros usando algoritmos como: vector fitting [26], complex-curve fitting [27] o N4SID [28] y posteriormente se usan métodos heurísticos de optimización (algoritmos genéticos, algoritmos evolutivos, enjambre de partículas) para adaptar los valores de los parámetros de los circuitos de tal manera que respondan a las expresiones de las funciones de transferencia. El diagnóstico se realiza comparando parámetro a parámetro el modelo de condición referencial versus el modelo de estado actual [29].

02 | Simulación de circuitos equivalentes para generar datos SFRA de referencia y luego compararlos gráficamente con mediciones reales [30]. En este caso se usa un modelo circuital detallado de transformador donde los parámetros se calculan analíticamente considerando la geometría constructiva y algunos fenómenos físicos (inductancias propias y mutuas de los devanados, capacitancias entre espiras, capacitancias entre devanados y tanque, capacitancias entre espiras y núcleo, pérdidas del núcleo, pérdidas en bobinado, etc). El diagnóstico finalmente se realiza estudiando las variaciones individuales de los parámetros del circuito equivalente con la intención de analizar su sensibilidad e incidencia dentro de las curvas SFRA.

2.4.1.2 Evaluación de la función de transferencia

En este caso se usan los algoritmos tipo vector fitting o driving-point impedance function para ajustar las mediciones de SFRA y obtener funciones de transferencia racionales cuyos numeradores y denominadores tengan forma de polinomios con coeficientes reales. Una vez conocidas las expresiones de las funciones de transferencia (una para la referencia y otra para el caso de falla), se extraen los coeficientes reales para calcular indicadores con los cuales se cuantifican las diferencias y se determinan tanto el tipo de falla como su ubicación. Ejemplos de estos indicadores son: sumatoria de la diferencia absoluta de coeficientes del numerador (α), sumatoria de la diferencia absoluta de los coeficientes del denominador (β), sumatoria absoluta de la diferencia de polos (SDP), relación falla-intacto (FI) [31], [32].

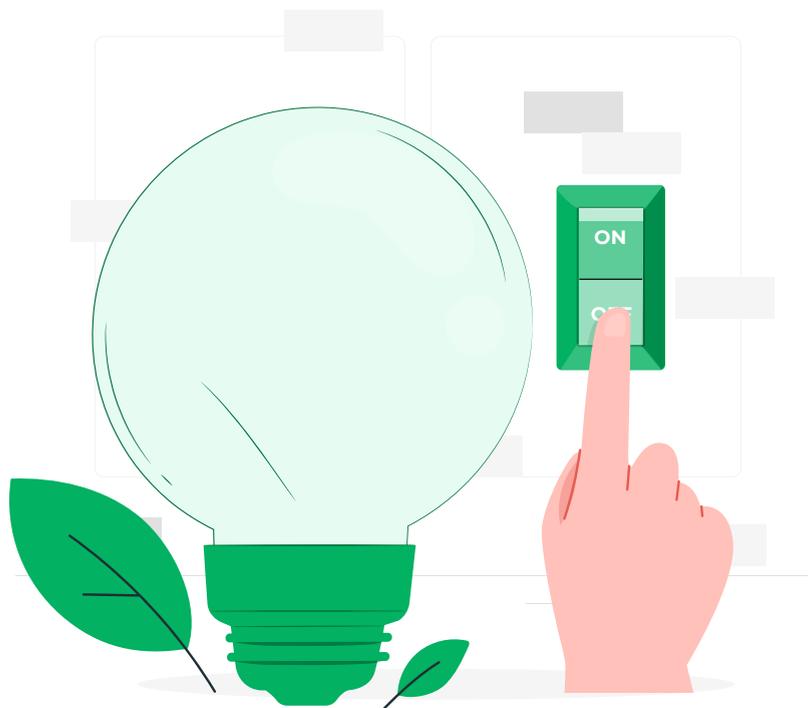
2.4.2 Análisis de señales

El transformador es concebido como un modelo no paramétrico de caja gris del cual se conocen a priori sus características y funcionamiento general pero su comportamiento es evaluado directamente a partir de las mediciones de SFRA. En esta perspectiva se tienen tres enfoques definidos:

2.4.2.1 Evaluación visual

Fue el método pionero para analizar curvas SFRA y aún sigue siendo muy utilizado. Consiste en la comparación gráfica de las mediciones. En este caso las diferencias entre curvas son determinadas de manera visual por un experto quien juzga la existencia de fallas [15]–[17]. El análisis se basa en la verificación de cambios en la forma de las curvas, por ejemplo, la creación o desaparición de resonancias, desplazamientos de los puntos de resonancias, corrimientos de las curvas en el eje de la magnitud. Luego en una segunda etapa se asigna el tipo de falla de acuerdo a la banda de frecuencia en la que se percibió la diferencia, tal como sugiere la normativa. Aun cuando este método se caracteriza por su sencillez, es considerado como subjetivo ya que la decisión final depende de la experiencia y destreza del analista que estudia la condición del transformador.





2.4.2.2 Indicadores estadísticos, indicadores matemáticos y pruebas estadísticas

Surgen para superar de las ambigüedades y limitaciones de la evaluación visual. En este caso las diferencias entre las mediciones SFRA se cuantifican numéricamente con fórmulas bien definidas. Sin embargo, su aplicabilidad está limitada por la sensibilidad que tiene cada indicador para medir y detectar diferencias. Al momento no se ha definido un único indicador que permita el análisis integral de las mediciones SFRA, por lo tanto se los usa de manera combinada de tal modo que superpongan sus sensibilidades para encontrar fallas [33]–[40]. La normativa aún no ha establecido un conjunto definitivo de indicadores para ejecutar el análisis debido a la falta de valores umbrales que sirvan de guía. En la práctica, la severidad de las fallas se juzga por el grado de apartamiento que muestran los indicadores respecto de sus valores ideales. En un intento reciente para resolver estos problemas [41], [42] han incorporado las pruebas estadísticas de Student (T-test) y Fischer (F-test) que comparan las medias y varianzas de las mediciones SFRA asumiendo que su comportamiento se ajusta a una función de distribución de Gauss. Estas pruebas son complementarias y tienen la ventaja de arrojar

un resultado de tipo binario (0 o 1) para indicar si la hipótesis es satisfactoria o no, con lo cual han facilitado la detección en algunos casos donde los índices matemáticos y estadísticos no fueron concluyentes. Otro enfoque dentro de esta misma temática es la fusión del análisis multiresolución (transformada wavelet discreta) con indicadores matemáticos [43], en este caso, el análisis multiresolución sirvió para descomponer las mediciones SFRA en varios niveles y detectar anomalías mientras que los indicadores se usaron para cuantificar la gravedad de las diferencias, posteriormente la identificación y asignación del tipo de falla en este esquema se resolvió de acuerdo a la banda de frecuencia en donde se encontró la diferencia.

Los indicadores más relevantes en este método son: coeficiente de correlación (CC), desviación estándar (SD), diferencia máxima absoluta (DABS), suma absoluta de error logarítmico (ASLE), error cuadrático medio (MSE), raíz de error cuadrático medio (RMSE), relación min/max (MM).

2.4.2.3 Algoritmos basados en inteligencia artificial

Existen dos tendencias:

- 01** | Algoritmos inteligentes como redes neuronales artificiales (ANN), algoritmos evolutivos (EA), lógica difusa (FL), máquinas de soporte vectorial (SVM) y aprendizaje bayesiano (BI) son utilizados en la etapa de identificación y localización de fallas debido a su aplicabilidad en tareas de clasificación. Por ejemplo en [44] se emplearon modelos basados en indicadores estadísticos-matemáticos, conocimiento experto y lógica difusa para determinar la condición del transformador. En este caso se utilizaron mediciones SFRA, indicadores estadísticos-matemáticos y conocimiento experto para crear funciones de posibilidad que describan la sintomatología del equipo. Luego, en base a conceptos de lógica difusa y el conjunto de probables síntomas, se crearon reglas de pertenencia para discriminar los eventos de condición normal de las fallas relacionadas con cortocircuitos, deformación y desplazamiento de devanados. En [45], [46] se muestra la aplicación de ANN para clasificar fallas, para lo cual se simuló en laboratorio un conjunto de fallas en un transformador de prueba y se midieron sus respectivas respuestas de frecuencia. En base a esta información se calcularon un grupo de parámetros con los cuales se entrenó la red neuronal para que establezca reglas heurísticas de clasificación. En [47] se combina el análisis multiresolución con un clasificador bayesiano, donde el análisis multiresolución fue utilizado para descomponer las mediciones SFRA en varios niveles y analizar su comportamiento como una superposición de detalles a diferentes escalas, mientras que el clasificador bayesiano previamente entrenado con casos de fallas típicas hace la tarea de identificación y discriminador de tipos de fallas.

- 02** | Algoritmos metaheurísticos de optimización como ANN o enjambre de partículas (PSO) se utilizan para la estimación de parámetros de funciones de transferencia o de circuitos equivalentes. En [48] las mediciones SFRA se ajustan para expresarlas como funciones de transferencia usando ANN. Esta aplicación sirve como una alternativa para evitar el uso de algoritmos como vector fitting, curve fitting o N4SID. En [9] se utiliza una variante del PSO para estimar los parámetros de un modelo tipo escalera RLC que representa el comportamiento de los devanados del transformador. En este caso los parámetros del circuito equivalente se calculan directamente usando las mediciones de SFRA y PSO, lo cual elimina el paso intermedio de ajustar las mediciones SFRA en funciones de transferencia para luego encontrar los parámetros del circuito equivalente como se proponía en la sección 2.4.1.1

Tabla Nro. 2.1: Diferencias entre microrredes y centrales virtuales

Clasificación General	Enfoque	Fuente	Ventajas	Desventajas
Modelo circuital	Identificación de parámetros + algoritmos de optimización (Modelos de Caja Negra)	[22]-[29]	<p>Usa la respuesta de frecuencia completa (magnitud y fase).</p> <p>El comportamiento de los componentes internos del transformador se explica usando bandas de frecuencia.</p> <p>Se tienen varias posibilidades para ajustar las mediciones SFRA y mostrarlas como funciones de transferencia p.e.: vector fitting, complex curve fitting o algoritmos N4SID.</p>	<p>No existe un modelo circuital único.</p> <p>No todos los modelos logran replicar la realidad física del transformador. Normalmente se maneja un grado de compromiso entre nivel de dificultad del modelado y la precisión en la respuesta de frecuencia.</p> <p>Usan métodos de optimización heurísticos los cuales no garantizan determinada precisión cuando calculan los parámetros del circuito equivalente.</p>
	Simulación de circuitos equivalentes (Modelos de Caja Blanca)	[30]	<p>Se usa un modelo detallado donde los parámetros se calculan analíticamente considerando la geometría constructiva y la realidad física del transformador.</p> <p>La simulación del transformador mediante un modelo detallado entrega curvas SFRA más precisas que pueden servir como huellas dactilares.</p> <p>El diagnóstico se obtiene mediante un estudio de sensibilidad de los parámetros comparando su variabilidad con los cambios que aparecen en la forma de las curvas SFRA.</p>	<p>No siempre es posible contar con datos constructivos, lo cual dificulta el modelado detallado.</p> <p>El estudio de sensibilidad solo considera los cambios en la magnitud de las curvas SFRA.</p> <p>No se conocen los valores umbrales de variación permitidos que deben tomar los parámetros para simular la presencia de fallas.</p>
Evaluación de la función de transferencia		[31],[32]	<p>Usa la respuesta de frecuencia completa (magnitud y fase) con el algoritmo vector fitting.</p> <p>La función de transferencia no está acotada a un orden predefinido, lo cual permite un mejor ajuste con las mediciones SFRA.</p>	<p>Usa solamente la magnitud de la respuesta de frecuencia con el algoritmo driving-point impedance function.</p> <p>Falta un análisis de sensibilidad para establecer los valores umbrales que deben tomar de los índices a fin de detectar y localizar fallas.</p>

Clasificación General	Enfoque	Fuente	Ventajas	Desventajas
Evaluación visual		[15]–[17]	<p>Implementación sencilla.</p> <p>El análisis se basa en un estudio visual-gráfico de cambios específicos en la curva FRA.</p> <p>El comportamiento de los componentes internos del transformador se explica usando bandas de frecuencia.</p>	<p>Solo utiliza la magnitud de la respuesta de frecuencia.</p> <p>El resultado final depende de la experiencia del evaluador.</p>
Indicadores estadísticos, matemáticos y pruebas estadísticas		[33]–[43]	<p>Cuantifican directamente las diferencias entre mediciones SFRA con fórmulas transparentes y claramente definidas.</p> <p>Son la base para algoritmos de diagnóstico automático.</p>	<p>Usan solamente la magnitud de la respuesta de frecuencia.</p> <p>No existe un único indicador que pueda realizar la evaluación integral de las curvas SFRA. Por eso se los utiliza de forma combinada para que sus diferentes sensibilidades se superpongan.</p> <p>No existen valores umbrales preestablecidos en cada indicador para detectar y localizar fallas.</p> <p>Su interpretación se complica si se usan para estudiar fallas simultáneas.</p> <p>Necesitan de un algoritmo complementario para hacer la localización de las fallas.</p>
Algoritmos de inteligencia artificial	Algoritmos clasificadores	[44]–[47]	<p>Se usan combinadamente con valores de indicadores o parámetros para localizar fallas.</p> <p>Las reglas de clasificación se establecen mediante información previamente suministrada por un conjunto de patrones de falla o casos de entrenamiento.</p> <p>Son la base para algoritmos de diagnóstico automático.</p>	<p>Dependiendo del algoritmo pueden requerir de una cantidad considerable de información para entrenamiento.</p>

Clasificación General	Enfoque	Fuente	Ventajas	Desventajas
Algoritmos de inteligencia artificial	Algoritmos de optimización	[9], [48]	<p>Usa la respuesta de frecuencia completa (magnitud y fase).</p> <p>Es una alternativa que permite hacer identificación de parámetros.</p>	<p>Usan métodos de optimización heurísticos para estimar los parámetros de la función de transferencia o de circuitos equivalentes.</p> <p>Recurren a expresiones de funciones de transferencia de un orden predeterminado o modelos de circuitos predefinidos a fin de reducir la complejidad del problema de optimización lo cual le resta precisión en el ajuste.</p> <p>Necesitan de un algoritmo complementario para hacer la localización de las fallas.</p>

2.5 Conclusiones

Este documento ha presentado una revisión de las metodologías más relevantes sobre el diagnóstico de transformadores de potencia usando SFRA y como consecuencia del análisis se han identificado dos enfoques diferentes para encarar el problema. Por un lado, se encontraron metodologías que analizan la problemática como una aplicación de análisis de procesos en donde el transformador es estudiado como un modelo circuital y/o función de transferencia, y los tipos de falla están asociados con la variación de uno o varios parámetros del modelo equivalente. Por otro lado, se identificaron metodologías que abarcaron la misma problemática como una aplicación de análisis de señales, donde la condición del transformador se deduce directamente a partir del análisis y comparación de mediciones SFRA, y la detección/diagnóstico de los tipos de falla se asocian con variaciones en la forma de la curva SFRA y en la región en la cual se producen dichas variaciones.

