



LA CONFIABILIDAD CÓMO RETO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Carmenza Chahín Álvarez

TEMAS A DESARROLLAR

- **Metodología de Planeamiento**
- **Conceptualización de la ENFICC**
- **Sistema de Transmisión**
- **Sostenibilidad Financiera de la Generación Eléctrica**
- **Transición Energética Caótica**
- **Planeamiento en el Sector de Gas Natural**



Metodología de Planeamiento

Planeamiento de la Expansión Indicativa de los Segmentos de Generación y Transmisión en el largo plazo

Escenario	Proyección de Demanda	Proyectos con Compromisos Cx-C-CLPE	Portafolio de Proyectos	Entrada		
				Colectora 1 (1050 MW)	Colectora 2 (3000 MW)	2da Etapa Ituango (1200 MW)
Simulación Operativa	Proyección de Demanda UPME; escenario medio	Si	No	ene-27	No	No
No 1. Escenario Libre (+) Ituango Fase II		Si	Si	ene-27	2032-2033	dic-26
No 2. Escenario Libre (-) Ituango Fase II		Si	Si	ene-27	2032-2033	No
No 3. Escenario Libre (-) Ituango Fase II (+) Mod. FPO Colectoras		Si	Si	ene-29	2034-2035	No

Escenario Transición Energética Justa (TEJ)	
No. 4. Escenario de Transición Energética	Salida de plantas térmicas a carbón: 290 MW (2028) 729 MW (2029) 164 MW (2033) 170 MW (2035) 273 MW (2036)
	Retiro de plantas a líquidos: 988 MW (2028)
Entrada FNCER Biomasa: 978 MW (2024 a 2037) Biogás: 1322 MW (2024 a 2037) Eólico Offshore: 4500 MW (2028 a 2037) Solar: 727 MW (2028 a 2037) Baterías: 363.5 MW (2028 a 2037)	

- Insuficiente coordinación entre la expansión de la Generación y la expansión de la Transmisión
- En el Escenario de Transmisión Energética Justa no se consideran los costos hundidos del retiro de las Plantas Térmicas del Sistema
- Los Escenarios no garantizan la expansión de mínimo costo
- Entrada prevista de FNCER, 7.891 MW entre 2024 y 2037 inconsistente con el PEN, 11.415 MW entre 2022 y 2052, inconsistente con la asignación de puntos de conexión, 16,380 MW al cierre de 2023
- Las FNCER aportan poco a la “Energía Firme” y son exigentes en términos de red. El Planeamiento no considera los costos conjuntos de Generación y Transmisión.
- Demanda contingente de los autoprodutores con FNCER. No tiene exigencias de medición.



Capacidad Asignada UPME



Departamento
Seleccione



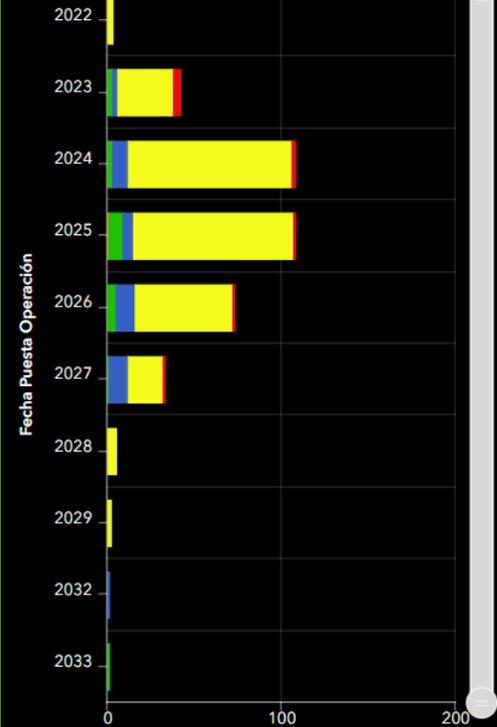
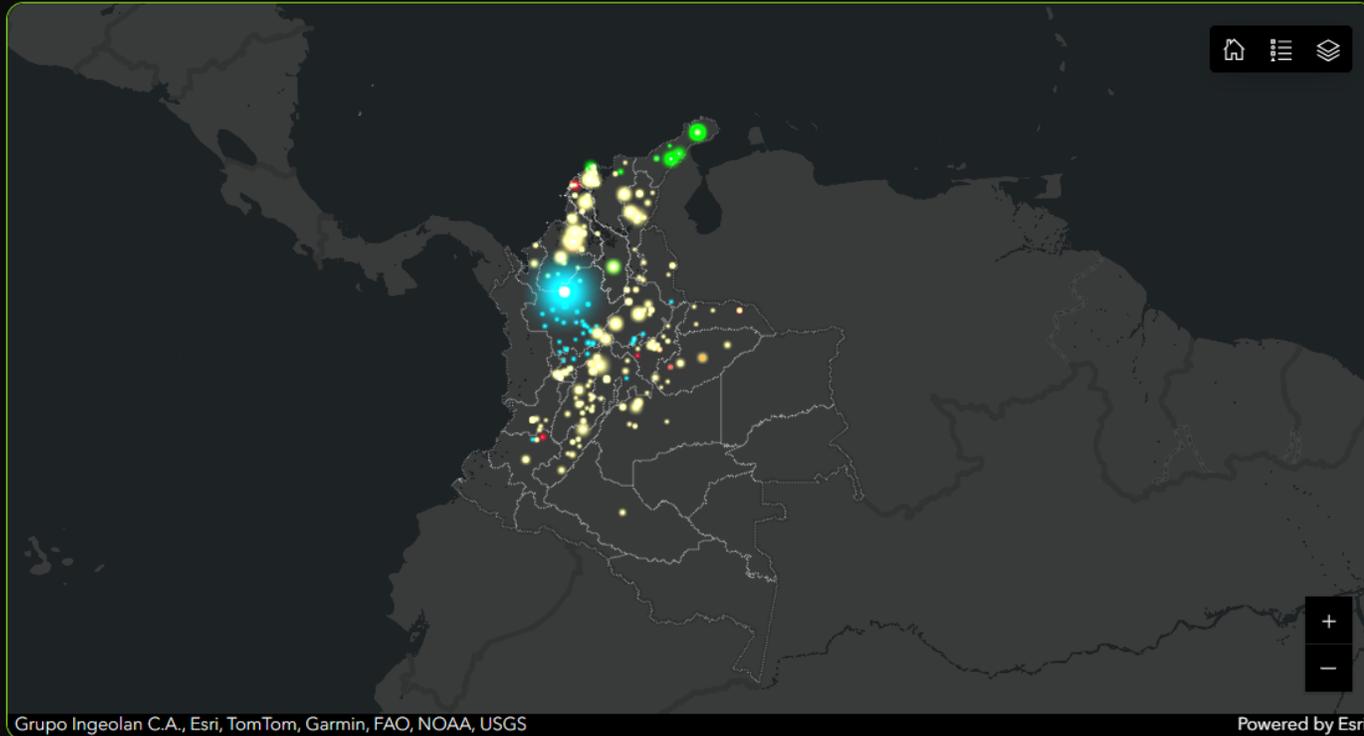
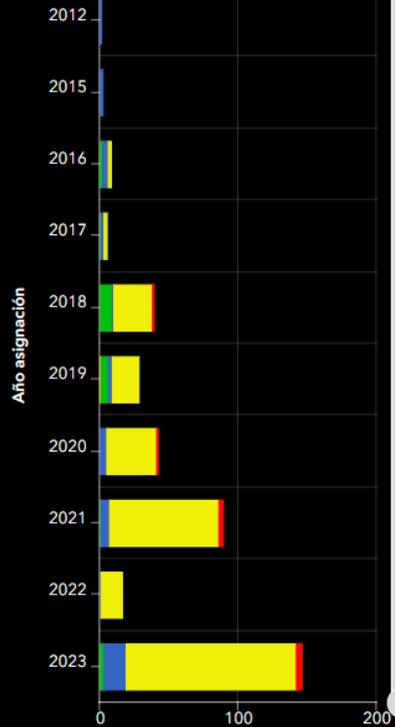
Tecnología
Selecciona



