

The background of the entire page is a stylized map of Colombia. The map is rendered in a digital, glowing aesthetic with various colors like blue, orange, and yellow. It features numerous small, glowing dots and lines, suggesting a network or data flow. The map is set against a dark, textured background that resembles a night sky or a digital space.

Visión de XM

Mapa de ruta para la transición energética 2030



20 años
Hechos por Colombia



1. Introducción

La transición energética representa una oportunidad para que Colombia evolucione hacia un sistema eléctrico más diversificado, sostenible y resiliente. En un contexto global donde el uso de fuentes de energía renovable no convencional es clave para mitigar el cambio climático, nuestro país se encuentra en una posición privilegiada para liderar este proceso en América Latina. Un mapa de ruta permite trazar el camino para lograr una transformación ordenada, anticipando desafíos, priorizando tareas, alineando capacidades y promoviendo decisiones informadas con miras a una transición segura, confiable y eficiente.

Como operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del Mercado de Energía Mayorista (MEM), XM desempeña un rol clave en la transición energética del país. En cumplimiento de sus funciones y con visión de largo plazo, desde el 2017 ha liderado alianzas estratégicas con centros de investigación, universidades, operadores de sistemas y entidades gubernamentales que le han permitido fortalecer sus capacidades internas mediante la implementación de nuevos procesos y el desarrollo de nuevos modelos, con el propósito de asegurar una operación y administración del sistema que impulse el desarrollo de la infraestructura eléctrica y del país; además de apoyar al regulador con diferentes propuestas que tienen como objetivo sentar las bases de la transición.

Luego del camino recorrido, en este documento XM presenta su visión sobre el mapa de ruta que debe afrontar Colombia para la transición energética 2030.



A través de un enfoque integral, este plan identifica las necesidades operativas y de mercado, los desarrollos tecnológicos requeridos y las capacidades institucionales necesarias para avanzar en una transición energética segura, confiable, económica y sostenible. Para ello, se promueve la cooperación entre los diversos actores del sector y el desarrollo de nuevas tecnologías para integrar eficientemente las energías renovables no convencionales en el sector eléctrico colombiano.

El plan se organiza, de acuerdo con la integración progresiva de energías renovables no convencionales. Cada etapa desencadena la adopción de nuevos conocimientos, habilidades, propuestas regulatorias y tecnologías, promoviendo una visión innovadora y la adopción de las mejores prácticas de la industria a nivel mundial para hacer frente a los retos correspondientes.



2. El sistema eléctrico colombiano

La electrificación de diversos sectores económicos, que tradicionalmente han sido grandes consumidores de energía, desencadenará en un incremento significativo de la demanda de electricidad en los próximos años. Según el informe “Energy Outlook 2024¹” de la Agencia Internacional de Energía (AIE), **se espera que para el año 2033 la demanda máxima aumente hasta un 80% más rápidamente** en las economías emergentes y en desarrollo, entre las que se encuentra Colombia.



Para atender los aumentos de demanda de energía eléctrica, se prevé que la mayor capacidad de nueva generación provendrá de recursos solares y eólicos conectados a la red mediante inversores.

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME – proyecta, para 2033, un aumento cercano del 25% en la demanda eléctrica en Colombia, impulsada por la electrificación industrial, el crecimiento del consumo residencial, la ampliación de la cobertura y el transporte eléctrico. **Figura 1.**

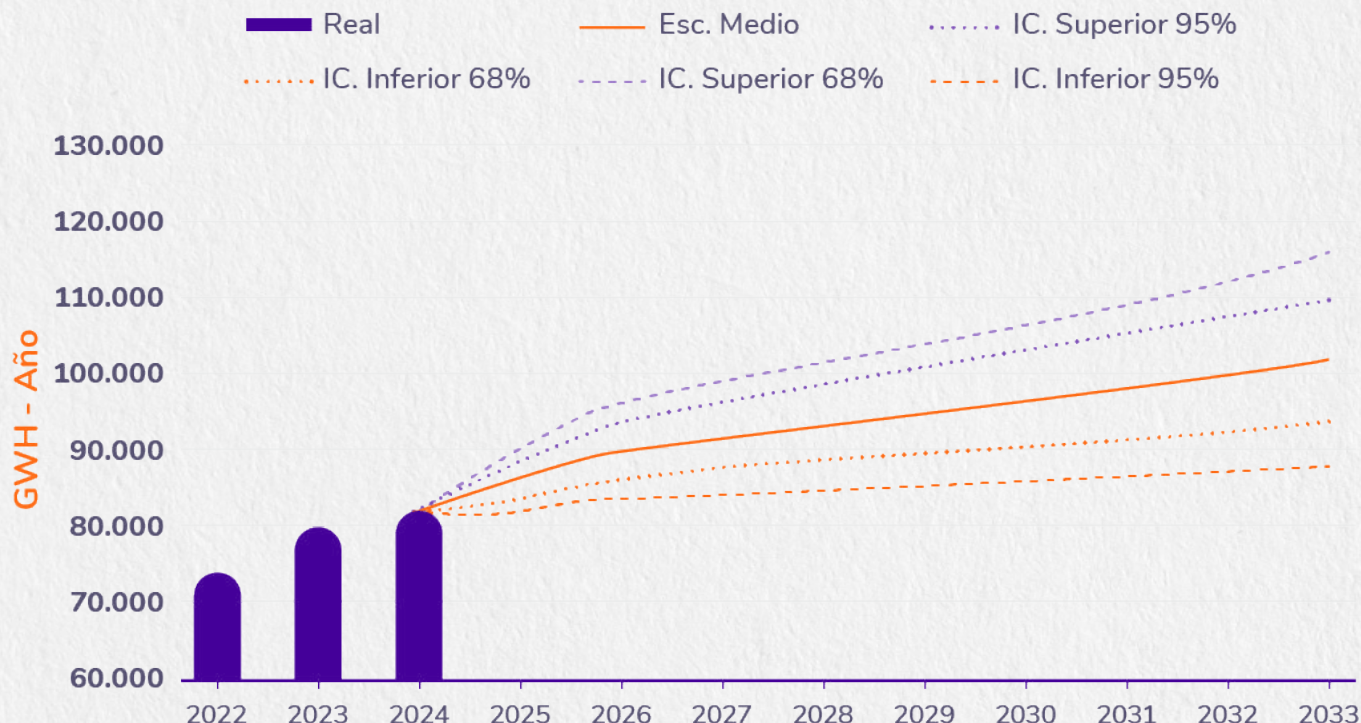


Figura 1. Demanda real y proyección anual de demanda energía eléctrica del SIN - SIN+GCE+ME+GD_UPME (GWh-año) Fuente: Sinergox - UPME. Elaboración propia. IC: Intervalo de Confianza.





Para atender el crecimiento de la demanda esperado, de acuerdo con el procedimiento de asignación de puntos de conexión establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se espera que a 2033 la capacidad instalada del SIN aumente de 21.5 GW a 37.7 GW, donde se destaca que cerca del 87% de la capacidad que se espera integrar al sistema entre 2025 y 2033 estará dominada por plantas solares y eólicas, como se muestra en la **Figura 2**.

Evolución capacidad instalada (mayo de 2025)

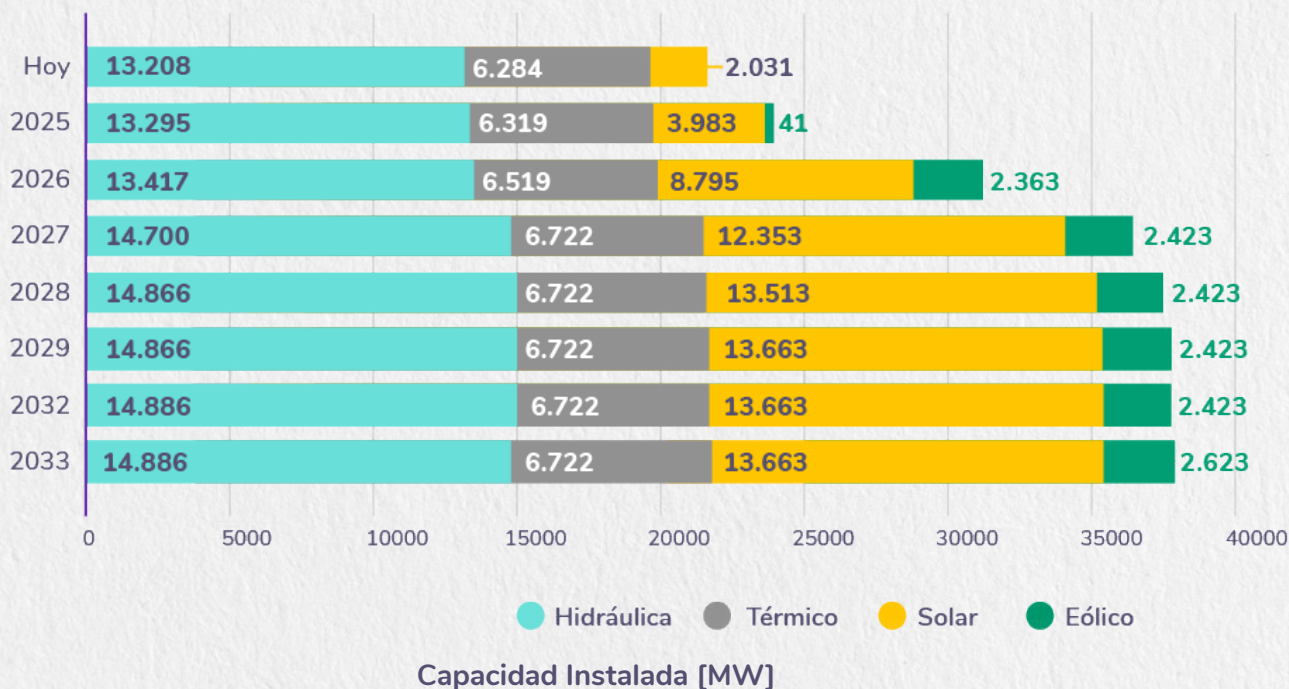


Figura 2.

Evolución capacidad Instalada SIN. Fuente: Elaboración propia XM de acuerdo con la capacidad de asignación de transporte de la UPME Resolución CREG 075 de 2021.

Los proyectos de energía renovable no convencional, representan el 87% de la integración de los nuevos proyectos de generación que se espera se integren al sistema. De estos proyectos el 58% serán instalados en la región Caribe del país, dados los factores climáticos y geográficos presentes en la región que proporcionan alta radiación solar y fuertes vientos, especialmente en la Alta Guajira.

Para transportar la energía del parque de generación actual, el Sistema de Transmisión Nacional - STN se compone de 111 subestaciones con tensión nominal de operación a 220 kV y 19 subestaciones de extra alta tensión a 500 kV, mediante 3.833 km de líneas a nivel de 500 kV y 13.825 km de líneas a nivel de 230/220 kV que atraviesan todo el país. **Figura 3.**

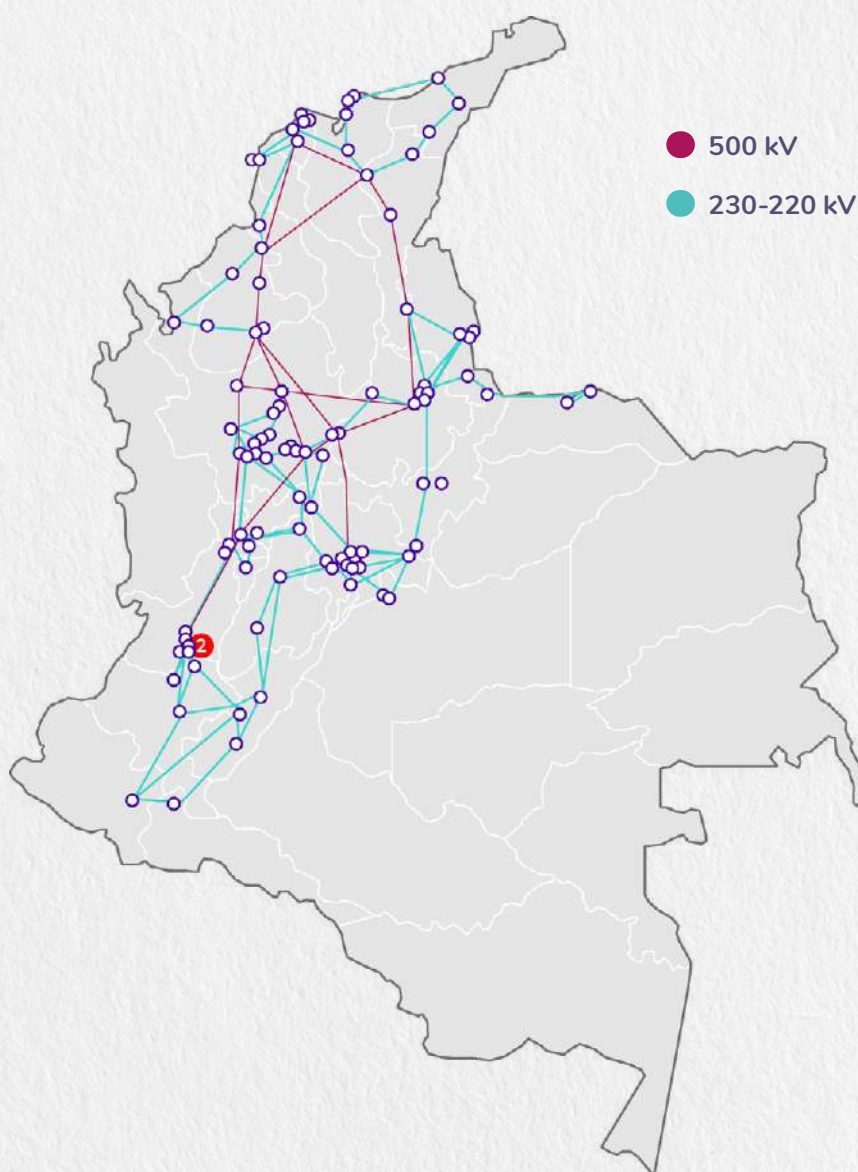


Figura 3. Sistema de Transmisión Nacional - STN

Para brindar mayor seguridad en el Sistema, la UPME ha definido en diferentes planes de expansión de transmisión a su cargo, nuevas obras en la infraestructura de transporte de energía eléctrica, con las cuales se pretende consolidarla como la columna habilitadora para la transición energética. A la fecha se encuentran en desarrollo 36 proyectos del STN y en el Sistema de subtransmisión (57.5 kV a 115 kV) se tienen definidos 87 proyectos de expansión, requeridos para descongestionar las redes existentes, atender el crecimiento de la demanda, integrar nuevas fuentes de generación y aumentar la flexibilidad operativa.