2.6 Referencias

- [1] X. López, H. Bülent, and J. Turowski, Transformers Analysis, desing and measurement, First. Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2013.
- [2] U.S. Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, “Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid,” 2014.
- [3] Willis Global Risk Advisor Insurance and Reinsurance, “The transformer problem,” 2008.
- [4] Veracity Asset Management Group, “The Transformer Problem,” 2014. [Online]. Available: <https://veracityamg.wordpress.com/2014/09/24/the-transformer-problem/>.

- [5] Veracity Asset Management Group, “9 Key Facts from the ‘Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid’ Study,” 2014. [Online]. Available: <https://veracityamg.wordpress.com/2014/06/25/9-key-facts-from-the-large-power-transformers-and-the-u-s-electric-grid-study/>.
- [6] U.S. International Trade Commission, “Large Power Transformers from Korea U.S. International Trade Commission,” Washington, 2012.
- [7] I. I. Metwally, “Failures, monitoring and new trends of power transformers,” IEEE Potentials, vol. 30, pp. 36–43, 2011.
- [8] S. Chakravorti, D. Dey, and B. Chatterjee, Recent Trends in the Condition Monitoring of Transformers. London: Springer London, 2013.
- [9] W. Tang and Q. Wu, Condition Monitoring and Assessment of Power Transformers Using Computational Intelligence. London: Springer London, 2011.
- [10] Z. Husain, H. Malik, and M. Khan, “Recent Trends in Power Transformer Fault Diagnosis and Condition Assessment,” Bull. Electr. Eng. Informatics, vol. 2, no. June, pp. 95–104, 2013.
- [11] M. Wang, A. J. Vandermaar, and K. D. Srivastava, “Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service,” IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 18, no. 6, pp. 12–25, Nov-2002.
- [12] A. E. B. Abu-Elanien and M. M. A. Salama, “Asset management techniques for transformers,” Electr. Power Syst. Res., vol. 80, no. 4, pp. 456–464, Apr. 2010.
- [13] C. Bengtsson, “Status and trends in transformer monitoring,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 11, no. 3, pp. 1379–1384, Jul. 1996.
- [14] E. Gockenbach and H. Borsi, “Condition monitoring and diagnosis of power transformers,” in International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2008, pp. 894–897.
- [15] Transformers Committee IEEE Power and Energy Society, IEEE Std C57.149 Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers, no. March. New York, 2013.
- [16] Working Group A2.26 CIGRE, Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA), no. April. 2008.
- [17] International Electrotechnical Commission, IEC 60076-18 Power transformers Part 18: Measurement of frequency response. 2012.
- [18] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde, Transformer Engineering, Design, Technology, and Diagnostics, Second. Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2012.
- [19] P. Picher, “Proposal for the creation of a new working group CIGRÉ,” 2015.
- [20] OMICRON, “FRAnalyzer Diagnóstico fiable del núcleo y devanados de transformadores de potencia.” p. 12, 2012.
- [21] OMICRON, “Manual del usuario FRAnalyzer.” p. 122, 2009.
- [22] J. R. R. Secue and E. Mombello, “Sweep frequency response analysis (SFRA) for the assessment of winding displacements and deformation in power transformers,” Electr. Power Syst. Res., vol. 78, no. 6, pp. 1119–1128, Jun. 2008.
- [23] M. Heindl, S. Tenbohlen, J. Velásquez, A. Kraetge, and R. Wimmer, “Transformer Modelling Based On Frequency Response Measurements For Winding Failure Detection,” no. Ci, pp. 201–204, 2010.
- [24] D. a K. Pham, T. M. T. Pham, M. H. Safari, V. N. C. Ho, H. Borsi, and E. Gockenbach, “FRA-based transformer parameters at low frequencies,” ICHVE 2012 - 2012 Int. Conf. High Volt. Eng. Appl., pp. 476–479, 2012.
- [25] D. A. K. Pham, T. M. T. Pham, H. Borsi, and E. Gockenbach, “A new method for purposes of failure diagnostics and FRA interpretation applicable to power transformers,” IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 20, pp. 2026–2034, 2013.
- [26] B. Gustavsen and A. Semlyen, “Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting,”

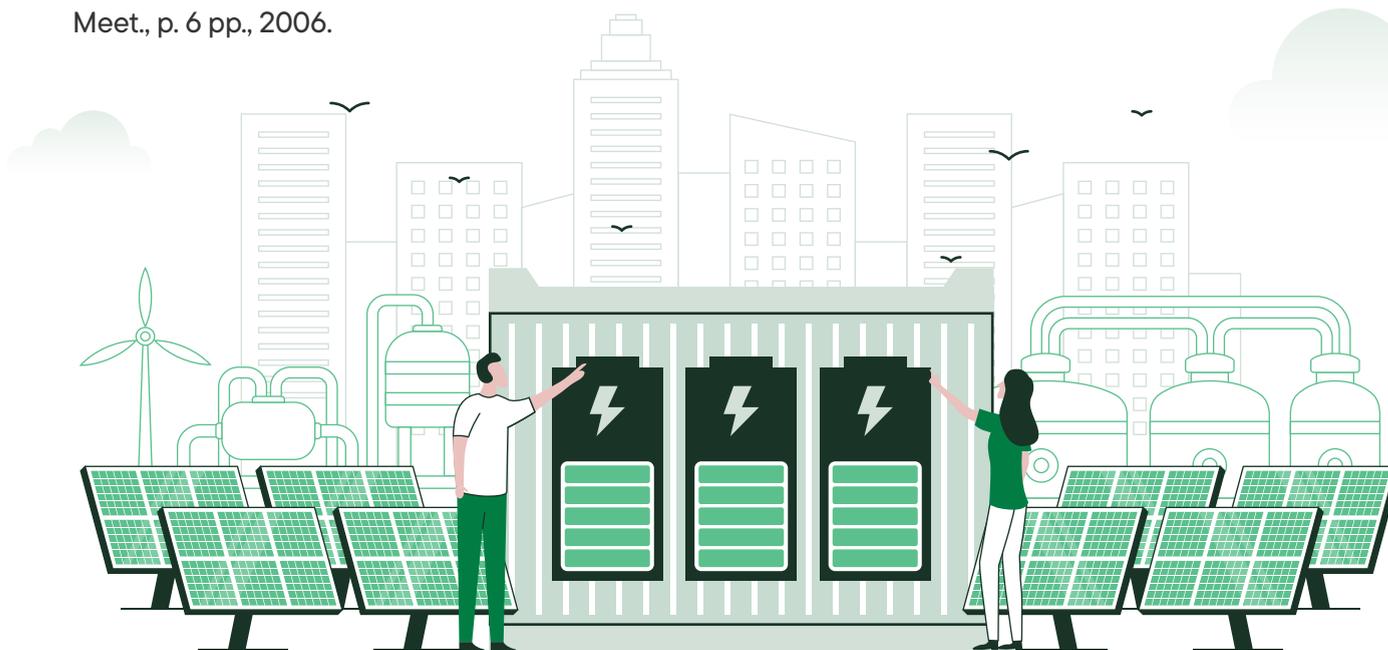
- Power Deliv. IEEE Trans., vol. 14, no. 3, pp. 1052–1061, 1999.
- [27] E. Levy, “Complex-curve fitting,” IRE Trans. Autom. Control, vol. AC-4, no. 1, pp. 37–43, 1959.
- [28] P. Van Overschee and B. De Moor, “N4SID: Subspace algorithms for the identification of combined deterministic-stochastic systems,” Automatica, vol. 30, no. 1, pp. 75–93, 1994.
- [29] A. P. Purnomoadi and D. Fransisco, “Modeling and diagnostic transformer condition using sweep frequency response analysis,” in Proceedings of the IEEE International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, 2009, pp. 1059–1063.
- [30] E. Rahimpour, J. Christian, and K. Feser, “Transfer function method to diagnose axial displacement and radial deformation of transformer windings,” IEEE Trans. Power Deliv., pp. 493–505, 2003.
- [31] M. Bigdeli, M. Vakilian, and E. Rahimpour, “Comparison of transfer functions using estimated rational functions to detect winding mechanical faults in transformers,” Arch. Electr. Eng., vol. 61, no. 1, pp. 85–99, 2012.
- [32] M. Bigdeli, M. Vakilian, and E. Rahimpour, “A new method for detection and evaluation of winding mechanical faults in transformer through transfer function measurements,” Adv. Electr. Comput. Eng., vol. 11, no. 2, pp. 23–30, 2011.
- [33] S. Ab Ghani, Y. H. M. Thayoob, Y. Z. Y. Ghazali, M. S. A. Khair, and I. S. Chairul, “Evaluation of transformer core and winding conditions from SFRA measurement results using statistical techniques for distribution transformers,” 2012 IEEE Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2012 - Conf. Proc., no. June, pp. 448–453, 2012.
- [34] P. M. M. Nirgude, D. Ashokraju, A. D. D. Rajkumar, and B. P. Singh, “Application of numerical evaluation techniques for interpreting frequency response measurements in power transformers,” Sci. Meas. & Technol. IET, vol. 2, no. 5, pp. 275–285, Sep. 2008.
- [35] M. Prameela, P. M. Nirgude, and G. R. Murthy, “Diagnosing Integrity of Transformer Windings by Applying Statistical Tools to Frequency Response Analysis Data Obtained at Site,” vol. 7, no. 11, pp. 2387–2393, 2014.
- [36] R. Wimmer et al., “Development of algorithms to assess the FRA,” in 15th Int. Symp. High Voltage Engineering, 2007, pp. 1–6.
- [37] H. Firoozi and M. Shishehchian, “Frequency response analysis- condition assessment of power transformers using mathematical and statistical criteria,” 2009 IEEE 9th Int. Conf. Prop. Appl. Dielectr. Mater., pp. 253–256, 2009.
- [38] W. H. Tang, a. Shintemirov, and Q. H. Wu, “Detection of minor winding deformation fault in high frequency range for power transformer,” in Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [39] K. Pourhossein, G. B. Gharehpetian, E. Rahimpour, and B. N. Araabi, “A probabilistic feature to determine type and extent of winding mechanical defects in power transformers,” Electr. Power Syst. Res., vol. 82, no. 1, pp. 1–10, 2012.
- [40] V. Behjat, A. Vahedi, A. Setayeshmehr, H. Borsi, and E. Gockenbach, “Sweep frequency response analysis for diagnosis of low level short circuit faults on the windings of power transformers: An experimental study,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 42, pp. 78–90, 2012.
- [41] K. P. P. Badgujar, M. Maoyafikuddin, and S. V. V. Kulkarni, “Alternative statistical techniques for aiding SFRA diagnostics in transformers,” Gener. Transm. & Distrib. IET, vol. 6, no. 3, pp. 189–198, Mar. 2012.
- [42] V. Behjat and M. Mahvi, “Statistical approach for interpretation of power transformers frequency response analysis results,” IET Sci. Meas. Technol., vol. 9, no. 3, pp. 367–375, 2015.
- [43] J. C. G. Arispe and E. E. Mombello, “Detection of failures within transformers by FRA using multiresolution decomposition,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 29, no. 3, pp. 1127–1137, 2014.
- [44] J. R. Secue and E. E. Mombello, “New SFRA measurement interpretation methodology for the diagnosis of power transformers,” Electr. Eng., vol. 96, no. 2, pp. 183–198, 2014.
- [45] M. Prameela, G. R. Murthy, and P. M. Nirgude, “Diagnosis and identification of transformer winding faults

from frequency response data by the application of ANN technique,” in Proceedings of the IEEE International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, 2012.

[46] S. Birlasekaran, Y. X. Y. Xingzhou, F. Fetherstone, R. Abell, and R. Middleton, “Diagnosis and identification of transformer faults from frequencyresponse data,” 2000 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meet. Conf. Proc. (Cat. No.00CH37077), vol. 3, no. c, 2000.

[47] J. C. Gonzales, E. . Mombello, and G. D. Guidi, “Diagnosis of power transformers through Frequency Response Analysis applying multiresolution analysis and pattern classification,” Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. 2010 IEEE/PES, pp. 270–277, 2010.

[48] G. M. V. M. V Zambrano, A. C. C. Ferreira, and L. P. P. Caloba, “Power transformer equivalent circuit identification by artificial neural network using frequency response analysis,” 2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., p. 6 pp., 2006.