Año Asignación UPME
Seleccione



Año FPO
Seleccione



Proyectos

376

Descarga



Total Capacidad Transporte MW
18,718.98

Solar

13,563.4 MW

Hidroeléctrica

1,675.8 MW

Eólica

2,791.9 MW

Térmica

662.9 MW

Biomasa

25 MW

Cantidad Proyectos Asignados

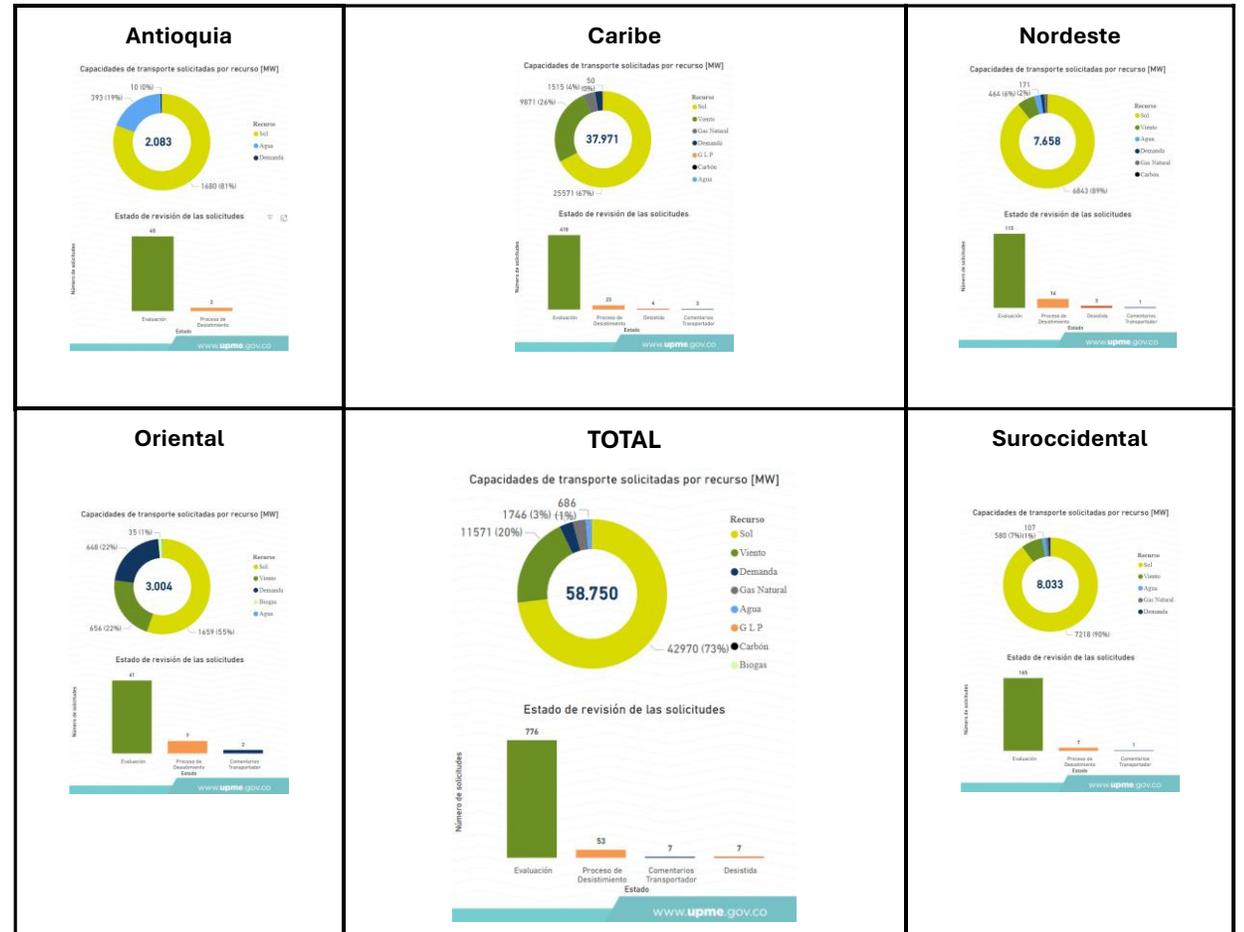
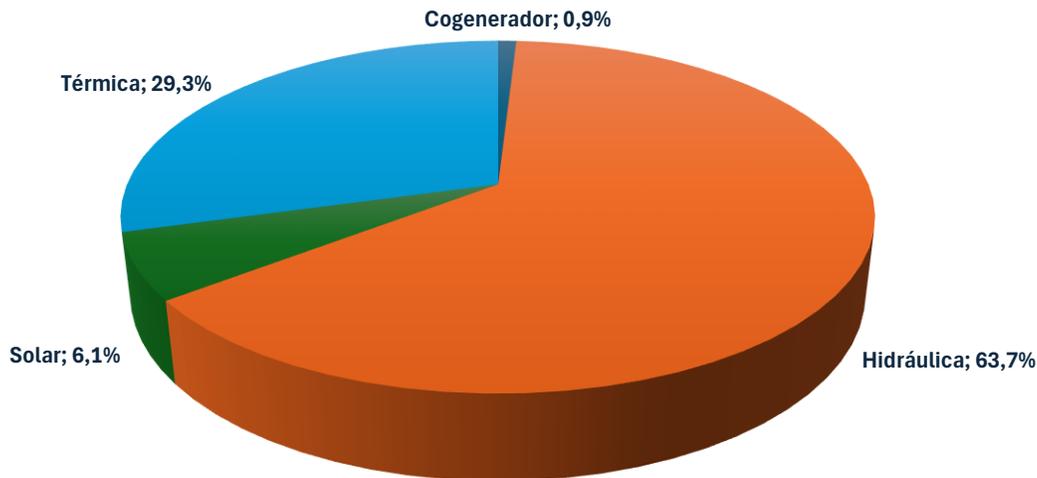
- Biomasa y Residuos
- Eólica
- Hidroeléctrica

