

Expansión, operación y análisis de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico colombiano a futuro

Informe Final

Junio 2025

Estudio para el Ministerio de Minas y Energía de Colombia

Autores:

Rodrigo Moreno, Universidad de Chile – ISCI

rmorenovieyra@uchile.cl

Guillermo Jiménez, Universidad de los Andes, Colombia

ga.jimenez@uniandes.edu.co

Claudia Rahmann, Universidad de Chile

Pamela Acuña, Universidad de Chile – ISCI

Norymar Becerra, Universidad de los Andes, Colombia

Matías Olivares, ISCI

Yerko Orellana, Universidad de Chile – ISCI

Mario Ríos, Universidad de los Andes, Colombia

Revisor:

Harold Salazar, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia

Participantes:

Nessim Assad, Polen

Juan Carlos Bedoya, Ministerio de Minas y Energía

Alfonso Blanco, Ivy

Vanina Camacho, SimSEE

Ruben Chaer, SimSEE

Nadia Combariza, Polen

Felipe Corral, Polen

Juan Domínguez, Ministerio de Minas y Energía

Wilder Echeverría, Ministerio de Minas y Energía

Guillermo Flieller, SimSEE

Esteban Jurado, Ministerio de Minas y Energía

José Medardo, Ministerio de Minas y Energía

Ramón Méndez, Ivy

Luis Orjuela, Ministerio de Minas y Energía

Carlos Saldarriaga, UPME

Esteban Tobón, XM

Diana Velandia, Ministerio de Minas y Energía

Mariana Villegas, Polen



Tabla de contenidos

Resumen ejecutivo	4
1. Introducción	8
1.1. Motivación y objetivos	8
1.2. Plan de trabajo y destinatario de este informe	9
2. Metodología y caso de estudio	11
3. Planificación y operación estática	12
3.1. Hipótesis de simulación	12
3.2. Resultados	13
3.3. Plan de expansión óptimo	14
4. Estudios de estabilidad	15
4.1. Base de datos para análisis de red	15
4.2. Selección de puntos de operación críticos	15
4.3. Contingencias críticas	18
4.4. Medidas correctivas	19
4.5. Resultados	20
5. Conclusiones y recomendaciones regulatorias	23
Referencias	25
Anexo	26

Resumen ejecutivo

Colombia se ha comprometido a alcanzar la carbono-neutralidad al año 2050, lo que implica transformar su matriz energética mediante la adopción de tecnologías libres de emisiones. Actualmente, la generación depende en gran medida de fuentes hidráulicas (61%), complementadas por gas natural y carbón. Para avanzar hacia la descarbonización, es necesaria la incorporación de energías renovables variables (ERV) en un mayor nivel, en particular solar y eólica, cuyo potencial técnico estimado supera ampliamente la capacidad instalada actual.

En este contexto, el presente estudio tiene como objetivo **identificar las condiciones habilitantes para una transición segura hacia una matriz renovable**. Los objetivos específicos comprenden: proponer un plan óptimo de expansión del sistema; evaluar su operación futura; analizar su estabilidad frente a contingencias críticas; y definir medidas correctivas para garantizar su confiabilidad.

Metodología y caso de estudio

El estudio propone una metodología en dos etapas, para identificar las condiciones habilitantes que permitan avanzar en la transición energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En la primera etapa (realizada por Ivy y considerada como dato de entrada por ISCI-Uniandes) se determina un portafolio óptimo de expansión de generación para el período 2024-2037¹, mediante el modelo SimSEE, que permite representar en detalle la variabilidad e incertidumbre de los recursos hídricos, solares y eólicos. Además, el modelo proyecta el despacho de generación para una amplia distribución de escenarios posibles. Los datos de entrada, incluyendo información sobre generación, transmisión y modelos dinámicos, fueron proporcionados por XM, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

En la segunda etapa se realiza un análisis dinámico de estabilidad sobre escenarios críticos, definidos por condiciones como baja inercia en la región Caribe y alta penetración de energías renovables variables. Para estos escenarios se evalúan contingencias relevantes mediante simulaciones RMS, utilizando el software DlgSILENT PowerFactory. En caso de detectar problemas de estabilidad, se aplicó un proceso iterativo para definir medidas correctivas, como la instalación de condensadores sincrónicos (CS) y el refuerzo del sistema de transmisión. Esta etapa se dio por concluida una vez verificada la estabilidad del sistema frente a todas las contingencias simuladas.

Planificación y operación estática²

Utilizando la herramienta SimSEE, se modeló una expansión del SIN basada en energía solar y eólica, complementada con generación hidráulica flexible. Los resultados confirman que, incluso en años secos, el sistema puede operar sin racionamientos y reducir drásticamente las emisiones de CO₂. Hacia 2037, más del 95% de la energía podría provenir de fuentes limpias, disminuyendo el uso de gas natural y

¹ También, este periodo es consistente con Plan Indicativo de Expansión de la Generación (https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansion_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf).

² La Fundación Ivy desarrolló la planificación y operación estática, la cual fue posteriormente entregada a ISCI-Uniandes para la realización de estudios eléctricos más detallados.

permitiendo el retiro del carbón sin afectar la suficiencia del sistema. Además, se identifican ajustes necesarios en la regulación y la infraestructura de transmisión. Los resultados demuestran que la transición energética en Colombia es viable y eficiente. En la Figura 1 se muestra la proyección de capacidad instalada por tecnología para el SIN en el horizonte de estudio.

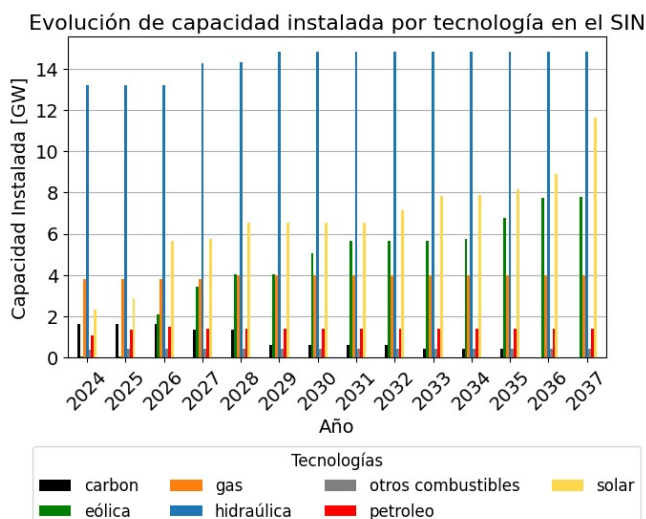


Figura 1: Capacidad instalada prevista para el SIN.

Estudios de estabilidad

La transformación de la matriz energética plantea desafíos técnicos asociados a la reducción de la inercia y de la capacidad de cortocircuito, lo que exige la adopción de medidas complementarias para garantizar la estabilidad del SIN. Para el análisis se seleccionaron escenarios críticos en 2028 y 2037, caracterizados por una alta penetración renovable, tales como demanda neta mínima e inercia mínima en la región Caribe. Sobre estos, se analizaron fallas críticas en líneas HVAC, pérdida de generadores relevantes y fallas en el futuro enlace HVDC. Las simulaciones revelaron que, sin medidas correctivas, el sistema no logra mantener la estabilidad ante ciertos eventos. Para mitigar estos problemas se propusieron las siguientes acciones:

- Configuración de plantas ERV en modo control de tensión.
- Refuerzo de líneas clave del sistema de transmisión (como Primavera–Bacatá).
- Instalación de CS, priorizando zonas débiles como la región Caribe.

En total, se realizaron 118 simulaciones dinámicas. Los resultados muestran que, con la implementación de las medidas correctivas propuestas, el sistema mantiene su estabilidad en tensión, ángulo y frecuencia, incluso bajo escenarios altamente exigentes. Se confirma que es posible operar el SIN con más de 80% de participación ERV manteniendo la seguridad del sistema.

En la Figura 2 se presentan ejemplos representativos de los análisis dinámicos realizados en este estudio.