Autor



Pamela Mariana Vaca

Ingeniera Eléctrica

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Perspectivas del aprovechamiento de gas natural en el Ecuador para la generación eléctrica

Capítulo 03 Perspectivas del aprovechamiento de gas natural en el Ecuador para la generación eléctrica

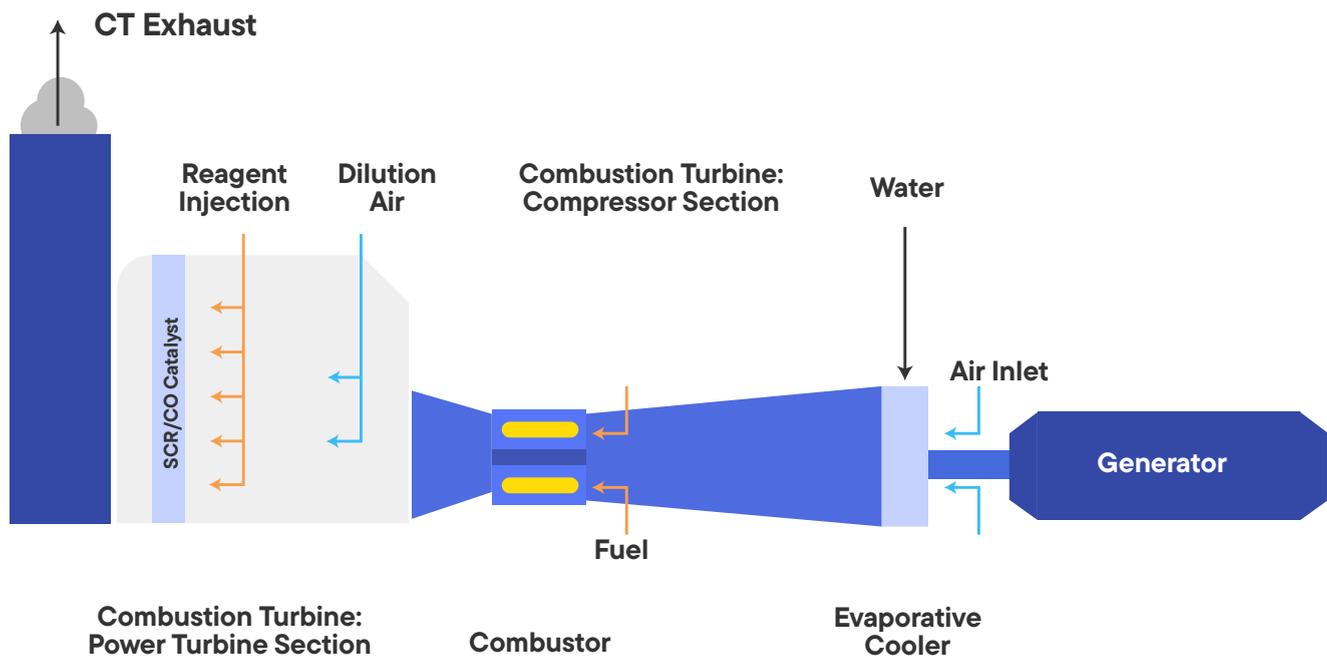


Eder Santiago López Bautista
MBA Gestión de Proyectos

3.1 Tecnología térmica a gas natural

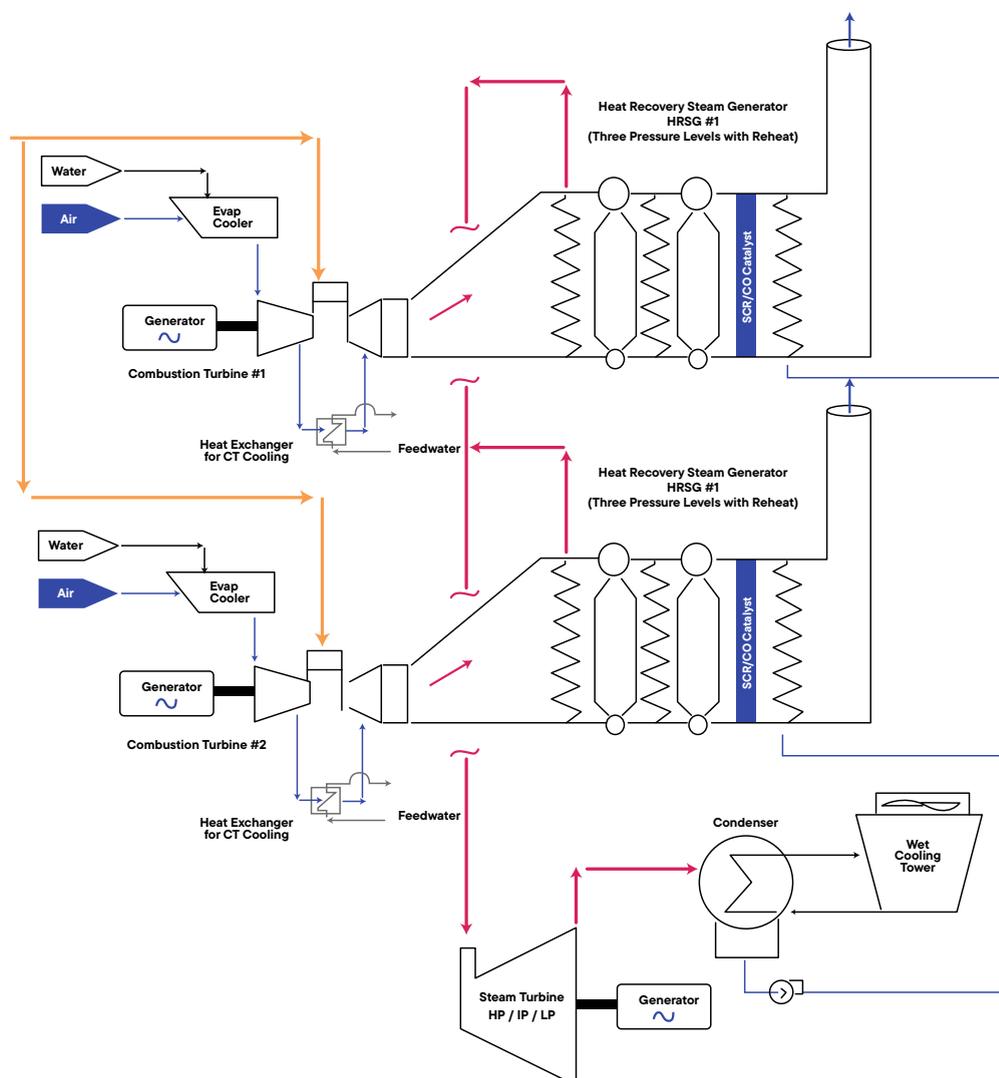
Existen dos tecnologías de generación eléctrica basadas en gas natural, estas son:

Figura Nro. 3.1: Termoeléctrica con turbinas a gas natural en ciclo abierto o simple (TG CA). Configuración Caso 3 EIA: Aeroderivative CTs – Simple Cycle



Fuente: EIA, Sargent & Lundy, L.L.C.

Figura Nro. 3.2: Termoeléctrica con turbinas a gas natural (TG), turbina a vapor (TV) y caldera recuperadora de vapor (HRSG, Beat Recovera Sean Generator) en configuración ciclo combinado (CC).



Fuente: EIA, Sargent & Lundy, L.L.C.

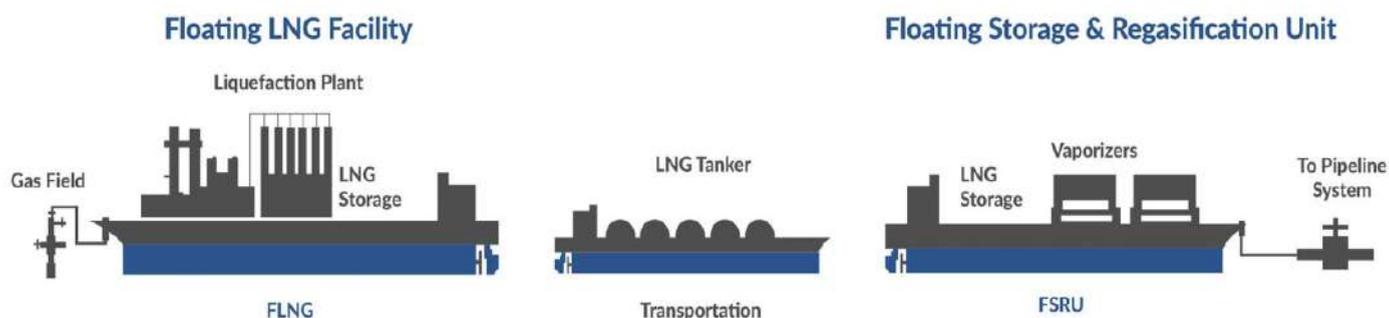
Las centrales térmicas a gas natural en ciclo abierto (TG CA) y las turbinas a gas de las centrales de ciclo combinado (TG CC), utilizan gases de alta presión producidos por el calentamiento de aire, a raíz de la combustión de gas natural, para mover una turbina acoplada a un generador eléctrico.

En este tipo de turbinas se aprovecha el ciclo térmico de Brayton para la generación eléctrica. En tanto, en la turbina a vapor (TV) de las centrales de ciclo combinado se aprovecha el ciclo térmico de Rankine. En la TV, el combustible es utilizado para calentar agua y transformarla en vapor a alta presión, el cual acciona la turbina acoplada al generador eléctrico. La idea, en las centrales de ciclo combinado, es recuperar parte de la energía perdida en las (TG CA), aumentando la eficiencia total del sistema. Así, el aire caliente que sale de la turbina a gas (TG) y que posee aún un alto contenido energético térmico, es captado y dirigido como la fuente de calor principal para el proceso de calentamiento de agua y generación de vapor en calderas o intercambiadores de calor que suministran a la turbina a vapor (TV). A esto se le conoce como caldera recuperadora de calor (HRSG, Heat Recovery Steam Generator).

Las centrales térmicas a gas natural pueden operar en ciclo abierto (TG CA) o en ciclo combinado (TG CC). Ambas utilizan la combustión de gas natural para generar gases a alta presión que mueve una turbina acoplada a un generador eléctrico, aprovechando el ciclo Brayton. En las centrales de ciclo combinado, además, se emplea una turbina a vapor (TV) que utiliza el ciclo Rankine para aumentar la eficiencia, recuperando el calor residual de la turbina a gas mediante una caldera recuperadora de calor (HRSG, Heat Recovery Steam Generator).

Existen centrales térmicas a gas natural de ciclo abierto que pueden convertirse a ciclo combinado. Su viabilidad depende de la interconexión con la red de gasoductos o con un terminal gasífero existente que pueden ser en tierra (on shore) o de regasificación flotante (FSRU, Floating Storage Regasification Unit), y cuyo modelo de negocios puede involucrar a más actores que sólo aquellos pertenecientes al sector eléctrico. Los FSRU son barcos permanentemente anclados en una posición fija ubicada costa afuera frente a la bahía de emplazamiento que disponen de equipos de gasificación a bordo y, actúan como una unidad de recepción, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL). Su desarrollo no responde exclusivamente de una central térmica, sino que tiene relación con las necesidades energéticas de otros sectores, industriales o residenciales, y por ello, no se considera su internalización como parte de los costos de inversión de un proyecto termoeléctrico a gas natural en particular. Ello sin perjuicio de la relación entre el desarrollo de proyectos termoeléctricos a gas y la factibilidad de interconexión a estos terminales, así como la necesidad de contar con capacidad de regasificación suficiente en los mismos.

Figura Nro. 3.3: Tecnología Gas Natural Licuado



Fuente: School of Petroleum Management

Los proyectos térmicos a gas natural de menor tamaño (típicamente en ciclo abierto), pueden abastecerse a través de un gasoducto, o una planta satélite de regasificación (PSR), usando como complemento a esta última, camiones para el transporte de combustible.

Las centrales térmicas a gas natural se encuentran, generalmente, cerca de la costa o de una fuente de agua dulce, que puede ser superficial o subterránea, ello pues, además de la factibilidad de interconexión con la red de gas natural, debe existir factibilidad para la captación de agua para refrigeración, pudiendo esta agua ser dulce o de mar, en torres de refrigeración. Adicionalmente, cuando las centrales térmicas son de ciclo combinado se requiere agua para el proceso térmico que implica el accionamiento de la TV, pudiendo esta agua venir de fuentes subterráneas. Se puede optar por tecnología de aerocondensadores para la condensación del vapor del proceso.

Dentro de los equipos principales de una central térmica a gas natural se encuentran la turbina de combustión a gas y el generador eléctrico sincrónico. La turbina de combustión incluye el sistema de entrada de aire con filtros, silenciador, sistemas de instrumentación y control, sistema de lubricación, entre otros. Cuando se trata de una central de tipo ciclo combinado se deben agregar, como equipos principales, las calderas HRSG y las turbinas a vapor. En términos de enfriamiento, se consideran instalaciones que permitan captar agua de mar para refrigeración cuando no hay agua dulce disponible, e instalaciones de circulación de agua para refrigeración con torres de enfriamiento (dependiendo del tamaño de la central). Este sistema es adicional al sistema de enfriamiento interno de las unidades generadoras en circuito cerrado. Adicionalmente, se considera un sistema de ventilación y refrigeración por aire, y una planta y sistema de aire comprimido. Cuando se trata de centrales de CC, las instalaciones de captación de agua deben estar conectadas, además, al sistema de alimentación de agua para el proceso térmico (producción de vapor). Todo el suministro de agua de la central puede requerir la instalación de una planta desoladora de agua de mar, una planta des mineralizadora de agua y un sistema de tratamiento de aguas.

Las centrales a gas natural consideran, en general, una operación con diésel bajo condiciones de

emergencia o falta de suministro de gas. Por ello, dentro de sus partidas de costos se incluye un sistema de partida y emergencia diésel, con sus correspondientes equipamientos para la recepción y almacenamiento de este combustible, además de una planta des mineralizadora de agua para suministro en caso de operación diésel. Respecto del control de emisiones gaseosas (ACQS), en centrales a gas natural sólo corresponde controlar los óxidos nitrosos (NO_x), en general, por medio del uso de quemadores DLN (Dry Low NO_x), mientras que el uso de petróleo diésel en caso de emergencias, requiere de la utilización de inyección de agua en los quemadores, para reducir el NO_x producido o la utilización de sistemas desnitrificadores catalíticos (SCR). El sistema de abatimiento de gases debe incluir también chimeneas de emisión de gases y equipamiento de monitoreo, medición y control. En el caso de este tipo de centrales una partida de costos fundamental corresponde a las instalaciones para el suministro de gas, sean estas mediante un gasoducto que conecte la central con redes de suministro o con un terminal de regasificación, o el establecimiento de una Planta Satelital de Regasificación¹ con su correspondiente sistema de recepción de gas.

¹Es una instalación de almacenamiento, regasificación y regulación de gas natural, cuyo abastecimiento se realiza a través de camiones cisterna procedentes de los terminales de descarga y almacenamiento de buques metaneros. El término “satélite” se aplica porque estas instalaciones están aisladas de la red de gasoductos de distribución de gas natural.