Cantidad Proyectos

- Biomasa y Residuos
- Eólica
- Hidroeléctrica
- Solar FV
- Térmica

Solicitudes de Puntos de Conexión vs. Capacidad Instalada

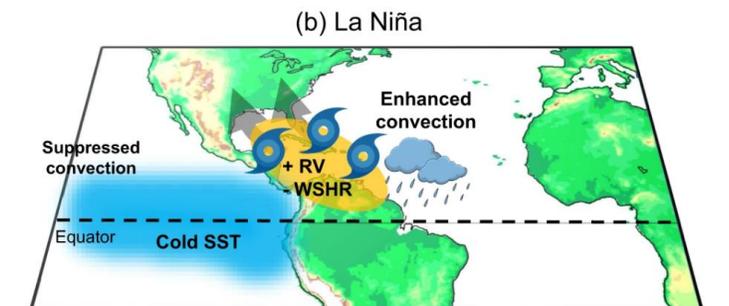
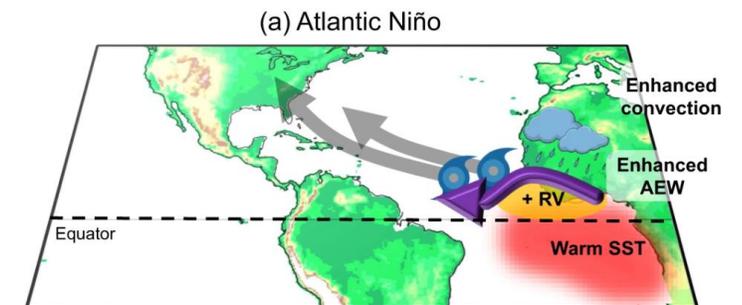
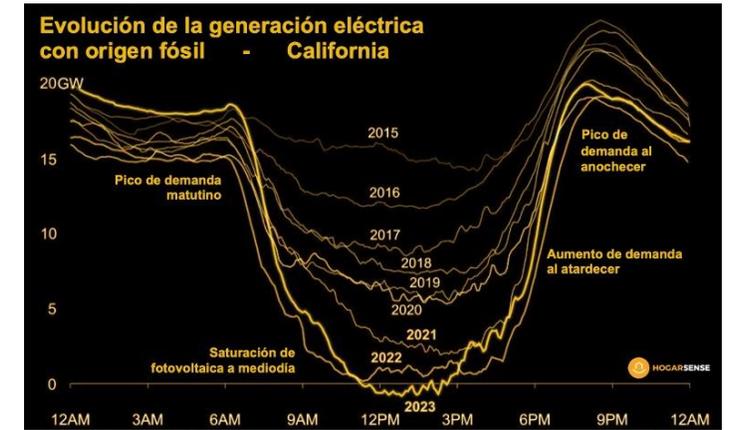
Capacidad Efectiva = 20,737 MW



- ¿Qué señales o ausencia de señales regulatorias están incentivando el desbordamiento de las solicitudes de conexión?
- ¿El Código de Redes incorpora todos los criterios a considerar para avalar conexiones?
- ¿Es el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión - MACC la herramienta adecuada, o requiere ajustes en la ponderación de los criterios de evaluación?

Planeamiento de corto y mediano plazo

- Con excepción de los proyectos de generación con OEF asignadas en las Subastas, la construcción de otros proyectos de generación no cuenta con auditorías. Las FPO previstas de la mayoría de los proyectos con puntos de conexión asignados son inciertas y en la mayoría de los casos no se cumplen. Las proyecciones de corto y largo plazo asumen las FPO oficiales como factibles y sin información suficiente para incorporarlas en los supuestos de las simulaciones.
- Las proyecciones de corto y mediano plazo trabajan con escenarios de hidrología, pero no consideran restricciones en la oferta de combustibles fósiles, asumen disponibilidad plena de las fuentes de origen fósil.
- Aunque incorporan la curva de pato típica del efecto de los proyectos solares, no hay información disponible y suficiente para incorporar previsiones climáticas relacionadas con la radiación solar y la dirección y velocidad del viento en un entorno de cambio climático.
- Aunque se pueden simular condiciones como la ocurrencia del Fenómeno del Niño, fenómenos nuevos como los denominados “Lengua Fría del Pacífico” o “El Niño del Atlántico” son en la actualidad de difícil pronóstico.