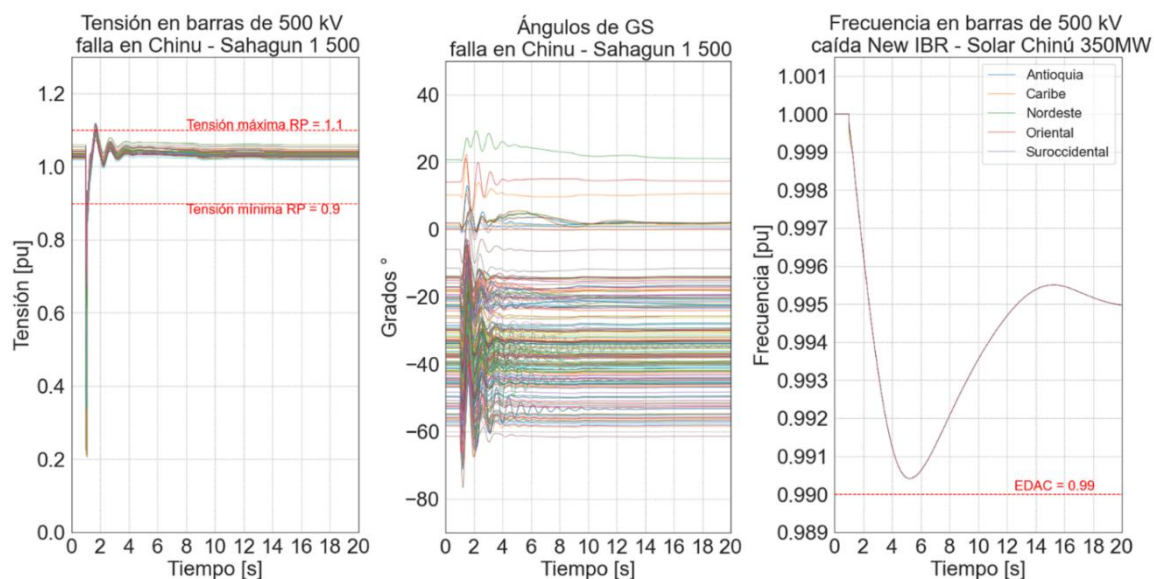


Figura 2: Ejemplos representativos de los resultados obtenidos al realizar las simulaciones dinámicas, para estudiar el efecto de implementar las medidas correctivas, sobre el SIN al año 2028.

Estimación de Costos de Medidas Correctivas

El portafolio de medidas contempla la instalación de 1.794 MVA en 2028 y 3.194 MVA en 2037 en CS, con un costo estimado de USD 838 millones y USD 1.538 millones, respectivamente. Si este costo se internaliza como un costo sistémico, representaría un recargo de aproximadamente 1 USD/MWh para los consumidores. En la Tabla 1 se presenta el detalle de la estimación de costos.

Tabla 1: Estimación de costos asociados a la instalación de los condensadores sincrónicos.

Tipo de condensador sincrónico	Costo unitario	Capacidad total requerida al 2028	Capacidad total requerida al 2037	Costo total del portafolio al 2028	Costo total del portafolio al 2037
	MUSD/MVA	MVA	MVA	MUSD	MUSD
Nuevos	0,50	1.400	2.800	700	1.400
Reconvertidos	0,35	394	394	137,9	137,9
Total		1.794	3.194	837,9	1.537,9

Conclusiones y Recomendaciones Regulatorias

- El estudio de expansión óptima y estabilidad dinámica demuestra que Colombia puede avanzar hacia una matriz eléctrica altamente renovable, segura y de bajo costo.
- La descarbonización de la matriz energética del SIN requiere, en el mediano y largo plazo, una incorporación progresiva y masiva de ERV. Este proceso implica reemplazar gradualmente las centrales térmicas a carbón, en coherencia con los compromisos de carbono-neutralidad adoptados por el país.
- Estudio confirma que es técnicamente factible operar el SIN con un despacho de ERV superior al 80%, siempre que se implementen medidas correctivas orientadas a preservar la estabilidad. Entre dichas

medidas, se propone la instalación de CS y el refuerzo de enlaces estratégicos del sistema de transmisión, como la línea Primavera–Bacatá.

- La capacidad de CS propuesta —1.794 MVA en 2028 y 3.194 MVA en 2037— se encuentra dentro del rango planteado por la UPME en el “Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica” (750 a 4.500 MVA). No obstante, se recomienda profundizar los estudios de localización y dimensionamiento óptimo para maximizar la efectividad técnica y económica de estas instalaciones.
- Se sugiere evaluar mecanismos de flexibilidad regulatoria que reconozcan el aporte de servicios complementarios por parte de unidades ERV, tales como control de frecuencia y tensión. Estos servicios podrían reducir parcialmente los requerimientos de compensación síncrona.
- El uso de convertidores *grid-forming* se identifica como una alternativa tecnológica complementaria a los CS. La coexistencia de ambas soluciones podría configurar un portafolio más eficiente y adaptable a diferentes zonas del sistema, especialmente en regiones con alta penetración renovable y baja inercia, como el Caribe.
- El costo de implementar los CS se estima en 838 millones de dólares para 2028 y 1.538 millones para 2037. Internalizado como un costo sistémico, implicaría un recargo cercano a 1 USD/MWh.

1. Introducción

1.1. Motivación y objetivos

Colombia ha establecido como meta alcanzar la carbono-neutralidad al año 2050, conforme a lo dispuesto en la Ley 2169 de 2021 [1] y en la Estrategia climática de largo plazo (E2050) [2]. Para lograr este objetivo, resulta imprescindible avanzar en la descarbonización de la matriz de generación eléctrica, mediante el reemplazo progresivo de fuentes fósiles por tecnologías libres de emisiones. Esta política, consistente en las dos últimas administraciones, busca reducir la dependencia del carbón, garantizando sostenibilidad económica y aceptación social. Sin embargo, el debate nacional requiere de análisis técnicos independientes que cuantifiquen los impactos económicos y operativos de la transición. Además, la fuerte dependencia del sistema eléctrico colombiano de la generación hidráulica lo hace vulnerable a fenómenos climáticos como El Niño, lo que refuerza la necesidad de diversificar y fortalecer su resiliencia.

En la actualidad, la matriz eléctrica colombiana se compone principalmente de generación hidráulica (61%), complementada por gas natural (20%) y carbón (8%) [3]. El proceso de descarbonización requiere la incorporación masiva de energías renovables y almacenamiento, así como el retiro gradual de centrales térmicas a carbón. Estas acciones permitirían una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este contexto, las energías renovables variables (ERV), como la generación fotovoltaica y eólica, deben adquirir un papel protagónico. A modo de contexto, a nivel global, estas tecnologías han experimentado un crecimiento sostenido durante la última década, aumentando su capacidad instalada de 0,4 TW a 2 TW, lo que equivale a un incremento del 500 % [4].

Se estima que Colombia posee un alto potencial para el desarrollo de energía eólica y solar, del orden de 30 GW y 32 GW, respectivamente [5]. Esta cifra supera ampliamente la capacidad instalada total actual, que alcanza aproximadamente los 22 GW. La región con mayor potencial para la producción de energía eólica corresponde a La Guajira, donde se han observado velocidades promedio del viento de 9,8 m/s, lo que representa cerca de 18 GW del potencial eólico nacional. No obstante, la capacidad instalada actual de ERV sigue siendo limitada, representando aproximadamente un 3% de la capacidad instalada del país [5].

El reemplazo masivo de generación convencional por fuentes renovables variables plantea desafíos técnicos relevantes para garantizar una operación segura y confiable de los sistemas eléctricos. Estos desafíos se originan, principalmente, en la reducción de los niveles de inercia y de corrientes de cortocircuito, lo que incrementa la vulnerabilidad de los sistemas frente a contingencias [6]. Esta condición eleva el riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico, con eventuales consecuencias económicas y sociales significativas. En ese contexto, la incorporación a gran escala de ERV exige una revisión de las metodologías tradicionales de operación y planificación de los sistemas.

Pese a estos desafíos, diversas experiencias internacionales han demostrado que es posible avanzar hacia una transición energética segura. Países como Australia, Alemania y Chile han logrado integrar una alta proporción de energías renovables variables en sus sistemas eléctricos, mediante la adopción de medidas correctivas y la implementación de tecnologías avanzadas que permiten preservar la estabilidad y

seguridad operativa [7], [8], [9], [10], [11], [12]. En ese contexto, la incorporación de soluciones tecnológicas como condensadores sincrónicos o convertidores de electrónica de potencia con modo de control *grid-forming*, resulta fundamental para garantizar la robustez del sistema eléctrico frente a altos niveles de penetración renovable [6], [13].

En este contexto, el estudio surge como una iniciativa técnica y estratégica que reúne a la academia, la sociedad civil y expertos independientes para responder, con base en modelación avanzada, las siguientes preguntas clave:

- ¿La expansión de la generación óptima en Colombia puede estar sustentada en una alta participación de fuentes intermitentes como la solar y la eólica?
- ¿Es posible operar el sistema eléctrico colombiano de forma segura en escenarios de alta penetración renovable, incluso en los años más secos?
- ¿Puede garantizarse la estabilidad dinámica del sistema bajo estos nuevos esquemas?
- ¿Qué rol cumplen las plantas térmicas dentro de un sistema con alta renovabilidad?
- ¿Es técnicamente factible retirar las plantas a carbón sin comprometer la estabilidad y la disponibilidad de energía del sistema?
- ¿Cómo se vería afectado el consumo de gas natural del sector eléctrico?