3.2 Perspectivas del gas natural en Ecuador

Las perspectivas del gas natural en Ecuador son prometedoras y presentan diversas oportunidades, considerando los siguientes puntos clave:

Aumento de la producción: Petroecuador proyecta un incremento significativo en la producción de gas natural gracias al reacondicionamiento del campo Amistad. Esto permitirá satisfacer la creciente demanda interna.

Uso extendido: El gas natural se posiciona como una alternativa más limpia y eficiente frente a otros combustibles fósiles. Se espera un mayor uso en sectores como generación eléctrica, cocción residencial y procesos industriales.

Importación masiva: Paralelamente, el gobierno ecuatoriano está impulsando la importación de gas natural para garantizar el abastecimiento y reducir la dependencia de otras fuentes de energía.

Nuevo reglamento: La entrada en vigencia de un nuevo reglamento de operaciones de gas natural crea un marco regulatorio más sólido y transparente, lo que incentiva la inversión y el desarrollo del sector.

Ronda de licitación: Se planea lanzar una ronda de licitación para ampliar la producción local, especialmente en el Golfo de Guayaquil. Esto atraerá inversiones y fomentará la exploración y explotación de nuevos yacimientos.

Ecuador busca consolidarse como un país con un mayor aprovechamiento del gas natural, tanto a través de la producción nacional como de la importación. Esto traerá beneficios como:

01 | Mayor seguridad energética: Menor dependencia de importaciones y diversificación de la matriz energética.

02 | Desarrollo económico: Generación de empleo, atracción de inversiones y crecimiento industrial.

03 | Menor impacto ambiental: Reducción de emisiones contaminantes y transición hacia una matriz energética más limpia.

3.2.1 Producción de gas natural en el Campo Amistad, Ecuador

Situación Actual y Proyecciones: El Campo Amistad es un yacimiento de gas natural ubicado en el Golfo de Guayaquil, Ecuador. Este campo ha cobrado relevancia en los últimos años debido a su potencial para incrementar la producción de gas natural en el país.

Producción actual: Alrededor de 20 millones de pies cúbicos de gas natural por día.

Potencial: Las facilidades instaladas permiten alcanzar una producción de hasta 94 millones de pies cúbicos por día.

Proyecciones: Se espera un aumento significativo en la producción en los próximos años, gracias a inversiones y mejoras en las operaciones.

Aumento producción: Petroecuador tiene como objetivo incrementar significativamente la producción de gas natural en este campo a través de reacondicionamiento de pozos y optimización de las operaciones actuales.

Licitación internacional: Se está llevando a cabo un proceso de licitación internacional para atraer inversiones y tecnologías que permitan explotar al máximo el potencial del campo

El Campo Amistad cuenta con una infraestructura completa para la producción y procesamiento de gas natural:

- 01 | **Plataformas marinas:** Cuatro plataformas para la extracción del gas.
- 02 | **Gasoducto:** Una línea de 12 pulgadas de 72 km de largo para transportar el gas.
- 03 | **Planta de deshidratación:** Para eliminar el agua del gas y mejorar su calidad.
- 04 | **Base logística:** Con instalaciones para el almacenamiento y mantenimiento de equipos.

Figura Nro. 3.4: Ubicación geográfica Campo Amistad



Fuente: Ep Petroecuador

3.2.2 Construcción de un terminal de gas natural en Ecuador

La construcción de un terminal de gas natural en Ecuador es un proyecto de gran envergadura que tiene importantes implicaciones para el país, tal como:

- 01 | **Mayor suministro de gas:** Permite diversificar las fuentes de energía y asegurar un suministro estable de gas natural.
- 02 | **Reducción de costos:** Puede contribuir a reducir los costos de producción en diversos sectores.
- 03 | **Desarrollo industrial:** Facilita el crecimiento de industrias intensivas en energía, como la petroquímica.

La empresa Pacific Terminal S.A. construirá un terminal marítimo para gas natural licuado (GNL) en la comuna de Monteverde, parroquia Colonche, provincia de Santa Elena. Esta empresa obtuvo la autorización de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) en octubre de 2024 para llevar a cabo esta importante obra. Las etapas del proyecto son:

- 01** | **Construcción del muelle:** Incluye una pasarela de acceso, una plataforma de maniobras y los duques de atraque.

- 02** | **Instalación de tanques de almacenamiento:** Para almacenar el GNL importado.

- 03** | **Conexión a la red de gasoductos:** Para distribuir el gas a los consumidores.

Según el Reglamento de Operaciones de Gas Natural, Pacific Terminal cuenta con un plazo máximo de cinco años para completar la construcción del terminal marítimo de gas natural. Este plazo abarca desde la obtención de los permisos hasta la puesta en marcha de la infraestructura completa, incluyendo: Terminal marítimo especializado para la carga y descarga de Gas Natural Licuado (GNL); e, infraestructura en tierra para realizar maniobras de carga y descarga.

3.3 Disposiciones legales

En el Registro Oficial Octavo Suplemento de 28 de octubre de 2024 se promulgó la “Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en la Generación de Energías calificada como urgente en materia económica”, la cual tiene por objeto promover soluciones económicas y de generación de energía renovable a fin de superar la crisis energética, optimizando el uso de recursos públicos asociados al sector eléctrico e incentivar la inversión privada en todo el territorio nacional, priorizando la diversificación de la matriz energética para lograr una transición sostenible y resiliente. En esta Ley se establecen las siguientes disposiciones generales:

“PRIMERA.- Las personas jurídicas dedicadas a la actividad de generación térmica deberán presentar planes de transición hacia tecnologías de menor impacto ambiental, como el uso de gas natural en lugar de combustibles fósiles más contaminantes, y desarrollar proyectos híbridos que combinen generación térmica con energías renovables.”

SEGUNDA.- Las personas jurídicas legalmente domiciliadas o establecidas en el país podrán importar gas natural siempre y cuando tengan los siguientes objetivos; para autoconsumo para procesos productivos, así como aquellos que tengan como fin generar energía eléctrica y sustituir el uso de otros hidrocarburos en actividades productivas realizadas dentro del país, contribuyendo a través de esta iniciativa privada a resolver la escasez energética y a disminuir la demanda de dichos combustibles. Esta importación deberá sujetarse a los requisitos técnicos, normas de calidad y control que fije la Agencia de Regulación y Control del sector.”

Adicionalmente, en la primera disposición reformativa de la citada Ley se establece que en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica se efectúen las siguientes reformas:

“Seis.- Sustitúyese el artículo 52 por el siguiente

(...) Cuando los proyectos sean identificados por la iniciativa privada y no estén incorporados en el Plan Maestro de Electricidad (PME), lo podrá desarrollar, a su riesgo, previa expresa autorización del Ministerio de Ramo quien deberá verificar la capacidad técnica, económica, jurídica y demás que se establezcan en el Reglamento y siempre que su potencia no supere los 100 MW en proyectos de energía renovable no convencional y **100 MW en proyectos de energía de transición.**

Si los proyectos de iniciativa privada superan los 100 MW en proyectos de energía renovable no convencional y 100 MW en proyectos de energía de transición, su desarrollo se sujetará a un proceso público de selección. El Estado le otorgará al promotor del proyecto los beneficios para su participación en el proceso público de selección, establecidos en la normativa aplicable.

En el proceso de construcción, operación y mantenimiento, de aquellos proyectos que sean identificados por la iniciativa privada y no consten en el PME, y por ende que no sean resultado de un PPS, **se dará prioridad y precio preferente** a proyectos que promuevan el uso de tecnologías limpias y energía renovable no convencional que posea capacidad de almacenamiento, inclusión de redes de interconexión a la red eléctrica (transmisión), que sean de hasta 100 MW y **proyectos de energía de transición de hasta 100 MW**, de conformidad con lo estipulado por la Agencia de Regulación y Control.

Únicamente se dará despacho y precio preferente a aquellos proyectos ERNC de hasta 10 MW.

3.4 Determinación del costo nivelado de la energía

El método del Costo Nivelado de la Electricidad (CNE), permite una comparación de centrales eléctricas con diferentes estructuras de generación y costo. El CNE es el resultado de la comparación de todos los costos que surgen a lo largo de la vida útil (en este caso periodo de evaluación) de la central, abarcando desde la construcción hasta la explotación de la planta, con la cantidad de energía generada a lo largo del ciclo de vida. El cálculo se puede realizar en función del método de valor actual neto (NPV por sus siglas en inglés) o del llamado método de anualidad. Al aplicar el método de valor actual neto, los gastos de la inversión, así como los flujos de pago de ingresos y gastos durante la vida útil de la central, se calculan con descuentos relacionados con una fecha de referencia y tasa de descuento común. Para ello, los valores actuales de todos los gastos se dividen entre el valor actual de la generación de electricidad.

Un descuento de la generación de energía parece incomprensible desde el punto de vista físico, pero es una consecuencia de las transformaciones matemáticas financieras, la idea principal es que la electricidad generada tiene relación con los ingresos derivados de la venta de esta energía y, por lo tanto, influye directamente en los gastos de financiamiento y operación de la central. El gasto anual total durante todo el período de vida consiste en los gastos de inversión y los costos de explotación, que se producen durante toda la vida útil. Para el cálculo de CNE [3] se aplica la siguiente expresión:

$$CNE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t} - \frac{R_v}{(1+i)^n}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

CNE	Costo nivelado de la electricidad en USD/kWh
I₀	Gastos de inversión en dólares
A_t	Costo total anual en dólares al año t
R_v	Valor Residual
M_{t,el}	Cantidad de energía anual producida (kWh)
i	El WACC o CPPC
n	Periodo de evaluación en años
t	Año de vida (1, 2, ...n)

Para el presente análisis el valor residual se considera cero, esto con base a la premisa que una vez se concluya el plazo de evaluación los bienes afectos al servicio se revierten al Estado. Los costos anuales totales se componen de costos fijos y variables para el funcionamiento de la planta, mantenimiento, reparaciones y pagos de seguros. La parte de la deuda y el capital pueden incluirse explícitamente en el análisis mediante el costo medio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés) el cual se considera como factor de descuento. El factor de descuento depende del monto del capital, la rentabilidad a lo largo de la vida útil, los costos de financiamiento y la parte de la deuda aportada. Para la determinación de los costos totales anuales en el cálculo del CNE se aplica la siguiente fórmula:

$$A_t = C_{fs} + C_{vs}$$

A_t	Costos anuales totales
C_{fs}	Costos fijos de explotación
C_{vs}	Costos operativos variables (valor de eliminación de la planta)

Mediante el uso de una misma tasa de descuento (WACC) para todos los gastos y la cantidad de electricidad generada a lo largo de la vida útil y en el mismo periodo de análisis se asegura la comparabilidad del CNE. La determinación de la tasa de descuento se realiza mediante la siguiente ecuación:

Donde:

$$WACC = \frac{C_f}{Inv_{Tot}} * (i_f * (1 - T_{il})) + \frac{C_p}{Inv_{Tot}} * (T_{cp} + T_r)$$

WACC	Costo Promedio Ponderado de Capital
C_f	Total de capital financiado
Inv_{Tot}	Inversión total
C_p	Total de capital propio
T_{il}	Tasa impositiva local 25%
i_f	Tasa de interés del capital financiado en %
T_{cp}	Tasa de rentabilidad esperada para el capital propio
T_r	Tasa de riesgo país cuando se trate de inversionista externo

3.4.1 Gastos de inversión

Para determinar la inversión se puede tomar como referencia el documento denominado “Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies.” [4], publicado en enero de 2024, por la EIA (U.S. Energy Information Administration) y la Agencia Estadística y Analítica dentro del Departamento de Energía de Estados Unidos de Norteamérica, el cual contiene estimaciones de costos y rendimiento de Sargent & Lundy para 19 casos de tecnología diferentes. Dado las disposiciones establecidas en la Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en la Generación de Energías antes señaladas, para propósitos del presente análisis se ha considerado el caso 3, denominado “Aeroderivative CTs – Simple Cycle”, el cual se describe a continuación:

Caso 3: Aeroderivative CTs – Simple Cycle

Aunque se utilizan con poca frecuencia, los generadores de pico de ciclo simple (Brayton) funcionan en modo de espera y brindan energía de respaldo vital para respaldar la confiabilidad de la red. Ofrecen flexibilidad operativa con capacidades de aumento rápido. Este caso se compone de cuatro turbinas de combustión aeroderivadas (CT) idénticas en una configuración de ciclo simple. Se basa en el uso de gas natural como combustible, aunque se prevé la posibilidad de utilizar combustible dual. El voltaje de potencia de salida se incrementa para su transmisión a la red externa a través de un patio de distribución en el sitio.

Equipamiento Mecánico:

El caso 3 está compuesto por cuatro CT aeroderivadas de combustible dual en una configuración de ciclo simple, con una potencia nominal de aproximadamente 54 MW por turbina. Después de deducir la demanda interna de energía auxiliar, la producción neta de la planta es de aproximadamente 211 MW. El conducto de aire de entrada de cada CT tiene un enfriador evaporativo para reducir la temperatura del aire de entrada en estaciones más cálidas y aumentar la salida del CT. Cada CT también está equipado con quemadores diseñados para reducir las emisiones de NO_x del CT. En el Caso 3 se incluyen unidades de reducción catalítica selectiva (SCR) para una mayor reducción de las emisiones de NO_x y catalizadores de CO para una mayor reducción de las emisiones de CO.

Sistemas Eléctricos y de Control:

El caso 3 incluye un generador eléctrico de 60 hercios (Hz) por CT con una potencia aproximada de 54 MVA y un voltaje de salida de 13,8 kV. La potencia de salida del generador se convierte a un voltaje más alto mediante transformadores elevadores del generador, para su transmisión a la red externa transmitida a través de un patio de distribución en el sitio. La instalación de ciclo simple está controlada por un sistema de control proporcionado por el fabricante del CT, complementado por controles para los sistemas de equilibrio de la planta (BOP) (por ejemplo, suministro de agua a los enfriadores evaporativos y suministro de combustible).

Otros Sistemas:

- ➔ **Suministro de gas combustible:** un ducto de media milla y una estación de medición exclusiva.

- ➔ **Línea de transmisión de alto voltaje:** Una línea de transmisión de una milla de largo.