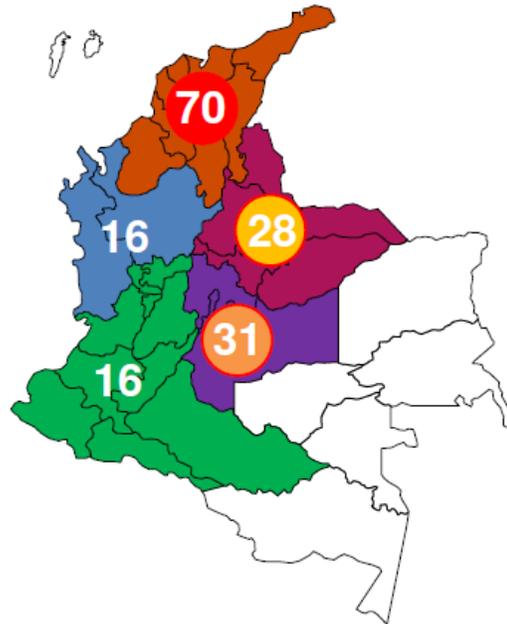




Sistema de Transmisión

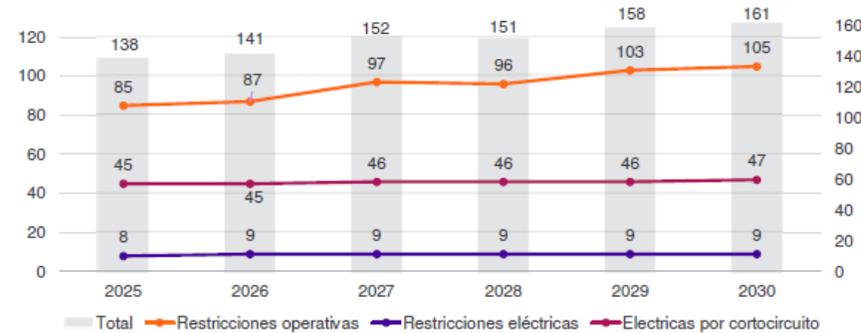
Restricciones de Red

Capacidad de transporte - Restricciones



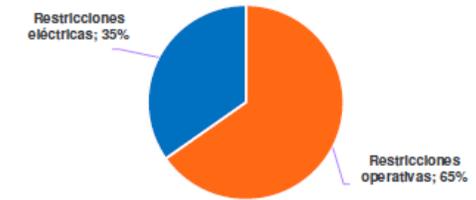
Número de restricciones eléctricas y operativas por área

Para el año 2029, se espera ya se encuentren en operación importantes obras de infraestructura, que contribuirán a mejorar la capacidad de transporte del sistema. Garantizar la entrada oportuna de estos proyectos resulta esencial para operar de forma segura y eficiente un sistema con 16 GW de capacidad de generación solar y eólica, por lo que se hace necesario un esfuerzo institucional para concretar los nuevos desarrollos, como Colectora 500 kV en la Guajira y Norte 500/230 kV en Oriental.

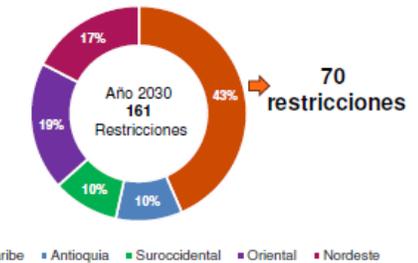


Área	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Caribe	60	55	62	62	69	70
Antioquia	15	16	16	16	16	16
Suroccidental	11	13	15	15	15	16
Oriental	31	32	30	30	30	31
Nordeste	21	25	29	28	28	28
Total SIN	138	141	152	151	158	161

Clasificación por tipo de restricción



Restricciones sin obra de expansión definida por área operativa



Para el año 2030, se identifican para el sistema un total de 161 restricciones sin obras de expansión asociada, de las cuales el 35% corresponden a restricciones eléctricas y el 65% a restricciones operativas. El área Caribe se sitúa como la región del país con mayor volumen de restricciones, alcanzando para el horizonte 2030 el 43% de las restricciones de todo el país, lo que corresponde a 70 restricciones sin obras de infraestructura en ejecución.

Las restricciones internas y de exportación del área Caribe, afectan la capacidad del norte de país para evacuar la capacidad de generación instalada en el área, por lo que nueva infraestructura es requerida para aprovechar el potencial exportador de la región.

Declaraciones de Estado de Emergencia en el largo plazo / Corte 08/2024

Subáreas del SIN que mantienen, en el horizonte del largo plazo, la declaración de estado de alerta o emergencia



Sub área Córdoba – Sucre: Ante los altos niveles de carga, durante la operación se han presentados sobrecargas en red completa de los ATR's de Chinú, insuficiencia del esquema asociado a estos equipos y condiciones de colapso de tensión frente a las contingencias Nueva Montería – Río Sinú 110 kV, Sierra Flor – Toluviéjo 110 kV, Chinú – Coveñas 110 kV que genera baja tensión Río Sinú y riesgo desatención de la demanda de Tierra Alta y Río Sinú.

Subárea GCM: Dada la evidencia de que algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de las subáreas GCM y Bolívar, son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR), desde abril de 2022 se declaró en condición de emergencia la subárea GCM. En el horizonte del largo plazo no se tienen proyectos definidos que eliminen la susceptibilidad de la subárea GCM a la ocurrencia de este fenómeno.

Los proyectos que brindan fortaleza de red permiten mitigar la probabilidad de ocurrencia del FIDVR al reducir ante fallas la magnitud de la caída de tensión.

- Valledupar 1 y 12 220/34,5/13,8 kV / demanda en Valledupar 34.5 y 13.8 kV y Guatapurí 34.5 kV.
- Toluviéjo – Sierra Flor, Boston - Sierra Flor, Chinú – Coveñas, Coveñas–Toluviéjo 110 kV / Baja tensión en nodos de Córdoba – Sucre y Bolívar.

Red de DISPAC - Chocó:

Declarada en estado de alerta en Febrero de 2023 debido a que se evidencia baja tensión en los nodos a 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Cértégui – Huapango (Quibdó) – El Siete – Barroso 110 kV.

Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe

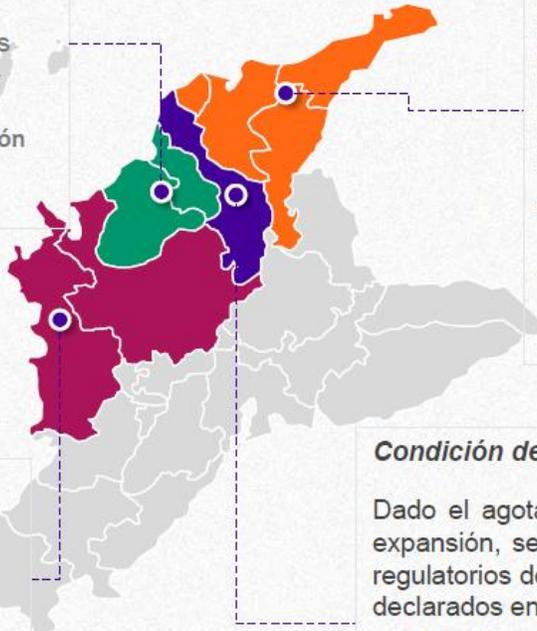
Dado el agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, se ha identificado dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:

GCM: El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.

Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.

Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.

De estos nodos, es de resaltar que no hay proyectos definidos en el horizonte del largo plazo para solventar la condición de emergencia en los nodos El Banco 110 kV y Mompox 110 kV.



Estudios de Flexibilidad de XM

Indicadores estudios de flexibilidad



Seguridades	Indicadores estudio de flexibilidad		2019	2021-I	2021-II	2022-I	2024-1
			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 minútales	●	●	●	●	●
	7	Desbalances intrahorarios	●	●	●	●	●
	8	Desviaciones	●	●	●	●	●
	9	Reserva caliente y fría	●	●	●	●	●
	10	Reservas de AGC (Horarias)	●	●	●	●	●
	11	Restricciones	●	●	●	●	●
Capacidad de transporte	12	Vertimientos por red (atrapamientos)	●	●	●	●	●
	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 inducida por fallas (Frecuencia y Voltaje)	●	●	●	●	●
	24	Estabilidad transitoria	●	●	●	●	●
	25	Protecciones	●	●	●	●	●

● Sin Riesgos ● Riesgos Parciales ● Riesgos identificados

Los resultados del presente estudio, representados en 25 indicadores de los cuales 24 se identifican con riesgo, ratifican la necesidad de tomar **acciones frente a la incorporación de la generación no síncrona**, para lo cual, **se requieren cambios en los modelos operativos y de mercado para garantizar el abastecimiento seguro, confiable y económico de la electricidad.**

Es necesario abordar problemáticas como la complementariedad, el abastecimiento de combustibles, la flexibilidad del parque de generación, la soportabilidad de las tecnologías no síncronas, la fortaleza de la red, la inercia, la variabilidad e incertidumbre de la generación solar y eólica, la controlabilidad y observabilidad del sistema, la calidad de la potencia, entre otros, de tal forma que se garantice una operación segura y confiable en los escenarios de expansión planeados.

Descripción de la Problemática

- Las empresas de servicios públicos y los promotores de proyectos no han tardado en adoptar las energías renovables, pero no han pensado realmente en cómo va a funcionar la red bajo esta nueva tecnología. Así que se presentan restricciones en la red para facilitar la instalación de energías renovables, o atrapamientos de energía en mercados como el español, el californiano o el chileno.
- California ejemplifica este problema. California tiene como objetivo producir energía 100% limpia para 2045, y ha estado instalando rápidamente nueva capacidad renovable. Sin embargo, sin un aumento correspondiente en su red de transmisión y sin una instalación de almacenamiento adecuada, una cantidad significativa de energía proveniente de fuentes renovables se desperdicia debido a las restricciones.
- El desarrollo de proyectos de generación avanza mucho más rápido que la capacidad de transmisión y almacenamiento disponible para la energía que producen. Parte del problema son los gobiernos: los nuevos proyectos de transmisión pueden tardar muchos años en planificarse, autorizarse y construirse, y muchos gobiernos no están dispuestos a mirar tan lejos.

Posibles soluciones

- **CORTO PLAZO**

A nivel mundial hay especialistas en transmisión y distribución liderando proyectos que instalarán nuevas tecnologías, significativamente mejores que la red actual. Esto incluye tecnologías de mejora de la red como controladores de flujo de potencia y los denominados Dynamic Line Ratings (DLR), líneas dinámicas para gestionar la congestión (líneas de transmisión que reflejan pronósticos actualizados de las condiciones climáticas, como la temperatura ambiental, el viento y el calentamiento solar). Además, los dispositivos de digitalización incluyen sensores incorporados y sistemas descentralizados para medir y gestionar el consumo y controlar automáticamente la salida de la red en respuesta a datos en tiempo real.

- **MEDIANO Y LARGO PLAZO**

Texas, ofrece el mejor ejemplo de cómo abordar el problema. El estado cuenta con la mayor capacidad de generación eólica de Estados Unidos y también está aumentando rápidamente su capacidad de generación solar. Para incentivar la inversión y aprovechar sus recursos eólicos, la legislatura de Texas superó el problema del "huevo y la gallina" al encargar a la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT) que identificara áreas para el desarrollo de grandes parques eólicos y la construcción de nuevas líneas de transmisión. La PUCT ordenó al Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT) que evaluara los recursos eólicos en todo Texas junto con las limitaciones de transmisión de dichos recursos de energía eólica. Con base en la evaluación de ERCOT, la PUCT designó múltiples Zonas Competitivas de Energía Renovable (CREZ), identificando las rutas para la construcción de nuevas líneas de transmisión. El estado ha construido aproximadamente 3.600 millas de nueva red de transmisión, con un costo de unos 7.000 millones de dólares, para abastecer a 18.500 MW de energía eólica.