Para responder estas preguntas, se evaluó la viabilidad técnica y económica de integrar energías renovables variables en el SIN, asegurando su operación estable y eficiente.

El presente estudio tiene como objetivo principal **identificar las condiciones habilitantes para una transición energética hacia energías renovables variables**. Por su parte, los objetivos específicos contemplan:

- i. Proveer herramientas técnicas para apoyar decisiones de planificación energética.
- ii. Definir un plan de expansión óptimo para el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- iii. Calcular la operación óptima del SIN frente a las condiciones futuras.
- iv. Analizar impactos sobre el costo marginal, señales de inversión y mecanismos de remuneración.
- v. Estudiar la estabilidad del SIN para un horizonte de largo plazo (12 años).
- vi. Proponer soluciones para garantizar la estabilidad del SIN frente a escenarios dominados por ERV.

El presente informe se estructura en cinco capítulos. El capítulo 2 describe la metodología adoptada y el caso de estudio considerado. El capítulo 3 presenta los resultados de la planificación y operación estática del sistema eléctrico. El capítulo 4 expone los estudios de estabilidad realizados, así como las medidas correctivas propuestas. Finalmente, el capítulo 5 entrega las conclusiones del estudio y las recomendaciones regulatorias dirigidas a apoyar el proceso de transición energética en Colombia.

1.2. Plan de trabajo y destinatario de este informe

El presente informe contiene un conjunto de recomendaciones regulatorias dirigidas al Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME). Fue elaborado por profesionales con experiencia en planificación

energética y modelado de sistemas eléctricos, pertenecientes a dos instituciones: Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), alojado en la Universidad de Chile; y la Universidad de los Andes de Bogotá. Además, se contó con la participación de diversos agentes del sector eléctrico colombiano (indicados al inicio de este documento). Se destaca la participación de la Fundación Ivy, que llevó a cabo las tareas de planificación y operación estática (reportadas brevemente en este informe para efectos de completitud), entregando los insumos necesarios para los estudios eléctricos más detallados desarrollados por ISCI-Uniandes. Finalmente, la Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, actuó como revisor técnico del informe, proporcionando valiosos comentarios al documento final y adhiriendo al contenido de este.

El proceso de elaboración, que se extendió por un año, contempló una activa interacción con representantes de las autoridades y actores relevantes del sector, tales como MME, UPME y XM. La participación en el proceso fue abierta y se materializó mediante talleres periódicos, permitiendo la validación técnica y política de supuestos y resultados.

Las actividades desarrolladas incluyeron:

- Cuatro talleres presenciales para socializar hipótesis y resultados.
- Taller técnico específico sobre mecanismos de contratación y ajustes regulatorios.
- Taller especializado sobre estabilidad dinámica.
- Integración de retroalimentación en los modelos finales.
- Coordinación técnica continua con instituciones locales, representantes de la autoridad y del operador del SIN.

Cabe señalar que la autoría, y por tanto la responsabilidad de las propuestas contenidas en este informe, recae exclusivamente en el equipo redactor. El conjunto de participantes colaboró a través de la entrega de insumos y retroalimentación durante todo el proceso de desarrollo. Los nombres de los autores y participantes se encuentran al inicio de este documento (página 2).

2. Metodología y caso de estudio

El estudio se desarrolló a partir de información proporcionada por entidades clave del sector, tales como el operador XM, la UPME y el propio Ministerio de Minas y Energía. El plan de expansión de la transmisión considerado corresponde al informado por XM. La elaboración del plan óptimo de expansión de generación para el período 2024-2037, utilizó la herramienta de planificación y operación SimSEE³. Este modelo se desarrolló a partir de la información de MPODE, utilizando una representación nodal en cinco regiones, conforme a los criterios técnicos establecidos por XM. Se consideraron modelos estocásticos para el modelado de recursos hídricos (iN34), eólicos (reanálisis a 100 m) y solares (índice Kt). A partir de los resultados de esta etapa se realiza una evaluación de costos, emisiones y consumo de combustibles.

Luego, a partir de este plan se determinó el despacho óptimo de los generadores del SIN bajo distintas condiciones de operación proyectadas para el horizonte de estudio. La base de datos de estos despachos fue utilizada como insumo para el análisis de estabilidad, el cual se centró en puntos de operación críticos que representan condiciones especialmente desafiantes para la seguridad del sistema, como la demanda neta mínima —asociada a una alta penetración de ERV— y la mínima inercia en la región Caribe, identificada como una de las áreas más débiles del SIN.

Sobre estos escenarios de operación se definió un conjunto de contingencias representativas en generación y transmisión, que incluyeron la pérdida de unidades de gran tamaño, cortocircuitos en líneas HVAC de 500 kV⁴ y fallas en el sistema HVDC. Estas contingencias fueron evaluadas mediante simulaciones en el dominio del tiempo RMS⁵, utilizando la base de datos actualizada del software DIGSILENT PowerFactory, provista por XM.

Cuando las simulaciones evidenciaron que el sistema no lograba superar adecuadamente ciertas contingencias, se aplicó un proceso iterativo destinado a definir medidas de mitigación que permitieran sostener el nivel de penetración renovable modelado. Este proceso comprendió:

- i. la realización de simulaciones dinámicas para cada punto de operación;
- ii. la evaluación del desempeño del sistema frente a las contingencias; y
- iii. la propuesta de medidas correctivas para abordar los problemas de inestabilidad identificados.

El ciclo se dio por concluido una vez que las simulaciones confirmaron un comportamiento satisfactorio del sistema frente a todas las condiciones críticas y contingencias analizadas. En la Figura 3 se presenta un diagrama que resume la metodología adoptada en el estudio.

³ SimSEE es una plataforma abierta para la simulación y optimización de sistemas eléctricos con alta participación de energías renovables intermitentes y condiciones hidrológicas variables. Permite el modelado estocástico con resolución horaria por región y facilita el análisis de incertidumbres, costos, operación y planificación de inversiones. Es utilizada en Uruguay desde hace más de diez años para planificar y operar un sistema con 98 % de generación renovable.

⁴ Para la selección de estas contingencias, se consideró la recomendación de XM.

⁵ Root Mean Square.

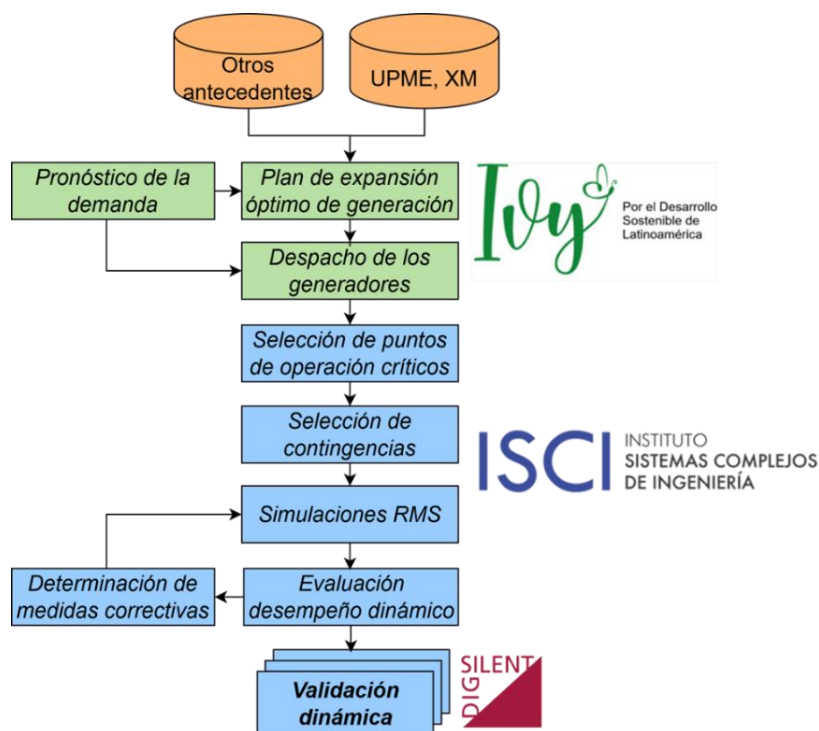


Figura 3: Metodología general utilizada en el estudio.

3. Planificación y operación estática

3.1. Hipótesis de simulación

Para garantizar la robustez del análisis técnico, se establecieron hipótesis estructurales y operativas que guiaron las simulaciones con SimSEE. Estas hipótesis fueron validadas en instancias de trabajo conjunto con actores clave del sector energético colombiano, incluyendo el MME, la UPME y XM.