- ➔ **Suministro de agua para enfriadores evaporativos y usos diversos:** se supone que la fuente de suministro de agua, como un sistema de agua municipal, está cerca del sitio de la planta de energía y la interconexión de agua está en el límite del sitio de la planta. Los desechos de purga del enfriador evaporativo se envían a un lugar de descarga aprobado después del tratamiento adecuado de las aguas residuales, y la ubicación de la interconexión de aguas residuales se supone en los límites del sitio de la planta de energía.

La estimación de los costos de capital se basa en un estudio de ingeniería, bajo un enfoque de contratación de adquisiciones y construcción (EPC), que cubre los “costos del propietario” (Owner's Cost), que incluyen: el desarrollo del proyecto, estudios, permisos, asuntos legales, gestión del proyecto, ingeniería, costos de puesta en marcha y puesta en servicio. Otros costos del propietario incluyen costos de interconexión eléctrica, costos de interconexión de gas y costos de adquisición de terrenos.

Tabla Nro. 3.1 Costos de Capital Estimados – Caso 3 EIA 2023

CT – Ciclo simple: 4 x Aeroderivative Class Dry Low Emissions, catalizador SCR, catalizador de CO gas natural / Backup No. 2, potencia nominal de 4 x 54 MW		
Características de la planta	Unidades	
Capacidad neta de la planta (60°F, 60% RH)	MW	211
Tasa de calor, Higher Heating Value (HHV) Basis	Btu/kWh	9447
Supuestos de costos de capital		
EPC Tarifa de contratación	% de costos directos e indirectos	9%
EPC Contingencia	% de los costes EPC	10%
Servicios del propietario	% de los costos del proyecto	12%
Contingencia del propietario	% de los costos del propietario	8%
Necesidad estimada de terreno	acres	20
Costo estimado del terreno	\$/acre	62
Costos de interconexión		
Costos de interconexión de transmisión eléctrica		
Costos de línea de transmisión en millas	\$/millas	2.412.000
Millas	millas	1,00
Expansión de subestación	\$	0
Costos de interconexión de gas		
Costos de gasoducto en millas	\$/millas	3.500.000
Millas	millas	0,50
Estación de medición	\$	2.200.000

Cronogramas típicos de proyectos

Desarrollo, permisos, ingeniería	meses	18
Tiempo de construcción de la planta	meses	22
Plazo total de entrega antes de la fecha de operación comercial	meses	40
Vida útil	años	40

Componentes del costo del EPC (Nota 1)

Equipos principales proporcionados por el propietario (Nota 2)	\$155.900.000
Otros equipos (Nota 3)	\$22.800.000
Mano de obra de construcción (Nota 4)	\$35.500.000
Costos indirectos (Nota 5)	\$19.278.000
Materiales (Nota 6)	\$10.722.000
Tarifa EPC	\$21.978.000
Contingencia EPC	\$26.618.000

EPC Subtotal

\$292.796.000

Componentes del costo del propietario (Nota 7)

Servicios del propietario	\$35.136.000
Terreno	\$1.240.000
Interconexión eléctrica	\$2.412.000
Interconexión de gas	\$3.950.000
Contingencia del propietario	\$3.419.000

Del propietario Subtotal

\$46.157.000

Costo total de capital

\$338.953.000

\$/kW net

1.606

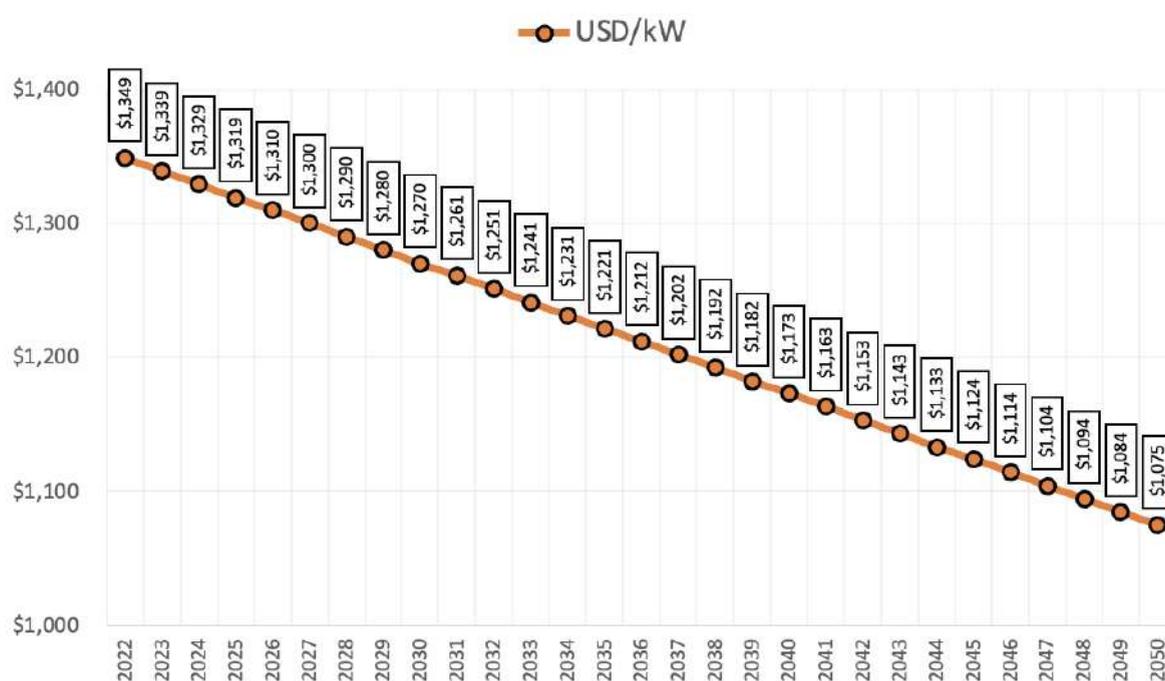
Fuente: EIA

Notas sobre el costo del capital

- Costos basados en el enfoque de contratación EPC. Los costos directos incluyen equipos, materiales y mano de obra para construir los componentes civiles/estructurales, mecánicos y eléctricos/I&C de la instalación. Las tarifas EPC se aplican a la suma de los costos directos e indirectos.
- El equipo principal proporcionado por el propietario incluye transformadores de corriente, SCR y catalizadores de CO.
- Otros equipos incluyen bombas, tanques, MCC, tableros de distribución, transformadores y cualquier otro equipo de proceso interno importante requerido para la instalación completa (excluidos los equipos principales proporcionados por el propietario).
- Los costos de mano de obra de construcción se atribuyen directamente a los trabajos civiles/estructurales en el sitio y al montaje/instalación del equipo incluido en el alcance del EPC.
- Los costos indirectos se atribuyen a la ingeniería, las adquisiciones, los servicios del proyecto, la gestión de la construcción, la ingeniería de campo, la puesta en marcha y la puesta en servicio.
- Incluyen materiales de construcción asociados con el alcance del trabajo EPC, los costos de flete de los materiales y los consumibles durante la construcción.
- Los servicios del propietario incluyen el desarrollo del proyecto, los estudios, los permisos, los aspectos legales, la gestión del proyecto, la ingeniería y los costos de puesta en marcha y puesta en servicio. Otros costos del propietario incluyen interconexión eléctrica, interconexión de gas y adquisición de terrenos.

El Departamento de Energía de EE.UU. genera estimaciones de costos de capital de las centrales eléctricas con tecnología de turbinas de gas, para varias configuraciones de proyectos a escala de servicios públicos. Para el caso de un grupo electrógeno de ciclo simple aeroderivado de 100 MW, que contempla un grupo electrógeno de turbina de gas doble con una potencia nominal de 105 MW y una eficiencia del 41,5 %, se tiene un total estimado de 123,5 millones de dólares (1.175 \$/kW instalado) y un costo fijo de operación y mantenimiento de 16,30 \$/kW [5].

Figura Nro. 3.5: CAPital EXpenditures (CAPEX): Estimaciones actuales y proyecciones futuras Nominal 233 MWnet F-Frame Turbina de combustión de ciclo simple, Tecnología Avanzada - NA



Fuente: The National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Considerando que los costos determinados por EIA se encuentran referenciados a precios de mercados fuera del Ecuador, se ha analizado un factor de ajuste que podría emplearse para el valor esperado de la inversión. Para este propósito se contempla la información publicada por el Banco Central del Ecuador de las importaciones FOB (valores en puerto de origen) y CIF (valores en puerto de destino) según el uso o destino económico de bienes de capital industriales, con lo cual se determina la relación que representa la nacionalización de las inversiones en el país, según la siguiente relación:

$$I_{\text{nac}} = \frac{V_{\text{CIF}}}{V_{\text{FOB}}}$$

- I_{nac} Índice de nacionalización
- V_{CIF} Valor en puerto de destino (Ecuador)
- V_{FOB} Valor en puerto de origen

3.4.2 Costos de operación y mantenimiento

Los costos fijos de operación y mantenimiento incluyen costos administrativos y de personal, suministros y mantenimiento de rutina menor. (No se incluyen los impuestos a la propiedad ni los seguros). Los costos fijos también incluyen la parte de pago fijo de un acuerdo de servicio a largo plazo para los CT. Los costos variables de operación y mantenimiento incluyen productos consumibles: agua, lubricantes y productos químicos. También se incluye el costo anual promedio de los eventos de mantenimiento planificados para los CT durante el ciclo de mantenimiento a largo plazo, según la cantidad de horas de operación equivalentes (EOH) que ha ejecutado el CT.

Tabla Nro. 3.2 CT Ciclo simple – Costos de operación y mantenimiento no relacionados con el combustible – 2023, Caso 3 EIA

O&M fijo – Planta (Nota 1)	Unidades	Valor
Subtotal fijo O&M	\$/kW-year	9,56 \$/kW-year
O&M variables (Nota 2)	\$/MWh	5,70 \$/MWh

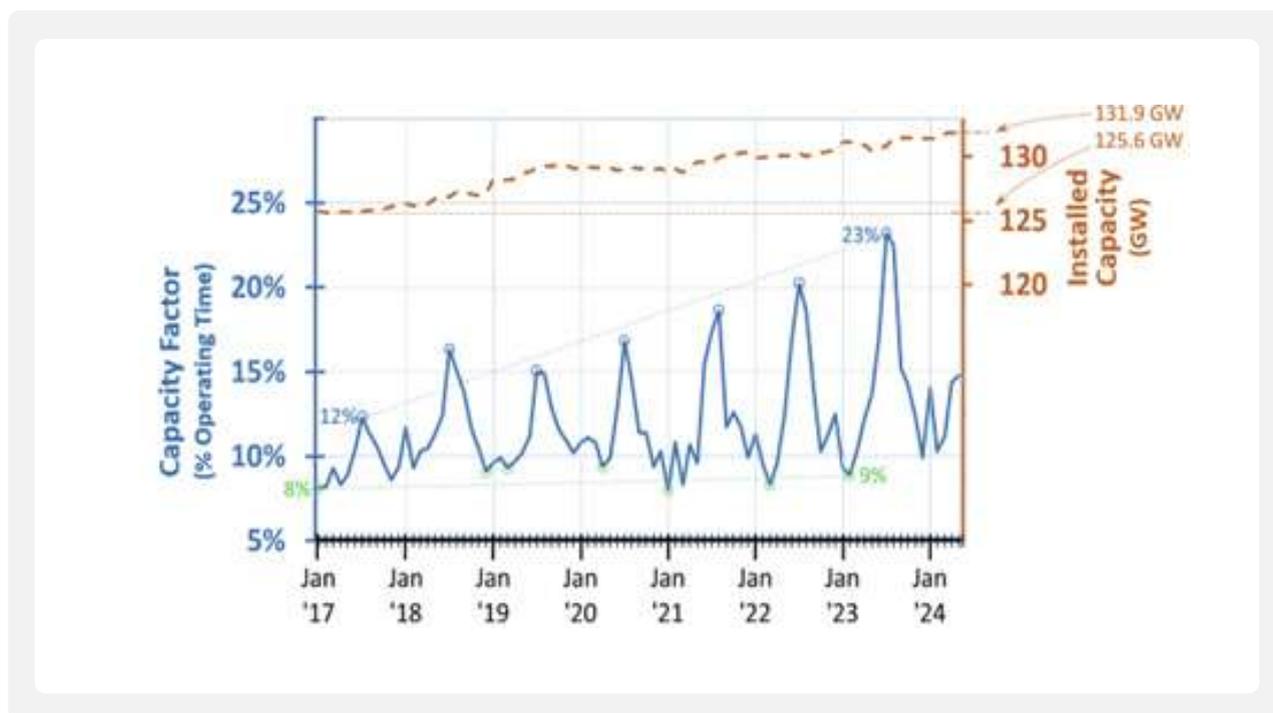
Fuente: EIA

Notas de costos de operación y mantenimiento

1. Los costos fijos de O&M incluyen mano de obra, materiales y servicios contratados, y costos generales y administrativos (G&A). Los costos de operación y mantenimiento excluyen los impuestos a la propiedad y los seguros.
2. Los costos variables de operación y mantenimiento incluyen el costo del agua y del tratamiento de descargas de agua. Estas incluyen actividades de mantenimiento mayor de turbinas que se basan en un ciclo de mantenimiento que depende de las horas de funcionamiento.

La capacidad de producción energética está determinada por el factor de planta de la central. Según la EIA las centrales eléctricas con turbinas de gas natural en ciclo abierto normalmente funcionan durante todo el año, pero son más activas durante el verano, cuando la demanda de electricidad alcanza su punto máximo y varía más. La Administración de Información Energética de los EEUU (EIA) determinó que los factores de capacidad de las plantas de ciclo simple promediaron entre el 9,6 % y el 14,1 % entre 2017 y 2023. Sin embargo, los picos de verano han superado el 12 %, llegando a veces hasta el 23 %. Los picos de utilización de verano han aumentado rápidamente, mientras que la utilización de invierno aumentó solo levemente. Esto ha dado como resultado una oscilación del factor de capacidad de invierno a verano del 4 % en 2017, que aumentó al 14 % en 2023 [6].