Es de resaltar que, dada la concentración del desarrollo de los proyectos de generación en el norte del país, la UPME evalúa la posibilidad de un anillo desde La Guajira hasta el centro del país en corriente directa (HVDC) de aproximadamente 1.500 km, como alternativa eficiente para transportar la energía a largas distancias acercando la generación a los grandes centros de consumo. Esta sería la primera línea de transmisión con esta tecnología en el país y su desarrollo requerirá una coordinación institucional sin precedentes.

Por otra parte, es de suma relevancia destacar el crecimiento que viene teniendo el MEM, el cual se espera continúe aumentando con la llegada de nuevos actores al Sistema.

En los últimos cinco años:

- El número de fronteras registradas ha pasado de 20 mil a más de 50 mil, crecimiento marcado por la demanda regulada (usuarios que consumen menos de 55,000 kWh al mes o 100 kW de potencia, como hogares y pequeñas empresas).
- El número de agentes registrados pasó de 237 a cerca de 330 y, con la expedición de la Resolución CREG 075 de 2021, el número de promotores aumentó de 65 a cerca de 400. Este crecimiento se prevé continúe ocurriendo a medida que se desarrollen más proyectos de energías renovables, como generación eólica y solar, así como proyectos de infraestructura de transmisión para la conexión de la nueva generación.
- También ha aumentado el número de recursos habilitados para presentar ofertas en el despacho de energía, pasando de 53 a más de 80.
- Estos incrementos conllevan a que en el mercado de energía se liquiden, mensualmente, aproximadamente 1,5 billones de pesos por transacciones en la bolsa de energía, 2,5 billones de pesos en contratos bilaterales y administre más de 450 garantías para respaldar la entrada de proyectos por un monto aproximado de 3,28 billones de pesos.





3. Habilitadores de la transición en Colombia



El sector eléctrico colombiano está evolucionando rápidamente, impulsado por la necesidad de reducir las emisiones de CO2 como estrategia para contribuir a mitigar los riesgos del cambio climático y el crecimiento de la demanda por el desarrollo social y económico del país y la llegada de nuevos consumos.

Colombia, mediante la Ley 1844 de 2017, aprobó el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático, comprometiéndose a mitigar el incremento global de la temperatura a 2 °C. En línea con este objetivo, el país ha asumido el reto de reducir progresivamente su dependencia de los combustibles fósiles en sectores clave como el residencial, el transporte y la industria, los cuales avanzan hacia procesos de electrificación. A su vez, la llegada de nuevas industrias intensivas en consumo eléctrico — como los centros de datos y la producción de hidrógeno— incrementará significativamente la demanda energética, exigiendo un suministro cada vez más seguro, confiable y sostenible.

La transición energética, en este contexto, requiere que el sistema eléctrico —una de las infraestructuras más complejas creadas por la humanidad— evolucione de forma ágil y eficiente. Mantener la prestación continua del servicio, sin comprometer los altos estándares de calidad, seguridad y confiabilidad alcanzados, representa uno de los desafíos más críticos para XM y el sector eléctrico en su conjunto.

El crecimiento simultáneo de la demanda y de las fuentes de generación requerirá un desarrollo sin precedentes en las redes de transmisión en todos los niveles de tensión (STN, STR y SDL), que permita conectar eficientemente los centros de generación con los centros de consumo, absorbiendo la variabilidad de la nueva matriz sin afectar la continuidad del suministro. Para ello, es indispensable dotar al sistema eléctrico de elementos que refuercen su flexibilidad y resiliencia, atributos esenciales para mantener la seguridad, confiabilidad y economía en la atención de la demanda.

A nivel global, el aumento sostenido de la demanda eléctrica, la insuficiencia de la infraestructura existente y la falta de preparación de las redes para integrar fuentes basadas en inversores están afectando la confiabilidad del suministro. En Colombia, estos desafíos se evidencian en los retrasos en el desarrollo de infraestructura de transmisión y generación, así como en el rápido agotamiento de la capacidad de transporte, lo que genera afectaciones a la demanda y limitaciones en la producción antes de que se definan y ejecuten nuevas obras de expansión.

En este escenario, los recursos energéticos distribuidos (DER) y las comunidades energéticas están adquiriendo un papel central en la evolución del sistema eléctrico colombiano. Su integración efectiva requiere abordar desafíos significativos relacionados con la observabilidad y controlabilidad de estos recursos, la definición y cumplimiento de requisitos técnicos, así como con la modernización de sistemas de protección como el EDAC (Esquema de Deslastre Automático de Carga). También es necesario actualizar los marcos regulatorios y promover tecnologías avanzadas que permitan su participación en los mercados eléctricos, no solo como generadores, sino también como proveedores de servicios complementarios esenciales para el balance entre generación y demanda.

Complementariamente, los mercados de energía eléctrica deben adaptarse para viabilizar e incentivar, desde el punto de vista económico, la integración de fuentes renovables, la expansión de la red de transmisión y la incorporación de nuevos elementos y criterios operativos. Esto implica implementar instancias adicionales en el mercado de corto plazo (spot) que permitan ajustar condiciones operativas y negociar excedentes o faltantes de energía en tiempo real, con una participación activa de la demanda y señales de precio adecuadas.

Estos desafíos exigen que XM y el sector eléctrico actúen con visión anticipada, mediante una planificación estratégica exhaustiva, una coordinación efectiva entre los diferentes actores del sector y una visión de largo plazo que permita identificar con precisión los retos actuales y futuros, y responder de forma eficaz a los cambios del entorno.

En este sentido, desde XM se han identificado seis habilitadores fundamentales para una evolución segura, confiable, resiliente y sostenible del sistema eléctrico. Cada uno representa una condición crítica que debe ser superada mediante acciones estratégicas, coordinación institucional y adopción de nuevas tecnologías, con el fin de asegurar que la transición energética contribuya efectivamente al desarrollo económico, social y ambiental de Colombia.

Es esencial priorizar las brechas existentes, desarrollar soluciones pertinentes e implementarlas de manera expedita, con el respaldo de instituciones sólidas que regulen, planifiquen y operen el sistema eléctrico de forma robusta y eficiente. La articulación entre actores será clave para materializar las oportunidades, mejorar la calidad de vida de los colombianos y promover un crecimiento económico sostenible y confiable, en el marco de una transición energética que ya es una realidad en el país.

El desafío es desarrollar planes de expansión integrados que anticipen el crecimiento de la demanda eléctrica, promoviendo una matriz energética resiliente frente al cambio climático. Esto incluye el uso de fuentes de energía flexibles y el despliegue de tecnologías como:



Condensadores
Síncronos



Almacenamiento
con baterías



Hidrógeno



Energía
nuclear

Y el desarrollo de infraestructura de transporte mediante la **modernización y expansión de la red para asegurar un suministro confiable.**

Habilitadores



Habilitador 1: Una matriz eléctrica flexible, complementaria y resiliente

Contar con una matriz eléctrica flexible, complementaria y resiliente es crucial para un sistema históricamente impactado por eventos de escasez hídrica, que se espera migre a un sistema con alta incorporación de generación solar y eólica.



En Colombia, se identifica que en las últimas subastas de expansión de cargo por confiabilidad², el 98% de las nuevas adiciones de capacidad están asociadas a la tecnología solar.

Colombia no es ajeno a la tendencia global de instalación de parques solares, impulsados por los bajos costos de la tecnología. Frente a esta

tendencia, se debe tener en cuenta que la energía solar no está en capacidad de atender la demanda pico del sistema, la cual se presenta desde las 18:00 a las 21:00 horas. Adicionalmente, bajo condiciones meteorológicas adversas, como alta nubosidad (fenómeno propio de temporadas invernales en Colombia), la producción solar se puede reducir drásticamente en todo el territorio nacional. Bajo estas condiciones, análisis realizados por XM a partir de la evaluación histórica y operativa de la irradiación del país, indican que los valores de disponibilidad de esta tecnología podría llegar máximo al 25% de la capacidad instalada.

Por lo anterior, se requiere contar con diferentes acciones que permitan diversificar las fuentes de suministro de energía con el fin de mantener la **flexibilidad** para que el sistema pueda responder rápidamente ante fluctuaciones; **complementario** para atender la demanda de manera continua, eficiente y confiable; y **resiliente** para afrontar eventos adversos.



Teniendo en cuenta lo anterior, desde XM se han identificado las siguientes acciones:

Aumentar la complementariedad de la matriz de generación

La afectación a la capacidad de producción de las fuentes hídricas y la generación solar y eólica por condiciones climáticas (sequías o lluvias) acentúan la vulnerabilidad de la matriz de generación frente a la variabilidad climática, donde se esperan temporadas con mayor impacto y recurrencia. Por lo anterior, es necesario desarrollar políticas que garanticen una expansión de la capacidad de generación con la complementariedad requerida, incentivando la llegada de tecnologías que garanticen firmeza y puedan ser utilizadas como respaldo en condiciones adversas que comprometan la seguridad energética del país. Alternativas, por ejemplo, como: la energía nuclear moderna, mediante el despliegue de Reactores Modulares Pequeños (SMR, por sus siglas en inglés Small Modular Reactors) y la generación con hidrógeno, pueden ser adoptadas en nuevas políticas de planeación de la expansión.

Respecto a las plantas existentes, es crucial mantener la flexibilidad del parque de generación hidráulico con capacidad de almacenamiento y mantener disponible el parque térmico asegurando el transporte y la disponibilidad del recurso primario para el suministro, lo anterior hasta tanto el sistema cuente con una matriz energética resiliente y sostenible que reemplace la energía que estos recursos aportan, especialmente en periodos de aportes hídricos deficitarios.

Incorporar almacenamiento de energía

El crecimiento en la participación de recursos solares y eólicos añadirán de forma inevitable incertidumbre y variabilidad a la operación del sistema. Dada la instalación esperada de proyectos

FN CER, el sistema podría tener periodos diurnos en el que se debe limitar la generación producto del exceso de producción, y periodos nocturnos, donde el parque tradicional se puede ver exigido al máximo, sobre todo, en los periodos de demanda máxima del sistema.

En este sentido, es necesario incentivar la instalación de recursos de generación solar con capacidad de almacenamiento, de tal forma que la energía disponible en periodos de altos niveles de sol puedan ser trasladados a periodos en los cuales se cuente con menor recurso primario.

Mejorar los pronósticos meteorológicos

Mejorar la capacidad de reacción frente a la incertidumbre de los recursos renovables en el largo, mediano, corto y muy corto plazo va a ser esencial para la operación del sistema eléctrico. Es así como se requiere mejorar la capacidad institucional para la medición, caracterización y pronósticos de variables meteorológicas (temperatura, humedad, irradiación, velocidad y dirección del viento, caudal, entre otras) de interés para el sector eléctrico, con menor espacialidad y resolución de tiempo, además del despliegue de estaciones de medición en campo como parte de los desarrollos solares y eólicos de libre acceso, que permitan ajustar los modelos de asimilación y predicción a escala.