Los principales supuestos que estructuraron el modelo fueron:

- **División del sistema eléctrico:** El SIN fue modelado como cinco áreas representativas del sistema colombiano, cada una con sus respectivas subestaciones, generación y líneas de transmisión, lo que permitió evaluar restricciones regionales y corredores de interconexión.
- **Infraestructura de generación y transmisión:** Se consideró toda la infraestructura existente y prevista según el MPODE – Largo Plazo (marzo 2024), incluyendo las ampliaciones de red proyectadas hasta 2026.
- **Ingreso proyectado de nuevos proyectos renovables:** Se asumió una expansión de infraestructura hasta junio de 2026, en la que el 20 % de las plantas con permiso de conexión e ingreso previsto antes de julio de 2025 se incorpora en la fecha programada (+764 MW), mientras que el 80 % restante lo hace con un año de retraso (+2.810 MW).
- **Horizonte temporal de análisis:** El modelo contempló un horizonte de expansión y operación desde junio 2026 hasta diciembre 2037, evaluando la transición durante un período crítico de reconfiguración de la matriz.

- **Condiciones de operación mínima:** Se impuso una restricción de despacho mínimo de 2 GW de potencia gestionable en todo momento, con el fin de garantizar un piso de inercia rotante suficiente para mantener la estabilidad dinámica del sistema.
- **Recursos energéticos modelados estocásticamente:** El modelo incorporó series históricas y reanalizadas de caudales, velocidad del viento y radiación solar con granularidad horaria, permitiendo simular escenarios secos, medios y húmedos, así como la variabilidad de las fuentes intermitentes.
- **Condiciones de mercado y precios:** Se adoptaron precios proyectados de combustibles y costos de racionamiento ajustados por modelos estocásticos con volatilidad y tendencias de largo plazo (según datos de la Agencia Internacional de Energía). La tasa de descuento asumida fue del 9%.

3.2. Resultados

- **Expansión óptima del sistema:** El modelo definió una expansión óptima que incorpora 9,3 GW solares y 7,3 GW eólicos *onshore*, distribuidos entre los puntos de conexión definidos en el SIN. Esta expansión fue seleccionada entre múltiples configuraciones posibles, resultando ser la que permite cumplir con la demanda proyectada al menor costo esperado. Se excluyó la incorporación de eólica *offshore* y nuevas térmicas por razones de costo y operabilidad.
- **Potencia total instalada:** Hacia el año 2037, el sistema alcanzaría una capacidad instalada total superior a los 28.000 MW, con una matriz mayoritariamente renovable: más del 95% de la generación provendría de fuentes hidráulicas, solar y eólica, mientras que menos del 5% correspondería a generación térmica, utilizada únicamente como respaldo en condiciones críticas.
- **Generación por fuente:** El análisis mostró una transición marcada hacia fuentes renovables. Para el año 2037, la energía generada provendría en su mayoría de plantas solares y eólicas (cerca del 50% del total), hidráulicas (en el entorno del 45%) y un uso puntual de plantas térmicas. Las plantas térmicas, si bien representaron solo el 5% de la energía generada, concentraron cerca del 21% de los costos totales del sistema debido a sus altos costos fijos y operativos, lo que justifica su evaluación como un "seguro altamente costoso".
- **Variación de la demanda neta y rampas:** En escenarios con alta penetración renovable, se observaron variaciones horarias de la demanda neta de hasta ± 2.500 MW, especialmente en la franja de las 17:00 a 19:00 horas. Se verificó que la combinación de generación hidráulica flexible, generación térmica mínima y vertimiento controlado de renovables permite gestionar estas rampas sin comprometer la operación del sistema.
- **Consumo de combustibles fósiles:** El consumo de gas natural del sector eléctrico se reduce de forma significativa a partir de la incorporación gradual de renovables. Incluso en años secos, el sistema logra cubrir la demanda con renovables e hidráulica sin comprometer la seguridad del suministro. Las plantas térmicas operan de forma marginal, principalmente en condiciones de mantenimiento o contingencia extrema.
- **Emisiones de CO₂:** La simulación muestra una reducción del 70% en valor medio proyectado al 2037, respecto al promedio de la última década. Esta reducción es coherente con los compromisos internacionales del país y sitúa al sector eléctrico como uno de los principales motores de descarbonización de la economía colombiana.

- **Costo medio de generación:** El análisis económico revela que la generación térmica representa el 40% del costo total de abastecimiento, aunque solamente aportaría el 7% de la energía al sistema, siendo el costo fijo asignable a las plantas térmicas el 20% del costo total.
- **Operabilidad anual en escenarios secos:** El sistema mostró capacidad de cubrir la demanda sin racionamiento, usando embalses estratégicamente y manteniendo un limitado despacho térmico, confirmando la robustez operativa del diseño.
- **Viabilidad de la salida de carboeléctricas:** El modelo evaluó la condición en que no se renuevan los contratos de las plantas a carbón al finalizar su vida útil (últimos retiros en 2035). Se concluyó que es posible la salida de operación de las carboeléctricas en ese horizonte temporal sin comprometer la estabilidad ni la confiabilidad del sistema.

Los resultados obtenidos a partir de simulaciones detalladas en SimSEE, permiten que el sistema eléctrico colombiano pueda afrontar una transición acelerada hacia una matriz renovable con alta penetración de fuentes intermitentes sin comprometer su eficiencia y al menor costo.

3.3. Plan de expansión óptimo

La evolución proyectada de la capacidad instalada del SIN evidencia una transformación estructural del parque generador, orientada hacia una matriz predominantemente renovable. En particular, se anticipa una disminución progresiva de la capacidad instalada de generación a carbón, la cual se retira del sistema conforme expiran los contratos vigentes. Esta disminución es compensada, principalmente, por el crecimiento sostenido de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, que en conjunto representan la mayor parte de la expansión prevista hacia el final del horizonte de análisis. En la Figura 4 se muestra la evolución de la capacidad instalada para cada una de las tecnologías que conforman el SIN.

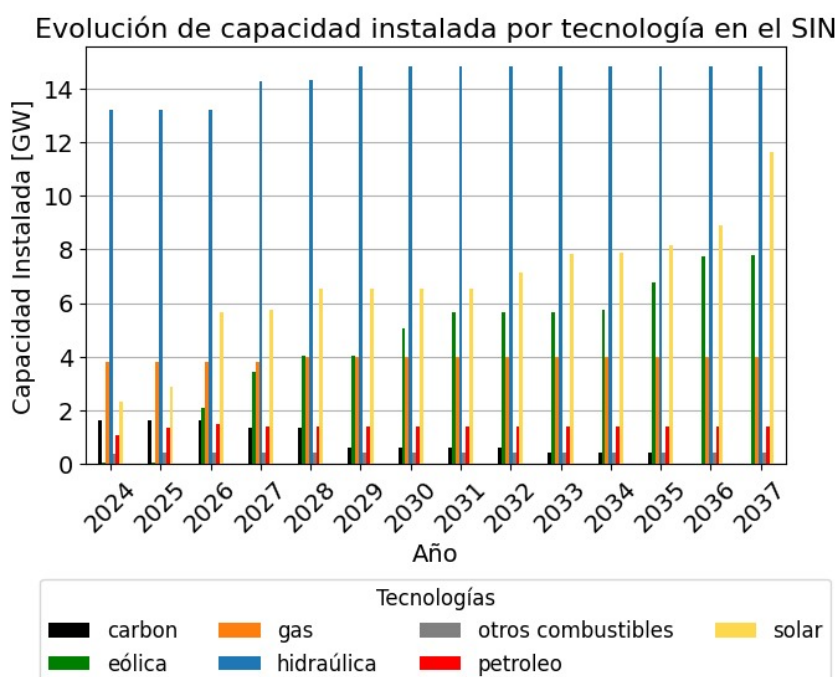


Figura 4: Capacidad instalada prevista para el SIN.

La Figura 4 evidencia un incremento significativo de Energías Renovables Variables (ERV), con una penetración creciente a lo largo del período de estudio. Este cambio en la composición tecnológica plantea nuevos desafíos en términos de flexibilidad operativa, estabilidad y requerimientos de respaldo, lo que anticipa la necesidad de incorporar medidas complementarias para preservar la confiabilidad y seguridad del sistema.

4. Estudios de estabilidad

4.1. Base de datos para análisis de red

El cálculo de la expansión y operación óptima del SIN para el horizonte de estudio incorpora ciertas restricciones destinadas a evitar escenarios de operación riesgosos. Sin embargo, no es factible representar en detalle el comportamiento dinámico del SIN a un modelo de optimización tradicional. Si bien a nivel académico han logrado avances en esta materia, aún no existen herramientas comerciales a gran escala que garanticen la factibilidad técnica de las soluciones obtenidas. En ese contexto, resulta necesario complementar el análisis con estudios de estabilidad que permitan evaluar el desempeño del sistema futuro ante contingencias críticas. De esta forma, es posible validar que el portafolio proyectado corresponde a una alternativa segura, y en caso contrario, identificar y evaluar las medidas correctivas necesarias para reforzar la red.