Figura Nro. 3.6: Factores de capacidad plantas de ciclo simple



Actualmente en el Ecuador no se ha desarrollado la industria de gas natural, por lo que, es necesario establecer políticas para la producción de gas natural en el país, así como para la definición de precios de gas local o importado para usuarios finales, incluido el sector eléctrico. Bajo este escenario, se recomienda, para los análisis regulatorios pertinentes, que las proyecciones de precios de gas natural se podrían desarrollar partiendo de las proyecciones de los marcadores internacionales publicadas por la Administración de Información Energética de EEUU (EIA) (<https://www.eia.gov>), que pertenece al Departamento de Energía (DOE) (<https://www.energy.gov/>).

El uso de las series de proyección realizadas por la EIA está justificado por su condición de información pública y actualizada también por ser una entidad pública; además es información que contiene series para los principales combustibles usados en Colombia, Perú y otros país de Sudamérica para generación termoeléctrica (gas natural, diésel, carbón); el comportamiento del mercado de crudo y gas de Estados Unidos es determinante en los precios internacionales al ser este país uno de los principales productores y consumidores de estos dos energéticos; y finalmente, cuando Ecuador le interese importar gas natural probablemente lo realizará desde EEUU influenciando de esta manera los precios en Ecuador. Las series proyectadas para cada marcador provienen de dos documentos publicados por la EIA. El primero, denominado Short-Term Energy Outlook - STEO, es usado para proyectar el corto plazo y el segundo, denominado Annual Energy Outlook - AEO es usado para pronosticar el largo plazo.

En el caso de Colombia, la Unidad de Planificación Minero Energético (UPME) [8] estableció que los precios nacionales para el corto plazo se proyectan siguiendo la tendencia de crecimiento mensual del Henry Hub, para el largo plazo la tendencia anual del Henry Hub se mensualiza con la ecuación (3). Para el gas importado se asume las mismas tendencias, sin embargo, el punto de partida se calcula como el promedio de los precios FOB de compra de gas importado de los países sudamericanos, adicionalmente se le agrega un transporte marítimo hasta los puertos colombianos y un valor de regasificación. Para los precios de las fuentes de producción nacionales y de importación se usan las siguientes fórmulas:

Corto plazo:

$$G_{\text{nacional (m)}} = G_{\text{nacional (m-1)}} * TVP_{\text{HH-STEEO (m)}} \quad (1)$$

$$G_{\text{nacional (m)}} = \text{Promedio FOB}_{(m-1)} * TVP_{\text{HH-STEEO (m)}} + T_m + R_g \quad (2)$$

Largo plazo:

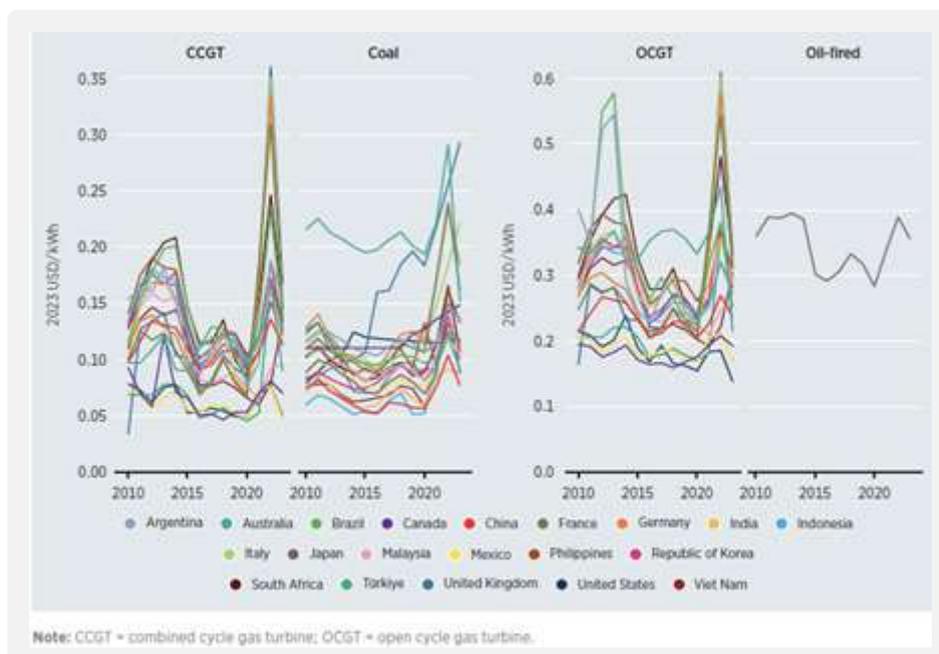
$$TVP_{\text{HH-STEEO (m)}} = TVP_{\text{HH-AEO (a)}}^{(1/12)} \quad (3)$$

$G_{\text{nacional (m)}}$	Precio en USD/MBTU al mes (m) de las fuentes de producción de gas nacional.
$TVP_{\text{HH-STEEO (m)}}$	Tasa de variación periódica del indicador Henry Hub presentado en el STEO del mes m-1 al mes m.
$G_{\text{importado(m)}}$	Precio en USD/MBTU al mes (m) de las fuentes de producto importado.
Promedio FOB _(m-1)	Promedio de precio de compra FOB de GNL desde los países Brasil, Chile, Argentina, México obtenido de ArgusMedia en el mes m-1.
T_m	Tarifa de transporte marítima.
R_g	Tarifa de regasificación.
$TVP_{\text{HH-AEO (a)}}^{(1/12)}$	Tasa de variación periódica del indicador Henry Hub presentado en el AEO del año a-1 al año a, de acuerdo al escenario seleccionado.

3.4.3 Costo Nivelado de la Electricidad (CNE)

El CNE de las plantas alimentadas con gas natural disminuyó en la mayoría de los mercados internacionales durante 2023. La disminución osciló entre el 59 % en Italia y el 13 % en Canadá, Malasia y Filipinas fueron las excepciones, que registraron aumentos de precios del 3 % y el 72 %, respectivamente [7].

Figura Nro. 3.7: LCOE en varios países del mundo determinado en el año 2023



3.5 Conclusiones

- 01 | Las perspectivas del gas natural en Ecuador son positivas y ofrecen un panorama prometedor para el desarrollo del país, sin embargo, aún existen desafíos como la necesidad de invertir en infraestructura de transporte y almacenamiento, así como la competencia con otras fuentes de energía renovable.
- 02 | El Campo Amistad representa una importante fuente de gas natural para Ecuador y su desarrollo. Con las inversiones adecuadas y el uso de tecnologías avanzadas, este campo puede convertirse en un motor de crecimiento económico y energético para el país.
- 03 | La empresa Pacific Terminal S.A. construirá un terminal marítimo para gas natural licuado (GNL) en

² Argus LNG Daily, precio en terminales Pecem, Quintero, Escobar y Manzanillo

la comuna de Monteverde, parroquia Colonche, provincia de Santa Elena. Esta empresa obtuvo la autorización de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) en octubre de 2024 para llevar a cabo esta importante obra en un plazo de 5 años.

- 04** | El método del Costo Nivelado de la Electricidad (CNE) es válido ya que se ha verificado que su uso es generalizado a nivel internacional en instituciones referenciales como el Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía Solar y la Agencia Internacional de Energías Renovables, y también ha sido adoptada y utilizada en el país por parte de la ARCONEL para la determinación de los precios de reserva.
- 05** | Los datos técnicos utilizados en el presente documento para el aprovechamiento del gas natural en centrales térmicas de ciclo abierto (factor de planta y costos de inversión), así como los costos fijos tienen referencia en el documento “Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies”, publicado en enero de 2024, por la EIA (U.S. Energy Information Administration) y la Agencia Estadística y Analítica dentro del Departamento de Energía de Estados Unidos de Norteamérica, el cual contiene estimaciones de costos y rendimiento de Sargent & Lundy para 18 casos de otras tecnologías.
- 06** | El escenario de recuperación de la inversión planteado en la metodología de cálculo y por lo tanto los resultados del costo nivelado de energía permiten visualizar de manera clara al inversionista un retorno adecuado en sus proyectos.
- 07** | El valor de la tasa de descuento empleado para la determinación del valor presente neto de los costos e inversión, así como de la energía producida contempla de manera técnica los principales componentes de la estructura de capital como: tasa de interés de crédito, tasa de oportunidad del inversionista, riesgo país y tasa impositiva local. Además, contempla desde el punto de vista financiero aspectos que permiten considerar elementos como: la tasa de interés de crédito, la amortización del capital, el rendimiento esperado por el inversionista, el riesgo país (en caso de inversión extranjera) y la tasa impositiva local.

3.6 Recomendación

En el Ecuador no se ha desarrollado la industria de gas natural, por lo que, es necesario establecer políticas para la producción de gas natural en el país, así como para la definición de precios de gas local o importado para usuarios finales, incluido el sector eléctrico, para cuyo efecto se recomienda que las proyecciones de precios de gas natural se podrían desarrollar partiendo de las proyecciones de los marcadores internacionales publicadas por la Administración de Información Energética de EEUU (EIA), en razón que esta información contiene series para los principales combustibles usados en Colombia, Perú y otros país de Sudamérica para generación termoeléctrica (gas natural, diésel, carbón); y, que el comportamiento del mercado de crudo y gas de Estados Unidos es determinante en los precios internacionales al ser este país uno de los principales productores y consumidores de estos dos energéticos.

3.7 Referencias

- [1] Informe de costos de tecnologías de generación, Comisión Nacional de Energía de Chile, 2020.
- [2] PMI, La guía de los fundamentos para la dirección de proyectos, Project Management Institute, Inc., 2017.
- [3] Christoph Kost, «Levelized Cost Of Electricity Renewable Energy Technologies,» Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems ISE, Baden Wurtemberg, 2018.
- [4] Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies, EIA (U.S. Energy Information Administration), 2024.
- [5] Capital Cost Report, Gas Turbine World, 2024.
- [6] Monthly U.S. simple cycle natural gas turbine capacity factor and installed capacity (January 2017-MAY 2024), EIA, 2024.
- [7] Renewable Power Generation Costs in 2023, Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), 2023.
- [8] Proyección de precios de los energéticos en fuente de producción y en plantas de generación enero 2022 – diciembre 2037, UPME, 2022.