Conceptualización de la ENFICC

Significado de la Energía Firme

- La Energía Firme es la capacidad de producir energía de un recurso de generación sin riesgo, conocida también como Energía Primaria o Carga Base del recurso.
- Se conoce como Energía Secundaria toda la energía disponible en exceso de la Energía Firme.
- En el contexto de una matriz energética diversificada, la energía que proveen los distintos recursos puede caracterizarse como sigue:

	Energía Primaria	Energía Secundaria
Convencionales		
Hidráulicas con Embalse Ciclo Trimestral, Semestral, Multianual	+++++++	
Hidráulicas con Embalse Ciclo Semanal, Mensual	++++	+++++
Hidráulicas sin Embalse	++	+++++++
Térmicas	+++++++	
Renovables No Convencionales		
Biogás, Geotermia	+++++++	
Solar con Almacenamiento	+++++	+++
Solar sin Almacenamiento	+++++	
Eólica	++	+++++++

- La regulación debe considerar los atributos de cada tecnología y no medir el aporte de los diferentes recursos al sistema con base en un atributo con el que muchas de ellas no cuentan.
- El Costo Marginal de las Subastas de OEF sobre remuneran y/o sub remuneran las distintas tecnologías en términos de sus atributos.

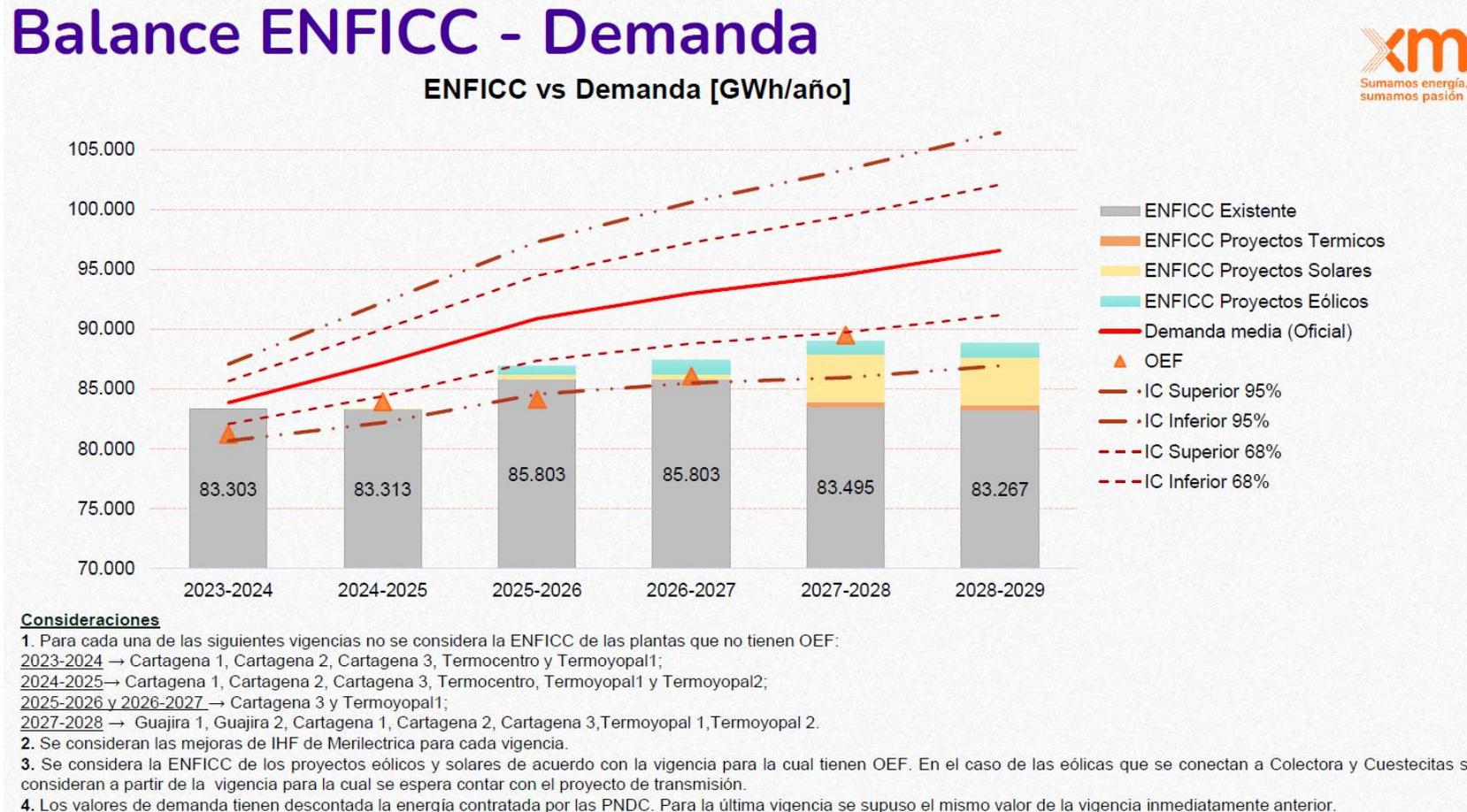
Atributos de las Tecnologías

- Desde el punto de vista del mercado y cualquier mecanismo de remuneración fija que se adopte, deben diferenciarse al menos tres (3) productos: Tecnologías con Energía Firme, Tecnologías con Energía Media No Interrumpible y Tecnologías con Energía Media Interrumpible:

Tecnologías con Energía Firme	Hidráulicas con Embalse Ciclo Trimestral, Semestral, Multianual
	Térmicas
	Biogás, Geotermia
Tecnologías con Energía Media No Interrumpible	Hidráulicas con Embalse Ciclo Semanal, Mensual
	Hidráulicas sin Embalse
	Solar con Almacenamiento
	Eólica
Tecnologías con Energía Media Interrumpible	Solar sin Almacenamiento

- Las plantas de generación, dependiendo de los atributos de cada tecnología, se someterían al mecanismo adecuado para la asignación de remuneración. Es decir, las fuentes cuyo producto es energía media, deberían participar en mecanismos de subasta de energía media pudiéndose separar los recursos no interrumpibles de los interrumpibles; y las hidráulicas con capacidad de regulación y en general las térmicas que proporcionan firmeza en el sentido en que este término coincide con su significado, participarían en mercados de confiabilidad, ya sea mediante el mecanismo del C x C u otro que se diseñe.

Oportunidad de las Subastas de OEF



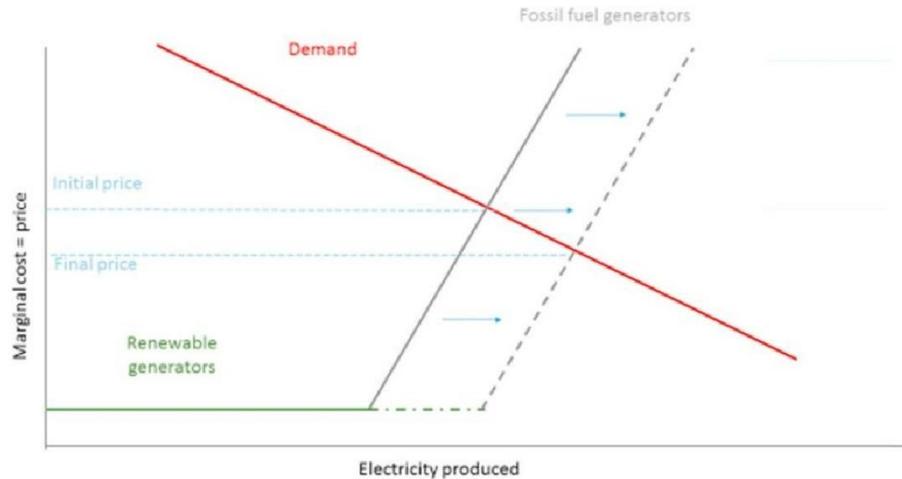
- Las Subastas de OEF se han constituido en una barrera a la entrada de proyectos de generación.
- Se deberían crear mecanismos que permitan el desarrollo de proyectos de iniciativa particular que reduzcan brechas como la mostrada en el gráfico. Las Subastas deberían realizarse por default, cuando la iniciativa privada no sea suficiente para cubrir los requerimientos del sistema.



Sostenibilidad Financiera de la Generación Eléctrica

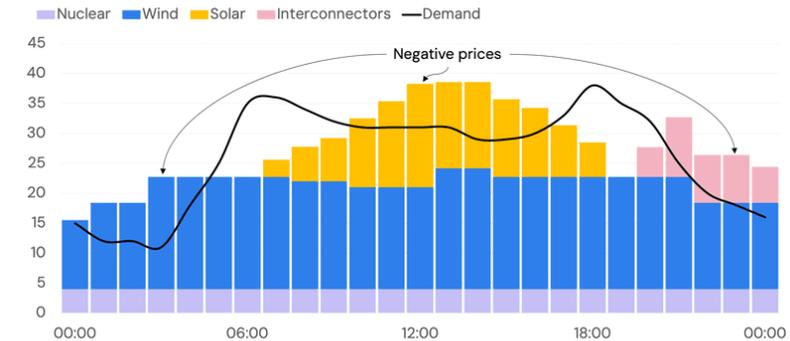
Relevancia del componente fijo de remuneración

- El despliegue de tecnologías renovables a gran escala y el incremento en la autoproducción, necesariamente se traduce en una disminución en los precios del mercado spot y un aumento en la volatilidad de dichos precios.



Negative prices occur when supply from price-insensitive generators and interconnectors exceeds demand

Generation and Demand (GW)



Source: Modo Energy
Notes: Example data for a typical day where supply from insensitive generators and interconnectors exceeds demand.

MODOENERGY

- Hay tres razones principales por las que los generadores ofertan precios negativos en el mercado spot o subasta del día siguiente (o no responden a los precios en absoluto):
 - 1) Inflexibilidades de centrales térmicas que las hacen "imprescindibles" independientemente de los niveles de precios.
 - 2) La energía solar en los tejados no se puede rechazar en respuesta a los precios.
 - 3) Las FNCR eólica y solar renovables tienen costos marginales iguales o cercanos a cero y en ocasiones reciben subvenciones provenientes del FENOGUE.

Los Precios Negativos **No** son Teóricos

- Los precios negativos, si bien coyunturales, reflejan un desequilibrio entre oferta y demanda, impulsado por la alta producción de energía renovable y la baja demanda en ciertos momentos. Se prevé que la situación no sea solo coyuntural si no que pase a ser algo estructural en países con transiciones energéticas aceleradas.
- Europa está batiendo récords de electricidad a precio negativo:
 - Suecia lidera el consumo de energías renovables en Europa que cubre más de un 80% de la demanda. Es también el país con más horas de electricidad a precio negativo: **668 entre enero y mayo de 2024**.
 - Francia ha batido su récord: **308 horas** de electricidad a precio negativo **entre enero y agosto de 2024**, más del doble de las 147 que registró en todo 2023.
 - Alemania sigue batiendo sus propios récords. **Solo en julio**, el mercado mayorista alemán registró **81 horas** con un precio de la energía por debajo de cero céntimos, más que en ningún otro mes este año o el pasado.
 - Países Bajos registró **347 horas** de precios negativos **entre el 1 de enero y el 14 de agosto**, superando en la primera mitad del año el total de horas de 2023: 316.

Los analistas esperan que Países Bajos acabe el año con entre 450 y 550 horas de electricidad a precio por debajo de cero, pero las proyecciones son de entre 1.000 y 1.500 horas al año para 2027 a 2029.



Transición Energética Caótica

Transición Energética Caótica

- Las redes del SIN no están en capacidad de absorber la totalidad de los proyectos FNCER con Puntos de Conexión Asignados. Los criterios que se aplican para la asignación de Puntos de Conexión de proyectos no consideran la totalidad de las restricciones técnicas y consideraciones económicas que garanticen una evaluación beneficio/costo integral.
- Los proyectos de autogeneración a pequeña escala – AGPE proliferan y su incorporación a la red tiene visión local y no coordinada con sus efectos aguas arriba. La ausencia de medida hace que la demanda contingente se infiera, sin conocer su verdadera magnitud.
- A la fecha hay 18.462 Comunidades Energéticas postuladas, según información del MME. Las normas expedidas sobre este tema implican que dichas Comunidades se abastecerán con FNCER, pueden ser personas naturales y/o jurídicas, pueden ser pueblos y comunidades Indígenas, comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras (Apartheid Energético) y podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura.
- No es claro si el parque térmico se requiere o no se requiere. La política energética plantea su eliminación y en cada situación crítica el MME le hace requerimientos obligatorios al menor costo posible.

Señales Caóticas en los procesos de Transición Energética

- Los compromisos de descarbonización aceptados a nivel global por estados y empresas están derivando en una transición energética en la que los recursos fósiles están siendo sustituidos de manera progresiva por renovables. El objetivo último de la Transición es la electrificación de toda la economía. La AIE predice que la demanda mundial de electricidad aumentará entre un 75% y un 120% con respecto a los niveles de 2021 para 2050.
- El rápido avance de la Inteligencia Artificial impulsará un aumento significativo en la demanda energética global. Ante este desafío, la energía nuclear emerge como una opción prometedora. Los data centers dedicados a la IA podrían consumir hasta un 25% del suministro total de energía de Estados Unidos para el año 2030. Esto en comparación con el modesto 4% que consumen en la actualidad.
- ¿Cómo podemos satisfacer esta creciente demanda de energía de manera sostenible y confiable? La respuesta, según muchos expertos, yace en la energía nuclear, ya que se destaca como una de las fuentes energéticas más limpias y eficientes disponibles.



Planeamiento en el Sector de Gas Natural

Importancia del Gas Natural en la Transición Energética

- El papel del gas natural como combustible “puente” está ampliamente documentado en los documentos de política y la legislación de la UE. *“La Directiva tiene también por objeto establecer un marco regulador que permita e incentive a todos los participantes del mercado a tener en cuenta el papel transitorio del gas fósil al planificar sus actividades para evitar efectos de bloqueo y garantizar la eliminación gradual y oportuna del gas fósil, en particular en todos los sectores industriales pertinentes y para fines de calefacción”*.
- Las razones son triples y mutuamente excluyentes: en primer lugar, como ya se ha dicho, el gas natural es, posiblemente, el más limpio de todos los combustibles fósiles y, como tal, se prefiere como alternativa al petróleo y al carbón. En segundo lugar, está destinado a abordar una deficiencia de las fuentes de energía renovables, a saber, la intermitencia y en tercer lugar cabe señalar que en un entorno de cambio climático el país no solo puede depender de energías renovables que dependen del clima. Si la incorporación masiva de fuentes renovables resulta exitosa y se subsanan los defectos que tienen estas fuentes, el gas natural en un futuro sería sustituido de manera natural.
- La transición a combustibles limpios requiere la participación de otras tecnologías complementarias de generación de electricidad flexible, como, entre otras, los generadores a gas, que pueden abordar en parte el problema de la intermitencia al proporcionar un respaldo flexible a las fuentes de energía renovables sin aumentar peligrosamente el costo de cumplir con los objetivos ambientales. Por lo tanto, el uso eficiente de las centrales eléctricas alimentadas con gas es un componente clave de la descarbonización. El GNL también puede contribuir con éxito a la consecución de mercados mayoristas de gas bien integrados, competitivos, líquidos, flexibles y diversificados, y a la diversificación de las fuentes de importación de gas natural, lo que favorece tanto la seguridad del suministro como la competencia en las fases iniciales.

Garantía de Suministro

- Mientras el Gobierno toma medidas para garantizar el abastecimiento de combustibles en todo el territorio nacional y cuenta con un plan de continuidad de combustibles líquidos derivados de petróleo y GLP, no sucede lo mismo con el gas natural, tratándose de otro hidrocarburo.
- **Desde 1999** el gobierno de la época y el regulador se comprometieron a desarrollar facilidades de almacenamiento de gas. A la fecha, no existen tales facilidades, ni el marco regulatorio prometido.
- **Desde el 2006** el regulador viene gestionando el déficit de gas que existe en el país y se han pagado ingentes recursos para contar con térmicas duales, en la actualidad muchas de ellas respaldadas con diesel oil a pesar de la política de Transición Energética. En la siguiente tabla se muestra la demanda no termoeléctrica y termoeléctrica en GBTUD, según las estimaciones de la UPME 2023 y la demanda potencial de capacidad del parque termoeléctrico con tecnología a gas:

	UPME 2023			Cálculos Propios	
	No Termoeléctrica	Termoeléctrica	Agregado Nacional	Termoeléctrica Potencial	Agregado Nacional Ajuste Potencial Térmicas
2025	850,97	182,80	1.033,77	835,6	1.686,59
2026	865,60	304,16	1.169,76	835,6	1.701,22
2027	875,79	234,40	1.110,19	835,6	1.711,41
2028	888,59	161,38	1.049,97	835,6	1.724,21
2029	903,01	235,37	1.138,38	835,6	1.738,63
2030	912,77	176,13	1.088,90	835,6	1.748,39
2031	930,79	128,84	1.059,63	835,6	1.766,41
2032	936,34	166,27	1.102,61	835,6	1.771,96
2033	949,86	149,88	1.099,74	835,6	1.785,48
2034	965,38	151,00	1.116,38	835,6	1.801,00
2035	987,26	154,42	1.141,68	835,6	1.822,88
2036	1.009,27	150,08	1.159,35	835,6	1.844,89
2037	1.024,79	154,33	1.179,12	835,6	1.860,41
2038	1.050,39	151,94	1.202,33	835,6	1.886,01

La demanda potencial de capacidad del SNT, si toda la demanda fuera satisfecha, implicaría una red de transporte con un 60% de mayor capacidad con relación a la red existente.

- **Desde el 2010** se ha previsto la instalación de Plantas de Regasificación en la Costa Caribe y en la Costa Pacífica. La Planta del Caribe entró en operación una vez concluyó el Fenómeno de El Niño 2014-2016. La Planta del Pacífico no ha llegado.

Propósitos de la Cartera en Materia de Gas

El Ministro de Minas y Energía enfatizó la necesidad de que Colombia avance hacia una transición energética, sustituyendo el uso actual del gas en consumos esenciales: *“En el fondo, lo que buscamos es desarrollar la transición energética, sustituir los usos de gas en algunos consumos esenciales como en los hogares y en la generación de energía, y eso es parte del propósito de la Transición Energética”*.