En este estudio, los análisis de estabilidad consistieron en simulaciones RMS mediante el *software* DigSILENT Powerfactory. Para ello, se utilizó la versión más actualizada de la base de datos de XM utilizada para el “Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo”, el cual contiene escenarios de operación de 2024 a 2033⁶ [14]. Para los sistemas de control de las ERV se utilizaron los modelos de *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), disponibles en la librería de DigSILENT Powerfactory, los cuales permiten modelar en detalle las dinámicas relevantes en sistemas con alta penetración de ERV⁷. La configuración de los modelos de planta se realizó conforme a los requerimientos estipulados en la resolución CREG 060 de 2019 [15], los cuales son: (i) regulación de frecuencia mediante control de potencia activa/frecuencia (CPF); (ii) respuesta rápida de corriente reactiva; y (iii) respuesta rápida de frecuencia (FFR por sus siglas en inglés), para el caso de plantas eólicas. Por su parte, los límites de operación y desempeño, tanto en régimen permanente como transitorio, se definieron con base en la Resolución CREG 025 de 1995 [16].

4.2. Selección de puntos de operación críticos

La alta complejidad involucrada en el desarrollo de modelos dinámicos para SEP reales, así como los tiempos de ejecución requeridos por las simulaciones, limitan la cantidad de casos que es factible evaluar en un estudio de esta naturaleza. Por este motivo, se restringe el número de simulaciones dinámicas, y se focaliza el análisis en los denominados “peores escenarios”, es decir, aquellos puntos de operación y contingencias que representan las condiciones más exigentes para la estabilidad del sistema en estudio.

⁶ Los esquemas de control de las ERV incorporados en la base de datos, no están validados por XM. Más bien se trata de modelos estándar, que no modelan la totalidad de las dinámicas relevantes para este estudio.

⁷ El principal elemento que se incorpora corresponde a los *phase-locked loop* (PLL) de las ERV, el cual puede generar problemas de estabilidad bajo ciertas condiciones, por lo que es muy relevante considerarlos en este estudio.

En SEP con altos niveles de ERV, estos puntos de operación suelen corresponder a situaciones con bajo nivel de inercia y/o elevada participación renovable. Esto se debe a que, en tales condiciones, el sistema dispone de un número reducido de generadores sincrónicos, los cuales contribuyen a la mantención de la estabilidad del sistema gracias a su aporte inercial y sus corrientes de cortocircuito.

Para efectos de este estudio se analizan dos años particulares del horizonte de estudio. En primer lugar, se estudia el año 2028, debido a que corresponde a un año en el mediano plazo caracterizado por un fuerte aumento en la penetración de ERV (además, al año 2028 es posible realizar medidas correctivas, como la instalación de equipamiento, en caso de ser necesario). De acuerdo con el plan de expansión estudiado, se proyecta que en dicho año la capacidad instalada de generación fotovoltaica sobrepase la barrera de los 6 GW y la generación eólica alcance valores sobre los 4 GW. En segundo lugar, se estudia el año 2037, que corresponde al último año de análisis, y por lo tanto al año con máxima capacidad instalada de ERV.

Para cada uno de estos años, se analizan dos escenarios de operación. El primero corresponde al escenario de demanda neta mínima, en el cual se registra el nivel más bajo de generación sincrónica despachada a nivel sistémico, lo que implica elevados niveles de penetración renovable. El segundo escenario corresponde a la condición de inercia mínima en la región Caribe, zona que presenta la mayor concentración proyectada de ERV y, por tanto, un riesgo más elevado de problemas de estabilidad local.

Para seleccionar los puntos de operación, se utiliza el percentil 5, con el objetivo de excluir valores atípicos (*outliers*) que presentan una probabilidad de ocurrencia mínima. De este modo, los puntos seleccionados representan los escenarios más exigentes dentro del 95% de los casos previstos, lo que implica que, con alta probabilidad, el sistema operará en condiciones más robustas que las analizadas. En la Figura 5, Figura 6, Figura 7 y Figura 8 se presentan los histogramas que ilustran la distribución de los puntos de operación previstos para cada escenario (barras azules) y los cuatro puntos de operación seleccionados (línea punteada roja).

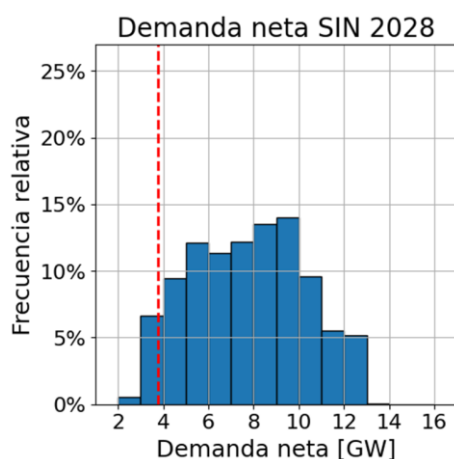


Figura 5: Histograma de los puntos de operación proyectados al 2028 en base a su demanda neta.

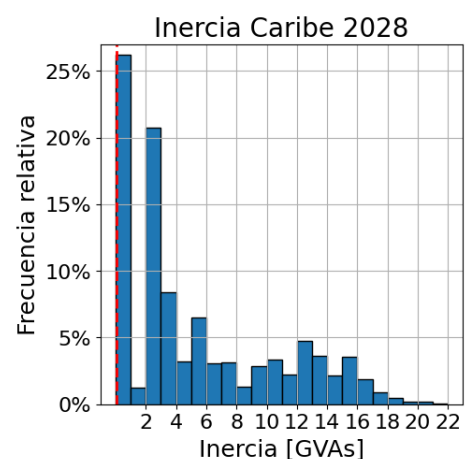


Figura 6: Histograma de los puntos de operación proyectados al 2028 en base a la inercia en la región Caribe.

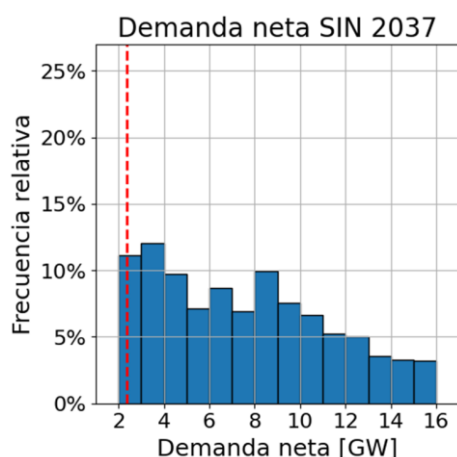


Figura 7: Histograma de los puntos de operación proyectados al 2037 en base a su demanda neta.

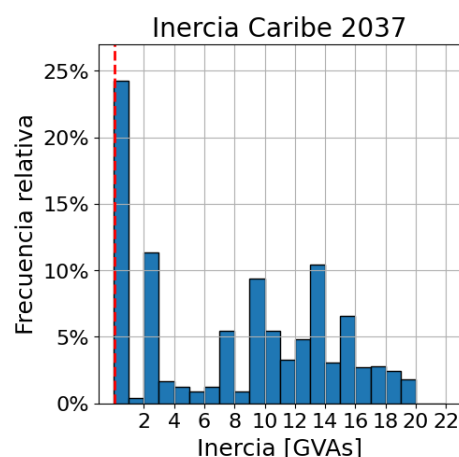


Figura 8: Histograma de los puntos de operación proyectados al 2037 en base a la inercia en la región Caribe.

Para complementar el análisis, en la Tabla 2 se muestra información adicional relevante de los puntos de operación estudiados.

Tabla 2: Información relevante adicional de los puntos de operación analizados.

Punto de operación	Demanda [MW]	Generación GS [MW]	Generación ERV [MW]	Penetración ERV [%]
Demanda neta mínima 2028	11.000	3.774	7.362	66,1
Inercia mínima en el Caribe 2028	11.291	4.329	7.077	62,0
Demanda neta mínima 2037	13.559	2.366	11.356	82,9
Inercia mínima en el Caribe 2037	14.209	2.498	12.065	82,8

De la tabla se observa que todos los puntos de operación estudiados se caracterizan por un muy alto nivel de penetración de ERV. Se alcanza un nivel máximo de penetración de 83%, lo cual significa un estrés muy alto para la operación. A continuación, en la Tabla 3 se muestran los despachos (en MW) en cada zona de SIN agrupados por tipo de tecnología:

Tabla 3: Despachos (en MW) por región y tecnología para cada punto de operación estudiado.