Autor



Eder Santiago López

MBA Gestión de Proyectos

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Cifras del sector eléctrico

Capítulo 04 Cifras del sector eléctrico



Andrea Torres
Magíster en Energías Renovables

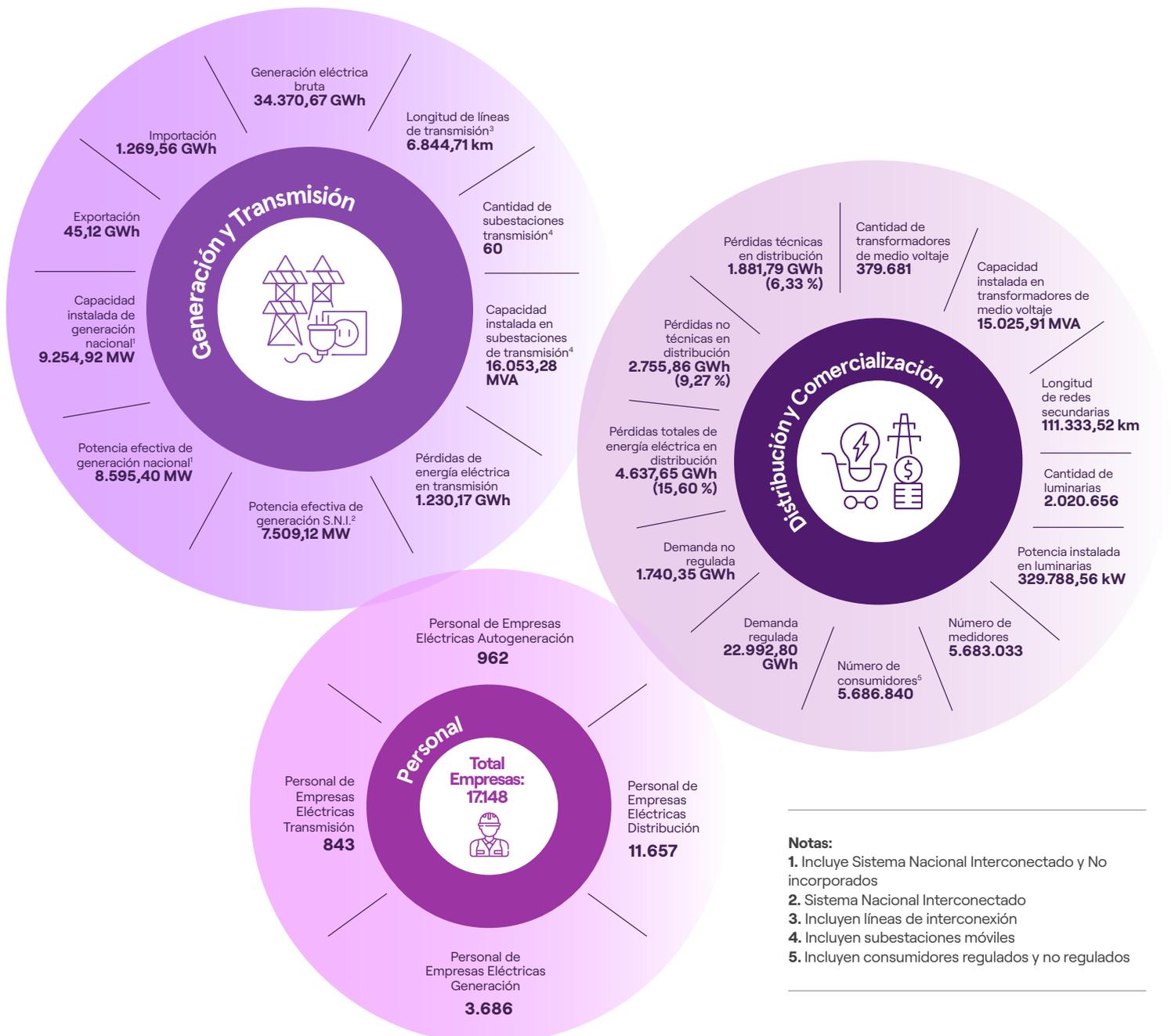


Christian Junia
Ingeniero Eléctrico

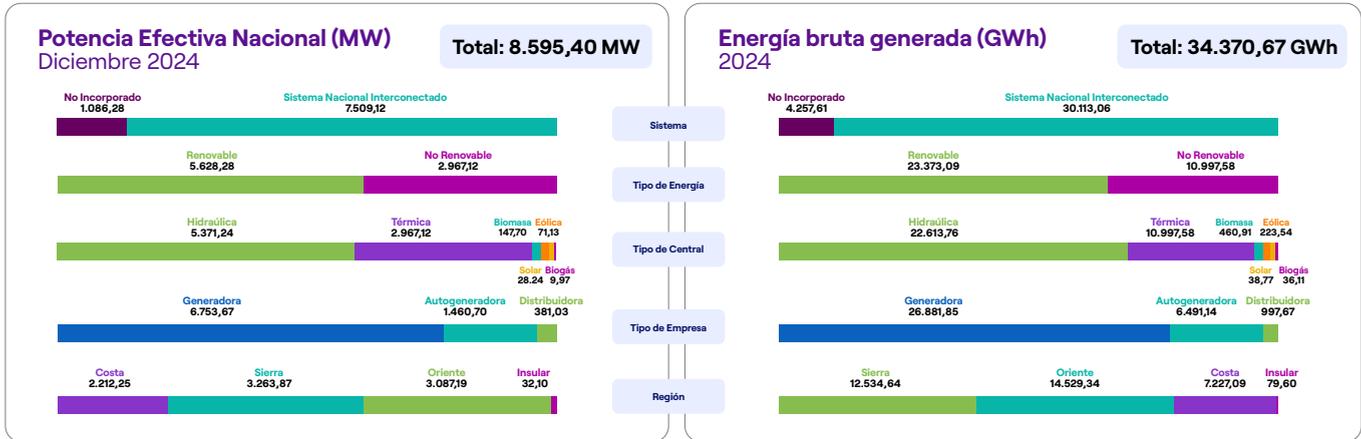


Óscar Salazar
Ingeniero Eléctrico

4.1 Cifras principales del sector eléctrico – Diciembre 2024

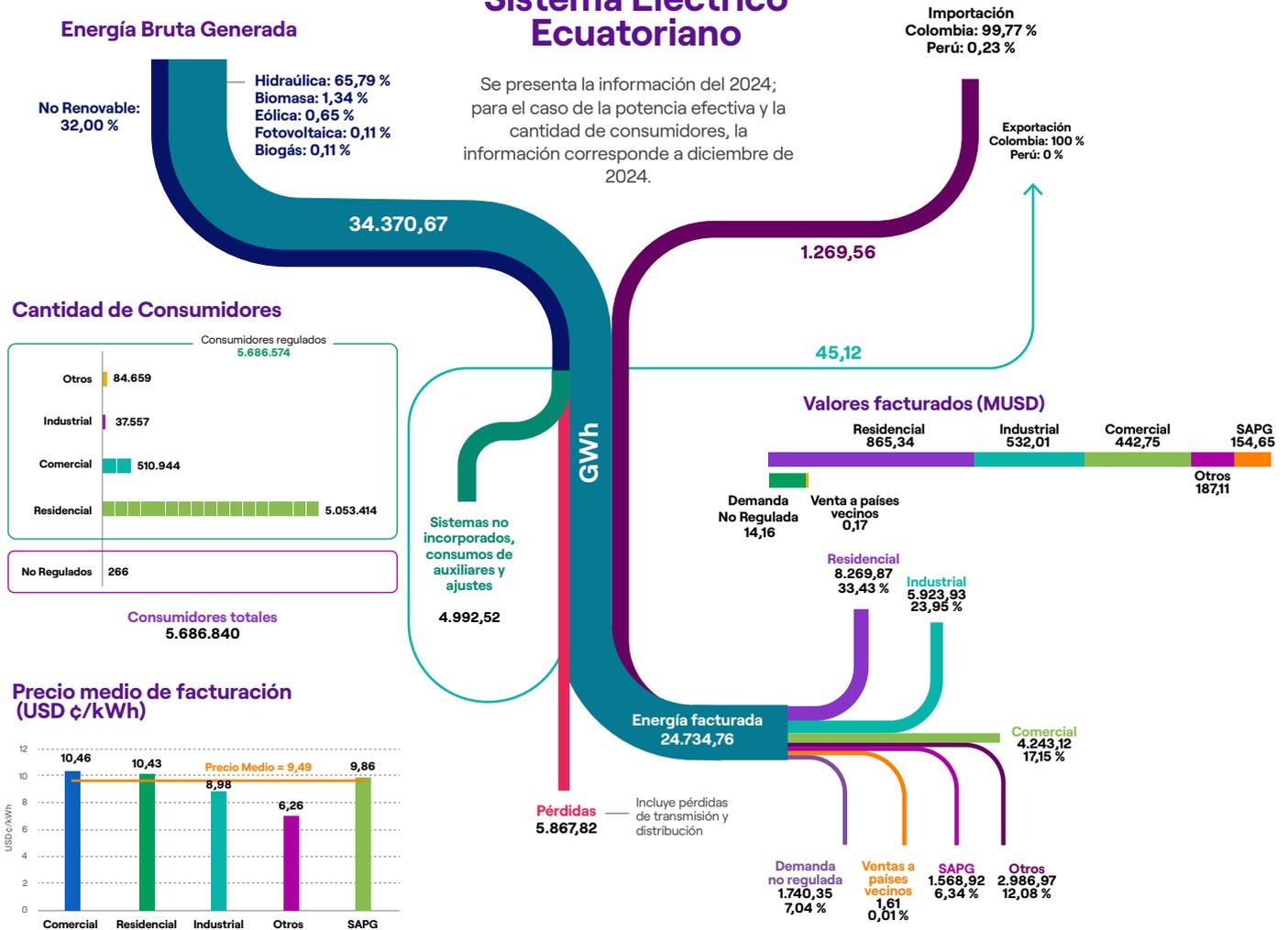


4.2 Potencia, producción de energía, consumos, facturación



Sistema Eléctrico Ecuatoriano

Se presenta la información del 2024; para el caso de la potencia efectiva y la cantidad de consumidores, la información corresponde a diciembre de 2024.



Energía facturada SPEE (GWh)



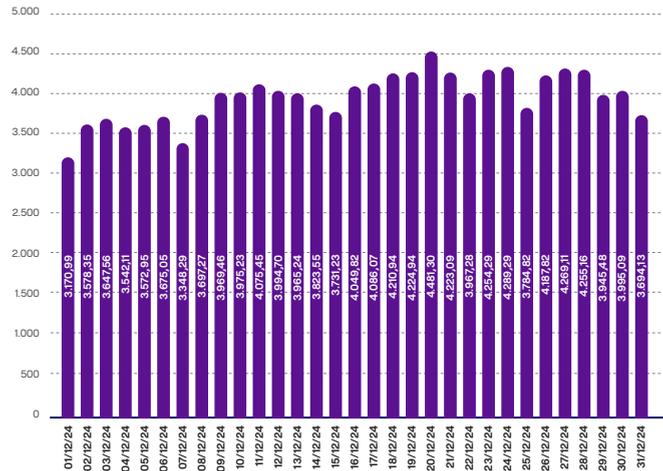
4.3 Demanda de Energía en el Sistema Nacional Interconectado

Se presenta información de demanda de potencia anual, mensual y diaria. Además, la demanda no coincidente que registraron las empresas distribuidoras en el 2024. El día de máxima demanda en el mes de diciembre se registró el 20 de diciembre de 2024

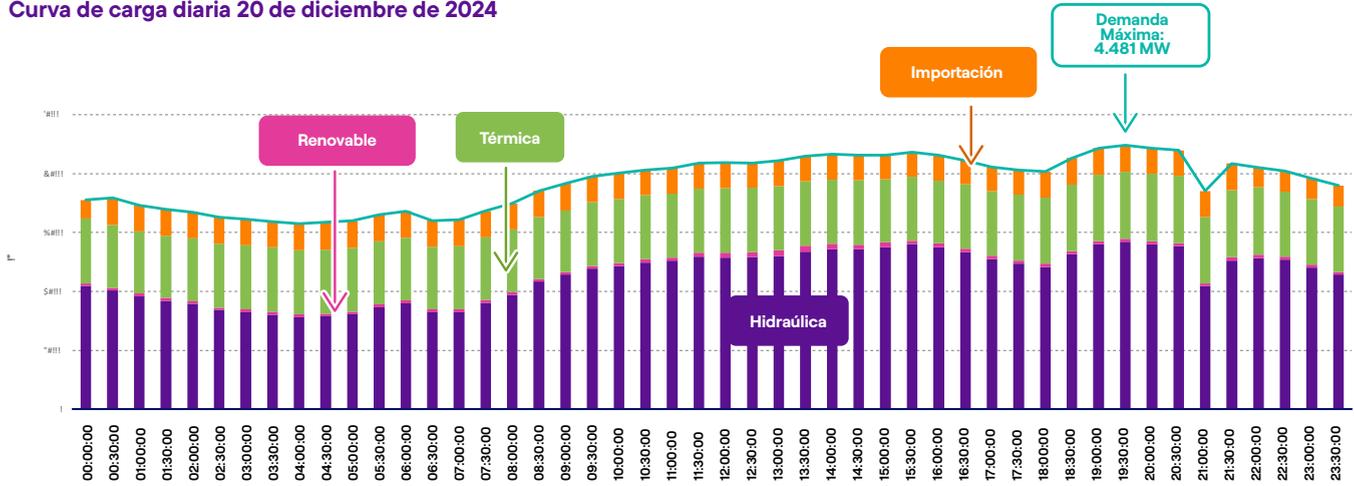
Demanda Máxima Mensual año móvil (ene - dic 2024)



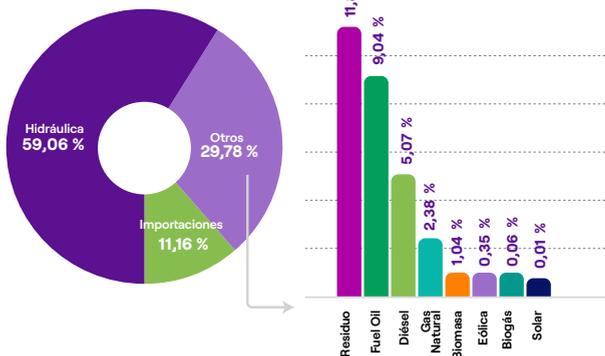
Demanda máxima diaria (MW) diciembre 2024



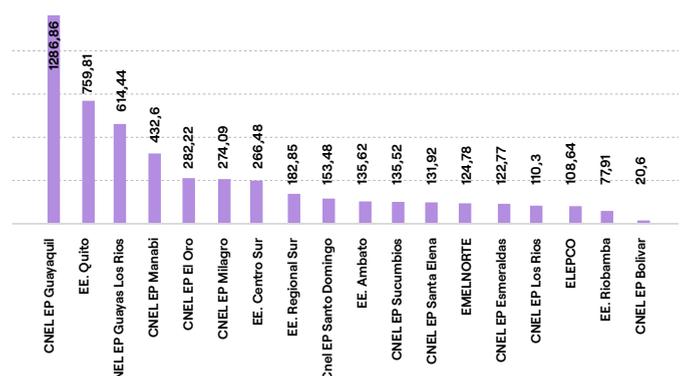
Curva de carga diaria 20 de diciembre de 2024



Producción por tipo de tecnología (20 de diciembre 2024)



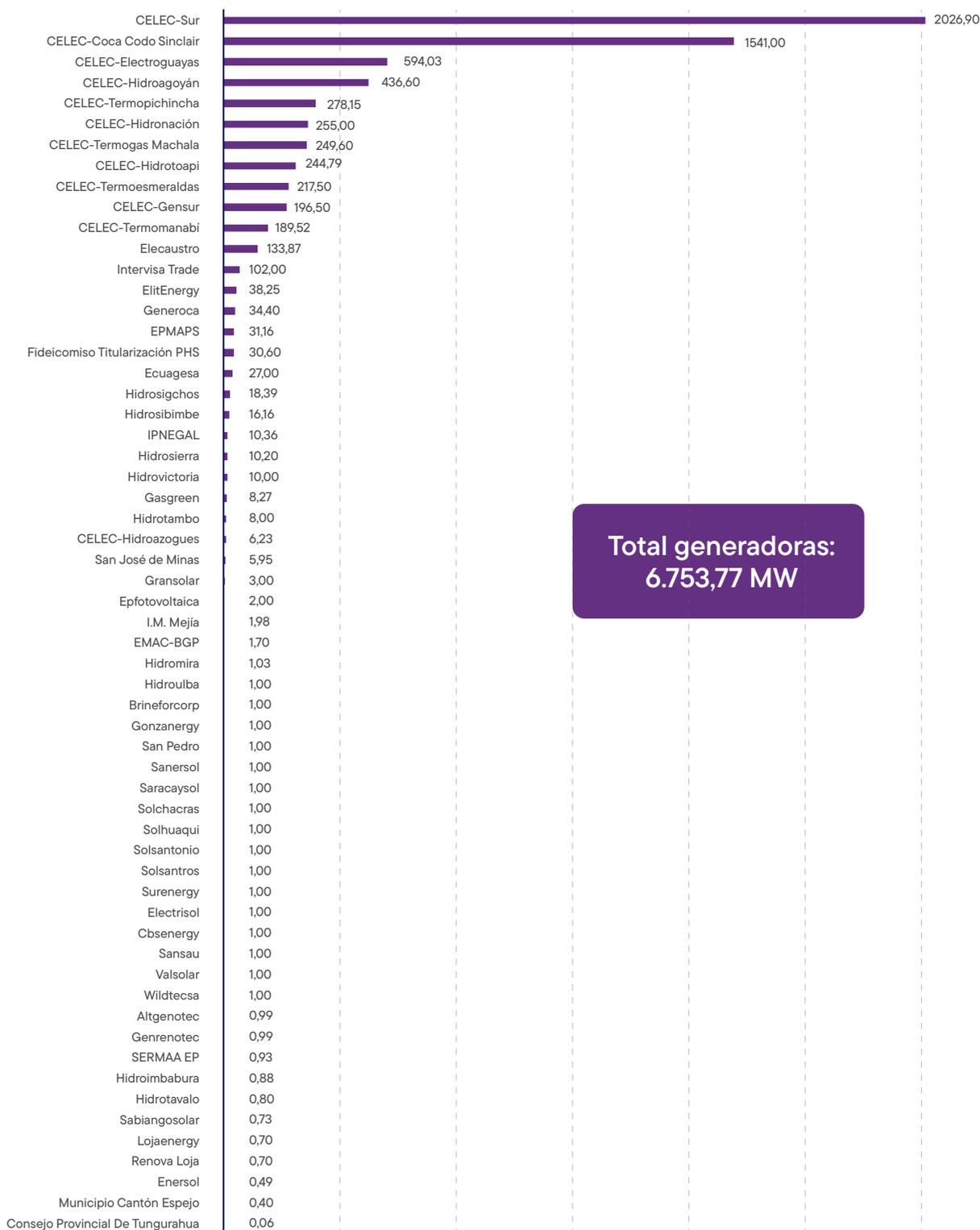
Día demanda máxima no coincidente Empresas de Distribución mes de diciembre 2024