Habilitador 2: Materializar los planes de expansión y desarrollar nuevas obras de infraestructura

Para satisfacer la demanda creciente, es esencial contar con una oferta abundante de energía eléctrica y una red de transmisión eficiente y flexible que lleve la energía a los centros de consumo.

No obstante, se han identificado retrasos

consistentes en la entrada en operación de proyectos de transmisión definidos en los planes de expansión. Estos retrasos se deben a diversas causas señaladas por los promotores y ejecutores de los proyectos, destacándose problemas con demoras en su adjudicación, consultas previas, licenciamiento ambiental y desarrollo técnico de los proyectos. Situación similar se presenta con los proyectos de generación, ya que en los últimos años, la incorporación de nuevos MW al SIN no han sido los que se esperaban.



Es necesario superar obstáculos y materializar los planes de expansión en curso, capitalizando las lecciones aprendidas mediante la implementación **de cambios metodológicos que mejoren la oportunidad de la planificación de la expansión.**

Esto incluye adaptar el proceso de planificación a las realidades actuales para que las obras adjudicadas se anticipen a las condiciones de riesgo que buscan mitigar, lo cual implicaría ampliar los horizontes de planificación, generar espacios y grupos de trabajo que articulen esfuerzos para el desarrollo de obras propendiendo por evitar retrasos en la puesta en operación de las obras de expansión, especialmente aquellos derivados de la obtención de licencias ambientales y procesos de consultas previas con las comunidades.

Teniendo en cuenta lo anterior, se identifican las siguientes acciones:

Materializar la entrada de proyectos

De no materializarse los planes de expansión de generación en los próximos años, la capacidad instalada del sistema respecto a la demanda puede descender a niveles que pondrían en riesgo la atención segura confiable y económica de la demanda, aumentando la utilización de los recursos disponibles para atender períodos de demanda máxima o, periodos deficitarios en aportes hídricos.

En conjunto con lo anterior, el desarrollo de la infraestructura de red ya definida en los planes de expansión de la UPME se requiere de manera oportuna para minimizar las restricciones eléctricas y operativas del sistema que pueden incrementarse si no se articula de forma eficiente con el crecimiento de la generación, demanda y red de transporte. La transmisión es un factor determinante de la transición energética, en particular, el desarrollo de la red que permita eliminar los agotamientos de las redes.

Por lo anterior, se requiere realizar una adecuada coordinación interinstitucional para asegurar la entrada en operación de los proyectos de generación y transmisión que permitan atender el crecimiento de la demanda con los niveles de calidad, confiabilidad y economía esperados por la sociedad.

Promover mecanismos de financiación y contratación

Para que la integración de nuevos proyectos de generación se materialice de manera efectiva, es fundamental desarrollar esquemas que faciliten su financiación y bancarización, especialmente considerando la diversidad tecnológica. En este sentido, resulta clave impulsar mecanismos como las subastas para la asignación de nueva



capacidad, que ofrezcan señales claras y estables al mercado. Asimismo, es necesario fortalecer los esquemas de contratación, promoviendo el uso de productos estandarizados y la participación de contrapartes que brinden seguridad financiera, lo cual contribuirá a reducir el riesgo percibido por los inversionistas y a dinamizar el desarrollo de infraestructura energética en el país.

Desarrollar obras de transmisión urgentes

Las experiencias nacionales e internacionales indican que desarrollos urgentes, no previstos en los planes de expansión de largo plazo de la red y que mitiguen o eliminen condiciones de riesgo para la atención segura, confiable y económica de la demanda, serán necesarios en la medida



que las condiciones de operación cambian y el sistema evoluciona hacia una red que integre más energías renovables y con una demanda creciendo a ritmos elevados. En este sentido, se torna fundamental fortalecer la ejecución rápida de obras de mitigación que compensen el retraso en la ejecución y/o definición de proyectos. El reto principal radica en cómo lograr inversiones necesarias y los incentivos adecuados para que estas obras sí se lleven a cabo. Para ello, se requiere una amplia coordinación institucional que permita desarrollar de forma rápida y oportuna este tipo de infraestructura.

Mejorar la capacidad de intercambio de energía eléctrica entre el norte y centro del país

El área Caribe cuenta con una base significativa de generación térmica. A esto se suma la creciente disponibilidad esperada del parque de generación solar y eólica en la región. Bajo estas condiciones, el potencial esperado de generación del área podría alcanzar los 12 GW. (8 GW adicionales a la capacidad actual). En este sentido, es necesario desarrollar la infraestructura de transporte a nivel nacional para permitir que estos bloques de energía fluyan hacia las demás áreas del sistema, dado que con la infraestructura actual y la ya definida que se espera sea puesta en servicio, no sería posible evacuar el potencial disponible en la región, generando riesgos para el abastecimiento

de la demanda y cortes de producción por deficiencias en la capacidad de transporte.

Aumentar la capacidad de corto circuito de la infraestructura

Se identifica en el SIN subestaciones de transmisión que han alcanzado los máximos valores de diseño de corto circuito. Una infraestructura agotada por capacidad de corto circuito impide el despliegue de nuevos recursos de generación, limita las posibilidades de expansión de la transmisión para aumentar la capacidad de transporte del sistema y genera una restricción en la operación.

Se requiere repotenciar la infraestructura o definir obras para el redireccionamiento o mitigación de los flujos de corto circuito con el fin de mitigar el riesgo asociado a daños o mal funcionamiento de la infraestructura por superación de los niveles de capacidad de diseño.

Integrar criterios de resiliencia y confiabilidad en la expansión del sistema

En el marco de la transición energética, es necesario estructurar y desarrollar planes de expansión integrados y holísticos, que anticipen el crecimiento de la demanda eléctrica y la llegada de nuevos consumos, y con esto, el desarrollo de fuentes de energía que integren una matriz complementaria y resiliente, que incorpore recursos flexibles, nuevas tecnologías que resulten complementarias y mitiguen en todos los horizontes temporales los riesgos asociados a la variabilidad e incertidumbre de las fuentes renovables. Adicionalmente, estos planes de expansión deben asegurar el desarrollo oportuno de la infraestructura de transporte requerida, mediante la modernización de la red existente, la introducción de nuevas tecnologías y el desarrollo de nuevas obras para un suministro seguro y confiable bajo un nuevo entorno de producción y consumo.

Se deben generar incentivos para que los planes de expansión del STN y de los STR's aborden integralmente los criterios de confiabilidad y resiliencia que garanticen un abastecimiento continuo y seguro de la demanda, como por ejemplo, criterios de expansión que prevean mantenimientos de la red de transporte, limitaciones al impacto de las fallas en los nodos críticos, resiliencia frente a ataques cibernéticos y resiliencia frente al impacto fenómenos naturales extremos.

Habilitador 3: Modernizar la red de transmisión, e integrar las tecnologías, procesos y estudios requeridos para operar un sistema con mayor participación de la generación renovable

Aumentar la infraestructura de transporte para que la misma sea confiable y resiliente, desplegar los equipos y tecnologías necesarios para prestar servicios de soporte a la red y fortalecer requeridos para proporcionar una operación estable (inercia y corto circuito), repotenciar infraestructura, actualizar los sistemas de protección y control, utilizar de la mejor forma la red de transmisión disponible, administrar la variabilidad, incertidumbre y vulnerabilidad de los recursos de generación actuales y futuros, es fundamental en el nuevo escenario de operación que plantea la transición energética.

La modernización de la infraestructura existente, como un complemento a la expansión estructural de la red, constituye un desafío técnico y económico relevante para el sector, lo anterior, derivado de la necesidad de reposición de la infraestructura que ha agotado sus capacidades. Otras soluciones tendientes a optimizar la utilización de la infraestructura son convenientes y pueden generar menores impactos sociales y ambientales, tales como instalar doble circuitos sobre infraestructuras de circuito sencillo, aumentar la capacidad de la red con el aumento

del voltaje de transmisión de las redes, así como la repotenciación de circuitos de transmisión con nuevas tecnologías de cables como los superconductores y la instalación de dispositivos FACTS.

También es importante resaltar que la alta penetración de fuentes solares y eólicas en el sistema eléctrico, así como el incremento de cargas sensibles a comportamientos inestables frente a desviaciones de la tensión, hace necesario avanzar rápidamente, especialmente en las redes del STR y SDL, en la modernización de los sistemas de protección necesarios para despejar las fallas en las redes de forma oportuna, evitando desconexiones masivas de generación y demanda.

De otro lado, las experiencias internacionales indican que, en un escenario de transición energética acelerado, es fundamental que los nuevos equipos que se conectan presten servicios de soporte a la red (inercia, cortocircuito, respuesta rápida y continua de frecuencia, entre otros). Así mismo, es necesario un parque de generación flexible en términos de los mínimos técnicos, tiempos de arranque y parada y velocidad de rampas, de tal forma que se minimice la posibilidad de que generación de bajo costo se vea restringida.

También es importante mencionar, que ante los incrementos en la magnitud y duración de las rampas de demanda neta, los desbalances intrahorarios, las desviaciones, los requerimientos de reservas de regulación y el crecimiento del número de agentes involucrados en la coordinación operativa en tiempo real, se requieren nuevos elementos regulatorios, tecnológicos y de mercado que garanticen una supervisión y control oportuna de la frecuencia, el voltaje y las restricciones eléctricas y operativas en el SIN. Para estos desafíos, se presentan a continuación las diferentes recomendaciones que deben ser abordadas por el sector:

Incentivar la flexibilización de características técnicas del parque de generación

Un sistema flexible será capaz de integrar la generación variable sin generar cortes ineficientes de producción por congestiones de red, alta generación inflexible en la base de producción o condiciones de estabilidad, manteniendo las capacidades de controlabilidad necesarias para lograr una operación estable del sistema. Se necesita desarrollar mecanismos de mercado que incentiven la flexibilización del parque térmico e hidráulico, reduciendo los mínimos técnicos, tiempo en línea, tiempo fuera de línea y tiempos de aviso, entre otros. Se propone, entre otros, incentivar opciones que permitan al parque síncrono operar como condensadores síncronos rotativos, manteniendo la infraestructura de producción intacta y prestando servicios esenciales al sistema (control de voltaje, aporte de inercia y aporte de corto). En necesario



En necesario modernizar la red de transmisión y distribución, mediante la reposición e instalación de equipos que incrementen la capacidad y los niveles de soportabilidad ante cortocircuito.

modernizar la red de transmisión y distribución, mediante la reposición e instalación de equipos que incrementen la capacidad y los niveles de soportabilidad ante cortocircuito.

Desplegar soluciones de Inercia y fortaleza de red

Las tecnologías solar y eólica se integran al sistema de una manera diferente a los generadores síncronos. Estas plantas se sincronizan mediante interfaces de control, por lo que no se encuentran electromecánicamente acopladas al sistema, por lo tanto, no poseen la capacidad de responder de manera instantánea ante perturbaciones en la tensión (fortaleza de red) y la frecuencia (inercia) en condiciones exactamente iguales a una planta síncrona tradicional. La operación futura del sistema estará caracterizada por los requerimientos de servicios asociados a la contención de las perturbaciones a la onda de voltaje y la frecuencia.

Es preciso anticiparse y definir planes de trabajo interinstitucionales articulados para la implementación de las medidas y equipos requeridos para lograr una incorporación exitosa de las nuevas fuentes de generación, dado que los estudios realizados por XM muestran una disminución de los niveles de fortaleza e inercia del sistema, con posibles afectaciones a la capacidad de este para mantener la calidad y confiabilidad en la atención de la demanda. En este sentido, es necesario en etapas tempranas de la transición definir los servicios requeridos y desplegar con rapidez los equipos para proveerlos (condensadores síncronos y eventualmente Baterías con capacidad GridForming).

Desarrollar herramientas para la medición de inercia y la fortaleza de red

Planear y supervisar los niveles de inercia y fortaleza de red requeridos durante la operación real del sistema, requiere caracterizar dinámicamente el comportamiento de la carga y los distintos elementos que se integran a la red y por lo que son necesarios modelos detallados de todos los elementos que componen el sistema (generación, red de transporte y carga). A su vez y teniendo en cuenta la incertidumbre en las variables que definen estos atributos, el despliegue de tecnologías avanzadas e innovadoras para su medición en tiempo real son necesarias, ya sea mediante métodos pasivos, basados en el despliegue a gran escala de Unidades de Medición Fasorial, o métodos activos, basados en la inyección y medición precisa de perturbaciones de alta frecuencia inducidas por baterías desplegadas con este objetivo.

Se deberán desplegar soluciones tecnológicas para medir de forma precisa la inercia y fortaleza de red durante la operación real del sistema, y tomar acciones frente a disminuciones en estos servicios que puedan comprometer la operación segura y confiable del SIN.

- Desplegar soluciones para la medición en tiempo real de fortaleza de red.
- Desplegar soluciones para la medición en tiempo real de inercia.

Desarrollar nuevos mecanismos para la coordinación operativa

En el corto plazo se requieren nuevos elementos regulatorios y tecnológicos de coordinación operativa para mantener el balance entre la carga y la generación. Entre ellos:



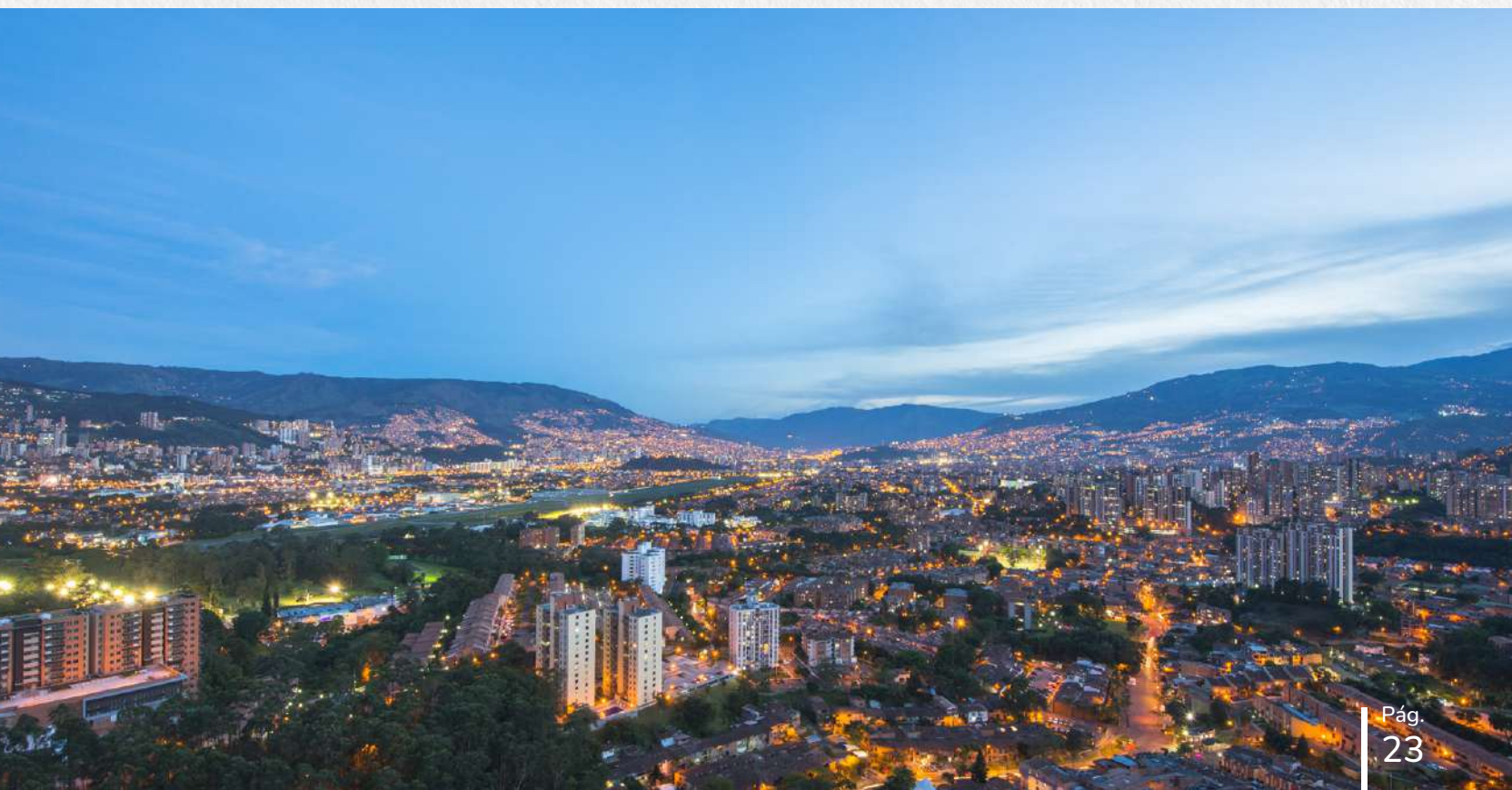
Permitir que la generación variable y la demanda **puedan realizar redespachos en cercanías a la operación real del sistema**; lo anterior, acompañado de mecanismos de mercado que incentiven la provisión de la mejor información disponible.



Incluir ajustes operativos con una menor resolución y más **cercanas a la operación del sistema** (despacho operativo de 5 minutos).



Establecer que todas las plantas despachadas centralmente **se integren al control automático de generación del CND y reciban indicaciones** de potencia enviadas digitalmente para su implementación en sitio.



Desplegar sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB)

Los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (SAEB) se han constituido en una pieza fundamental de la transición energética. Si bien Colombia fue pionero regional en el desarrollo normativo de esta tecnología con la expedición de la Resolución CREG 098 de 2019, es fundamental avanzar en la actualización de esta reglamentación y en el ajuste en la definición de nuevos servicios que tecnológicamente ya están disponibles, tales como las baterías formadoras de red. Adicionalmente y teniendo en cuenta que se han identificado necesidades puntuales de despliegue de esta tecnología en el marco de la reglamentación indicada y que un paquete importante de estos equipos fue incluido en el Plan Maestro de Modernización publicado por UPME.

Así mismo, se propone explorar y regular nuevas aplicaciones para el uso de baterías, revisando y adaptando la Resolución CREG 098 de 2018, con la definición de servicios e incentivos para la integración de soluciones de almacenamiento que aborden desafíos específicos de la red y los nuevos requerimientos del sistema, como los aportes de corrientes de corto circuito e inercia mediante baterías con tecnología GridForming.

Restricciones eléctricas y operativas:



Señales de expansión ligadas a costos asociados con las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

Otras aplicaciones de baterías:



Explorar y regular nuevas aplicaciones para el uso de baterías en el sistema.

Mejorar observabilidad del Sistema

La variabilidad e incertidumbre del recurso primario renovable y de la demanda genera retos para administrar eficientemente las desviaciones y para prever las necesidades de producción del sistema, más aún, considerando una integración importante de generación detrás del medidor, y la necesidad de abastecer la misma cuando no se cuente con el recurso primario interno. De otro lado, mantener la observabilidad de la red en un entorno de operación con alta variabilidad e incertidumbre es fundamental para garantizar la adecuada toma de decisiones por parte de los operadores del sistema y para que herramientas inteligentes de apoyo a la operación puedan ser desplegadas con los niveles de confiabilidad y precisión requeridos, como, por ejemplo, herramientas de pronóstico de consumo y generación, herramientas de optimización de la producción y uso de servicios auxiliares, o herramientas de control automático de voltaje. Se requiere generar incentivos regulatorios para mejorar la observabilidad del consumo, la generación y la red de transmisión con indicadores regulatorios de calidad y disponibilidad de las medidas análogas y digitales supervisadas y con la redundancia en comunicaciones suficientes para garantizar la resiliencia de la infraestructura supervisión frente a fallas.

Integración y operativización de las DERs

Una característica importante de la transición energética es la posibilidad de llevar a cabo la instalación de recursos energéticos distribuidos conectados a nivel del SDL. La masificación de la generación en los sistemas de distribución requiere mejoras en la capacidad de los operadores de red para gestionar los altos volúmenes de generación que se integrarán, de tal forma que se pueda coordinar la seguridad de la operación sus redes y eventualmente, administrar los servicios que estos sistemas, mediante estrategias de agregación, pueden ofrecer al mercado de corto plazo actual o a otros que se desarrollen a futuro; lo anterior, requiere avanzar en la estructuración de las funciones y servicios que se pueden desarrollar los operadores de red mediante la figura de operadores de sistemas de distribución.

Aumentar la participación en el despacho central

Las reglas operativas del mercado permiten a las plantas de poca capacidad conectarse al sistema y entregar energía sin un despacho centralizado y sin las exigencias requeridas para una coordinación operativa efectiva que permita aumentar o disminuir los volúmenes de producción en función de las necesidades del sistema; teniendo en cuenta los planes de expansión de generación en desarrollo, se espera una alta instalación de recursos en este segmento, lo que sumado al incremento de las DER, puede comprometer la confiabilidad del sistema y la capacidad de mantener el balance entre la generación y la demanda.

Asimismo, es importante asegurar que para este tipo de plantas existan requerimientos de pruebas para validar los parámetros y los modelos que se utilizan como base para la planeación del sistema eléctrico colombiano.



Disminuir el umbral de participación en el despacho central a 5 MW es una herramienta para mantener la operación confiable y estable del sistema, así mismo, fortalecer los mecanismos de coordinación y control operativo de este tipo de recursos.

Incentivar mejoras en los pronósticos de demanda y generación

Un buen pronóstico de la demanda y generación permite a los operadores del sistema anticipar las necesidades de abastecimiento y planificar adecuadamente la producción, el consumo y la utilización de la infraestructura de transmisión, minimizando riesgos operativos y optimizando el uso de los recursos disponibles.

Para reducir la incertidumbre de estos pronósticos es un escenario de alta variabilidad e incertidumbre climática, se deben **desarrollar modelos que integren datos meteorológicos precisos**. Estos modelos pueden mejorar la precisión de las predicciones de generación de energías renovables y de la demanda de electricidad, permitiendo una gestión dinámica y flexible del sistema eléctrico. Se debe aumentar la

periodicidad de actualización de los flujos de información entre los agentes y el operador del sistema, así como desarrollar los incentivos regulatorios y de mercado necesarios para que los pronósticos de generación y demanda presentados por los agentes utilicen la mejor tecnología disponible, se actualicen de forma oportuna, y mantengan niveles de precisión requeridos para la operación segura y confiable del sistema.

Mejorar los sistemas de protección

Por sus características, para la conexión masiva de sistemas de generación basados en inversores se requiere que los sistemas de protección principal y respaldo despejen las fallas en el tiempo mínimo de operación de los relés, reduciendo de esta forma los huecos de tensión originados durante fallas y minimizando el impacto potencial sobre la demanda y la generación. **Para esto es necesario contar con dispositivos de protección selectivos, redundantes y rápidos para detectar y despejar fallas oportunamente en los sistemas del STN y STR.**

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario regular los aspectos asociados a los tiempos máximos permitidos para el despeje de fallas en el sistema, los equipos y redundancias necesarios y el proceder frente a pérdida de efectividad por indisponibilidades de componentes.

De otro lado, es necesario definir y reemplazar las tecnologías actuales de protección por soluciones más avanzadas, con mayor selectividad, que permitan despejar fallas en tiempos muy cortos. Lo anterior, es especialmente relevante en las redes del SDL y el STR, donde los sistemas de protección deben ser capaces de operar de forma confiable y selectiva ante la bidireccionalidad de los flujos de potencia y bajos niveles de aporte de cortocircuito, garantizando así una respuesta adecuada que mitigue los impactos sobre la demanda y la generación de las fallas no despejadas en tiempos adecuados.





Mejorar los modelos dinámicos de la red

Validar el desempeño dinámico y transitorio del sistema durante la asignación de nuevos puntos de conexión y durante la planeación operativa eléctrica del sistema va a ser determinantes para identificar de forma temprana acciones de mitigación que se requieran para la operación estable de la red eléctrica y del sistema, en especial, las necesidades de acompañar los proyectos nuevos con soluciones que brinden fortaleza, o desplegar las mismas como parte de los planes de expansión del STN y el STR, **para esto se proponen las siguientes medidas:**

- Incorporar en la asignación de puntos de conexión criterios de estabilidad transitoria y dinámica del sistema, utilizando simulaciones RMS y EMT.
- Solicitar a los promotores como parte de los estudios de conexión, simulaciones dinámicas RMS y EMT que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y las posibles interacciones con otros IBR's del sistema, validando que los desarrollos dispongan los equipos requeridos para la operación con bajos niveles de inercia y cortocircuito.
- Realizar análisis integrales RMS y EMT de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados, para definir nuevas obras o limitar aprobación de nuevos puntos.
- Regular los casos en los cuales, por déficit de fortaleza de red u otras características de desempeño, son necesarios equipos adicionales como condensadores síncronos y/o baterías para dar cumplimiento a los requisitos técnicos, la operación estable de los parques que se integran, así como el mantenimiento de los niveles de cortocircuito e inercia del sistema.
- Es necesario reglamentar el proceso de entrega y validación de los modelos EMT de los equipos que se integran al sistema, definiendo tiempos y características de estos. Así mismo, se deben definir **criterios mínimos de calidad para los modelos RMS y EMT que se utilizan para representar los distintos elementos conectados al SIN** tales como: carga, generadores síncronos, sistemas de compensación, líneas, transformadores, dispositivos FACTS, SAEB (Sistema de Almacenamiento de Energía eléctrica con Baterías), y las nuevas tecnologías que se conecten al sistema.

Desplegar servicios de soportabilidad de la frecuencia

En la medida que la generación renovable aumenta su participación en la atención de la demanda y son desplazados los recursos síncronos, los análisis de XM muestran un descenso en los niveles de inercia del sistema, frente a lo cual, se incrementan los riesgos de excursiones de la frecuencia por fuera de los valores de calidad y soportabilidad definidos.

En ausencia de medidas de mitigación, puede ser necesario limitar la generación de las plantas solares y eólicas para disponer de los niveles de inercia que garanticen una adecuada contención de la frecuencia, lo anterior, teniendo en cuenta que en la actualidad esta tecnología no está obligadas a proveerlos.

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario desarrollar los siguientes aspectos:

- 1 Dado que la Resolución CREG 060 de 2019 transitoriamente, excluye a las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia, **se recomienda habilitar el servicio de regulación primaria de frecuencia ya sea mediante el aprovisionamiento de la capacidad requerida o mediante la instalación de baterías** que amplíen la capacidad de este tipo de recursos.
- 2 Actualizar los criterios para el diseño del EDAC, para considerar las actualizaciones tecnológicas necesarias frente a la incorporación de generación a nivel del SDL, y los criterios de soportabilidad ante el ROCOF y el NADIR de los equipos que se integran al sistema (generación y demanda).
- 3 Establecer los incentivos para el cumplimiento de los requerimientos de regulación primaria en todas las tecnologías, incluidos los mecanismos de habilitación, seguimiento y retiro de las plantas de generación que prestan el servicio.
- 4 Evaluar la necesidad de desplegar el servicio de respuesta continua (algunas veces llamado respuesta rápida en frecuencia), con tiempo de activación inferior a 1s y regulación continua de la frecuencia.
- 5 Evaluar la necesidad de desplegar el servicio de desconexión rápida de carga, **como medida de contención antes de la actuación del EDAC.**



Imagen generada con IA

Desarrollar control automático de voltaje

El control de voltaje es esencial para mantener la estabilidad del sistema de potencia y permitir la transferencia de potencia activa en la red de transporte del sistema de transmisión nacional y en los sistemas de transmisión regionales. Teniendo en cuenta que el sistema de potencia se ha vuelto más complejo por el incremento del número de elementos de control y el crecimiento de la demanda, y tomando en consideración que con la introducción a gran escala de fuentes no síncronas la experiencia internacional indica que las exigencias operativas para mantener perfiles de voltaje adecuados en toda la red eléctrica se incrementan, **se propone la implementación de una estrategia automática de control de voltaje, tal como la define la Resolución CREG 080 de 1999, bajo el nombre de Control Automático de Tensión - CAT.**

Para la implementación de este esquema, se necesita definir los requerimientos necesarios desde el punto de vista regulatorio para la implementación de esta tecnología en el SIN, por lo cual se recomienda:

- 1** Todas las subestaciones del STN y del STR que cuenten con equipos para el control de voltaje (unidades de generación, transformadores con cambiador de tomas bajo carga, compensadores, reactores), deberán contar con un control local automático tipo VQC. Las zonas de operación, la tipificación de los tipos de día, el ajuste de las bandas de control para las diferentes horas del día y el estado ON- OFF de estos esquemas podrán ser actualizados desde el CND para hacer frente a las condiciones de operación reales del sistema, a fallas en las telecomunicaciones y/o a fallas en el sistema de control automático de voltaje.
- 2** Los sistemas VQC locales deberán poder recibir de forma automática consignas de conexión y/o desconexión desde el CND, ya sea de forma directa, a través de los centros del control de los Operadores de Red.
- 3** Todos los SVC's, STATCOM's, Condensadores Síncronos, Bancos de Baterías y/o cualquier otro dispositivo equipado con un AVR (del inglés, Regulador Automático de Voltaje) deberán poder recibir de forma automática consignas de voltaje, de potencia reactiva y/o de modo de operación desde el CND, ya sea de forma directa o a través de los centros del control de los operadores de red.
- 4** Todos los recursos de generación en servicio conectados al STN o al STR deberán poder recibir de forma automática consignas de voltaje, de potencia reactiva y/o de modo de operación desde el CND, ya sea de forma directa o a través de los centros del control de los operadores de generación, si se cuenta con estos.



- 
- 5** Todos los transformadores del STN y de conexión del STR al STN con cambiador automático de tomas bajo carga, deberán poder recibir de forma automática consignas aumento y disminución de las posiciones de TAP's y/o de bloqueo del control automático desde el CND, ya sea de forma directa o a través de los centros del control de los operadores de red.
- 6** Todos los agentes serán responsables de reportar al CND en tiempo real, y mediante la tecnología que el CND disponga para ello, la disponibilidad de sus equipos para participar del esquema de control automático de voltaje. Si un equipo se encuentra indisponible para participar del control automático de voltaje, esta condición deberá afectar los índices de calidad establecidos en la regulación aplicable.

Mejorar la información requerida para la evaluación del desempeño del sistema

Para contar con un seguimiento eficiente del desempeño del sistema eléctrico en un contexto de creciente integración de energías renovables, es necesario implementar análisis avanzados y evaluaciones de las variables críticas. Se deben analizar las condiciones operativas para identificar patrones recurrentes y posibles soluciones, asegurando una detección y solución oportuna de problemas.



La integración de mediciones de alta resolución, combinada con analítica avanzada y evaluaciones periódicas, permitirá optimizar la estabilidad, eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, apoyando su sostenibilidad a largo plazo mediante la evaluación de nuevos servicios y tecnologías.

Esto requiere ajustar las plataformas de monitoreo para captar fenómenos rápidos y distribuidos, como oscilaciones de alta frecuencia y problemas de interacción subsíncrona. Lo que implica expandir el uso de tecnologías de medición fasorial y adoptar nuevas herramientas e incentivos regulatorios para obtener datos la calidad y disponibilidad requeridos.

En conclusión, ante la disminución de la capacidad del sistema para responder de forma efectiva a eventos de frecuencia (disminución de la inercia del sistema), así como un descenso en los niveles de cortocircuito (operación en red débil), por lo cual, la operación del sistema requiere:

- Actualizar el marco normativo asociados al diseño del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), considerando la alta incorporación de DER y los criterios de soportabilidad de equipos.
- Habilitar la obligatoriedad en la prestación del servicio de regulación primaria para eventos de subfrecuencia en las fuentes renovables no convencionales solares y eólicas.
- Establecer los servicios de aporte de cortocircuito y aporte de inercia, así como los niveles mínimos de fortaleza de red y criterios para limitar la propagación de huecos de tensión.



- Generar incentivos para la flexibilización del parque de generación síncrono (reducir los mínimos técnicos, incrementar los rangos de operación y aumentar las rampas de toma de carga).
- Desplegar compensadores síncronos u otras tecnologías con capacidad de aportar inercia y cortocircuito desde la planeación de la expansión.
- Evaluar la necesidad de servicios de respuesta continua en frecuencia y servicios de desconexión rápida de carga, como medida de contención antes de la actuación del EDAC.
- Ajustar el código de red para incorporar los aspectos asociados a los tiempos máximos permitidos para el despeje oportuno de fallas a nivel del sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), así como la redundancia y los equipos necesarios para su operación.
- Establecer nuevos requisitos de conexión en la reglamentación para la incorporación segura de la generación basada en inversores en condiciones de red débil:



Análisis RMS (**Root Mean Square**) y EMT (**Electromagnetic Transients**) en los estudios de conexión.



Modelos RMS y EMT validados antes de la entrada en operación de los proyectos.



Curvas de soportabilidad ante sobretensiones transitorias.



Aporte rápido de corriente de secuencia negativa durante fallas.



Maximización del aporte de corriente durante fallas.



No cesación de la entrega de potencia activa.

- Establecer la obligatoriedad del reporte de modelos de carga dinámicos.
- Avanzar en la interconexión regional con otros sistemas como medida para fortalecer la respuesta del sistema.

Habilitador 4: Modernizar el mercado, integrando nuevos productos y servicios que se adapten de forma eficiente a las nuevas condiciones de oferta y demanda

El mercado eléctrico colombiano, que inició hace tres décadas, tiene un diseño principalmente basado en generación convencional predominantes en su momento (generación hidráulica y térmica). Si bien este modelo de mercado ha permitido el abastecimiento de la demanda y eficiencias en los diferentes eslabones de la cadena

de valor de la energía eléctrica, en un escenario de transición energética debe ser revisado y ajustado, de modo que responda a la integración cada vez mayor de fuentes variables no convencionales, a la participación de la demanda, a la incorporación de nuevos actores en la cadena de valor y con las señales adecuadas, con los incentivos necesarios para los servicios complementarios y la flexibilidad que permita apalancar la operación segura, flexible y confiable del sistema colombiano.

Así las cosas, el diseño actual de mercado requiere de ajustes para integrar de forma eficiente los recursos variables. Los principales ajustes se deben dar en el mercado del corto plazo, los servicios complementarios (actualmente Colombia solo cuenta con regulación secundaria de frecuencia, como servicio complementario, a través de la regulación automática de generación – AGC-). Así mismo, implementar programas de respuesta de la demanda, almacenamiento, armonización de los nuevos esquemas con las interconexiones regionales (MAERCP: Mercado Andino Regional de Corto Plazo), ajustes en el cargo por confiabilidad y los mecanismos de cobertura del mercado, entre otros, para administrar de manera eficiente y confiable la variabilidad del recurso primario, así como incorporar criterios para la flexibilidad y resiliencia al sistema, con beneficio para la demanda del país.

Esta condición no se da solo en Colombia, razón por la cual los mercados de energía eléctrica con mayor evolución a nivel mundial han integrado dentro de su mercado de corto plazo (spot), instancias adicionales para negociar excedentes o faltantes de energía eléctrica en intervalos de tiempo cercanos al momento de atención de la demanda e implementando esquemas que buscan una formación eficiente de precios bajo un diseño que facilite la incorporación de la generación a partir de recursos renovables no convencionales, lo que supone retos adicionales tanto para la operación como para el mercado.



El sector eléctrico en Colombia ha venido avanzando en el diseño e implementación del mercado completo, es decir, mercados eficientes y sostenibles para todo el horizonte de negociación de energía, el cual va desde el largo plazo (15 a 20 años) hasta el tiempo real.

Este enfoque de mercado es una coordinación eficiente entre las decisiones de inversión a largo plazo y las operaciones diarias, facilitando así la gestión óptima de los recursos energéticos en un entorno cambiante y garantizando la sostenibilidad del mercado, al contar con mecanismos físicos y financieros que permitan a todos los participantes gestionar sus riesgos y generar beneficios para la demanda.

Financiar las obras de reposición y expansión de la red

Respecto a la expansión de la transmisión, se recomienda actualizar y armonizar el marco normativo para que incentive la materialización de nuevas obras de transmisión y proyectos de reposición de equipos, lo anterior dado que es importante que las restricciones eléctricas y operativas del sistema emitan señales económicas que fomenten las inversiones eficientes y efectivas en infraestructura y que establezcan mecanismos que reflejen los costos asociados con su mitigación

Desarrollar Mercados completos

A partir de las necesidades operativas, se identifican los aspectos de mercado a desarrollar para dar respuesta a la suficiencia energética, la sostenibilidad y la eficiencia del sistema. Al respecto se proponen distintas estrategias como:

1 Desarrollo de mercados de largo y corto plazo

Crear y ajustar los mecanismos de mercado y contratación requeridos por el sistema para

contar con la sostenibilidad financiera en el corto y largo plazo.

2 Nuevos servicios complementarios

Introducir y ajustar servicios que complementen la oferta de electricidad y mejoren la estabilidad del sistema, frente a la incorporación de fuentes renovables.

Algunos servicios por considerar:

- **Inercia y corto circuito**

Mecanismos para disponer de estos servicios para la atención de la demanda, acorde con las necesidades de confiabilidad del sistema.

- **Respuesta rápida en frecuencia**

Mecanismos que incentiven este servicio para mantener la estabilidad de frecuencia.

- **Desconexión rápida de demanda**

Productos de mercado para desconectar carga de manera rápida en respuesta a eventos críticos.

- **Almacenamiento**

Implementar y valorar diferentes servicios que prestan las tecnologías de almacenamiento para gestionar la variabilidad de la generación y la demanda.

3 Mecanismos de participación de la demanda

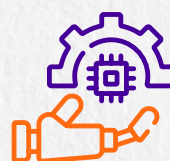
Definir alternativas y mecanismos que promuevan la participación de la demanda en el mercado de energía, a través de programas de Respuesta de la Demanda (RD), mediante esquemas como: tarifas por tiempo de uso, interrupción de carga, ofertas al mercado. Estos mecanismos permitirían mejorar la eficiencia del sistema, así como aliviar congestiones y proporcionar beneficios económicos a los usuarios finales, entre otros.

Así mismo, evaluar la posibilidad de establecer mecanismos de participación de la demanda en el mercado diario, subastas para confiabilidad del sistema, para el mercado de

servicios complementarios, en situaciones de emergencia o condiciones críticas.

Habilitador 5: Ampliar y evolucionar la infraestructura tecnológica, manteniendo altos niveles de ciberseguridad y resiliencia

Los retos tecnológicos de la transición energética incluyen, entre otros, la integración de:

**TO**

(Tecnologías de operación)

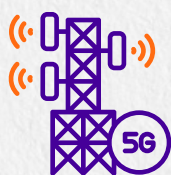
**TI**

(Tecnologías de información)

El fortalecimiento de la infraestructura de comunicaciones y mejoras en ciberseguridad e interoperabilidad, todo enfocado en aumentar la confiabilidad, eficiencia y resiliencia del sistema eléctrico. Bajo este contexto, es fundamental desarrollar plataformas integradas que permitan la comunicación fluida entre TO y TI y administrar datos en tiempo real de manera segura y eficiente. Con el apoyo de sensores avanzados y automatizaciones para responder a la variabilidad de la demanda y generación distribuida y la identificación de fenómenos más rápidos y complejos, la transición energética traerá consigo un incremento en la granularidad y espacialidad de los datos e información, desde el punto de vista operativo y transaccional. Lo anterior, apalancado en la necesidad de mayor observabilidad y control de la red y un mayor número de productos y participantes en las transacciones del mercado.

En ese sentido, nace la necesidad de disponer de un modelo de gobierno de información que

se adapte a las necesidades de la transición energética, incluyendo como principales impulsores, la calidad de los datos y la analítica avanzada. De esta manera, se podrá contar con definiciones, responsabilidades y flujo de los datos; monitoreo continuo de la calidad de la información a través de indicadores que midan la completitud, consistencia y validez; y modelos de analítica avanzada que permitan anticipar comportamientos del sistema, optimizar recursos, gestionar riesgos en tiempo real y diseñar estrategias de mercado.



Otro reto tecnológico consiste en ampliar la capacidad de los sistemas de comunicación e **implementar redes de comunicaciones robustas y seguras, como 5G o fibra óptica**, que soporten la comunicación masiva y en tiempo real entre sus componentes, especialmente para la gestión de energías renovables distribuidas. De la mano de este crecimiento en la información, el desarrollo de plataformas de Big Data y análisis predictivos para procesar grandes volúmenes de datos y brindar información crítica para la toma de decisiones y optimizar el mercado y la operación de la red.

En XM contamos con una estrategia de Seguridad de la información que integra la implementación de tecnologías, las personas, los procesos de negocio e infraestructura. **Esta estrategia cuenta con un mapa de ruta diseñado para proteger nuestros sistemas informáticos y redes contra ataques cibernéticos.**

Nuestro enfoque cuenta con un fuerte énfasis en fortalecer la cultura de seguridad de la información entre nuestros colaboradores, en incorporar buenas prácticas en los procesos de negocio con un enfoque estructurado que incluye: la identificación, protección, detección, respuesta y recuperación ante incidentes de seguridad, que permite la protección de la información, la infraestructura, la continuidad del negocio y la resiliencia ante amenazas cibernéticas.

Otras acciones tecnológicas:

- Modernizar las tecnologías de información garantizando que cuenten con soporte vigente, cerrando brechas de vulnerabilidades en ciberseguridad teniendo así resiliencia operativa es clave para responder de manera ágil y segura a las exigencias de un mercado eléctrico en evolución, cada vez más digitalizado, interconectado y orientado a la sostenibilidad.
- Observar e incorporar nuevas tecnologías de la información es fundamental para acelerar la transición energética en Colombia. Integrar herramientas de la Cuarta Revolución Industrial (4RI) en los procesos de negocio del sector eléctrico permite automatizar operaciones, mejorar la eficiencia operativa y responder con mayor agilidad a las dinámicas del mercado y a las necesidades de los usuarios.

La transición energética en Colombia enfrenta retos tecnológicos significativos, especialmente en el ámbito de las tecnologías de información y tecnologías de operación (TI/TO). La digitalización está transformando el sector energético, permitiendo nuevas propuestas de valor en términos de disponibilidad de recursos, orquestación y gestión **Figura 4**. La integración de recursos energéticos distribuidos (DERs), como paneles solares y sistemas de almacenamiento de energía, controlados por software y optimizados a través de activos inteligentes, es crucial para mejorar la eficiencia y la fiabilidad de la red eléctrica.

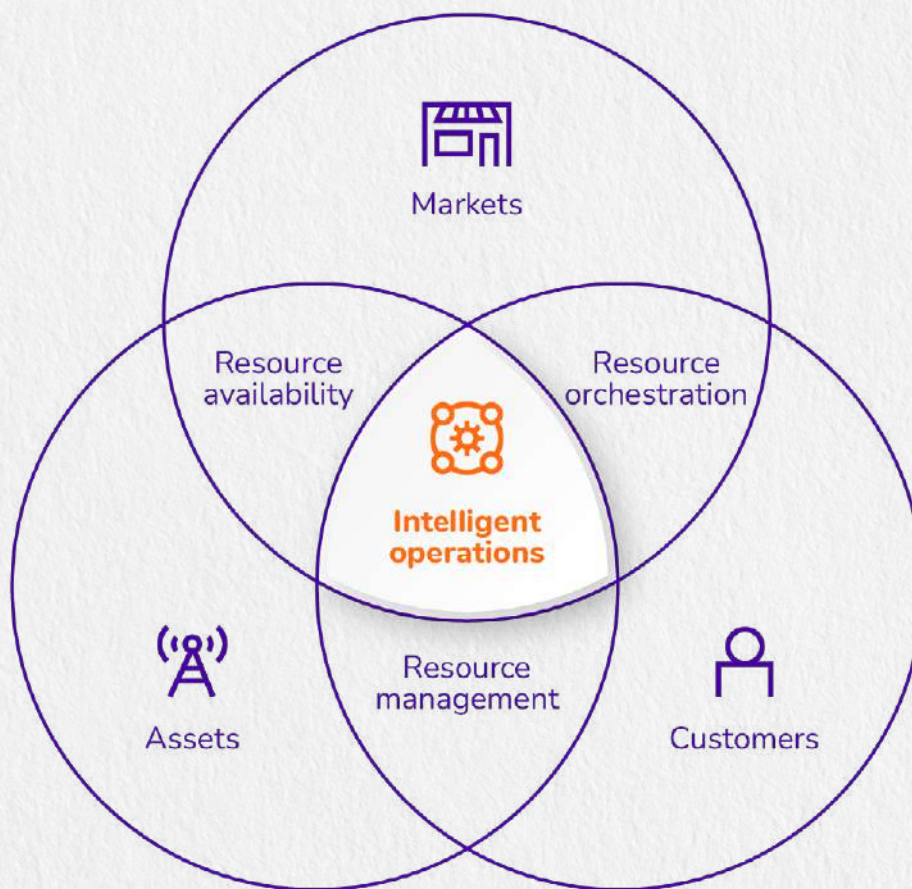


Figura 4. Gartner, Inc. (2024). *Predicts 2025: Navigating the Digital Nexus in Power and Utilities*. Gartner. (p. 4)

En el contexto de la transición energética en Colombia, la digitalización permite a las empresas del sector eléctrico conectar, comunicar y controlar recursos de manera más eficiente. La integración de tecnologías avanzadas, como la inteligencia artificial (IA) y el análisis de datos en tiempo real, es esencial para optimizar la distribución de energía y satisfacer diversas demandas.

La implementación de una infraestructura de datos robusta y capacidades analíticas avanzadas es fundamental para gestionar la variabilidad de la generación renovable y mejorar la toma de decisiones operativas. Además, la adopción de servicios basados en la nube y la preparación para la operacionalización de la IA en las operaciones de las salas de control son esenciales para que las empresas de sector eléctrico puedan prosperar en esta nueva era de innovación y competencia. Todo esto debe estar respaldado por un sólido gobierno de información y calidad de datos que permita tener decisiones confiables, precisas y alineadas con los retos de la transición energética.

Para asegurar el control y la generación de valor a través de la tecnología, **se vuelve necesario considerar los siguientes aspectos:**



**Tecnología estable,
escalable y de alto
rendimiento**

Adaptación a las crecientes demandas del sector y a la evolución de las tecnologías.



**Agilidad para la
generación y evolución
de las soluciones**

Implementar y mantener soluciones de forma oportuna con adecuado cubrimiento funcional.



**Mayor
interoperabilidad**

Interconexión de diferentes sistemas y tecnologías, asegurando la compatibilidad entre diferentes plataformas tecnológicas.



**Gestión de grandes
volúmenes de datos**

Manejo y procesamiento eficiente de grandes cantidades de datos.



**Análisis de datos
en tiempo real**

Optimización de la operación, predicción de la demanda y gestión de la volatilidad de la generación renovable.



**Ciberseguridad
y resiliencia**

Protección contra amenazas cibernéticas y asegurar la continuidad de sistemas críticos.



**Gestión de
Información**

Facilitar decisiones mediante la gestión eficiente, segura y estructurada de la información.

La tendencia alrededor de los nuevos modelos de negocio **invita a trabajar en aspectos como:**

I Programa de experiencia del cliente integrada

La satisfacción del cliente es un factor clave en el sector energético. Empresas como Origin Energy y MVV Enamic han demostrado que la digitalización y la personalización pueden mejorar significativamente la experiencia del cliente.

Acciones necesarias

- **Digitalización de procesos:** Implementar sistemas de gestión de relaciones con clientes (CRM) para mejorar la interacción y satisfacción del cliente.
- **Medición inteligente:** Utilizar medidores habilitados con IoT para reducir el desperdicio de recursos y proporcionar datos en tiempo real a los clientes.
- **Personalización de servicios:** Ofrecer servicios personalizados basados en el análisis de datos para aumentar la lealtad y retención de clientes.

II Pronóstico energético impulsado por IA

La integración de pronósticos energéticos mejorados por IA puede aumentar la precisión, eficiencia y sostenibilidad del sistema energético.

Acciones necesarias

- **Recursos y soporte:** Proveer los recursos necesarios para asegurar la implementación exitosa del sistema de pronóstico impulsado por IA.
- **Optimización de procesos:** Unificar los enfoques de pronóstico en todas las divisiones del negocio para mejorar la gestión de la red y la toma de decisiones.

III Alineación de tecnología de operación (TO)/ tecnología de información (TI)

La demanda creciente de integrar sistemas de TI y TO es esencial para optimizar las operaciones con la llegada de recursos energéticos distribuidos y sensores inteligentes.

Acciones necesarias

- **Colaboración entre equipos:** Fomentar la colaboración entre los equipos de TI y TO para asegurar una integración y alineación sin problemas.
- **Inversión en iniciativas:** Apoyar la inversión en iniciativas de alineación para mejorar la eficiencia operativa y la resiliencia contra interrupciones.
- **Ciberseguridad:** Implementar medidas de ciberseguridad robustas para proteger la infraestructura crítica contra ataques.

IV Optimización de recursos y costos

La optimización de recursos y costos es fundamental para mejorar la rentabilidad y la eficiencia operativa del sector energético.

Acciones necesarias

- **Maximización de la utilización de recursos:** Implementar tecnologías que permitan una mejor utilización de los recursos disponibles.
- **Reducción de costos operativos:** Adoptar soluciones tecnológicas que reduzcan los costos operativos y mejoren la eficiencia.
- **Gestión de la red:** Utilizar datos precisos y en tiempo real para mejorar la gestión de la red y la toma de decisiones estratégicas.



En resumen, la digitalización y la integración de tecnologías avanzadas son pilares fundamentales para enfrentar los retos tecnológicos de la transición energética en Colombia.

La operación inteligente, basada en la adopción de tecnologías emergentes y avanzadas, permitirá a las empresas del sector eléctrico optimizar sus operaciones, mejorar la eficiencia y la fiabilidad de la red, y satisfacer las demandas de un sector en constante evolución.

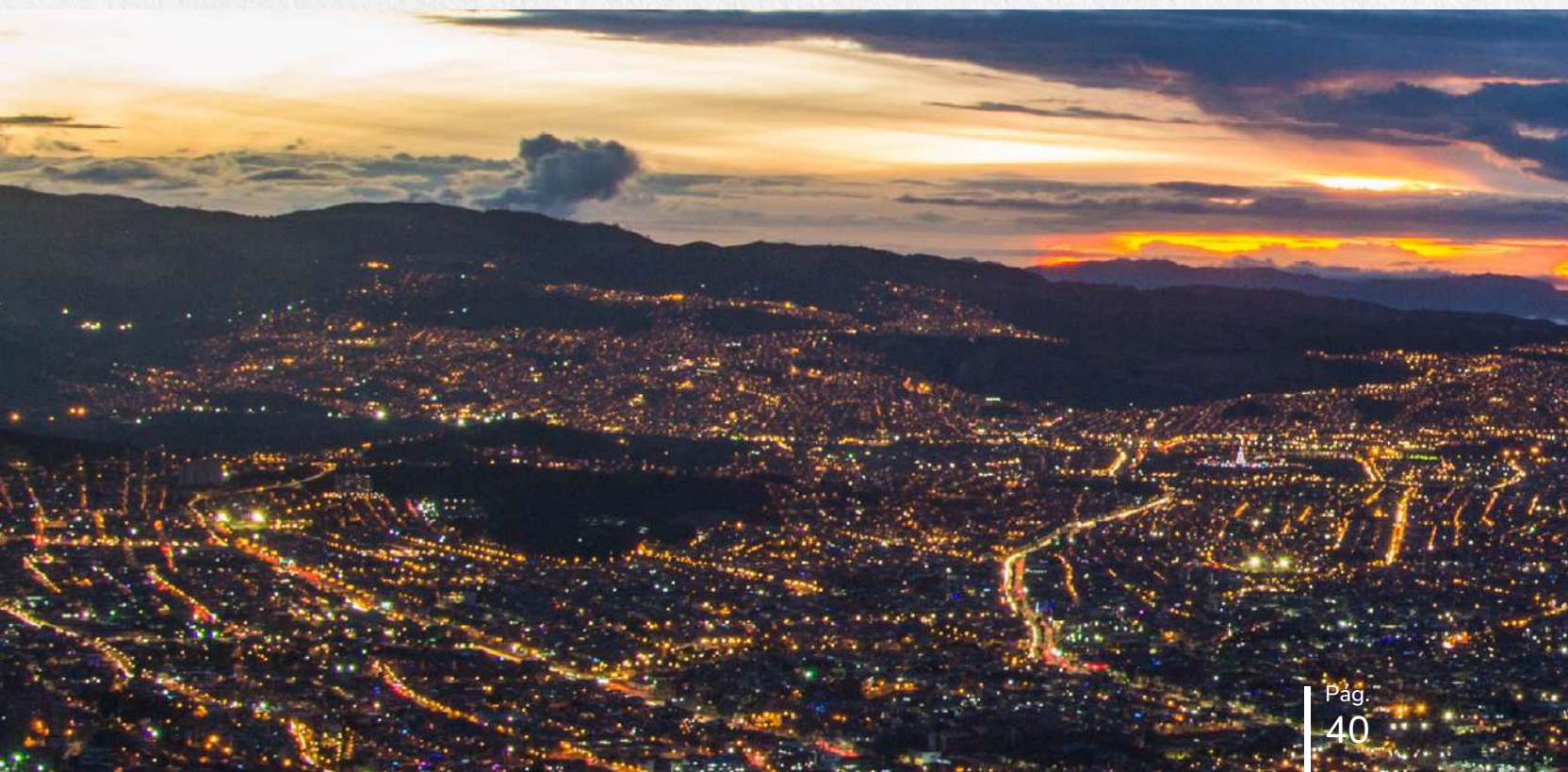
Habilitador 6: Desarrollar y mantener el talento humano requerido para la transición energética

La transición energética es un proceso complejo y multidimensional que demanda una gestión eficiente del conocimiento para lograr un cambio efectivo hacia fuentes de energía más sostenibles. En este contexto, la gestión del conocimiento implica la identificación, el

intercambio y la aplicación del saber necesario para apoyar esta transformación. **Este pilar fundamental de la transición energética requiere un enfoque integral que abarque no solo la gestión del conocimiento, sino también la promoción de una cultura de innovación y mejora continua.**

En este sentido, las empresas, universidades y centros de investigación tienen una gran responsabilidad de aportar y generar nuevos conocimientos alrededor de las nuevas tecnologías para desarrollar profesionales con competencias y habilidades, aptos para ser protagonistas en el proceso de la transición energética. La capacitación y el desarrollo del talento humano es fundamental para transitar hacia un sistema flexible y resiliente, esto asegura que el personal esté preparado para enfrentar los desafíos y aprovechar las oportunidades que presenta la integración de fuentes renovables.

Es así como desde hace aproximadamente 8 años en XM ha sido constante la preparación del talento y de sus procesos, con certificaciones, intercambios, asesoramiento y apropiación de las mejores prácticas a nivel mundial en



planeación y operación de sistemas con alta integración de FNCER. Lo cual nos ha permitido estar preparados de cara al sistema actual y futuro. Para ello, en XM hemos liderado alianzas estratégicas con diversos actores, incluyendo centros de investigación, operadores globales, universidades y entidades gubernamentales. Estas colaboraciones han generado estudios y propuestas clave para implementar los cambios necesarios en regulación, infraestructura y mercado, permitiendo la integración eficiente de nuevas tecnologías al sistema eléctrico.

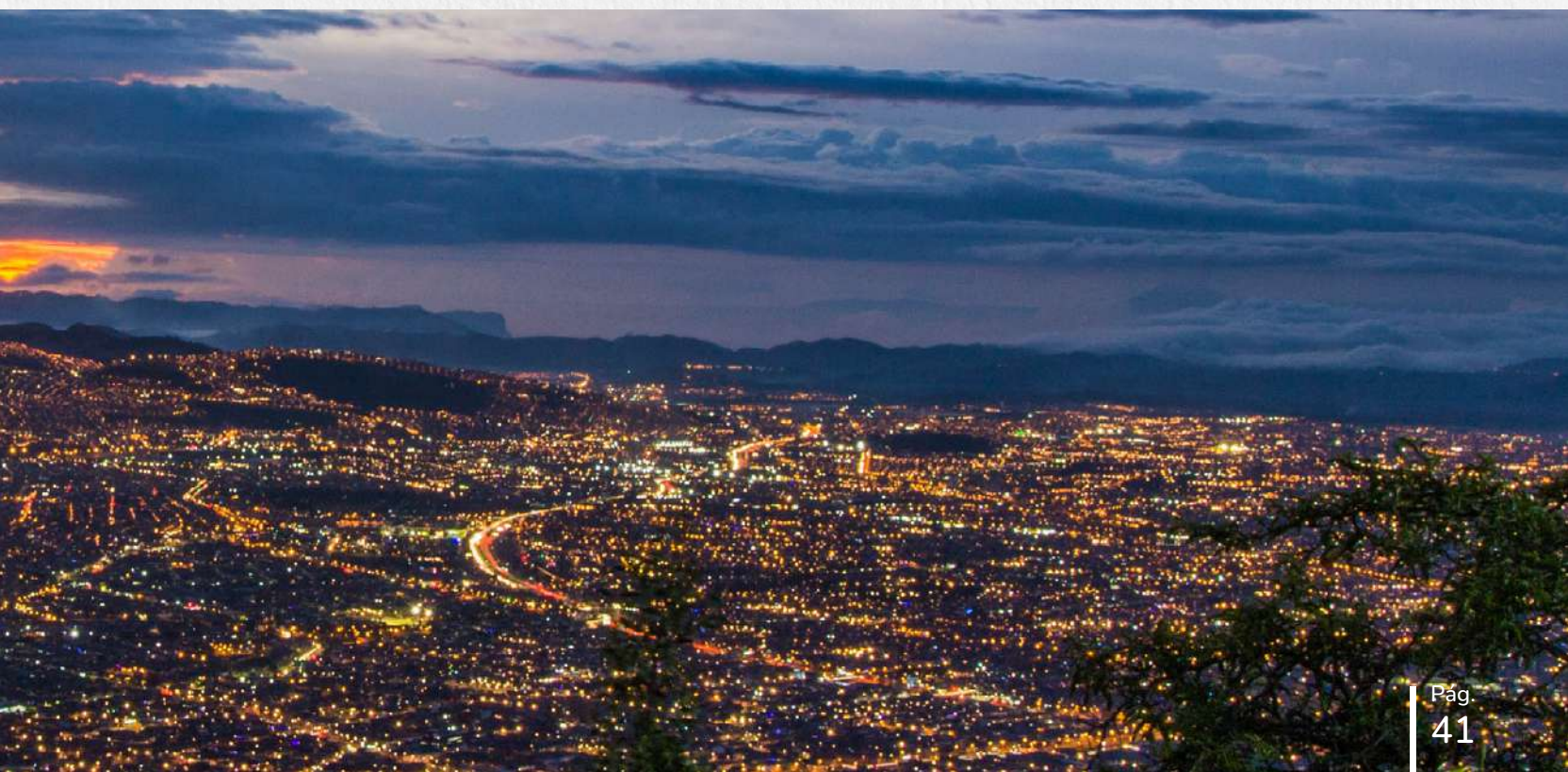
De otra parte, la inclusión de la perspectiva de género en la transición energética ha sido fundamental. **Las mujeres aportan conocimientos valiosos y experiencias prácticas que contribuyen a la resiliencia de la sociedad.** Además, hombres y mujeres tienen accesos, necesidades y usos distintos de la energía, lo que hace crucial integrar estas diferencias para no dejar fuera a una parte significativa de la población.

Para abordar esta necesidad, **hemos implementado una serie de estrategias y acciones que aseguran que nuestro equipo esté preparado para enfrentar los desafíos y**

aprovechar las oportunidades que presenta la transición energética.

Es necesario un análisis para identificar las necesidades de talento técnico a mediano y largo plazo que incluya la evaluación de las competencias y habilidades requeridas para operar y administrar un sistema más diversificado y sostenible, con las tendencias emergentes en el sector energético.

Con base en la identificación de necesidades y tendencias, diseñar propuestas específicas para atraer, desarrollar y retener talento técnico, centradas en las habilidades técnicas y competencias necesarias para la transición energética, incluyendo programas de formación y capacitación continua, **alianzas estratégicas con instituciones educativas y centros de investigación, y la implementación de iniciativas de desarrollo profesional.** Además, se fomenta una cultura de innovación y mejora continua, y se ha establecido un sistema de monitoreo y evaluación para ajustar las estrategias según sea necesario y asegurar que se está preparado para enfrentar los desafíos de esta transición.





4. Llamado a la acción

El sistema eléctrico que conocemos está cambiando más rápido que nunca y es evidente que el ritmo al cual se están desarrollando las nuevas tecnologías, esquemas de mercado, tendencias de electrificación y nuevos consumos está afectando la capacidad institucional para desarrollar la infraestructura y los marcos normativos que soporten los nuevos paradigmas de operación y mercado. Lo anterior, plantea la necesidad de actuar de forma urgente, identificando los principales riesgos y estructurando planes de trabajo articulado en política pública, regulación, expansión y operación que permitan mantener un sistema seguro, confiable y resiliente bajo los niveles de complejidad, variabilidad e incertidumbre esperados. La identificación de los riesgos, en función de la integración de fuentes variables, permite dimensionar la magnitud de los retos que enfrenta el sistema eléctrico, y también sirve como base para priorizar el despliegue de las acciones habilitadoras en cada fase de incorporación de las nuevas tecnologías.

Los diferentes análisis realizados en XM, han identificado 25 indicadores de riesgo cualitativos y cuantitativos que resultan claves para articular el sector y enfrentar los desafíos de la transición energética. Los riesgos se articulan con base a 4 características de un sistema flexible y resiliente, que son: Suficiencia energética y sostenibilidad; Flexibilidad en potencia; Calidad, seguridad y confiabilidad; y Capacidad de transporte de energía, como se observa en la **figura 5**. Teniendo en cuenta este panorama, a continuación, se presentan las acciones que deben ser priorizadas y desarrolladas de forma anticipada para niveles de integración entre 4 y 8 GW de generación basada en inversores.

- Matriz eléctrica flexible, complementaria y resiliente.
- Materializar los planes de expansión y desarrollar nuevas obras de infraestructura.
- Modernizar la red de transmisión, e integrar las tecnologías, procesos y estudios requeridos para operar un sistema con mayor participación de la generación renovable.
- Modernizar el mercado, integrando nuevos productos y servicios que se adapten de forma eficiente a las nuevas condiciones de oferta y demanda.
- Ampliar y evolucionar la infraestructura tecnológica, manteniendo altos niveles de ciberseguridad y resiliencia.
- Desarrollar y mantener el talento humano requerido para la transición energética.

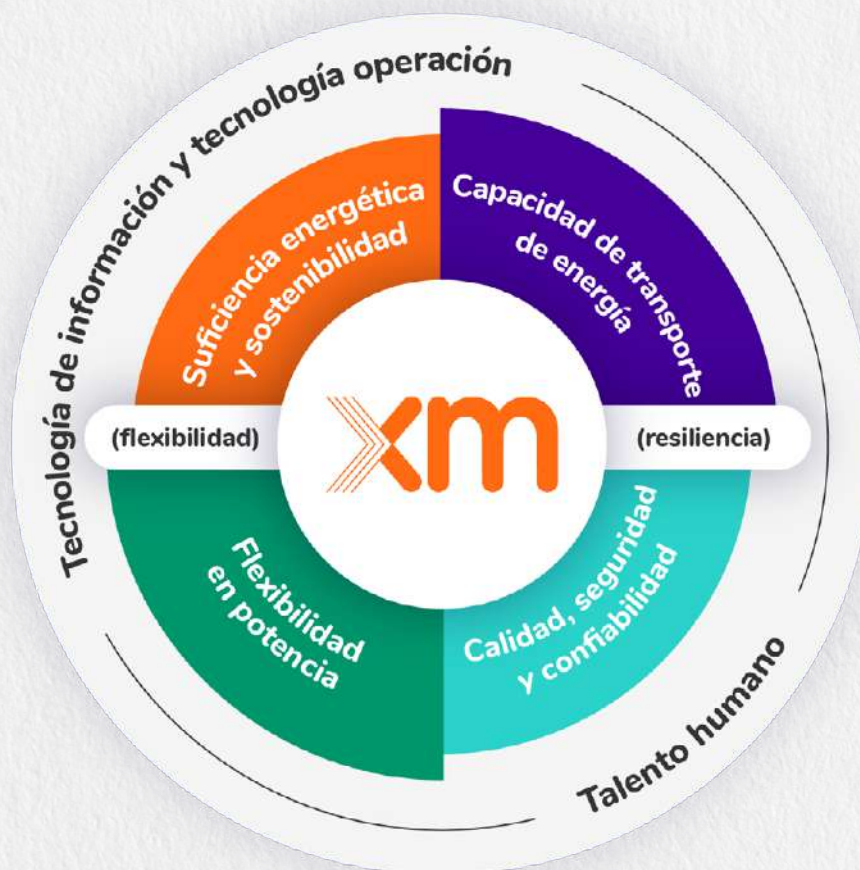


Figura 5. Articulación con base a cuatro características de un sistema flexible y resiliente.

Desde la flexibilidad y resiliencia, los desafíos son articulados y priorizados buscando un sistema flexible, al ser adaptable ante las condiciones cambiantes, y resiliente, al estar mejor preparado para responder a eventos en la infraestructura

			Generación conectada mediante inversores				
Seguridades	Indicadores estudio de flexibilidad		2 GW	4.4 GW	8.2 GW	11 GW	16.2 GW
Suficiencia energética	1	Atención de la demanda					
	2	Complementariedad					
Flexibilidad de potencia	3	Demanda neta (déficit de reserva a bajar)					
	4	Capacidad de coordinación de cambios de generación					
	5	Rampas horarias					
	6	Rampas cinco minutas					
	7	Desbalances intrahorarios					
	8	Desviaciones					
	9	Reserva caliente y fría					
	10	Reservas AGC (Horarias)					
Capacidad de transporte	11	Restricciones					
	12	Vertimientos por red (atrapamiento)					
	13	Impacto de desviaciones en límites de seguridad					
Seguridad	14	Inercia					
	15	Regulación primaria					
	16	Corto circuito máximo					
	17	Fortaleza de red					
	18	Soportabilidad de la frecuencia (NADIR)					
	19	Soportabilidad derivada de la frecuencia (ROCOF)					
	20	Suficiencia EDAC					
	21	Oscilaciones					
	22	Propagación huecos de tensión					
	23	Recuperación lenta indicada por fallas (Frecuencia y Voltaje)					
	24	Estabilidad transitoria					
	25	Protecciones					



Sin Riesgos



Riesgos Parciales



Riesgos Identificados

A continuación, se identifican las acciones priorizadas, no obstante, para cada nivel de integración de energías renovables es necesario trabajar en los demás indicadores:



Suficiencia energética y sostenibilidad

- 1 Articulación institucional para materializar los proyectos de generación.
- 2 Mantener y ampliar la flexibilidad de la infraestructura de gas natural como respaldo operativo.
- 3 Mejorar la capacidad institucional para la medición y caracterización de las variables meteorológicas.
- 4 Incentivar la instalación de recursos de generación solar y eólica con capacidad de almacenamiento.
- 5 Mejorar las capacidades de almacenamiento diario y estacional (baterías, bombeo, hidrógeno, nuclear).



Flexibilidad

- 1 Incentivos a mejores pronósticos (demanda y generación).
- 2 Despliegue de mecanismos de ajuste horarios e intra-horarios (despachos con menor granularidad)
- 3 Despliegue de nuevos servicios complementarios (aplanamiento de la curva de producción solar, rampas, arbitraje y otros)
- 4 Mejorar capacidad de los OR para gestionar la operación de los SDL's (observabilidad, controlabilidad, servicios complementarios).
- 5 Despliegue de mercados cercanos a tiempo real con participación de la demanda y generación nuclear).





Transporte de energía

- 1 Articulación institucional para materializar proyectos de transmisión en desarrollo.
- 2 Plan de choque para la modernización y repotenciación de la infraestructura de transporte (Infraestructura STN y STR, Sistemas de Protecciones).
- 3 Marco técnico para el despliegue de baterías para administración de congestiones (GridForming) y despliegue de soluciones.
- 4 Criterios de resiliencia y confiabilidad N-1-1 en los planes de expansión de la red.
- 5 Despliegue de soluciones para la optimización de la red.



Calidad, seguridad y confiabilidad

- 1 Activar la regulación primaria en todas las tecnologías.
- 2 Marco normativo y actualización del EDAC.
- 3 Actualización requisitos técnicos IBR's.
- 4 Implementar mejoras en protecciones en el STN, STR y SDL.
- 5 Nuevo código de redes (confiabilidad, resiliencia y flexibilidad).
- 6 Marco normativo y despliegue de condensadores síncronos y baterías GridForming.
- 7 Nuevos servicios complementarios: Fortaleza de red, inercia, respuesta rápida en frecuencia, respuesta de contención de la demanda.
- 8 Requerimientos de modelos EMT (DigitaTwin) del sistema colombiano.
- 9 Aporte de inercia y Corto Circuito en FNCER.

Con el objetivo de abordar de manera integral la transición energética y capitalizar sus oportunidades, **XM ha diseñado un conjunto de acciones específicas.** Estas acciones se implementan en función del nivel de integración de energías renovables al Sistema Interconectado Nacional (SIN) previsto para cada año, y se organizan según los temas estratégicos previamente definidos.



Suficiencia energética y sostenibilidad

- Articulación institucional para desarrollar la infraestructura de generación en momentos requeridos.
- Capacidad institucional para medición y pronósticos meteorológicos.
- Caracterización monitoreo y alarmas meteorológicas.



Flexibilidad

- Disminuir el umbral de participación en el despacho central a 5 MW.
- Mecanismos de ajuste horarios e intra-horarios.
- Despachos con menor granularidad.
- Incentivos a mejores pronósticos (demanda y generación).
- **Análisis de necesidades operativas: para servicios complementarios.**



Calidad, seguridad y confiabilidad

- Incentivos cumplimiento de regulación primaria en todas las tecnologías.
- Habilitar el servicio de regulación primaria en FERNC.
- Regular los servicios de aporte de nivel de cortocircuito y aporte de inercia.
- Articulación institucional (CREG, UPME, MME, Agentes, Academia).
- Mecanismos de participación de la demanda.
- **Actualización propuesta regulatoria de ajustes mercado corto plazo.**
- **Actualización propuesta mercado de corto plazo con despacho vinculante y con participación de la demanda.**



Transporte de energía

- Infraestructura de red requerida para minimizar las restricciones eléctricas y operativas del sistema.
- Incluir planeamiento N-1-1 en la expansión.
- Plan de repotenciación de la infraestructura de transporte (cortocircuito).



2025

- Mantener y ampliar infraestructura de gas natural.
 - Contar con capacidad de respaldo y flexibilidad plantas a gas (almacenamiento).
-
- Disponer control automático de generación.
 - Mejorar la observabilidad del consumo y generación.
 - Disponer de baterías en plantas solares y eólicas.
 - Mejorar capacidad de los OR para gestionar generación en los SDL.
-
- Flexibilizar el parque de generación térmica e hidráulica.
 - Contar con servicios de emergencia en las DER.
 - Definir el DSO y sus funciones de coordinación y control.
 - Analizar nuevos servicios auxiliares (rampas).
-
- Desarrollar el Nuevo código de redes.
 - **Establecer criterios para la operación con bajos niveles de inercia.**
 - **Implementar límites de fortaleza de red.**
 - Regular tiempos máximos para el despeje de fallas.
 - Desplegar condensadores síncronos.
 - Mejorar los sistemas de protecciones en el STN y STR.
 - Nuevos roles de los servicios complementarios.
 - Sistemas de almacenamiento.
-
- Simular RMS y EMT en estudios de conexión.
 - Desarrollar mercados de inercia y cortocircuito de largo y corto plazo .
 - Incorporar estándares IEEE 2800 y 1547.
 - Implementar requisitos EMT.
 - Disponer de servicios de respuesta rápida en frecuencia.
 - Implementar mecanismos de servicios complementarios para mercado intradiario*.
 - Contar con comunidades energéticas.
 - **Diagnosticar la simetría de información y transparencia del modelo de riesgo sistémico.**
 - **Validar propuesta de nuevos elementos de mercado para riesgo sistémico.**
-
- Contar con baterías en plantas solares y eólicas para mitigar problemas de infraestructura.
 - Incentivar los mantenimientos preventivos y trabajos en caliente y desincentivar trabajos de oportunidad.
 - Planes de expansión de la red considerando análisis integrales del STN y STR.
 - Desarrollo de obras urgentes.
-
- Conductores de alta temperatura (superconductores) y otras aleaciones.
 - Fortalecer la gestión operativa de los SDL.
 - Repotenciar la infraestructura.

2026



Suficiencia energética y sostenibilidad

- Articulación institucional para desarrollar la infraestructura de generación en momentos requeridos.
- Capacidad institucional para medición y pronósticos meteorológicos.
- Caracterizar el monitoreo y alarmas meteorológicas.



Flexibilidad

- Mercados en tiempo real participación demanda y generación.
- Agregadores y participación de DER en el mercado.



Calidad, seguridad y confiabilidad

- Servicios de desconexión rápida de demanda.
- Baterías GridForming.
- Criterios de resiliencia en planes de expansión.



Transporte de energía

- HVDC.
- Optimización de la red (Repotenciación-SSSC-DLR).
- Servicios de arranque en negro, GridForming, baterías.

2028

- Almacenamiento diario y estacional.
- Almacenamiento a gran escala.
- Energía nuclear, Hidrógeno, P2X.

- Servicios complementarios DER.
- Automatización y controlabilidad de las DER.

- Reconversión a combustibles limpios o a condensadores síncronos.
- Modernizar el EDAC (DER).
- Mercado de servicios complementarios DER.
- Participación en el mercado de almacenamiento a gran escala.
- **Incorporación de automatización y controlabilidad de las DER.**
- **Definición estructural organizacional para el riesgo sistémico (aplicación de metodologías de reingeniería de procesos).**
- Integración mercados regionales con mercados de corto plazo y servicios complementarios de

Colombia MAERCP y SINEA.

- Implementar un proceso estandarizado de información de riesgo sistémico para autoridades.
- Fortalecer del mecanismo de cargo por confiabilidad que permita contar con la entrega física de energía.
- Proponer el fortalecimiento de mecanismos de sostenibilidad financiera para el mercado de energía.
- **Identificar elementos a ajustar del mecanismo en Colombia.**
- **Revisión de la estimación de energía firme de las tecnologías.**

- HVDC - Multipuerto.
- Digital Twin EMT del sistema.

Lo resaltado corresponde a las acciones de XM.



2030



XM es un aliado clave para que la transición energética en Colombia avance de manera ordenada y posibilite seguir brindando la mejor energía a los colombianos.

Consecuente con ello, este Mapa de ruta recopila de manera detallada los desafíos y oportunidades que, desde la perspectiva de XM, y con base en los análisis de las necesidades del Sistema, los requisitos técnicos y de mercado asociados a la integración de fuentes variables y distribuidas, exige la transición energética y, por ende, la transformación del sector eléctrico en el país.

Coordinación interinstitucional, articulación y corresponsabilidad son imperativos en esta apuesta de país, de presente y de futuro.



5. Glosario

AGC:	Control Automático de Generación	MEM:	Mercado de Energía Mayorista
BIAS:	Constante de Regulación Combinada	MW:	Megavatio
CIGRE:	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas	MWh:	Megavatio Hora
CND:	Centro Nacional de Despacho	OR:	Operador de Red
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas	RMS:	“Root Mean Square” (Valor cuadrático medio)
EDAC:	Esquema de Desconexión Automática de Carga	SAEB:	Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías
EMT:	“Electromagnetic Transients” (Transitorio Electromagnético)	SCADA:	Supervisory Control And Data Acquisition
FNCER:	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	SDL:	Sistema de Distribución Local
GCM:	Guajira, Cesar, Magdalena	SIN:	Sistema Interconectado Nacional
GWh:	Gigavatio Hora	STN:	Sistema de Transmisión Nacional
IBR:	“Inverter-Based Resource” (recurso basado en inversor)	STR:	Sistema de Transmisión Regional
		UPME:	Unidad de Planeación Minero-Energética



20 años
Hechos por Colombia