Pto. de operación ⁸	Tipo	Caribe	Antioquía	Suroc.	Nordeste	Oriental	Total
H 2028	ERV	5.504	70	939	352	214	7.079
H 2028	GS	286	2.984	259	329	692	4.550
D 2028	ERV	5.959	71	739	382	211	7.362
D 2028	GS	261	2.556	736	243	227	4.023
H 2037	ERV	8.139	1.098	806	857	802	11.702
H 2037	GS	16	1.845	371	94	807	3.133
D 2037	ERV	7.675	1.016	692	896	1.047	11.326
D 2037	GS	66	1.755	419	65	213	2.518

⁸ H: Inercia mínima en la región Caribe. / D: Demanda neta mínima.

4.3. Contingencias críticas

Una vez caracterizados los puntos de operación a estudiar, se define el set de contingencias que serán analizadas en este estudio. De manera general, se trabaja con dos grandes grupos de contingencias: los cortocircuitos y las pérdidas de generación. Las simulaciones de los cortocircuitos tienen por objetivo estudiar la estabilidad de tensión y ángulo del SIN. Se consideraron fallas en los 9 enlaces HVAC en 500 kV más relevantes del sistema⁹. Por otra parte, se simularon pérdidas de generación para estudiar la estabilidad de frecuencia del SIN. Para ello, se consideró la pérdida de la unidad sincrónica más cargada de cada área, así como del parque ERV¹⁰ más cargado de cada área. Finalmente, es importante mencionar que considerando que se proyecta la entrada en operación de un enlace HVDC en el año 2032, para los puntos de operación de 2037 se consideran fallas en dicho sistema. En particular se analiza un cortocircuito en el enlace HVDC y en los transformadores de ambos extremos. En la Figura 9 se muestra un diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión del SIN en 500 kV, dónde se señala la localización de cada una de las fallas simuladas:

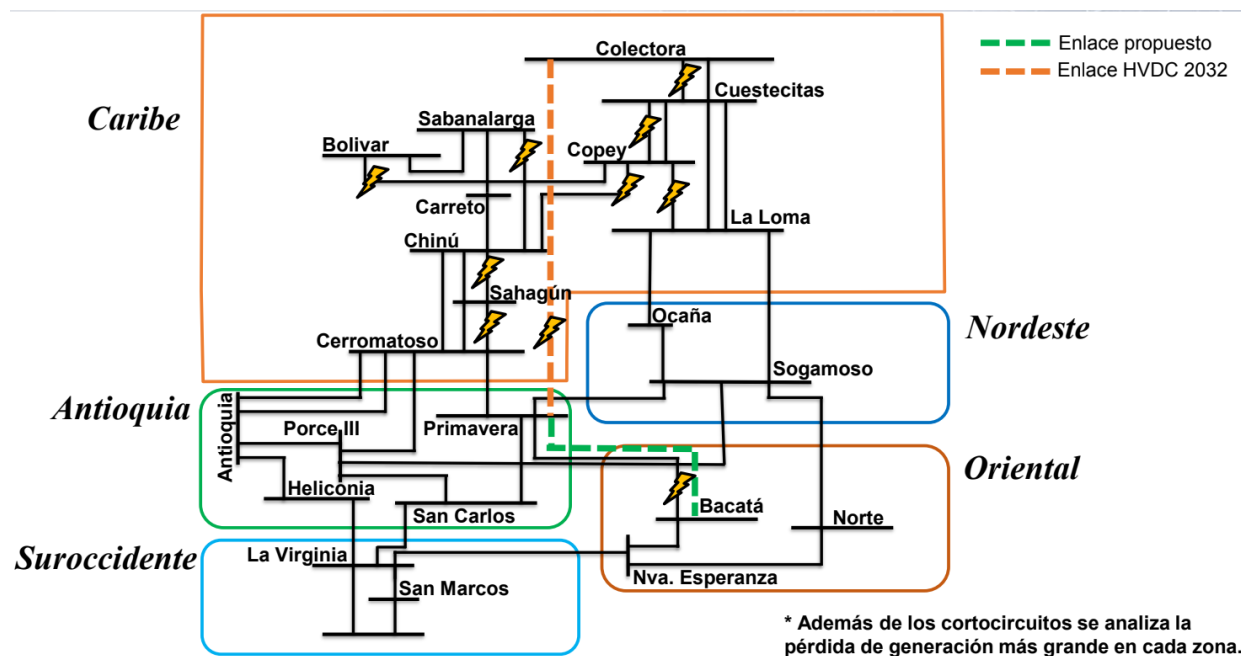


Figura 9: Localización de las contingencias estudiadas.

A continuación, se enumeran las líneas consideradas en este análisis:

- Bacatá – Primavera 500 kV.
- Bolívar – Copey 500 kV.
- Cerromatoso – Sahagún 500 kV.
- Chinú – Copey 500 kV.
- Chinú – Sabanalarga 500 kV.
- Chinú – Sahagún 500 kV.

⁹ La lista de enlaces relevantes corresponde a la recomendación de XM.

¹⁰ Es importante mencionar que la ocurrencia de este evento es altamente improbable, no obstante, de igual forma se exploró, para analizar las condiciones más desafiantes posibles.

- vii. Copey – Cuestecitas 500 kV.
- viii. Copey – La Loma 500 kV.
- ix. Cuestecitas – Colectora 500 kV.
- x. HVDC Colectora - Primavera 500 kV.

4.4. Medidas correctivas

Como era previsible, las simulaciones dinámicas evidenciaron que, ante algunas de las contingencias analizadas, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) no fue capaz de retornar a un estado de operación estable. En consecuencia, y conforme a la metodología definida, se inició un proceso iterativo orientado a identificar el conjunto de medidas correctivas necesarias para garantizar la estabilidad del SIN en todos los puntos de operación evaluados, frente al total de contingencias consideradas.

El proceso iterativo mencionado en el párrafo anterior incluyó una serie de medidas, seleccionadas con criterios de eficiencia económica:

i. **Modo de control de las renovables:**

Se abordaron ciertos problemas de estabilidad de tensión mediante la configuración de algunas unidades renovables para operar en modo de control de voltaje. Específicamente, se determinó un subconjunto de plantas que deben regular la tensión en su punto de conexión, lo que permitió mitigar los fenómenos inestables observados en las simulaciones.

ii. **Refuerzo del sistema de transmisión:**

Se detectó que el enlace Primavera–Bacatá no cumple actualmente con el criterio de seguridad N-1, ya que ante una falla en dicha línea no existe infraestructura redundante capaz de absorber el flujo transferido. Esta condición convierte a la contingencia en una de las más severas dentro del sistema de 500 kV, comprometiendo la estabilidad del SIN. En consecuencia, se recomienda construir una línea adicional que provea redundancia a dicho enlace.

iii. **Implementación de condensadores sincrónicos:**

Los análisis dinámicos revelaron que la reducción de la inercia y de las corrientes de cortocircuito genera condiciones de inestabilidad en ciertas zonas. Para abordar este problema, se propuso la instalación progresiva de condensadores sincrónicos en las áreas más débiles del sistema, evitando así un sobredimensionamiento que podría traducirse en sobrecostos innecesarios. Esta solución fue priorizada por tratarse de una tecnología probada y ampliamente implementada a nivel internacional. No obstante, se reconoce que existen alternativas viables, como la incorporación de convertidores *grid-forming*, las cuales se pueden incorporar en futuros análisis. Asimismo, se evaluó la posibilidad de reacondicionar unidades generadoras sincrónicas retiradas del servicio para operarlas como condensadores sincrónicos.

Finalmente, en la Tabla 4 se muestra el portafolio de condensadores sincrónicos (CS) requerido para cada uno de los años de estudio.

Tabla 4: Portafolio de condensadores sincrónicos propuestos.

	2028				2037 ¹¹			
	CS nuevo		CS reconvertido		CS nuevo		CS reconvertido	
Zona	MVA	MVAs	MVA	MVAs	MVA	MVAs	MVA	MVAs
Caribe	1.200	2.400	394	1.320	1.400	4.460	394	1.320
Antioquia	100	200	0	0	400	3.290	0	0
Suroccidente	0	0	0	0	200	2.060	0	0
Oriental	100	200	0	0	500	4.320	0	0
Nordeste	0	0	0	0	300	3.090	0	0
TOTAL	1.400	2.800	394	1.320	2.800	17.220	394	1.320

Como comentario final, es importante aclarar que este estudio no pretende definir el plan óptimo de medidas correctivas que se debe instalar en Colombia para habilitar la transición energética, sino más bien demostrar que es factible técnicamente descarbonizar la matriz eléctrica colombiana y operar con niveles muy altos de penetración de ERV.

4.5. Resultados

A continuación, se presentan los resultados del análisis técnico realizado, cuyo objetivo es validar que los portafolios propuestos permiten garantizar la estabilidad del SIN en los puntos de operación seleccionados, frente al conjunto de contingencias críticas evaluadas. Posteriormente, se incluye un breve análisis económico orientado a estimar los costos de inversión asociados a la instalación de los condensadores sincrónicos requeridos.

Análisis técnico

Tal como se mencionó en el capítulo anterior se realizó una cantidad significativa de simulaciones RMS, en la Tabla 5 se presenta el recuento de las simulaciones realizadas.

Tabla 5: Recuento de simulaciones dinámicas realizadas.

Punto de operación	Cortocircuitos	Pérdidas de generación	Fallas sistema HVDC	Total
Demanda neta mínima 2028	18	10	0	28
Inercia mínima en el Caribe 2028	18	10	0	28
Demanda neta mínima 2037	18	10	3	31
Inercia mínima en el Caribe 2037	18	10	3	31
Total	72	40	6	118

Dado el gran volumen de resultados obtenidos, en este informe se presentan únicamente algunos casos representativos de las fallas analizadas. No obstante, la totalidad de las simulaciones realizadas se

¹¹ Se informa la capacidad de condensadores sincrónicos total dimensionada para 2037, es decir, la capacidad informada incluye los condensadores dimensionados para 2028.

encuentra disponible en el anexo. Si bien existen diferencias entre los distintos resultados, el análisis y las conclusiones presentadas pueden extrapolarse de manera válida al conjunto de simulaciones del mismo tipo. Finalmente, cabe destacar que, en todos los casos evaluados, el sistema exhibió un comportamiento dinámico adecuado, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995 [16].

El punto de operación que se analiza en esta sección corresponde al escenario de inercia mínima en la región Caribe, para el año 2028. Este caso representa una condición operativa en el corto plazo que, además, somete a máximo estrés el área con mayor nivel proyectado de penetración de energías renovables.

Como primer ejercicio, se presentan los resultados de una simulación correspondiente a un cortocircuito trifásico con impedancia de falla cercana a cero, ubicado al 5% de la longitud de la línea Chinú–Sahagún 500 kV, medido desde el extremo Sahagún. En la Figura 10 y Figura 11 se muestra la evolución de la tensión en las barras de 500 kV del SIN, así como los ángulos de las máquinas sincrónicas. El objetivo de esta simulación es verificar que el sistema mantiene la estabilidad de tensión y de ángulo, y que su respuesta dinámica se ajusta a los requerimientos definidos en la normativa operativa vigente.

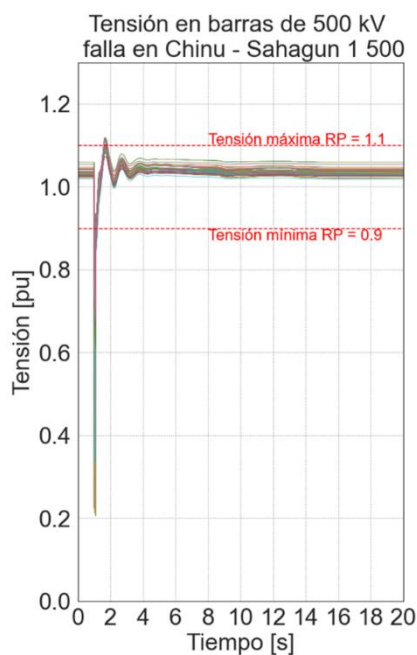


Figura 10: Tensión en las barras de 500 kV del SIN frente a una falla trifásica en el enlace Chinú - Sahagún 500kV.

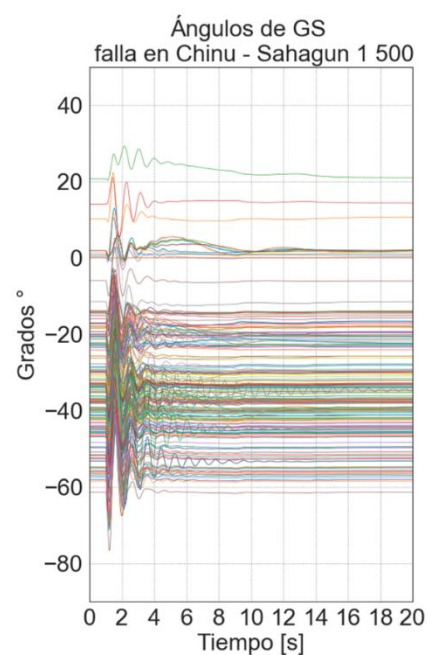


Figura 11: Ángulos de los generadores sincrónicos del SIN frente a una falla trifásica en el enlace Chinú - Sahagún 500kV.

En la Figura 10 se observa la evolución temporal de las tensiones en barras de 500 kV del sistema. Tras el despeje de la falla, las tensiones se recuperan rápidamente y convergen hacia un régimen permanente dentro del rango establecido por norma, comprendido entre 0,9 y 1,1 pu. No se observan oscilaciones sostenidas ni sobrepasos significativos, lo cual indica una adecuada respuesta del sistema en términos de estabilidad de tensión. Por su parte, la Figura 11 muestra la evolución de los ángulos de las máquinas sincrónicas. Se verifica que todas las unidades mantienen el sincronismo posterior al evento. Aunque se

presentan oscilaciones transitorias inmediatamente después de la falla, estas se amortiguan progresivamente, sin evidencia de pérdida de sincronismo. Esto refleja un comportamiento robusto del sistema en cuanto a estabilidad de ángulo. La simulación confirma que, bajo este escenario crítico, el SIN mantiene su estabilidad tanto en tensión como en ángulo ante la contingencia analizada.

Por otra parte, en la Figura 12 y Figura 13 se muestra la respuesta del SIN, operando bajo el mismo punto de operación anterior, frente a desconexiones de generación. Con esto se busca evaluar el desempeño dinámico de la frecuencia del SIN y demostrar que esta no excede los parámetros definidos en la norma de operación. Se simula la desconexión individual de: (i) La unidad sincrónica más cargada. (ii) el parque ERV más cargado.

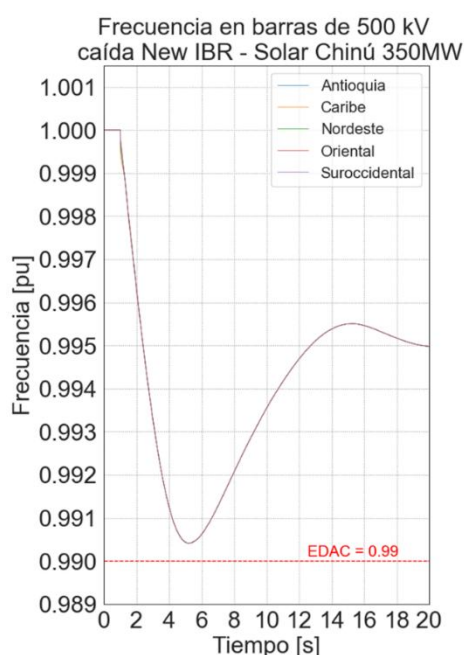


Figura 12: Frecuencia en las áreas del SIN frente a la desconexión intempestiva del parque fotovoltaico Chinú, que representa un desbalance de 333 MW.

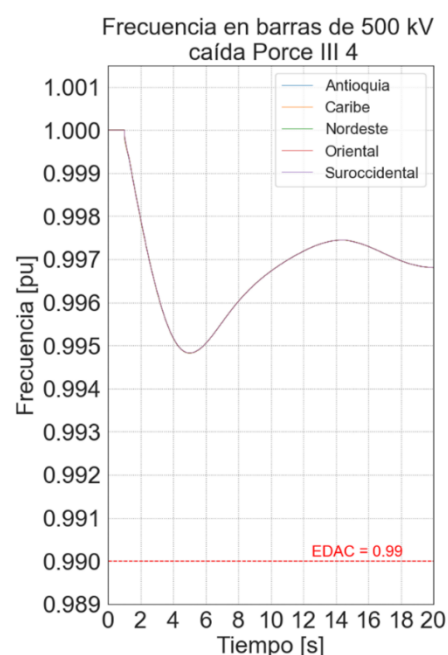


Figura 13: Frecuencia en las áreas del SIN frente a la desconexión intempestiva de la unidad sincrónica 4 de la central Porce III, que representa un desbalance de 175 MW.

En la Figura 12 se muestra la frecuencia en las 5 áreas del SIN frente a la desconexión del parque fotovoltaico Chinú, con una potencia despachada de 333 MW en la región Caribe. El sistema responde con una caída de frecuencia, que alcanza un mínimo por debajo de 0,991 pu, pero sin traspasar el umbral de activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), establecido en 0,99 pu. La recuperación es progresiva y dentro de márgenes operativos seguros.

En la Figura 13 se analiza la pérdida de la unidad Porce III 4, con una potencia despachada de 175 MW en la zona de Antioquía. La caída de frecuencia es menor respecto del caso anterior, con un valor mínimo de aproximadamente 0,995 pu. Al igual que en el caso anterior, no se alcanza el umbral de EDAC, y la frecuencia se estabiliza sin necesidad de acciones automáticas de control de carga.

Ambos eventos de pérdida de generación —uno renovable y otro sincrónico— fueron superados sin activar los EDAC. Esto sugiere que el sistema cuenta con reservas de inercia y control primario suficientes para gestionar pérdidas de las centrales de generación más cargadas en condiciones de baja inercia. La incorporación de condensadores sincrónicos contribuye a mejorar la respuesta inercial, complementando los servicios prestados por otras unidades generadoras.

Estimación de costos de inversión de las medidas correctivas

Una vez presentado el análisis técnico, en la Tabla 6 se muestra el análisis económico realizado para estimar los costos asociados a la instalación de los portafolios propuestos. Para ello se consideran los costos unitarios de instalación de condensadores sincrónicos de 0,50 MUSD/MVA para condensadores nuevos y 0,35 MUSD/MVA para condensadores reconvertidos [17].

Tabla 6: Estimación de costos asociados a la instalación de los condensadores sincrónicos.

Tipo de condensador sincrónico	Costo unitario	Capacidad total requerida al 2028	Capacidad total requerida al 2037	Costo total del portafolio al 2028	Costo total del portafolio al 2037
	MUSD/MVA	MVA	MVA	MUSD	MUSD
Nuevos	0,50	1.400	2.800	700	1.400
Reconvertidos	0,35	394	394	137,9	137,9
Total		1.794	3.194	837,9	1.537,9

El análisis de costos estima que la implementación de los condensadores sincrónicos requeriría inversiones del orden de USD 838 millones para el año 2028 y USD 1.538 millones para 2037. Si bien se trata de montos significativos, en términos de costos sistémicos se traduce a 1 USD/MWh.¹²

5. Conclusiones y recomendaciones regulatorias

La descarbonización de la matriz energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN) requiere la incorporación progresiva de grandes bloques de generación renovable variable, en particular solar y eólica. Los estudios desarrollados, basados en un riguroso proceso de modelación técnica y validados mediante un proceso participativo con actores clave del sector, confirman que la transición energética en Colombia es técnicamente viable, económicamente conveniente y compatible con una operación segura y confiable del sistema.

El modelo de optimización construido con la plataforma SimSEE, consideró recursos renovables variables, generación hidráulica y criterios económicos, además de escenarios climáticos adversos. Los resultados

¹² Este valor se obtiene anualizando el costo de inversión proyectado para el año 2028 (aproximadamente 88 MUSD, considerando una vida útil referencial de 30 años y una tasa de descuento del 10%), y dividiéndolo por la demanda anual de energía del sistema, del orden de 85 TWh [18].

muestran que es posible cubrir la demanda proyectada al 2037 mediante una expansión sustentada principalmente en fuentes renovables (más de 9 GW solares y más de 7 GW eólicos), sin necesidad de incorporar nueva capacidad térmica. Esta expansión permitiría reducir de manera significativa el costo medio de generación, disminuir el uso de combustibles fósiles y avanzar en el retiro de las plantas a carbón, previsto para 2026.

El estudio ha puesto a disposición del país una herramienta que facilita la planificación y la operación potencial de sistemas eléctricos con alta participación de renovables, garantizando al mismo tiempo la seguridad operativa y optimizando la complementariedad con la generación hidroeléctrica. Esto permitiría diseñar un plan de retiro gradual de las plantas a carbón, asociado a la no renovación de los contratos vigentes, sin comprometer la estabilidad ni la confiabilidad del sistema.

En cuanto a emisiones, esta trayectoria de expansión permitiría una descarbonización casi completa de la matriz eléctrica colombiana hacia 2037, incluso en años secos, en línea con los compromisos asumidos por el país.

Para avanzar en esta transformación, el estudio propone medidas correctivas orientadas a preservar la estabilidad y seguridad del sistema frente a la alta penetración de tecnologías renovables. Entre ellas destacan la instalación de condensadores sincrónicos y el refuerzo del sistema de transmisión, con el fin de mitigar los efectos de la reducción de inercia y capacidad de cortocircuito. La capacidad de condensadores propuesta (entre 750 y 4.500 MVA) se encuentra dentro de los rangos establecidos en el “Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica” de la UPME. No obstante, se recomienda profundizar los estudios de localización y dimensionamiento óptimo de estas instalaciones, y explorar mecanismos de flexibilidad que consideren los servicios complementarios prestados por las propias centrales renovables.

Asimismo, se recomienda el análisis de convertidores con modo de control *grid-forming* como una tecnología prometedora y complementaria a los condensadores sincrónicos, que podría contribuir a conformar un portafolio de soluciones más eficiente y adaptable a las distintas zonas del sistema.

Desde una perspectiva económica, el costo de implementar el portafolio propuesto se estima en USD 838 millones para 2028 y USD 1.538 millones para 2037. Internalizado como costo sistémico prorrateado entre los consumidores, este valor representaría un recargo aproximado de 1 USD/MWh, lo que se considera razonable frente a los beneficios en términos de estabilidad y seguridad.

En síntesis, el estudio demuestra que es técnicamente factible operar el SIN con una participación renovable superior al 80 %, siempre que se implementen las condiciones habilitantes necesarias. Se recomienda al Ministerio de Minas y Energía considerar la planificación e implementación gradual de estas medidas, así como la evaluación de tecnologías emergentes que permitan complementar o sustituir parcialmente las soluciones actualmente disponibles.

Referencias

- [1] Congreso de la República de Colombia, *Ley 2169 de 2021: Por la cual se establecen disposiciones para la carbono-neutralidad en Colombia*. Bogotá, 2021. [Online]. Available: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2169_2021.html
- [2] Gobierno de Colombia, “Estrategia climática de largo plazo de Colombia - E2050,” Bogotá, 2024. [Online]. Available: <https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/estrategia-2050/>
- [3] Ember, “Electricity Data Explorer.” [Online]. Available: <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?entities=Colombia&entity=Colombia>
- [4] International Renewable Energy Agency, “Renewable capacity statistics 2023,” *Abu Dhabi*, 2023, [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023>
- [5] J. Vega Araújo and M. Muñoz Cabré, “Solar and wind power in Colombia: 2022 policy overview,” Stockholm Environment Institute, Mar. 2023. doi: 10.51414/sei2023.015.
- [6] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, “Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper),” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1–25. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [7] H. Gu, R. Yan, and T. Kumar, “Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Aug. 2019, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.00230.
- [8] DIgSILENT GmbH, “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025: Informe Final Actividades 1 y 2,” 2022, [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Actividad-1-2_R14-V06.pdf
- [9] DIgSILENT GmbH, “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN – Informe Final Actividad 3 – Inversores Formadores de Red,” 2021, [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_3_Informe-Inversores-Formadores-de-Red_dic2021.pdf
- [10] DIgSILENT GmbH, “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN – Informe Final Actividad 2 - Análisis de Estabilidad de la Tensión,” 2021, [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_2_Informe-Estabilidad-de-Tension_dic2021.pdf
- [11] DIgSILENT GmbH, “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN – Informe Final Actividad 1 - Análisis de Estabilidad de la Frecuencia,” 2021, [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_1_Informe-Estabilidad-de-Frecuencia_nov2021.pdf
- [12] Siemens Energy, “Siemens Energy technology stabilizes German power grid,” 2022, [Online]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/siemens-energy-technology-stabilizes-german-power-grid.html>
- [13] Hitachi ABB Power Grids, “Grid Forming Energy Storage: Provides Virtual Inertia, Interconnects Renewables and Unlocks Revenue,” 2020, [Online]. Available: <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/2021/01/Grid-Forming-Energy-Storage-Webinar-ESCRI-SA-July-2020.pdf>
- [14] XM, “Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo,” Bogotá, 2024. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/informe-de-planeamiento-operativo-electrico-de-largo-plazo>

- [15] CREG, “Resolución 60 de 2019,” 2019, *Bogotá*. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0060_2019.htm
- [16] CREG, “Resolución 25 de 1995,” 1995, *Bogotá*. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm
- [17] NESO, “Pathfinder Phase 1: Tender Results.,” 2020, [Online]. Available: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/network-services/stability-network-services#Phase-1-concluded>
- [18] UPME, “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2024-2038,” 2025, *Bogotá* [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf

Anexo

Ver conjunto completo de resultados en: [enlace resultados](#)