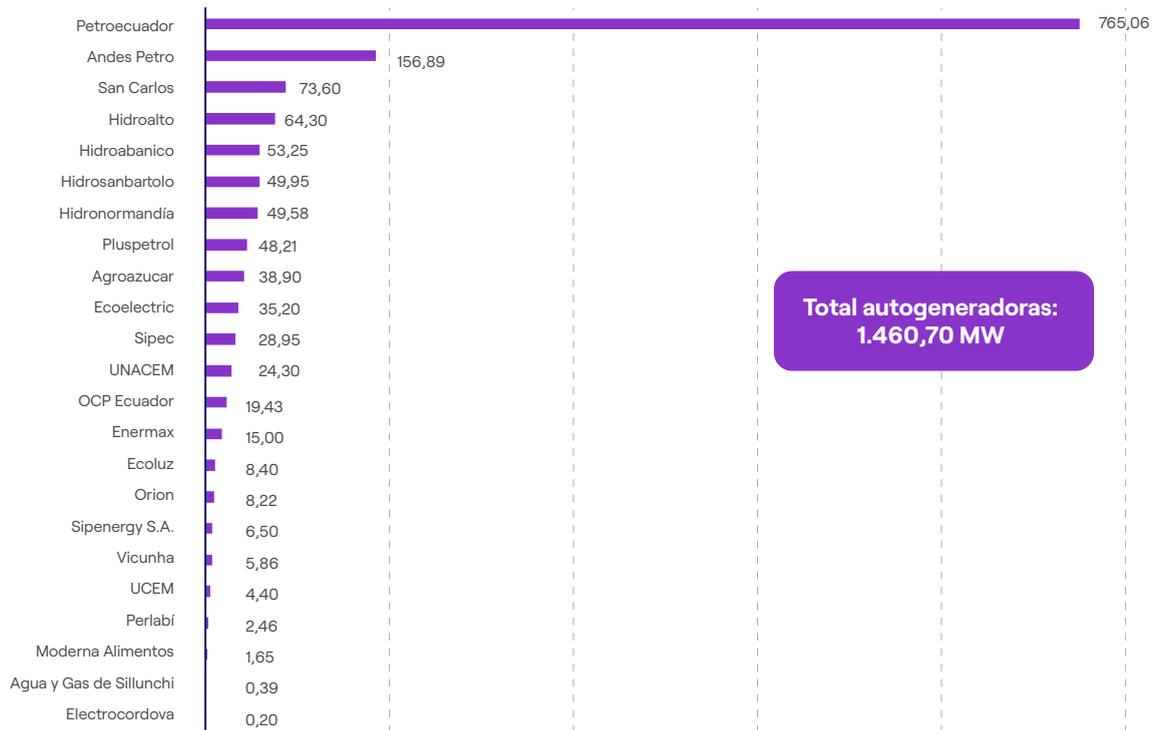
4.4 Cifras de generación

Empresas de Generación, Autogeneración, Distribución y SGDAs
 Potencia Efectiva (MW)
 Diciembre 2024

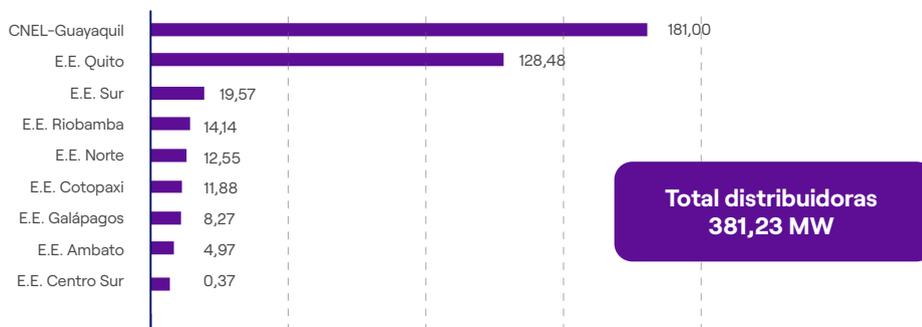
Generadoras



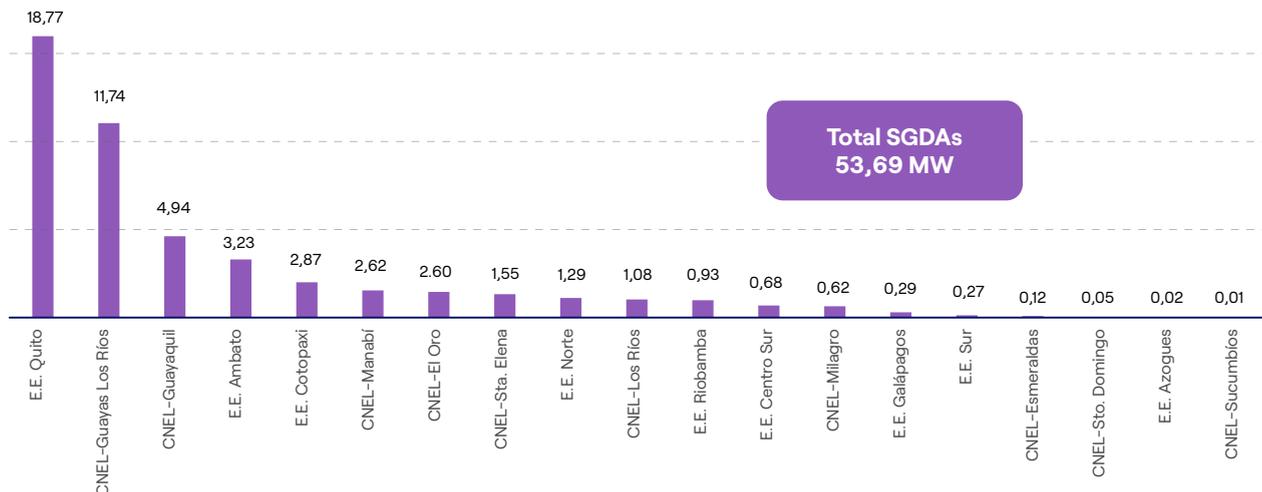
Autogeneradoras



Distribuidoras



Sistemas de generación para autoabastecimiento - SGDA's instalados en área de concesión de las Empresas Eléctricas de Distribución



4.5 Cifras de transmisión

CELEC EP TRANSELECTRIC
Diciembre 2024

Líneas de Transmisión Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Número de líneas #	Longitud (km)
Simple Circuito	138	41	2.023,19
	230	23	1.670,42
	500	6	610,00
Total Simple Circuito		70	4.303,61
Doble Circuito	138	15	530,38
	230	26	2.010,72
Total Doble Circuito		41	2.541,10
Total General		111	6.844,71

* Incluyen líneas de interconexión con Colombia y Perú

Líneas de Transmisión de Interconexión

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	7,50	15,50
Total Simple Circuito			7,50	15,50
Doble Circuito	239	Machala - Zorritos	52,72	110,00
		Pimampiro - Jamondino 1	63,02	138,70
		Pimampiro - Jamondino 2	54,20	132,00
Total Doble Circuito			169,94	380,70

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

4.6 Cifras de distribución y comercialización

Empresas de distribución y comercialización
Diciembre 2024

Infraestructura de Distribución

Empresa	 Media tensión	 Transformadores		 Baja tensión	 Luminarias		 Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.445,61	6.720	102,62	3.725,68	28.956	4.766,38	72.819
CNEL-El Oro	5.919,98	16.591	753,87	3.983,72	105.703	19.661,81	278.179
CNEL-Esmeraldas	5.105,12	11.178	360,95	3.184,80	61.148	11.036,71	131.134
CNEL-Guayaquil	3.845,33	40.657	2.721,54	5.943,26	199.758	32.676,12	720.823
CNEL-Guayas Los Ríos	9.156,77	36.434	1.479,68	6.051,32	115.102	20.939,05	368.324
CNEL-Los Ríos	3.844,14	11.560	379,55	2.345,15	37.287	6.716,99	148.776
CNEL-Manabí	8.890,17	31.998	1.005,03	7.835,36	148.510	26.242,95	354.704
CNEL-Milagro	4.647,49	14.151	471,25	2.362,71	58.218	11.039,46	161.504
CNEL-Sta. Elena	1.640,69	8.643	401,55	1.646,70	46.180	8.633,22	107.848
CNEL-Sto. Domingo	10.456,57	25.802	542,87	6.946,81	94.159	16.628,90	274.910
CNEL-Sucumbíos	5.601,79	11.481	311,36	4.928,52	56.266	7.683,52	110.950
E.E. Ambato	6.424,95	18.039	498,50	9.150,35	162.221	23.376,99	311.602
E.E. Azogues	885,31	2.389	73,05	1.585,71	20.291	3.519,36	41.582
E.E. Centro Sur	11.086,95	29.680	966,99	13.733,64	187.218	34.210,55	448.007
E.E. Cotopaxi	4.693,28	11.356	342,64	6.498,43	71.597	10.511,88	156.763
E.E. Galápagos	374,83	1.340	46,78	279,20	6.821	808,46	14.818
E.E. Norte	6.695,52	20.109	574,25	7.762,23	136.271	19.972,17	274.494
E.E. Quito	9.459,38	44.902	3.157,74	11.585,79	319.963	50.023,66	1.280.861
E.E. Riobamba	4.653,72	15.662	419,77	5.835,81	85.317	11.407,62	192.563
E.E. Sur	8.929,23	20.989	415,92	5.948,33	79.670	9.932,77	232.372
Total	115.756,80	379.681	15.025,91	111.333,52	2.020.656	329.788,56	5.683.033

Tipo de Consumidores por Empresa Eléctrica de Distribución

Empresa	Consumidores regulados				 Total regulados	 Total no regulados	 Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Bolívar	67.536	3.709	110	1.476	72.831	-	72.831
CNEL-EI Oro	254.608	18.777	1.525	3.794	278.704	1	278.705
CNEL-Esmeraldas	121.521	7.433	303	2.450	131.707	2	131.709
CNEL-Guayaquil	638.864	74.210	2.093	5.670	720.837	46	720.883
CNEL-Guayas Los Ríos	341.331	20.197	798	6.032	368.358	18	368.376
CNEL-Los Ríos	138.897	7.870	326	1.895	148.988	1	148.989
CNEL-Manabí	330.165	18.728	475	5.349	354.717	8	354.725
CNEL-Milagro	146.719	12.248	178	1.693	160.838	6	160.844
CNEL-Sta. Elena	97.805	6.592	155	1.741	106.293	2	106.295
CNEL-Sto. Domingo	244.134	27.091	285	3.417	274.927	4	274.931
CNEL-Sucumbios	95.630	12.434	436	2.514	111.014	-	111.014
E.E. Ambato	269.718	30.559	5.946	5.449	311.672	6	311.678
E.E. Azogues	37.809	2.795	433	617	41.654	1	41.655
E.E. Centro Sur	401.031	38.694	4.765	6.985	451.475	2	451.477
E.E. Cotopaxi	138.906	12.452	3.156	2.327	156.841	3	156.844
E.E. Galápagos	11.707	2.382	182	574	14.845		14.845
E.E. Norte	238.327	29.426	2.617	3.581	273.951	6	273.957
E.E. Quito	1.105.255	145.796	11.931	18.765	1.281.747	159	1.281.906
E.E. Riobamba	168.831	19.732	647	3.359	192.569	1	192.570
E.E. Sur	204.620	19.819	1.196	6.971	232.606	-	232.606
Total	5.053.414	510.944	37.557	84.659	5.686.574	266	5.686.840

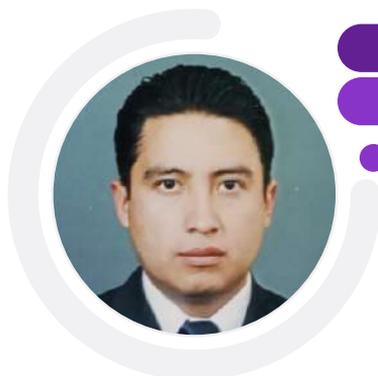
Autores



Andrea Torres

Magíster en Energías
Renovables

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Christian Junia

Ingeniero Eléctrico

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Oscar Salazar

Ingeniero Eléctrico

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Consejo Editorial



MARISOL DÍAZ
Ing. Sistemas Informáticos



ANDRÉS CHILES
Ingeniero Eléctrico



ANDREA TORRES
MSc. Energías Renovables



KELVIN OJEDA
Ingeniero de Software



SANTIAGO LÓPEZ
MBA. Gestión de Proyectos

COORDINACIÓN GENERAL

Liliana Zuñiga Torres
Coordinadora Nacional de
Regulación Eléctrica

DIRECCIÓN GENERAL

Andrés Chiles Puma
Director Técnico de Estudios,
Información e Innovación

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade T.

FOTOGRAFÍAS

CELEC-Sur
Mario Alejandro Tapia
Sofía Andrade
Marisol Díaz Espinoza

AUSPICIO

Banco Interamericano de Desarrollo – BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 27
Quito – Ecuador, marzo 2025
Todos los derechos reservados

Cochasquí, Pichincha
Marisol Díaz Espinoza



San Lorenzo, Esmeraldas
Mario Alejandro Tapia



Casa de máquinas, Azuay
Central Mazar CELEC-Sur

Paisaje, Azuay
CELEC Hidropaute



PANORAMA

ELÉCTRICO 2025



@Arconel



@Controlelectrico_Ec



@Arconel_EC

www.controlelectrico.gob.ec



EL NUEVO
ECUADOR

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad