IMPACTO DE LA ADOPCIÓN ABRUPTA DE FNCER SOBRE LA ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Director del Proyecto

Juan Benavides

Investigador

Sergio Cabrales

3 diciembre de 2024 - FINAL

FEDESARROLLO

Centro de Investigación Económica y Social

Impacto de la adopción abrupta de FNCER sobre la estructura del mercado de generación eléctrica en Colombia

Juan Benavides y Sergio Cabrales

03 de diciembre de 2024 - FINAL

Impacto de la adopción abrupta de FNCER sobre la estructura y la confiabilidad de la generación eléctrica en Colombia

Presentación general y mensajes centrales

Este documento tiene la expectativa de llegar a un público general, no especialista en mercados eléctricos. Incluye un capítulo pedagógico sobre el funcionamiento de estos mercados, que precede a la estimación de los impactos de la expansión de las fuentes de energía renovables no convencional (FNCER) en tres escenarios (divididos cada uno para estaciones secas y húmedas), con ayuda de modelos que, por simplicidad, se han calibrado con comportamiento histórico.

La actual política energética de Colombia se compone de una santa cruzada contra los combustibles fósiles, el desmantelamiento de la arquitectura regulatoria, propuestas de tarifas expropiatorias, y promoción unilateral de las FNCER. Existe una gigantesca confusión sobre lo que constituye una ´transición energética´, que ha empeorado en los últimos dos años.

La capacidad instalada total de generación eléctrica del país en 2024, de 20,949 MW, ha sido construida de manera progresiva en un período superior a 100 años. La aspiración pública de emular indicadores internacionales de descarbonización, la facilidad constructiva de instalar parques de FNCER, la reducción de sus costos unitarios de producción, sumados a los intereses de fondos de inversión, se han alineado para aplaudir las metas de inversión de 16,182 MW en FNCER en 6 años, propuestas por XM en el escenario más agresivo de los analizados en este trabajo.

En el largo plazo, en ningún país del mundo la energía se va a electrificar totalmente, ni toda la electricidad se producirá con FNCER, que solo pueden generar electricidad cuando brilla el sol y sopla el viento. En Colombia, una ´transición energética´ debe subordinarse a apoyar crecimiento de la economía, con ingreso de tecnologías de producción variables a una velocidad no mayor a la de la reducción de costos de seguridad del suministro.

Se deben construir portafolios de generación resilientes y diversificados. La confiabilidad de la generación debe provenir de fuentes convencionales independientes del clima (gas y carbón), la eficiencia energética y la respuesta de la demanda. Estas intervenciones indispensables serán complementadas, mas no sustituidas, por soluciones de ´segunda generación´, como las baterías y la energía nuclear combinada con bombeo (alternativa que se debe considerar seriamente), una vez lleguen a su viabilidad comercial.

Los mensajes centrales del trabajo se dividen en los originados en análisis económico y fundamental (Mensajes 1 a 6), y en estimaciones numéricas (Mensajes 7 y 8):

Mensaje 1. No existe el Santo Grial en generación de electricidad. Ninguna tecnología de generación es superior a las demás de manera simultánea en los atributos de {costos + emisiones de gases de efecto invernadero + seguridad de suministro + densidad volumétrica + flexibilidad}.

Mensaje 2. Se ha atraído inversión sin mejorar la diversificación. Los instrumentos de ingreso al mercado mayorista han facilitado el cierre financiero de nuevos proyectos hidroeléctricos, pero han

sido insuficientes para lograr un ingreso creciente de soluciones de diversificación y seguridad de suministro de ´primera generación´ (carbón y gas natural).

Mensaje 3. El portafolio de generación ya es limpio, pero vulnerable. El porcentaje de generación limpia del país es el punto de llegada al que aspiran llegar países desarrollados y con generación térmica. El talón de Aquiles de la generación eléctrica de Colombia no es su falta de verdor, sino el riesgo de desabastecimiento ante choques climáticos. Somos ineficientemente limpios en generación eléctrica.

Mensaje 4. El ingreso prudente de FNCER diversificaría el riesgo de suministro. Hasta un umbral FNCER* de participación en la generación, su correlación negativa con la hidroelectricidad y la posibilidad de embalsamiento reducen el riesgo de desabastecimiento.

Mensaje 5. El ingreso acelerado y masivo de FNCER para sustituir el parque de generación térmica y crecer exclusivamente con FNCER aumentaría el riesgo sistémico de suministro. Por encima del umbral FNCER*, no hay forma de almacenar energía en los embalses y los riesgos de las tecnologías convencionales *se* sustituyen por los riesgos de las FNCER. El predominio de las FNCER aumenta el riesgo de desabastecimiento cuando el viento deja de soplar y el sol deja de brillar en sus horas de producción potencial, *y* el riesgo de desabastecimiento en los momentos de demanda máxima (´potencia´) en estaciones secas (El Niño).

Mensaje 6. El ingreso acelerado y masivo de FNCER aumentaría los costos totales del sistema eléctrico. Si se insistiera en construir un rápido exceso de oferta con FNCER y en desmantelar la generación térmica, se debería incurrir en gastos descomunales para mantener la seguridad de suministro (´triplicación´ del CAPEX en FNCER en comparación con el CAPEX de plantas térmicas) y en adaptación de los sistemas de transmisión. El exceso de inversión en intermitencia no es un almuerzo gratis, así fuera una donación.

Mensaje 7. Impactos sobre el suministro. En una época seca de 2030, las plantas a gas requerirán operarse entre 3 y 7 franjas horarias de operación diaria. En el Escenario Base, se necesitarán 7 horas, mientras que en el Escenario Matriz Renovable de XM, que incorpora un mayor porcentaje de FNCER, solo se requerirán 3 horas. Bajo las mismas condiciones climáticas, las plantas a carbón deberán operar entre 6 y 16 horas diarias. Finalmente, la generación hidroeléctrica se reduciría en un 42% en comparación con la producción actual bajo condiciones hidrológicas similares.

Mensaje 8. Impactos plausibles sobre precios. En una época seca en 2030, el precio *spot* se reduciría en 14% en el Escenario Alta Adopción UPME, y en 43% en el Escenario Matriz Renovable de XM, frente a los precios del Escenario Base. En una época normal o húmeda, el precio *spot* no cambia en el Escenario de Alta Adopción de la UPME. En el Escenario Matriz Renovable de XM + hidrología seca, hay una reducción del 23% en el precio *spot*. En el Escenario más agresivo de alta adopción de FNCER + hidrología crítica, si las hidroeléctricas buscaran mantener sus ingresos, deberían incrementar un 37% la oferta de precios para compensar la reducción en cantidades generadas y de precios.

Capítulo 1. Mercados eléctricos 101

1.1. Tecnologías de generación

La función de producción de la electricidad cambia en cada instante del tiempo porque todavía no es posible su almacenamiento masivo de manera económica y la generación con diferentes recursos debe seguir a la demanda. La distribución espacial de los recursos de producción y del consumo hacen que la electricidad sea un producto diferenciado en cada instante y en cada nodo de las redes. En la actualidad, el valor económico de la electricidad fluye en una sola vía, producida centralizadamente y llevada por redes de transmisión y distribución a un consumidor final pasivo, de acuerdo con el modelo centralizado que lleva más de un siglo sin cambios.

Ninguna tecnología de generación es superior a las demás en términos de costos, contaminación, seguridad de suministro, densidad volumétrica y flexibilidad. Si se hace una comparación confinada a tecnologías de cero emisiones de CO_2, se tiene que:

- La energía solar fotovoltaica ha experimentado una positiva reducción en sus costos por kWh, pero su intermitencia sigue siendo un desafío significativo, además de que la producción de energías renovables se tiende a dar por fuera de los picos de demanda energética. El almacenamiento en baterías y el uso de tecnologías avanzadas tales como los sistemas de seguimiento solar y la inteligencia artificial para optimizar la generación intermitente incrementan el CAPEX y el OPEX de la producción confiables, además de las inversiones en transmisión y distribución que impone la generación intermitente.
- La energía nuclear ofrece una generación plana y libre de emisiones directas de CO_2 que aumenta la seguridad de suministro, en la medida en que pueda usarse en horas de baja demanda para almacenar energía en los embalses de las hidroeléctricas. En la COP28 de 2023, más de veinte países acordaron triplicar la capacidad nuclear global para 2050. La tecnología nuclear avanza hacia reactores más pequeños y seguros, aunque no están ampliamente comercializados. Los accidentes históricos han dejado una impresión duradera en la percepción pública que dificulta el desarrollo e inversión en nuevas plantas nucleares. Esta impresión podría contrarrestarse por la demanda creciente de energía de la inteligencia artificial, que ha llevado a que algunas firmas de ese sector (Google y Amazon, por ejemplo) inviertan en autoproducción con plantas nucleares.

1.2. Funcionamiento del mercado *spot*

En la década de 1990 se inició la promoción de la competencia en generación de electricidad a nivel internacional. En muchos países se conformaron subastas de corto plazo que funcionan de la siguiente manera, siguiendo el ejemplo del Reino Unido:

- En el mercado spot participan recursos ´despachables´ y ´no despachables´. Un recurso despachable es una planta que se puede activar, desactivar o ajustar en su generación para satisfacer la demanda. Esto incluye las plantas de combustibles fósiles (carbón y gas), así como las hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento. Los recursos no despachables incluyen la

generación eólica y solar, de carácter intermitente (la energía eólica depende de las fluctuaciones del viento, y la solar sólo está disponible en las horas de luz), y las hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento (plantas ´filo de agua´). Los recursos despachables proporcionan estabilidad a la red al compensar en tiempo real las fluctuaciones en recursos no despachables y en demanda.

- El operador independiente del sistema solicita a todos los generadores despachables que envíen parejas de cantidades (MWh) y precios ($/MWh) a los que está dispuesto a producir tales cantidades para períodos cortos de tiempo. Los períodos pueden ser de 15 minutos, 30 minutos o 1 hora, dependiendo de cada mercado. Las ofertas pueden ser para cada período del día, o una sola oferta para todo el día. En Colombia, están obligados a participar en este mercado todas las plantas de tamaño igual o superior a 20 MW.
- La hidroeléctricas ´filo de agua´ son la tecnología renovable convencional con intermitencia de mediana frecuencia, a diferencia de la energía eólica y solas, cuya intermitencia se da dentro del ciclo diario. Como no hay forma de almacenar el agua, hay que usarla de inmediato para generar a mínimo costo y por ello el operador del sistema les asigna un costo de oportunidad de cero, de igual manera que la energía eólica y fotovoltaica. Las plantas no despachables tienen reglas de oferta restringidas (en general, sólo ofrecen cantidades).
- Los generadores térmicos deben ofrecer su costo marginal de producción (costo del combustible), y los generadores hidroeléctricos con embalse deben ofrecer su costo de oportunidad. La hidroelectricidad con embalse tiene un costo de oportunidad de cero o cercano a cero cuando el embalse está lleno y/o las lluvias son abundantes, pero puede ser superior a las pujas de las plantas térmicas en caso contrario.
- El operador utiliza las ofertas para crear una curva de oferta por ´orden de mérito´, que clasifica a los generadores desde el costo más bajo hasta el más alto según sus pujas, y produce un pronóstico de las cantidades demandadas. Los recursos no despachables ocupan el extremo inferior en el orden de mérito y desplazan a los generadores más costosos del mercado durante períodos de alta producción renovable.
- El precio al cuál se transa la electricidad en el mercado spot se determina por el valor de la puja donde se cruzan la curva de oferta y la cantidad demandada.

En el siguiente ejemplo se construye un ejemplo hipotético de formación de precios con cinco generadores, cuyas parejas de cantidades y pujas de precios se presentan en la Tabla 1:

Tabla 1. Pujas de 5 generadores ordenadas por mérito

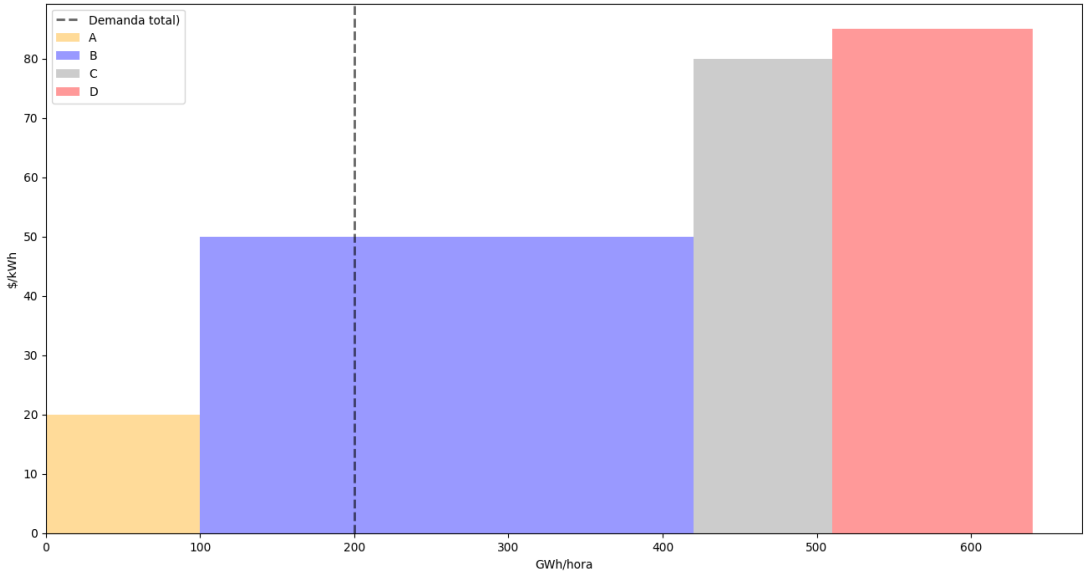
Generador	Puja ($/MWh)	Capacidad ofrecida (MW)
A	$20	100
B	$50	320
C	$80	90
D	$95	130

Fuente: elaboración propia.

Si la cantidad demandada fuera 200 MW, (i) el operador del sistema ordenará generar a los generadores A (totalmente, por 100 MW) y B (parcialmente, por 100 MW; los 220 MW restantes no se

usan) y (ii) el precio spot será $50, que es el precio de oferta del generador B, como se observa en la Gráfica 1.

Gráfica 1. Curva de pujas ordenadas por mérito



Fuente: elaboración propia.

Si la cantidad demandada fuera 500 MW, (i) el operador del sistema ordenará generar a los generadores A (totalmente, por 100 MW), B (totalmente, por 320 MW) y C (parcialmente, por 80 MW); los 10 MW restantes no se usan); y (ii) el precio spot será $80, que es el precio de oferta del generador C.

La diferencia entre el precio spot y la puja se denomina renta infra marginal y es indispensable, en un modelo de pool, para recuperar, en el largo plazo, los costos de las inversiones (CAPEX).

1.3. Organización del mercado mayorista de electricidad de Colombia

El mercado mayorista de electricidad está compuesto por (i) el mercado spot (pool) descrito en la sección 1.2; (ii) un mercado no organizado de contratos bilaterales de plazo igual o superior a 1 año; (iii) un pago de confiabilidad basado en subastas para la entrada de plantas que proporcionan ´energía firme", que es una opción de compra para que el lado de la demanda solicite generación de energía firme cada vez que el precio spot alcance un precio de ejercicio (precio de "escasez"); y (iv) un mercado basado en subastas de contratos de suministro (PPA, por sus siglas en inglés, para el ingreso de plantas ´limpias´.

Las subastas para el cargo por confiabilidad se convocan por el regulador (CREG). El mercado de subastas de contratos para la entrada de plantas limpias es convocado por el Ministerio de Minas y Energía (MME). En el primer instrumento, las reglas de la subasta no se han modificado desde su inicio, mientras que el segundo instrumento podría cambiar en formato de subasta, tecnologías elegibles y objetivos políticos.

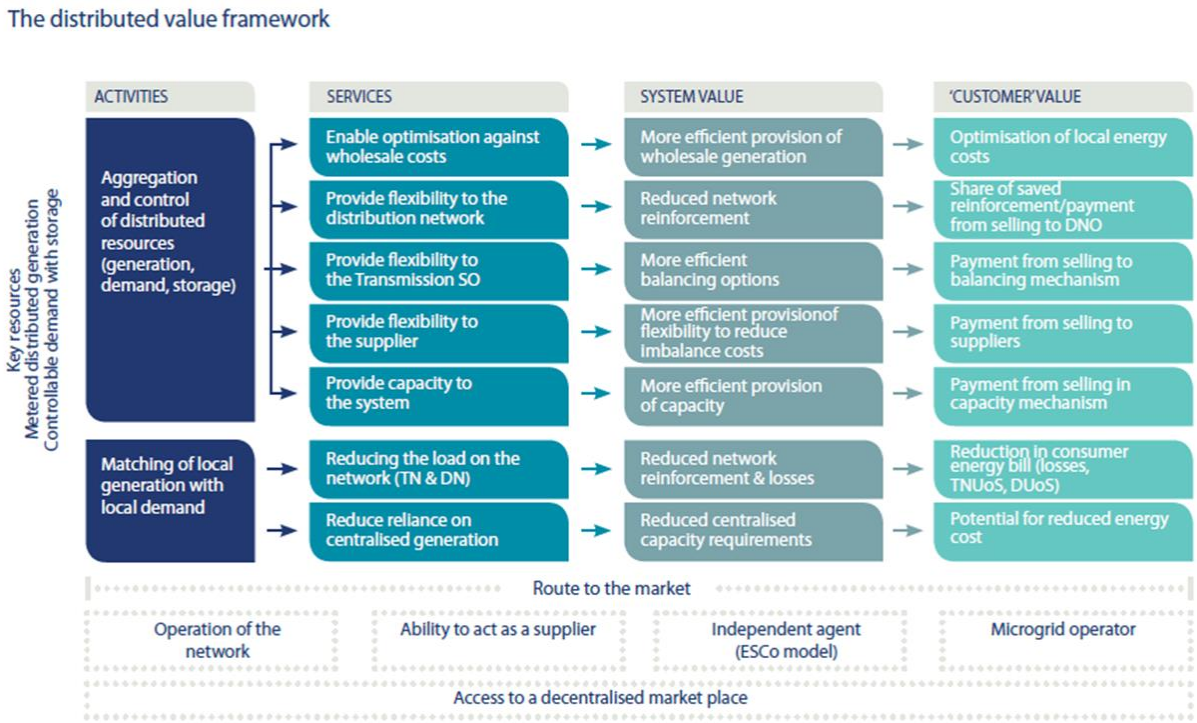
Recientemente, las plantas de generación renovable no convencional han usado el mecanismo de cargo por confiabilidad para ingresar al mercado mayorista de electricidad. Esta práctica es problemática porque la energía firme de las renovables no convencionales es escasa por su carácter intermitente, y porque no ayuda a conformar un portafolio que reduzca el riesgo sistémico de suministro originado en las variaciones climáticas de corto plazo.

1.4. Recursos energéticos descentralizados

Los recursos energéticos descentralizados (RED) incluyen dispositivos de pequeña escala que se pueden despachar, tales como paneles solares en techos (que por su tamaño no están en el mercado mayorista), aire acondicionado, baterías, entre otros.

Los DER proporcionan flexibilidad al sistema eléctrico en pequeña escala. Permiten una respuesta rápida a las fluctuaciones en la demanda y mejorando la resiliencia frente a eventos adversos, como sequías o interrupciones en el suministro de energía. Puesto que generan energía cerca a los nodos de consumo, los DER pueden reducir los flujos de las redes de transmisión y distribución (a diferencia de los recursos centralizados) y puede postergar inversiones en infraestructura y reducir el tiempo de licencias ambientales. Además, pueden aumentar la oferta de generación y ofrecer servicios auxiliares esenciales, como regulación de frecuencia y control de voltaje, que son cruciales para mantener la estabilidad del sistema eléctrico1. La Gráfica 1 presenta los diferentes canales mediante los cuáles las DER añaden valor al sistema y a los usuarios:

Gráfica 1. Canales de producción de valor de las DER

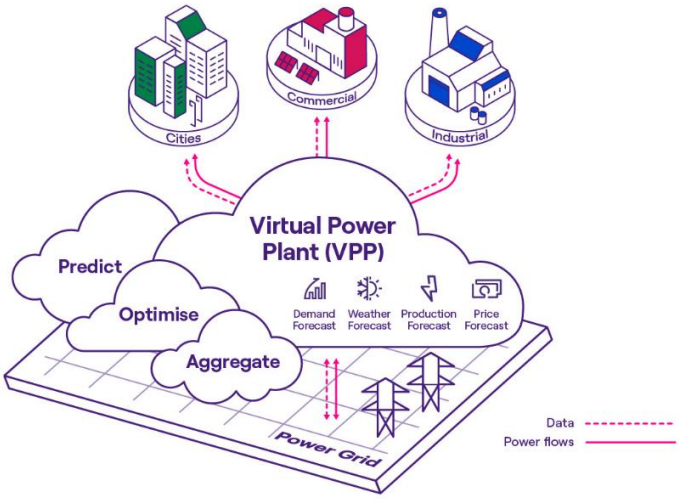


Fuente: EXELON (2011).

A nivel internacional, los DER se promueven principalmente para capturar los servicios de las 5 primeras entradas de la columna de valor al sistema de la Gráfica 1. A corto plazo, los DER pueden tener un valor más alto en situaciones de estrés del sistema eléctrico, como es el caso de Colombia, por razones climáticas y de trámites de proyectos centralizados, especialmente en transmisión (últimas dos entradas de la misma columna).

Los agregadores, o plantas de potencia virtuales (VPP por sus siglas en inglés), son el instrumento más importante para extraer el valor económico de la flexibilidad de los recursos energéticos descentralizados. Una VPP tiene el derecho de conectar y desconectar artefactos, respaldadas por contratos con los propietarios de los activos. Las VPP utilizan sistemas de comunicación y control digitalizados, e inteligencia artificial para predecir, agregar y optimizar recursos, como se muestra en la Gráfica 2.

Gráfica 2. Esquema de una planta virtual de potencia (VPP)



Fuente: ENEL X Japan (2024).

1.5. Transmisión y baterías

Las plantas solares y eólicas suelen ubicarse en áreas remotas, lejos de los centros de consumo. En Colombia, la mayor parte de la próxima capacidad entrante al mercado en ambas tecnologías está ubicada en La Guajira, por ejemplo. Esto requiere nuevas líneas de transmisión para conectar estas fuentes a la red existente. Además, la producción intermitente exige una infraestructura más robusta que pueda gestionar fluctuaciones en la oferta y demanda, lo que implica inversiones adicionales en transmisión y gestión inteligente de redes.

NREL (2015) estima que, a nivel internacional, el costo de la transmisión puede representar hasta el 50% del costo total de un proyecto de energía renovable. El impacto neto sobre las inversiones totales en transmisión es ambiguo, pues la llegada de las fuentes intermitentes y baterías podría ser una oportunidad de cubrir un déficit de conectividad preexistente. The Economist (2023) estima que las inversiones anuales en transmisión para cumplir con los objetivos de cero emisiones netas podrían ser

de USD 1 millón de millones, y que podrían alcanzar UD 1,8 millón de millones de dólares anuales para 2050, cifra discutible porque asume un predominio de las FNCER que no es plausible ni económicamente atractivo.

El despliegue de baterías de gran escala se debe en gran medida a la necesidad de enfrentar la intermitencia de las FNCER. Las baterías almacenan el exceso de energía generada durante los picos de producción, que luego se puede usar cuando aumenta la demanda o disminuye la generación convencional. La integración de sistemas de baterías a gran escala requiere una planificación cuidadosa y adaptación, ya que los sistemas actuales no fueron diseñados originalmente para tal tecnología. Las baterías de gran escala pueden ser

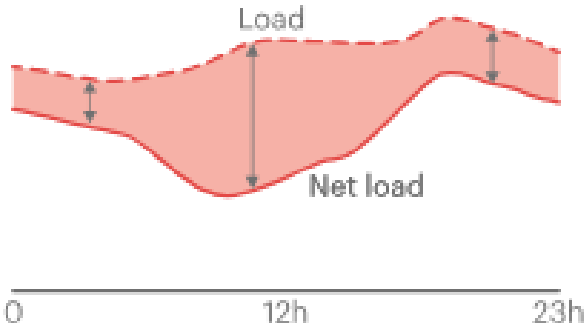
Jampol (2024) reseña que, en Texas, las baterías suministraron hasta 4% de la electricidad de Texas cuando otras fuentes de energía estaban desconectadas. En California, las baterías han evitado cortes eléctricos durante olas de calor y han sido clave para atender el aumento de la demanda eléctrica por la noche. La inversión en baterías ha crecido en California (37% de nueva capacidad), Texas (24%), Arizona (19%) y Nevada (13%). En total, en Estados Unidos se añadieron 4.200 MW de almacenamiento de baterías solo en la primera mitad de 2024.

1.6. Las fases de la adopción de las energías renovables no convencionales y la 'curva del pato´

La Agencia Internacional de Energía (IEA 2024) identifica las siguientes fases de adopción de las FNCER:

- **Fase 1. Las FNCER no tienen impacto significativo a nivel del sistema**. Se despliegan los primeros conjuntos de plantas de FNCER. Los parámetros operativos típicos del sistema permanecen sin cambio y el impacto es localizado, por ejemplo, en el punto de conexión a la red de las plantas.
- **Fase 2. La ERV tiene un impacto menor a moderado en el sistema**. A medida que se añaden más plantas de ERV, aumenta la rapidez y frecuencia de las rampas de producción de los generadores. Para enfrentar estos impactos, las mejoras en las prácticas operativas, como la integración de pronósticos en la programación y un mejor uso de los recursos existentes del sistema suelen ser suficientes.
- **Fase 3. La ERV determina el patrón de operación del sistema eléctrico**. Las FNCER influyen en el patrón de operación del sistema eléctrico y aumenta la incertidumbre y variabilidad de la carga neta. Se requiere un aumento sistemático en la operación flexible del sistema eléctrico, que a menudo excede lo que pueden proporcionar los activos existentes y las prácticas operativas. Comienza a aparecer la *duck curve* o ´curva del pato´ en demanda neta atendida por fuentes convencionales, como se presenta en la Gráfica 3. La ´curva del pato´ representa la variación en la demanda neta de electricidad a lo largo del día, debida a la penetración de energía solar.

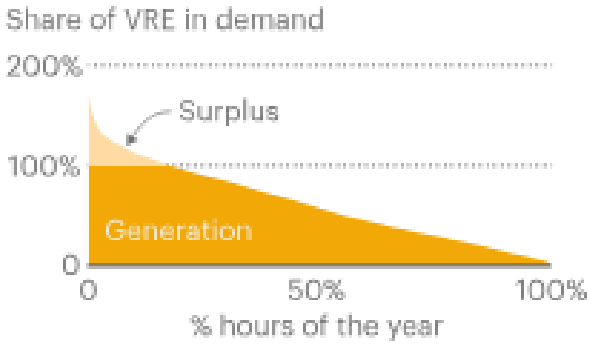
Gráfica 4. Aparición de la ´curva del pato´



Fuente: IEA (2024).

- **Fase 4. La ERV satisface casi toda la demanda en ciertos momentos**. La producción de FNCER es suficiente para cubrir una gran mayoría de electricidad durante ciertos períodos, lo que puede afectar la estabilidad del sistema eléctrico. Un desafío operativo clave está relacionado con cómo el sistema eléctrico responde para mantener la estabilidad inmediatamente después de interrupciones en el suministro o la demanda, lo que implica implementar soluciones operativas avanzadas y cambios en los enfoques regulatorios.
- **Fase 5. Hay volúmenes significativos de excedentes de FNCER a lo largo del año**. Sin medidas adicionales, la disponibilidad de FNCER superará la demanda durante muchas horas y habrá un excedente general durante períodos de un día o más (Gráfica 5). Esto exige un gran despliegue de respuesta a la demanda, almacenamiento energético y redes, y soluciones más profundas para asegurar estabilidad con bajos niveles de suministro convencional.

Gráfica 5. Porcentaje del tiempo que las fuentes variables sobrepasan la demanda con volúmenes significativos de FNCER



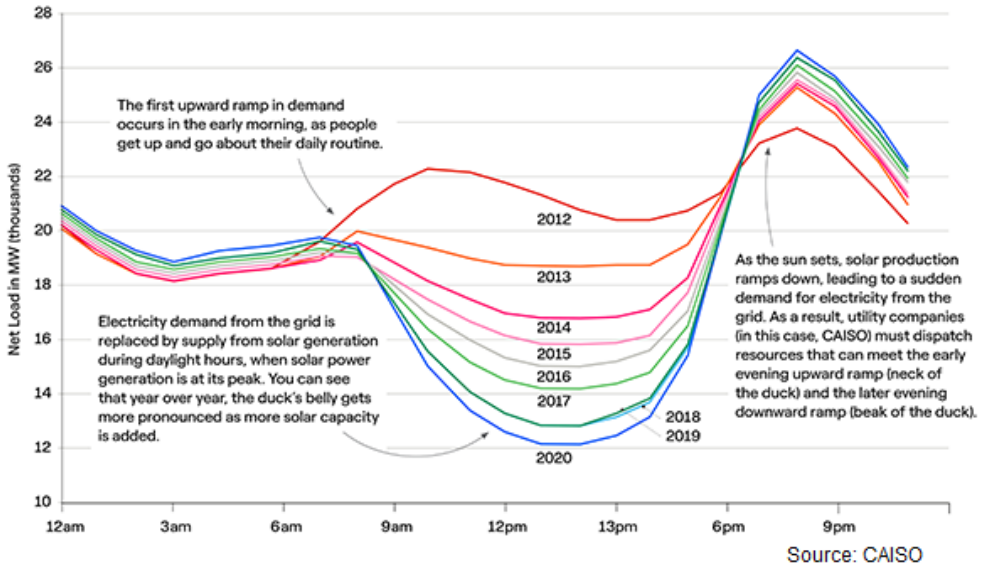
Fuente: IEA (2024).

- **Fase 6. Suministro eléctrico seguro casi exclusivamente a partir de ERV**. Esta fase se aplica a regiones que buscan satisfacer participaciones extremadamente altas de demanda eléctrica anual con FNCER. Los principales desafíos en esta fase incluyen operar un sistema que depende en gran medida de recursos conectados mediante convertidores y satisfacer la demanda durante períodos prolongados de baja disponibilidad de viento y sol. Las necesidades de flexibilidad exigen almacenamiento energético a largo plazo o comercio extenso de electricidad con otras regiones.

Colombia está en la fase 1 y saltaría a las fases 4 y 5 en menos de 5 años, de seguir los consejos de IRENA. No habría curva de aprendizaje, y los recursos de flexibilidad son todavía más costosos que invertir de manera balanceada en fuentes de generación independientes del clima.

La Gráfica 6 ilustra la conformación paulatina de la curva del pato con datos reales de California, desde 2012 hasta 2020.

Gráfica 6. Curva del pato en el mercado de California



Fuente: ENEL X Japan (2024).

En la formación de esta curva se combinan los siguientes factores:

- **Producción de FNCER**. Cuando brilla el sol o sopla el viento, la producción de FNCER es alta. Esto reduce la necesidad de electricidad proveniente de fuentes convencionales, lo que lleva a una disminución en la demanda neta.
- **Perfil de la demanda**. La demanda eléctrica suele ser baja durante el día y aumenta por la tarde y la noche, cuando los hogares usan más electricidad.
- **Desfase temporal**: La producción de FNCER generalmente alcanza su pico cuando la demanda es relativamente baja, mientras que el consumo se eleva justo cuando la producción solar comienza

a disminuir al atardecer. Esto crea un perfil característico que se asemeja a un pato, donde la ´cabeza´ del pato representa el aumento repentino de demanda por la tarde y la noche.

La curva del pato tiene las siguientes implicaciones para los mercados eléctricos:

- **Precios**. Durante el día, cuando hay un exceso de producción solar y baja demanda neta, los precios son bajos. En contraste, durante las horas pico (tarde-noche), los precios pueden dispararse al alza debido a una mayor demanda, a mayor competencia por recuperar la caída de precios y cantidades en horas de producción de FNCER, y a que se requieren fuentes de generación más costosas para satisfacerla. Esto aumenta la volatilidad de los precios, pero su impacto sobre el precio promedio es ambiguo.
- **Confiabilidad**. La alta variabilidad en la generación solar puede llevar a situaciones donde el sistema enfrenta desafíos para mantener un suministro confiable. Si las plantas tradicionales se retiran debido a precios bajos durante el día, puede aumentar el riesgo de cortes durante las horas pico.
- **Incentivos a la inversión**. La curva del pato crea un contexto en el que el aumento de la capacidad renovable podría hacerse a costa de la rentabilidad de plantas convencionales indispensables para aumentar la seguridad del suministro. Los ajustes al mercado deben monetizar los aportes a la seguridad, y la rentabilidad futura de baterías y sistemas de gestión de demanda que equilibren las fluctuaciones entre oferta y demanda.

Algunos casos internacionales de los impactos sobre los precios spot que se ocasionan por el ingreso de las FNCER se presentan a continuación:

- Bushnell y Novan (2021) señalan que la expansión de la generación solar en el mercado de California ha llevado a reducciones pronunciadas en los precios spot a mediodía, y a un aumento del nivel de precios y de su volatilidad durante las horas sin generación FNCER, lo que impacta la estabilidad y la confiabilidad de la red. El aumento en la generación solar a mediodía llevó a una caída de precios de aproximadamente el 40% durante las horas pico de luz solar y a que, en contraste, los precios por la tarde y la noche aumentaron 20% durante las horas sin producción solar.
- Shimomura et al (2024) encuentran que la expansión rápida de la generación solar en Japón ha llevado a una reducción de precios de aproximadamente el 50% durante las horas del mediodía, y del 30% en durante los períodos de alta generación renovable de todo tipo.
- Van As (2023) encuentra una disminución de precios a mediodía de alrededor del 50% en Holanda, debido al aumento de la generación solar y eólica, y una disminución general de precios del 30% a lo largo del día.
- El Banco de España ha estimado que el precio mayorista de la electricidad podría reducirse hasta un 50% adicional para 2030 debido al despliegue masivo de las FNCER. Sin embargo, este pronóstico está sujeto a una considerable incertidumbre debido a factores como la adaptación de la demanda y las variaciones en la oferta.
- A medida que aumenta la capacidad renovable, especialmente solar, los ingresos marginales generados disminuyen significativamente. Durante períodos de máxima generación solar en

California, España y Dinamarca, Reino Unido y Queensland (Australia), por ejemplo, los precios de la electricidad han caído ocasionalmente por debajo de cero. Este fenómeno ocurre cuando la oferta de FNCER supera la demanda. Esto lleva a que los generadores funcionen a pérdida o a restringir su oferta.

A medida que los precios promedio se reduzcan, y/o los precios negativos se vuelvan más frecuentes, el stress financiero sobre las plantas que proveen seguridad al suministro puede llevar a su salida del mercado. Esta tendencia ya se observa en mercados donde la penetración de FNCER supera ciertos umbrales (por ejemplo, por encima del 20% en mercados fundamentalmente térmicos, como en Queensland; ver Simshauser y Wild 2023).

La reducción veloz del precio spot promedio y el auge de las inversiones en FNCER de pequeña escala podría llevar a la ´canibalización´ (Carabot y Will 2023; watsstor 2024: después de crearse una barrera a la inversión en seguridad y diversificación por expectativas de bajos precios spot, el exceso de oferta de FNCER llevaría a su insolvencia también.

Los precios negativos o las desconexiones forzadas se pueden evitar o reducir con recursos flexibles (baterías) o recursos energéticos distribuidos que puedan responder rápidamente a los cambios en la dinámica de oferta y demanda. Los precios negativos ocurren por fallas en la remuneración de todos los atributos de un despacho de recursos, al concentrarse simplemente en el costo operativo.

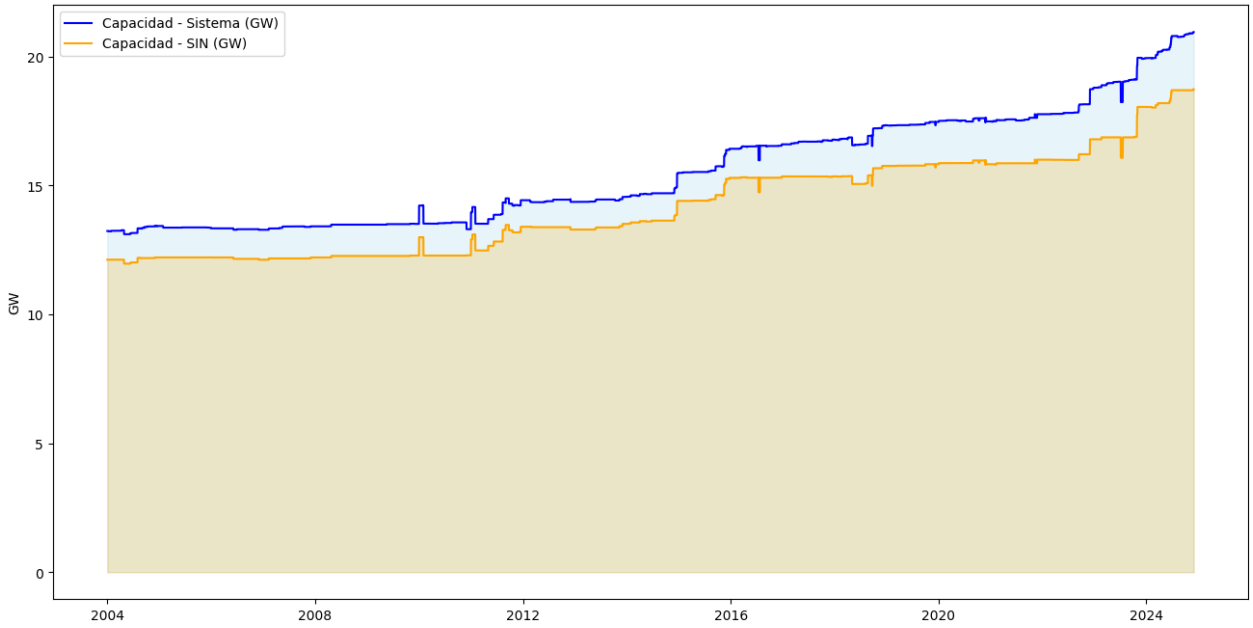
Capítulo 2. Estimación de impactos

2.1. Estadísticas descriptivas del mercado mayorista

La capacidad total de generación de electricidad de Colombia en 2024 es 20.949 MW, de la cual 18,730 MW pertenece al Sistema Integrado Nacional (SIN) (Gráfica 7). La capacidad de generación del SIN está compuesta por un 65,4% de plantas hidráulicas, 15,9% de plantas térmicas a gas natural, 8,6% de plantas térmicas a carbón, 4,8% de plantas térmicas a diésel, 3,8% de parques solares y el 1,4% restante de plantas a combustóleo, como se observa en la Gráfica 8 (XM 2024).

La generación hidráulica pasó de 8.499 MW en 2004 a 12.257 MW en 2024, lo que representa un aumento del 44,2%. En el mediano y largo plazo, solamente se espera la incorporación de plantas pequeñas ´filo de agua´ y la entrada en operación de la segunda fase de Ituango en 2026, que añadirá 1.200 MW. En los últimos 20 años, la capacidad térmica a gas y carbón aumentó un 91,8% y un 62,3%, respectivamente, muy alta en tasas de crecimiento, pero con un punto de partida bajo.

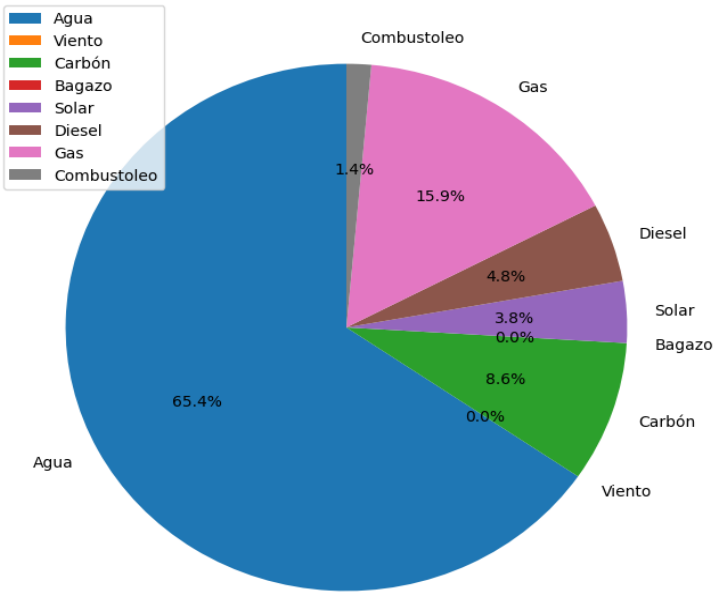
Gráfica 7. Capacidad total de generación del SIN 2024



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM[1].

[1] https://www.xm.com.co/

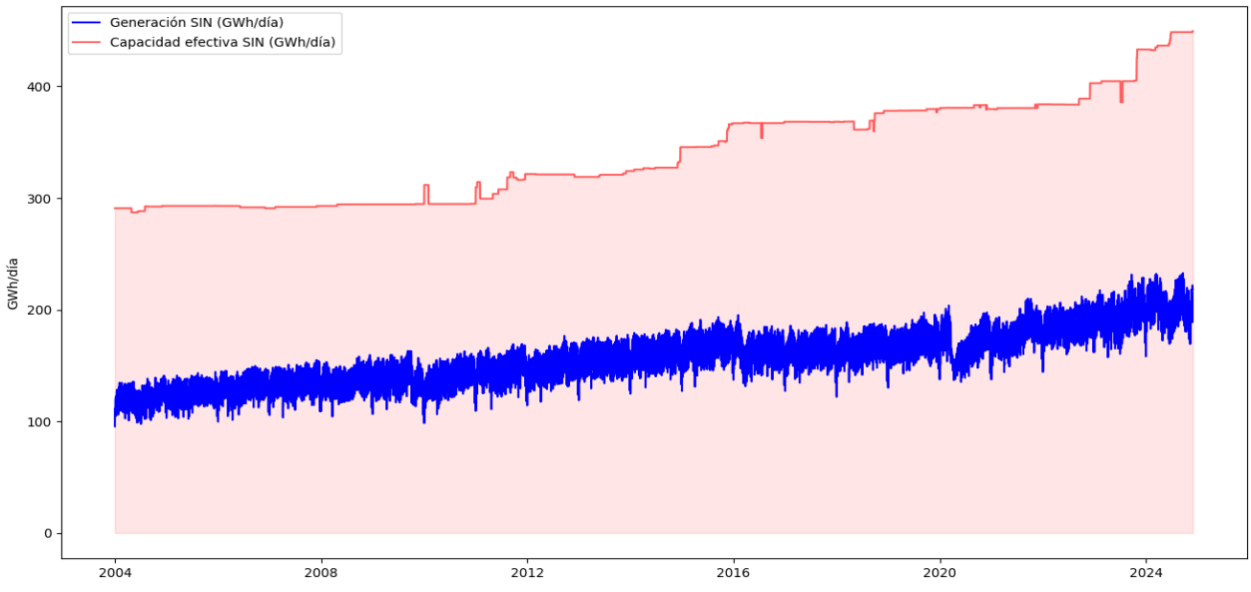
Gráfica 8. Capacidad de generación de electricidad del SIN por fuentes 2024



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Mientras que la capacidad efectiva de generación eléctrica del SIN aumentó un 54,5% desde 2004, la demanda de electricidad del sistema casi se duplicó, con un incremento del 95,9% en el mismo período (Gráfica 9).

Gráfica 9. Generación de electricidad del SIN versus capacidad efectiva del SIN (GWh por día)

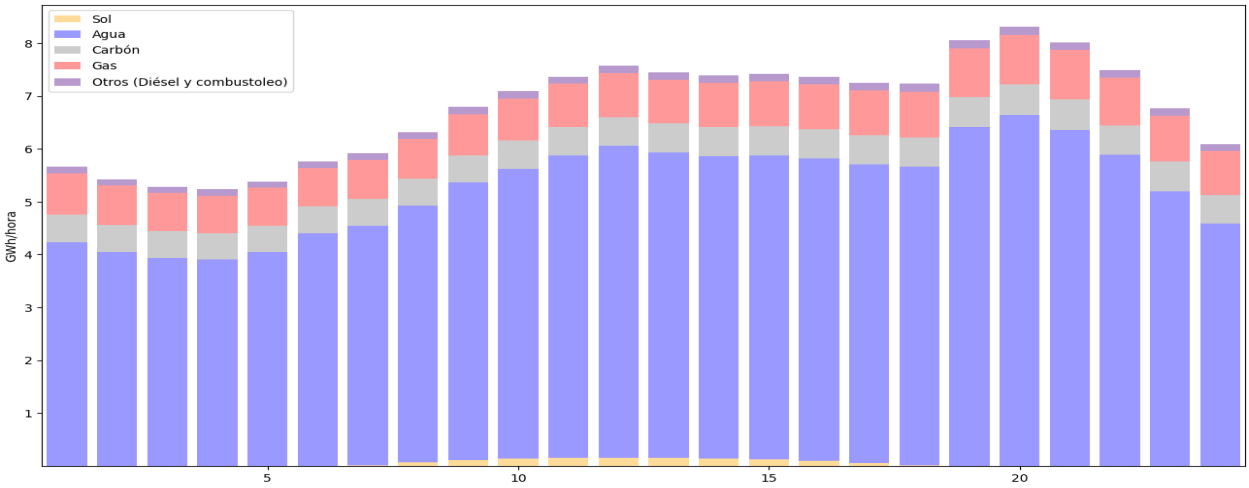


Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Durante los últimos 20 años, la energía hidráulica ha suministrado en promedio 75% de la demanda nacional. (Gráfica 10). Sin embargo, durante sequías prolongadas, la producción térmica puede superar

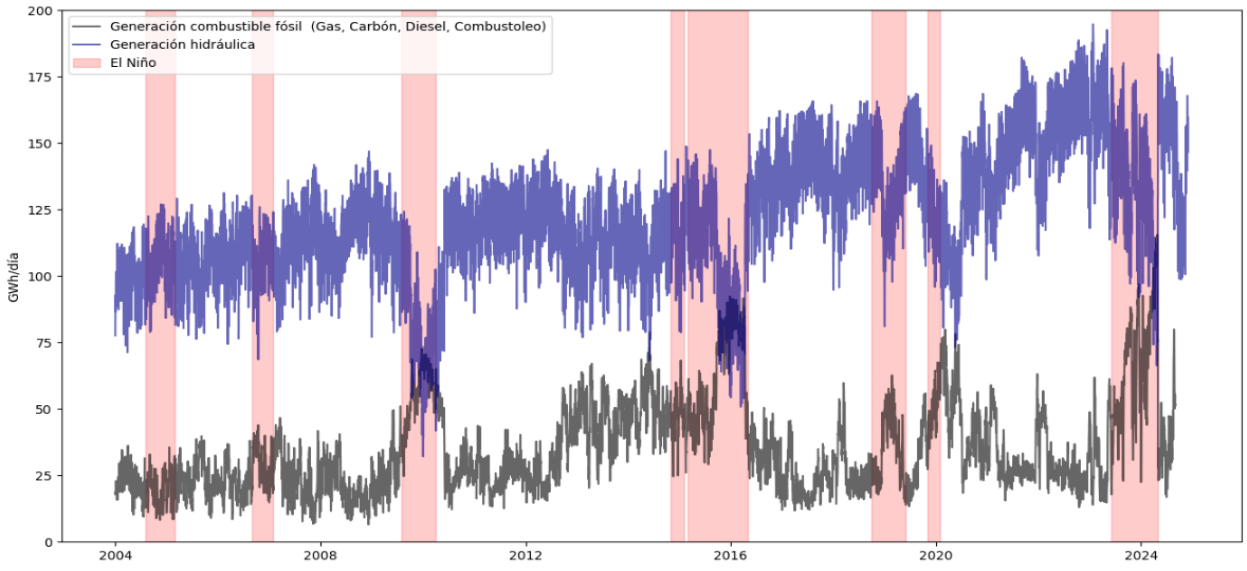
a la generación hidráulica evitando racionamientos eléctricos, como se observó en 2009-2010, 2015-2026 y 2023-2024 (Gráfica 11). Recientemente, las plantas solares producen cerca del 10% de la energía demandada a medio día. Adicionalmente, algunas plantas térmicas deben funcionar forzosamente por restricción en las redes de transmisión.

Gráfica 10. Generación promedio del SIN por hora entre 2004 y 2024 (GWh/hora)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Gráfica 11. Generación hidráulica vs. generación térmica del SIN entre 2004 y 2024 (GWh) en relación con la ocurrencia del fenómeno de El Niño

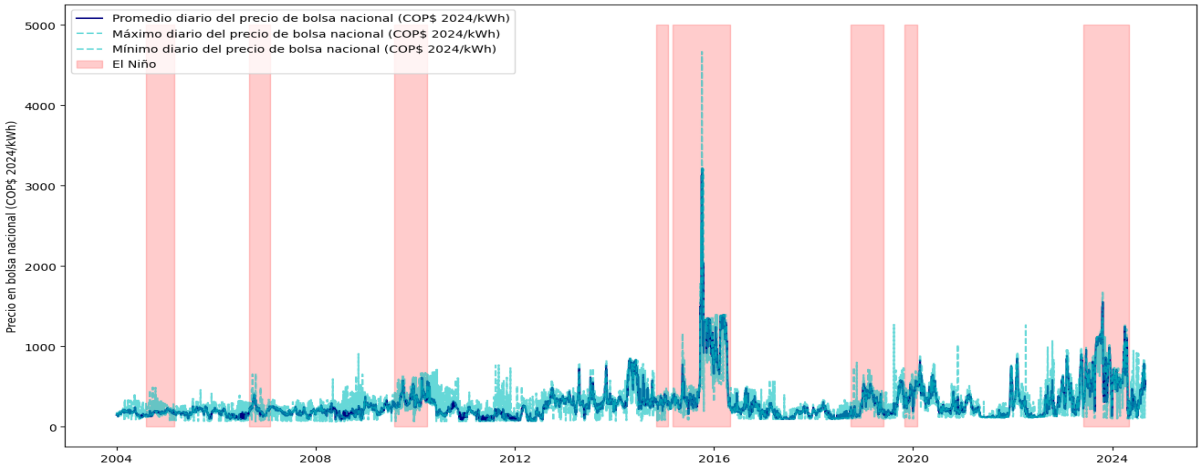


Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

El precio *spot* tiene un promedio de COP $300 por kWh (pesos de 2024) durante los últimos veinte años, como se muestra en la Gráfica 12. Durante las épocas neutrales o en presencia del fenómeno de La Niña, el precio spot depende principalmente de las ofertas de las hidroeléctricas, que son

relativamente bajas en comparación con las plantas térmicas. Asimismo, se evidencia que, durante los fenómenos de El Niño, los precios spot aumentan drásticamente debido al incremento de la generación térmica, lo que hace que el precio esté asociado a alguna planta térmica que sería la última en ser despachada por mérito, en lugar de depender del agua como ocurre en el resto del tiempo.

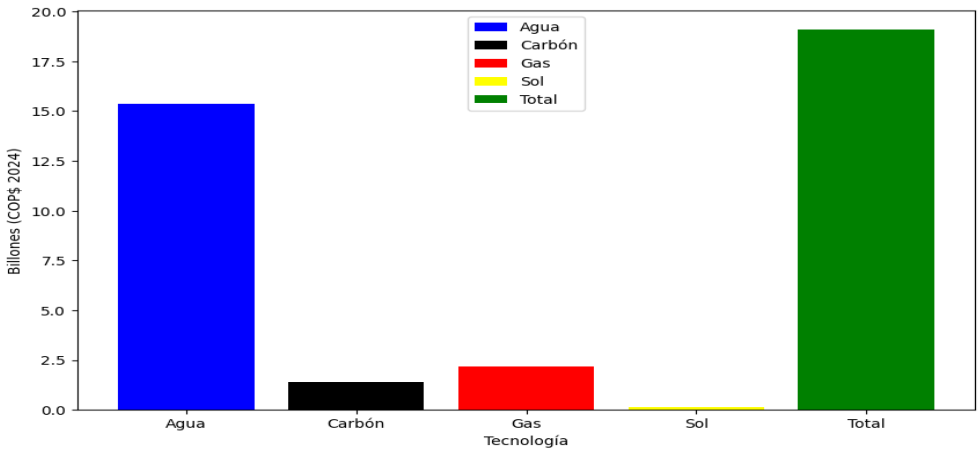
Gráfica 12. Máximo, mínimo y promedio diario del precio *spot* (COP$ 2024 por kWh)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Si el total de la electricidad generada en el SIN se vendiera a precio *spot*, los ingresos brutos promedio sumarían COP$ 18.2 billones por año (pesos de 2024) (Gráfica 15). Las hidroeléctricas tendrían el 77% de participación de los ingresos, y las plantas a gas y a carbón tendrían el 12% y el 8% de participación, respectivamente.

Gráfica 13. Ingresos brutos de los generadores (COP$ 2024) estimados a precio *spot*

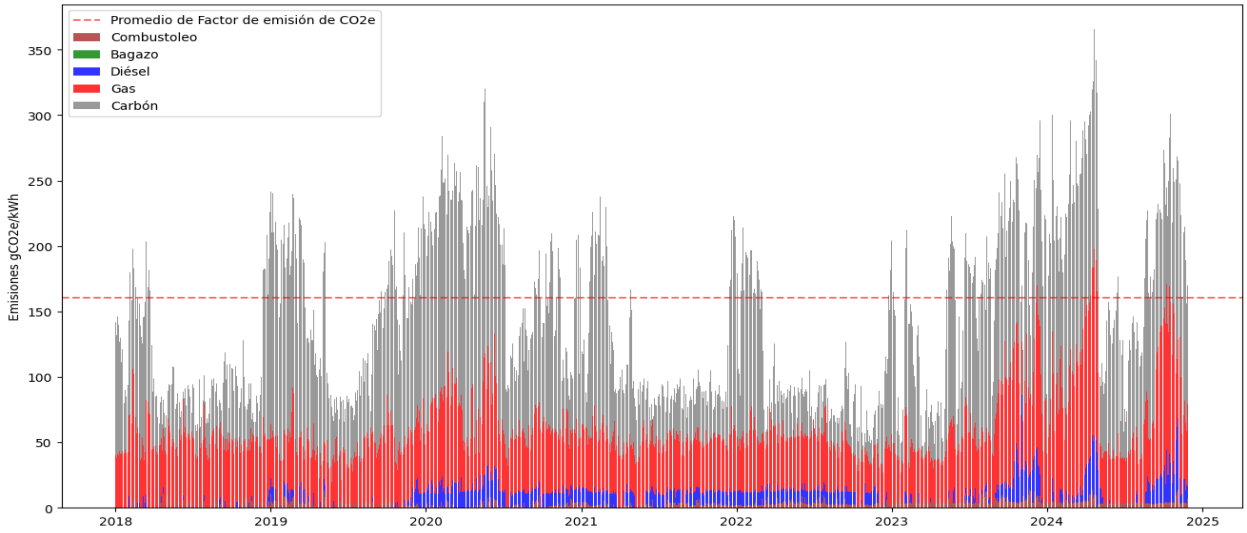


Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

La intensidad de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) de la generación de electricidad en Colombia es 176,6 gCO_2/kWh en promedio (Gráfica 14). El sistema eléctrico colombiano tiene un factor de

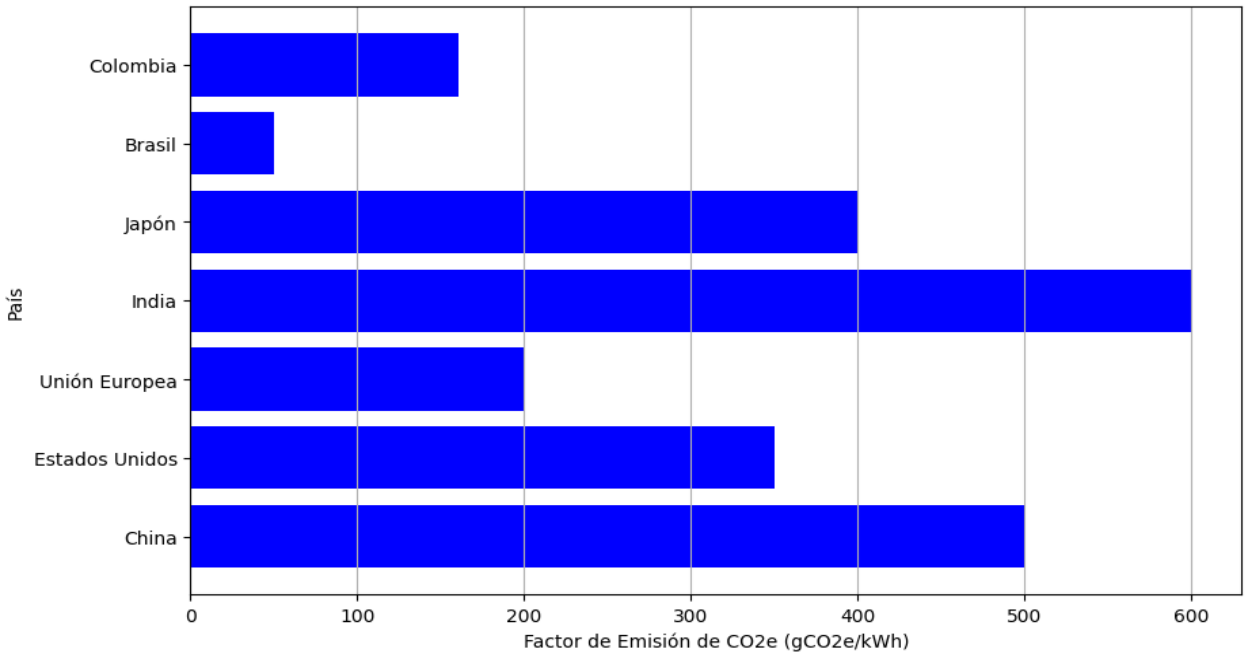
emisiones de GEI por kWh muy bajo, aproximadamente un tercio del promedio mundial de 450 gCO2e/kWh (EIA, 2024); Gráfica 15.

Gráfica 14. Intensidad de emisiones de CO2 de la generación de electricidad (gCO2e/kWh) de Colombia.



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Gráfica 15. Comparación internacional de intensidades de emisión de CO2e de generación eléctrica (gCO2e por kWh)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM y IEA.

2.2. Estrategia empírica

Los tres escenarios que se evalúan en el presente estudio son:

Los tres escenarios que se evalúan en el presente estudio son:

- El **Escenario Base**, que contempla: (i) los proyectos que tienen compromisos de Cargo por Confiabilidad (CxC) y Contratos de Largo Plazo de Energía (CLPE) que corresponden a 1,187 MW de solar y 1,197 MW de eólica; (ii) la entrada de Colectora 1 (1050 MW); y (iii) la segunda etapa de Ituango (1,200 MW) en 2026 (UPME 2024). Durante 2024-2030, entraría 9.8% de capacidad hidráulica, 0% de térmica a carbón, 0% de térmica a gas, 1,197 MW de eólica, y 0% de solar.
- El **Escenario de Alta Adopción de FNCER de la UPME (2024)**, que contempla: (i) los proyectos que tienen compromisos de Cargo por Confiabilidad (CxC), Contratos de Largo Plazo de Energía (CLPE) y un portafolio de proyectos que suman 7,583 MW de energía solar y 1,197 MW de energía eólica; (ii) la entrada en operación de Colectora 1 (1,050 MW); y (iii) la segunda etapa de Ituango (1,200 MW) en 2026. Durante 2024-2030, entraría 9.8% de capacidad hidráulica, 0% de térmica a carbón, 0% de térmica a gas, 1,197 MW de eólica, y 538% de solar.
- El **Escenario Matriz Renovable (XM 2024),** que contempla: (i) la incorporación de una capacidad solar de 13,759 MW y eólica de 2,432 MW, para un total de 16,183 MW de fuentes de energía renovable no convencional (FNCER); (ii) la entrada en operación de Colectora 1 (1,050 MW); y (iii) la segunda etapa de Ituango (1,200 MW) en 2026. Durante 2024-2030, entraría 9.8% de capacidad hidráulica, 0% de térmica a carbón, 0% de térmica a gas, 2,432 MW de eólica, y 1,058% de solar.

La Tabla 2 resume los escenarios. En cada uno de ellos, los impactos se simulan en dos condiciones tanto de fuerte sequía como de abundancia hidráulica, en los que se ajusta el factor de disponibilidad de las plantas hidráulicas.

Tabla 2. Resumen de escenarios de adopción de FNCER en Colombia

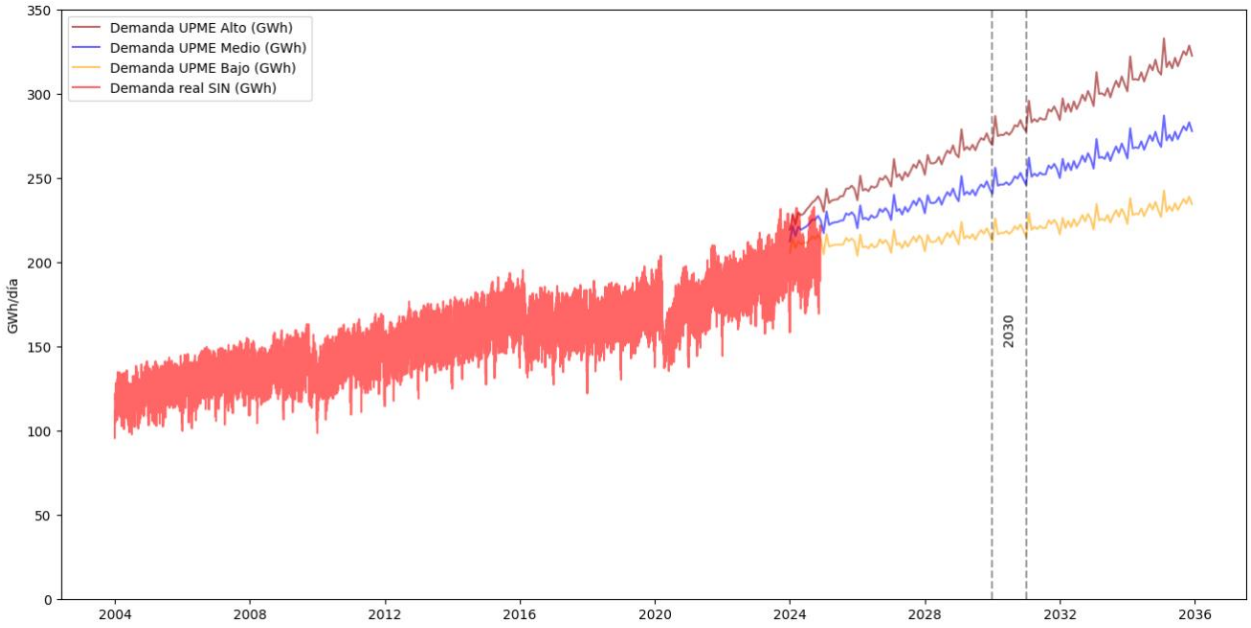
Escenario	Solar (MW)	Eólico (MW)	Total FNCER (MW)	Segunda etapa de Ituango (1,200 MW)	Colectora 1 (1050 MW)
Escenario Base	1,187	1,197	2,384	2026	2027
Escenario Alta Adopción de FNCER – UPME	7,583	1,197	8,780	2026	2027
Escenario Matriz Renovable – XM	13,750	2,432	16,182	2026	2027

Fuente: elaboración propia con base en UPME (2024) y XM (2023).

Para simular los impactos de estos escenarios sobre cantidades y precios en el mercado *spot*, se realizan las estimaciones intermedias planteadas a continuación.

La demanda promedio del SIN que se debe abastecer corresponde al escenario medio (en azul) de las proyecciones de demanda realizadas por la UPME para el año 2030 (Gráfica 16).

Gráfica 16. Escenario de demanda del SIN - UPME (GWh)

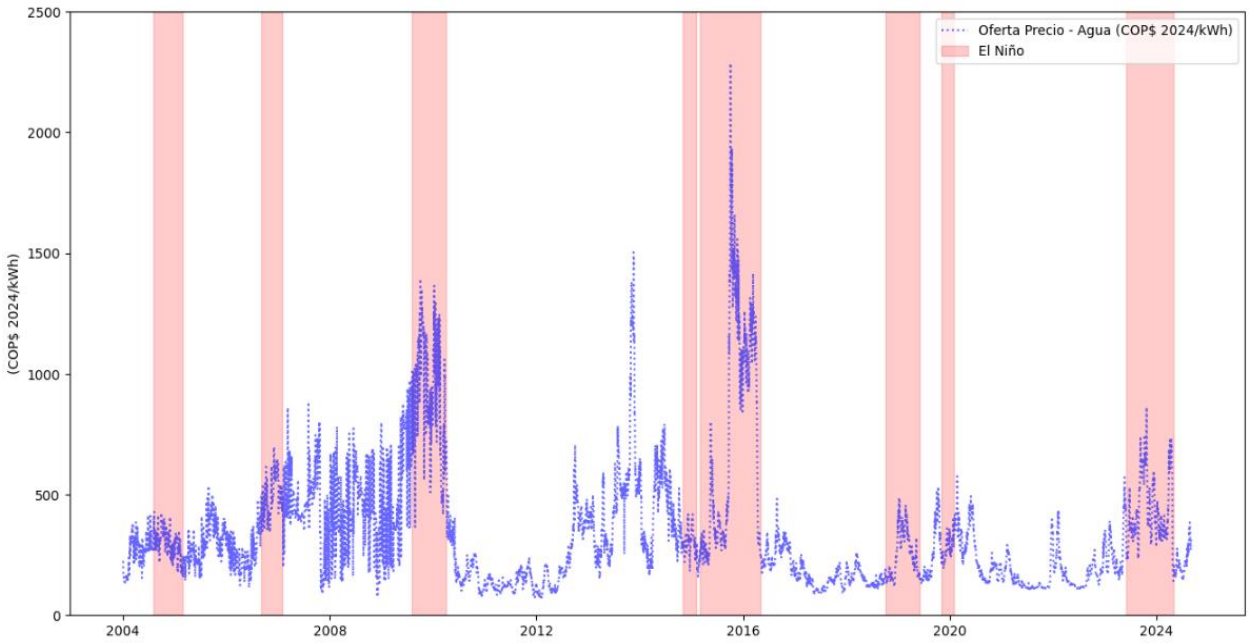


Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM y UPME (2024)[2].

Por simplicidad, se asume en una primera simulación ofertas de precios iguales al promedio histórico de cada planta, ajustado por inflación. En el caso de las plantas eólicas, se asume que su precio de oferta será igual al de la generación solar (que tiene una historia de despacho muy breve). El promedio histórico de la oferta de precios de las plantas hidráulicas es COP $341,3 por kWh, como se muestra en la Gráfica 17. Sin embargo, estas ofertas aumentan significativamente durante la ocurrencia de El Niño. Los precios promedio de oferta de las plantas a carbón y gas son COP $369,3 y COP $697,9 por kWh, respectivamente para el período analizado (Gráficas 18 y 19). A diferencia de lo observado en las hidroeléctricas, las ofertas son menos volátiles.

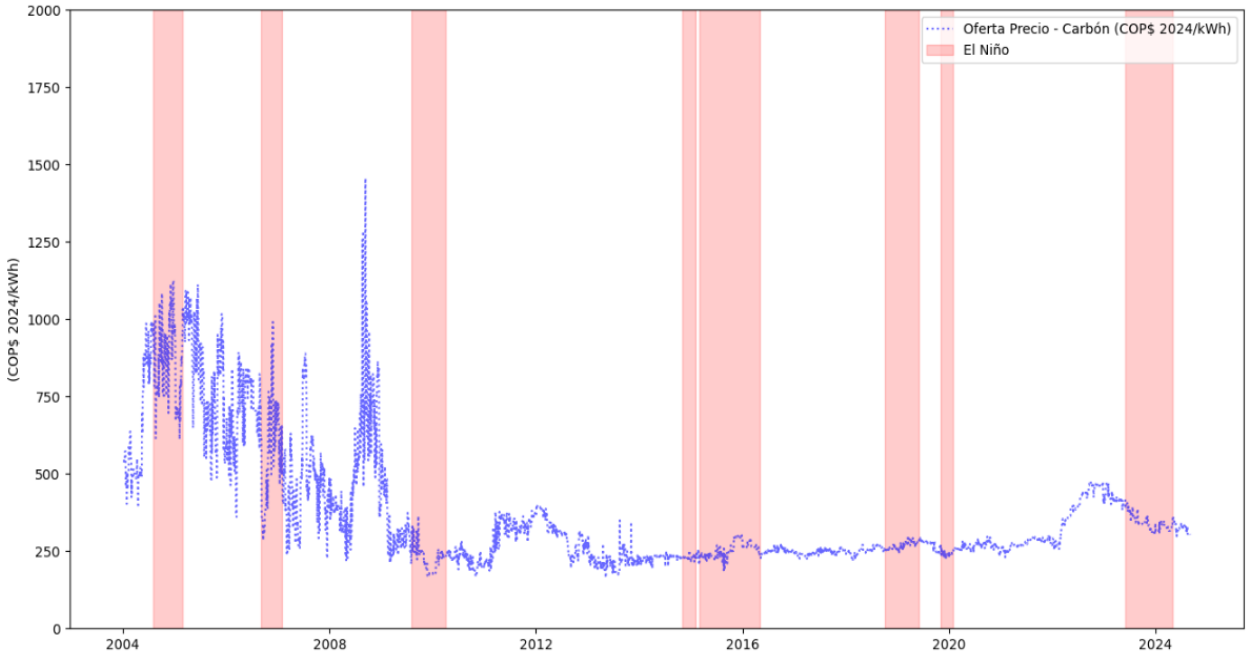
[2] https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

Gráfica 17. Precios promedio de oferta de las hidroeléctricas entre 2004 y 2024 (pesos 2024)



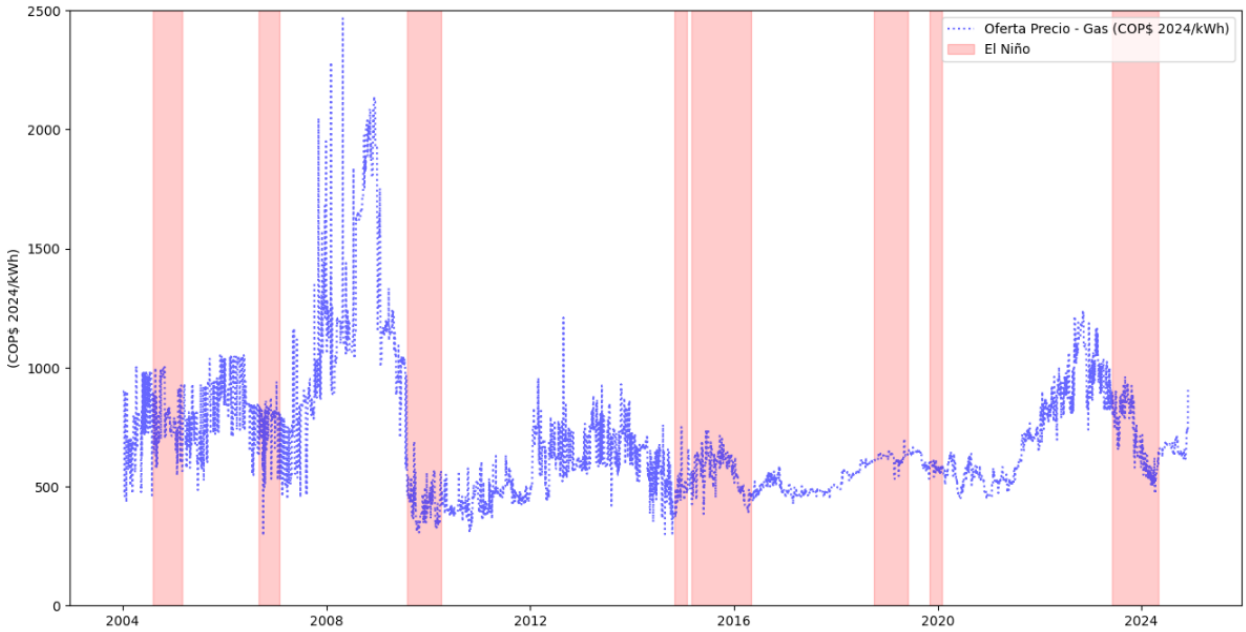
Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Gráfica 18. Precios promedio de oferta de las térmicas a carbón entre 2004 y 2024 (pesos 2024)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Gráfica 19. Precios promedio de la oferta de las térmicas a gas entre 2004 y 2024 (pesos 2024)

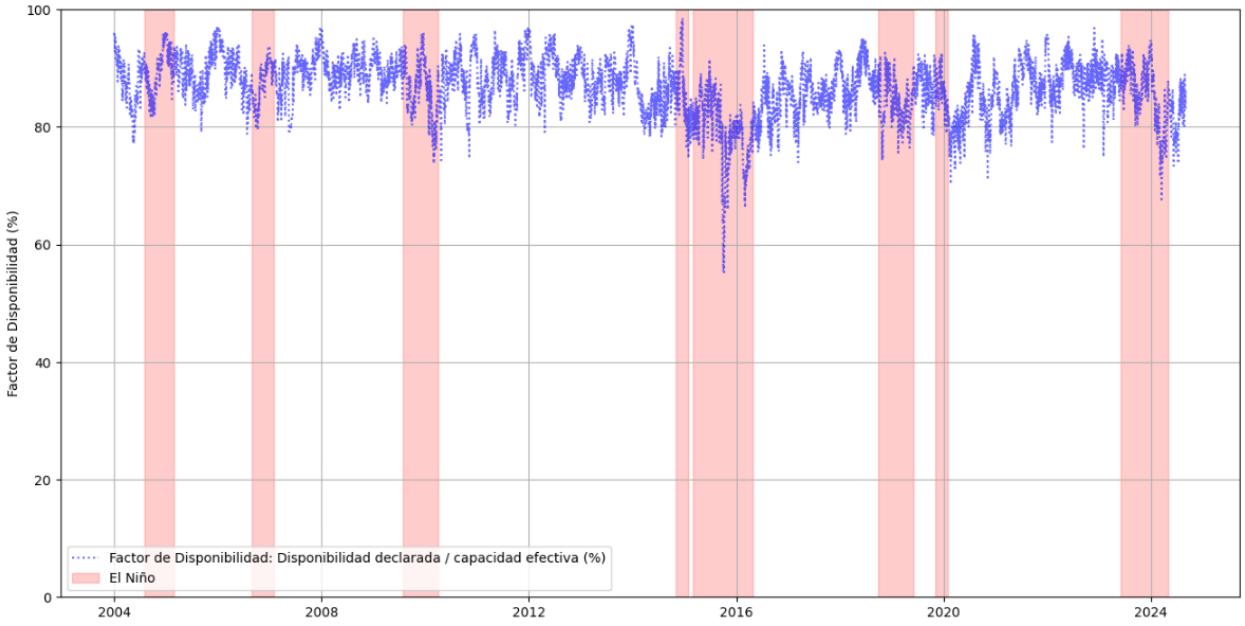


Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Para las plantas solares y eólicas, se usa un precio promedio de oferta de COP $102,2 por kWh.

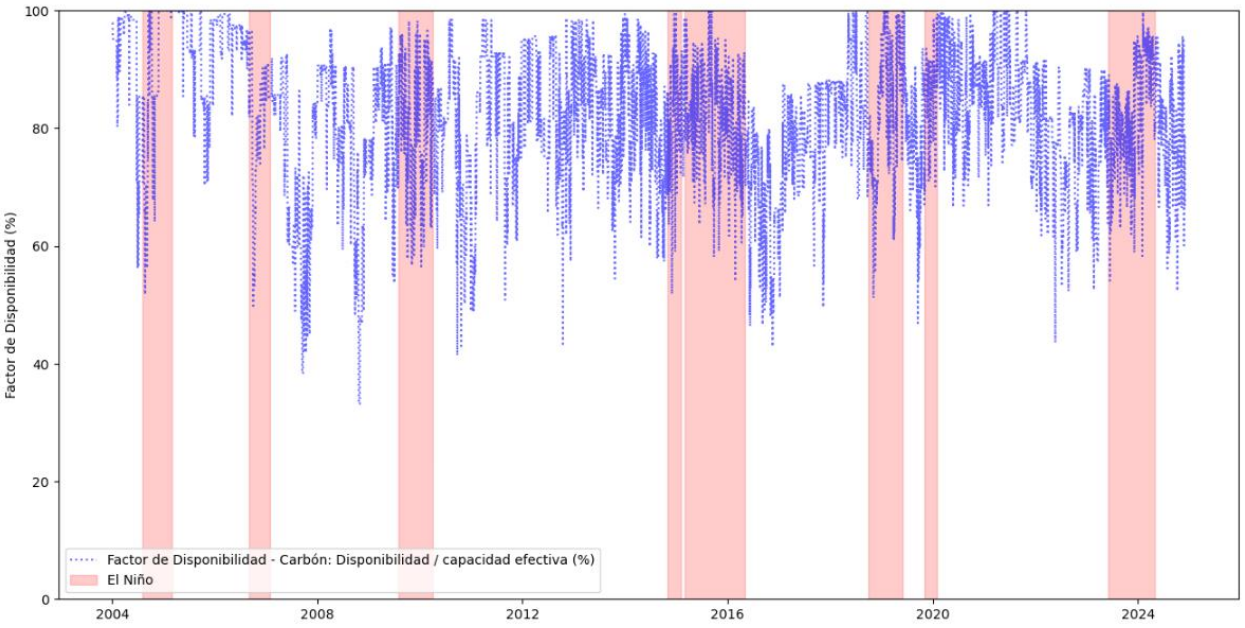
El factor de disponibilidad de generación se estima como la relación entre la disponibilidad de generación declarada en la bolsa y la capacidad efectiva de generación. En el caso de las plantas hidráulicas, el factor de disponibilidad promedio es del 86,97% (Gráfica 20). Durante el fenómeno de El Niño este factor puede disminuir hasta el 55%, como ocurrió durante 2015-2016. Los factores de disponibilidad promedio de las térmicas a carbón y gas son 82.52% y 87.76% respectivamente (Gráficas 20 y 21).

Grafica 20. Factor de disponibilidad promedio de las plantas hidráulicas durante El Niño, y durante condiciones neutrales o el fenómeno de La Niña (porcentaje)



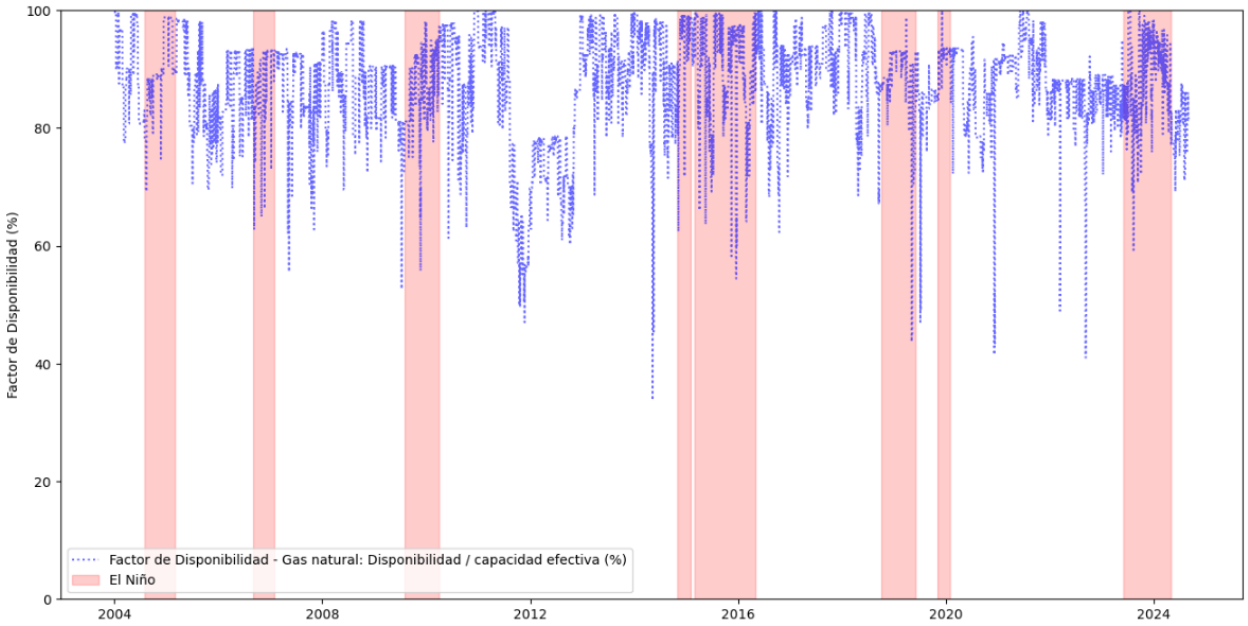
Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Grafica 21. Factor de disponibilidad promedio de las plantas a carbón durante El Niño y durante condiciones neutrales o el fenómeno de La Niña (porcentaje)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

Grafica 19. Factor de disponibilidad promedio de las plantas a gas durante El Niño y durante neutrales o el fenómeno de La Niña (porcentaje)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo con base en datos de XM.

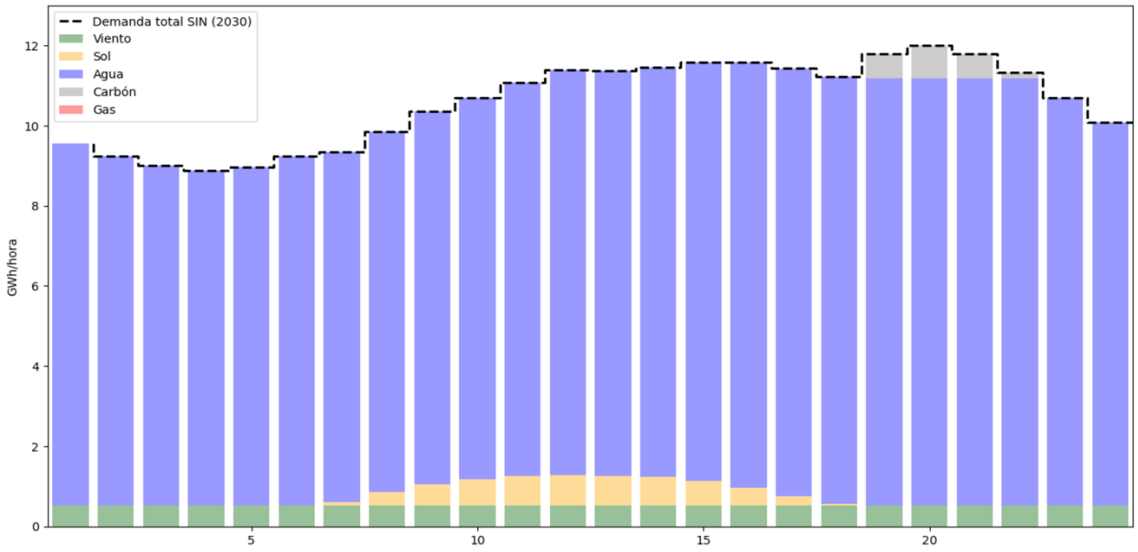
2.3. ¿Cómo cambiarían el despacho en cada hora y los precios *spot*?

Se presentan los resultados de la simulación del despacho para un día promedio en el año 2030, considerando los tres escenarios descritos en la Sección 2.2, bajo dos condiciones climáticas: (i) hidrología baja, como es el caso de la presencia del fenómeno de El Niño; y (ii) hidrología media o alta.

Escenario Base

En condiciones de hidrología normal (media o alta) y bajo el escenario base de la UPME, la demanda es cubierta por el despacho de generación eólica, solar e hidráulica para las horas de menor consumo de electricidad (Gráfica 20). Sin embargo, durante las 4 horas de mayor demanda de electricidad, entre las 7:00 p.m. y las 11:00 p.m., es necesario recurrir al despacho de plantas térmicas a carbón para satisfacer la demanda.

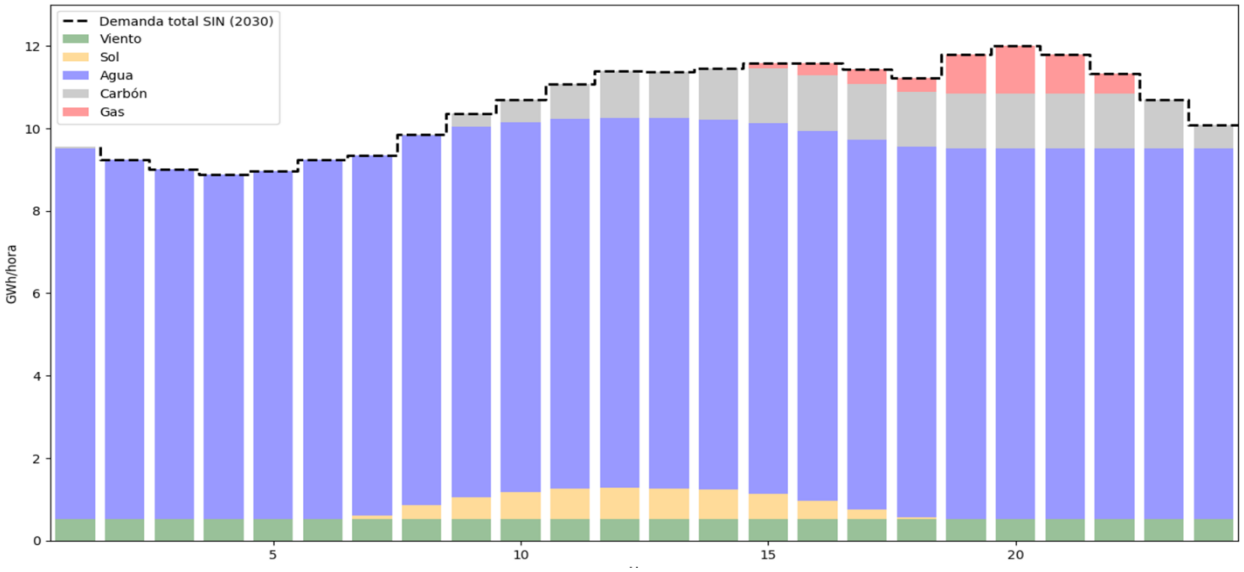
Grafica 20. Simulación del despacho de cada tecnología por hora para un día promedio en 2030 con *hidrología normal* – Escenario Base (GWh por hora)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo.

Bajo condiciones climáticas de baja hidrología (El Niño), las plantas térmicas son esenciales para suplir la demanda durante gran parte del día, como se observa en la Gráfica 21. Solamente durante las horas de menor consumo se puede suplir la demanda con plantas eólicas, solares e hidráulicas. Por tanto, sin las plantas térmicas son esenciales para evitar racionamientos eléctricos durante la ocurrencia de fenómenos de El Nino fuertes o muy fuertes.

Grafica 21. Simulación del despacho de cada una de las tecnologías por hora para un día promedio en 2030 *hidrología baja* – Escenario Base (GWh por hora)

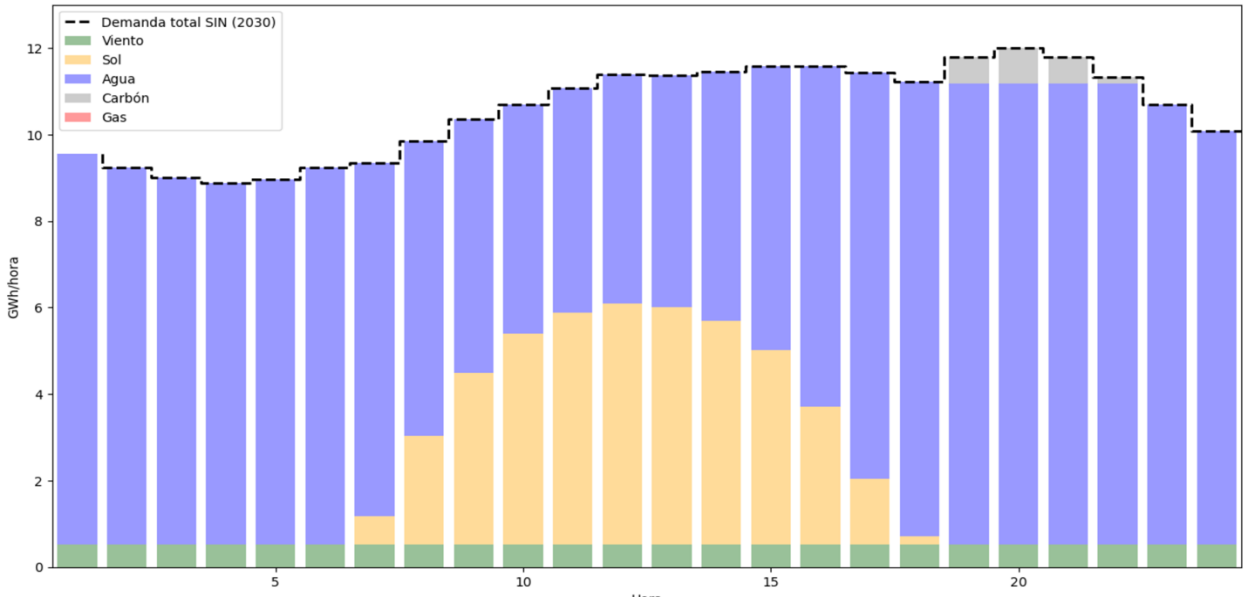


Fuente: elaborado por Fedesarrollo.

Escenario de Alta Adopción de FNCER – UPME

En el escenario de alta adopción de FNCER de la UPME, al igual que en el escenario base, la demanda se cubre con generación eólica, solar e hidráulica para las 20 horas del día exceptuando las horas de lata demanda de la noche donde se requiere las plantas térmicas a carbón (Gráfica 22). Frente al escenario base, no se espera cambios en los precios spot al no cambiar la tecnología que margina en la curva de oferta de electricidad.

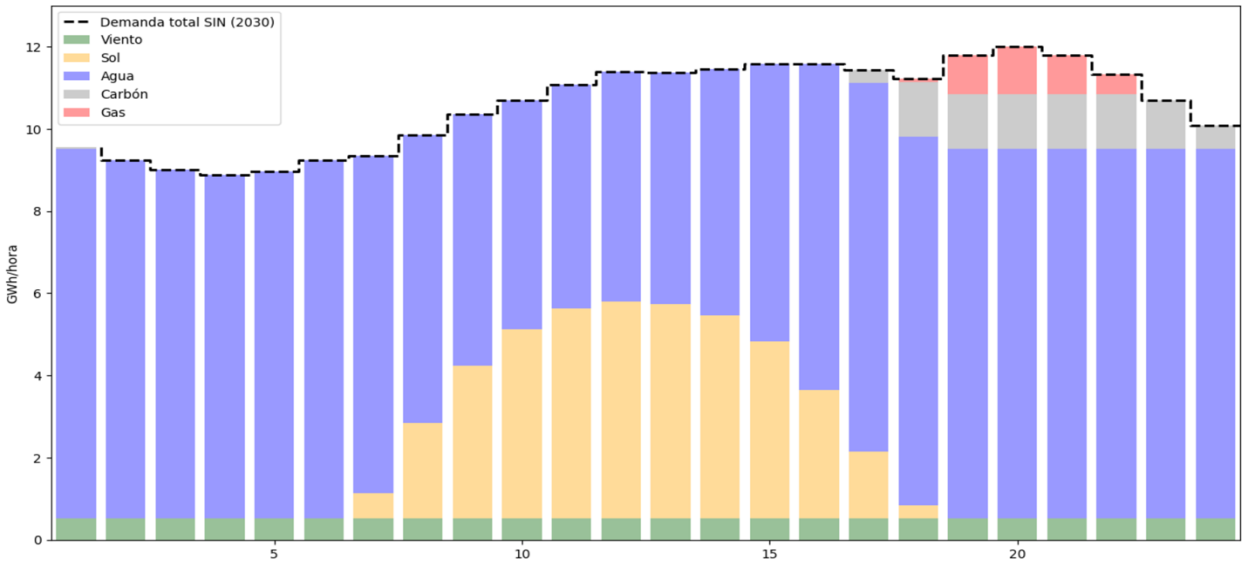
Grafica 22. Simulación del despacho de cada tecnología por hora para un día promedio en 2030 con *hidrología normal* – Escenario Alta Adopción UPME (GWh por hora)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo.

Bajo condiciones climáticas secas (baja hidrología), se requiere la generación de las plantas térmicas a carbón y gas durante 8 horas al día (Gráfica 23), la mitad de las horas necesarias en el escenario base. Esto evidencia el beneficio en términos de confiabilidad para el sistema y la reducción de los precios spot, al permitir marginar 16 horas al día con generación hidráulica. Por lo tanto, la adopción de fuentes FNCER contribuye a disminuir el precio spot y a reducir la dependencia de las térmicas durante épocas de sequía o fenómenos de El Niño.

Grafica 23. Simulación del despacho de cada tecnología por hora para un día promedio en 2030 con *hidrología baja* – Escenario Alta Adopción UPME (GWh por hora)

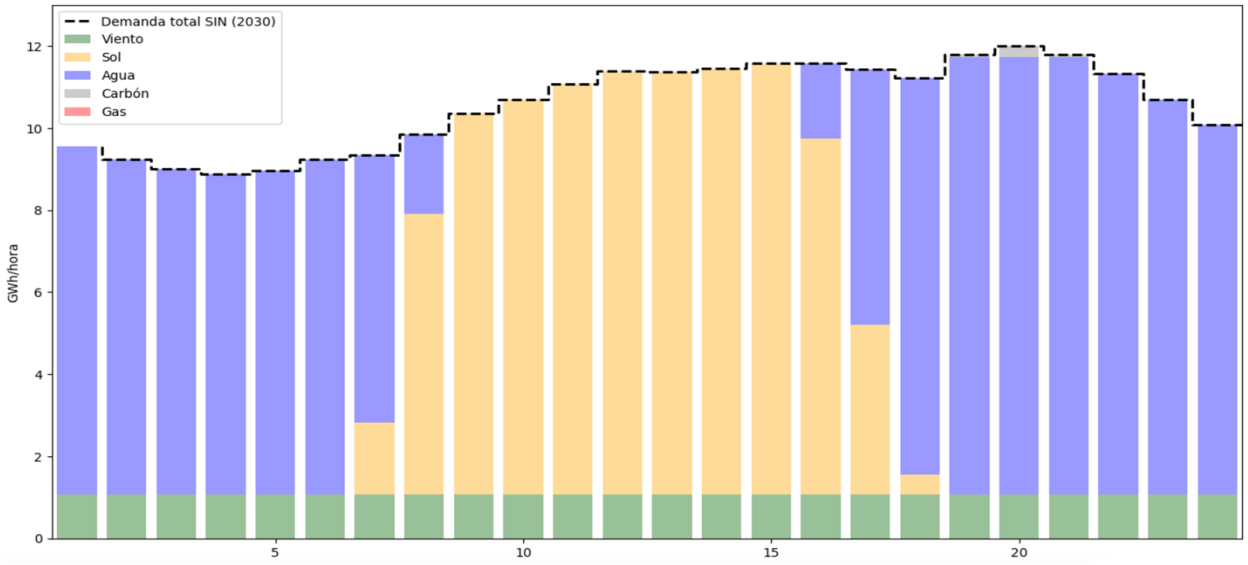


Fuente: elaborado por Fedesarrollo.

Escenario Matriz Renovable - XM

Con la entrada de 16.182 MW, que corresponden a 13.750 MW de generación solar y 2.432 MW de generación eólica, los requerimientos de las plantas térmicas a carbón se reducen a una hora al día, coincidiendo con el pico de la demanda diaria (Gráfica 24). En cuanto al precio spot, durante 7 horas marginal la generación solar, durante 16 horas lo es la generación hidráulica, y durante una hora lo hacen las plantas térmicas a carbón. Si las hidroeléctricas buscaran mantener sus ingresos en este escenario de hidrología normal, deberían incrementar al menos un 14% la oferta de precios para compensar la reducción en cantidades.

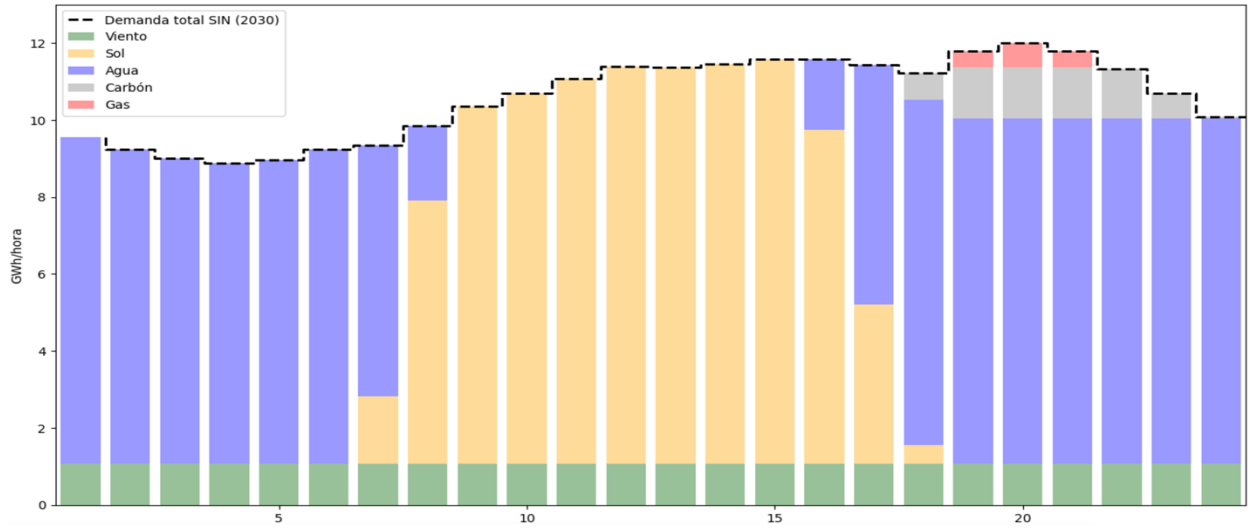
Grafica 24. Simulación del despacho de cada tecnología por hora para un día promedio en 2030 con *hidrología normal* – Escenario Matriz Renovable XM (GWh por hora)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo.

Al considerar una alta adopción de FNCER y baja hidrología, los requerimientos de las plantas térmicas se reducen drásticamente (Gráfica 25). Durante 6 horas nocturnas se requieren plantas térmicas para suplir el pico de la demanda diaria, mientras que durante 11 horas marginan las plantas hidráulicas y durante 7 horas las plantas solares. Si las hidroeléctricas desean mantener sus ingresos en este escenario de hidrología baja, deben incrementar al menos un 37% la oferta de precios para compensar la reducción en las cantidades y el precio *spot*.

Grafica 25. Simulación del despacho de cada tecnología por hora para un día promedio en 2030 con *hidrología baja* – Escenario Matriz Renovable XM (GWh por hora)



Fuente: elaborado por Fedesarrollo.

Capítulo 3. Política pública

3.1. La descarbonización y la generación eléctrica

(Smil 2024) discute en detalle la viabilidad de alcanzar emisiones netas de carbono cero para el año 2050, cuyas reflexiones se consignan a continuación.

- A pesar de los esfuerzos internacionales y avances tecnológicos, el consumo global de combustibles fósiles aumentó un 55% entre 1997 y 2023, con una disminución mínima en su participación en el consumo energético global, pasando del 86% en 1997 al 82% en 2022.
- La transición energética de cero-carbono en 2050 requiere aproximadamente 700 exajulios de nuevas energías ´verdes´ para 2050. Los países más ricos tendrán que invertir al menos el 20% de su PIB anual para lograr la descarbonización.
- La conversión de procesos industriales intensivos en energía (como la producción de hierro y cemento) a alternativas no fósiles enfrenta desafíos significativos, ya que muchas soluciones aún no están disponibles a gran escala.
- Las emisiones globales de CO_2 aumentaron 19 veces entre 1900 y 2022. Las concentraciones promedio anuales de CO_2 han aumentado continuamente desde que comenzaron las mediciones en Mauna Loa en 1958, alcanzando 420 ppm en 2023, más del 50% por encima de los niveles preindustriales.
- La cooperación global es crucial para la descarbonización, pero los grandes países emisores (EE.UU., China y Rusia) sobre los que recae el grueso de la descarbonización, tienen intereses encontrados.

Smil plantea que las metas de eliminación total de emisiones de carbono para 2050 son poco realistas debido a los desafíos técnicos, económicos y políticos sin precedentes que enfrentan los gobiernos. Se subraya la complejidad y las dificultades inherentes a la transición propuesta y la encuentra poco viables. la necesidad urgente de abordar tanto los desafíos técnicos como los económicos para lograr una reducción significativa en las emisiones globales.

Las metas de descarbonización para Colombia a 2030 (reducir en un 51% las emisiones de 2020) no se van a cumplir. La producción y consumo de electricidad es sólo una fracción (x%) del total de la producción y consumo de energía. Desmantelar y limitar la generación convencional y reconfigurar drásticamente la generación con exceso de FNCER.

El problema principal de la generación eléctrica de Colombia no es su falta de verdor o sus altas emisiones de GEI, sino el riesgo de suministro por los choques climáticos, que se pueden mitigar parcialmente con una entrada prudente de FNCER (correlacionada negativamente con la hidrología), pero que aumenta cuando la proporción de la generación FNCER es dominante y sin inversiones en flexibilidad.

3.2. Portafolios resilientes y diversificados

A nivel global, el afán por adoptar energías renovables ha expuesto las vulnerabilidades de la generación eléctrica dependiente del clima, algo que Colombia ya conoce y ha sufrido en el pasado porque la mayoría de su generación es hidráulica y expuesta al Fenómeno de El Niño (sequía). A continuación, se presentan ejemplos de la gestión de la gestión de recursos que fluctúan con el clima:

- En febrero de 2021, Texas experimentó un catastrófico fallo en el suministro eléctrico cuando una ola de frío extremo imposibilitó simultáneamente el uso de turbinas eólicas y de la infraestructura de gas natural. Este evento, que dejó a millones sin electricidad y causó daños estimados en US$ 195 mil millones, recuerda el valor de mantener una mezcla energética diversa.
- De manera similar, en agosto de 2020, California enfrentó apagones programados durante una ola de calor, ya que la generación solar disminuyó por la tarde mientras la demanda por aire acondicionado se mantenía alta. El agresivo impulso del estado hacia las renovables ha dejado una capacidad firme insuficiente para satisfacer la demanda máxima en condiciones extremas.
- China, a pesar de su masiva inversión en energías renovables, no ha abandonado otras fuentes energéticas. En 2020, añadió 71.7 GW en capacidad eólica y 48.2 GW en solar, pero también incorporó 38.4 GW en capacidad térmica a base de carbón. Alemania, que alguna vez se propuso como modelo a seguir en la transición hacia energías renovables, se ha visto obligada a reconsiderar su salida nuclear y aumentar el uso del carbón para garantizar la seguridad energética.
- En 2022, ante la amenaza de escasez de gas debido al conflicto entre Rusia y Ucrania, Alemania reactivó temporalmente plantas de carbón cerradas y extendió la vida útil de sus reactores nucleares restantes. Adicionalmente, el Instituto Fraunhofer (2023) encuentra que, aunque las renovables cubrieron el 50.3% de la demanda eléctrica alemana en 2022, el país enfrenta el reto de modernizar su infraestructura de transmisión para manejar la intermitencia de estas fuentes.
- Dinamarca, en contraste con Alemania, ha logrado integrar con éxito la energía eólica (47% de la generación total en 2022) gracias a una planificación cuidadosa y a la inversión en interconexiones regionales. Este enfoque ha ayudado a preservar la estabilidad del sistema y exportar excedentes de energía renovable.

La Agencia Internacional de Energía (IEA 2024B) ha destacado la necesidad de un enfoque más matizado hacia la transición energética. Esta agencia resalta la importancia de mantener una mezcla energética diversa que incluya energía nuclear y gas natural (aceptables en la redefinición de la taxonomía verde que se aplica en ese país después de 2022), con captura de carbono para asegurar la estabilidad y confiabilidad de las redes eléctricas.

Benavides y Cadena (2018) han insistido en la necesidad de que la UPME migre a un modelo de expansión denominado Planeación Integrada de Recursos (IRP, por sus siglas en inglés). Los modelos de IRP integran la oferta, el comportamiento de la demanda, los recursos distribuidos, y pueden construir ´fronteras eficientes´ de intervenciones que balanceen diferentes atributos indispensables para construir resiliencia y diversificación. A nivel internacional, las sociedades profesionales como la

IEEE trabajan en dar una definición precisa y cuantificable de resiliencia, para estimarla para cualquier punto de estas fronteras eficientes. El modelo de IRP se usa en los mercados de California, Ontario, Chile, India y Australia, por ejemplo. OFGEM, que es el regulador del mercado de energía, usa enfoques compatibles con la IRP para planificar la integración de recursos renovables en el sistema de potencia.

3.3. Instrumentos de ingreso y flexibilidad

El mecanismo de subasta de cargo por confiabilidad en Colombia, si bien ha asegurado la inversión en hidroelectricidad, no ha logrado diversificar sustancialmente el portafolio de generación. El ingreso por contratos para las FNCER es problemático porque la contraparte usualmente busca compras para todas las horas del día, y con seguridad no se siente cómodo comprando esa energía a un productor de FNCER que actúa como comercializador y que debe ir al mercado spot.

Estos instrumentos de ingreso al mercado deben ampliarse para que las baterías de gran escala, las plantas virtuales de potencia, y los paquetes de oferta combinada de vectores en diferentes atributos se puedan transar sin problemas y de manera líquida. Esto incluiría la introducción de contratos basados en opciones reales (PPA flexibles), que activan automáticamente la conexión y desconexión de artefactos flexibles con precios de ejercicio predeterminados.

Referencias

Abdelmotteleb, I. (2024). The battery's role in decarbonizing the electricity grid. Rabobank. The battery's role in decarbonizing the electricity grid - Rabobank

As, V. (2023). The influence of renewable energy generation on electricity price fluctuations, a case study of The Netherlands. Faculty of Technology, Policy and Management, Delf University of Technology. https://repository.tudelft.nl/file/File_4d709ec2-e4fb-4a20-96a0-0c6889c6edff?preview=1

Benavides, J. y A. Cadena. (2018). Mercado Eléctrico en Colombia: Transición hacia una arquitectura descentralizada.

https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3694/CDF_No_68_Novimbre_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Burgahn, S. (2022). Renewable energy sources are more profitable than ever. University on Mannheim. Renewable energy sources are more profitable than ever | University of Mannheim

Busch, S., et al. (2023). The Development of Renewable Energy in the Electricity Market. European Commission.

https://economy-finance.ec.europa.eu/system/files/2023-06/dp187_en_energy%20markets.pdf

Bushnell, J. y Novan, K. (2020). Setting with the Sun: The Impacts of Renewable Energy on Wholesale Power Markets. National Burearu of Economic Research.

https://www.nber.org/system/files/working_papers/w24980/w24980.pdf

Carabott, M. y Will, K. (2023). Price Cannibalisation: When Oversupply Drives Down Electricity Prices-leading edge energy.

https://www.leadingedgeenergy.com.au/blog/electricity-price-cannibalisation-oversupply-drives-down-prices/

ENA. (2018). Electricity Network Innovation Strategy.

https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/Electricity%20Network%20Innovation%20Strategy%202018.pdf?1733159812

ENEL X Japan (2023). What is Virtual Power Plant (VPP)?

https://www.enelx.com/jp/en/question-and-answer/what-is-virtual-power-plant#:~:text=A%20VPP%20is%20a%20portfolio,a%20single%20real%20power%20plant.

EXELON. (2011). Getting the most from distributed energy resources.

https://assets.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2011/10/28163617/Getting_the_most_from_distributed_energy_resources.pdf

García, C. (2024). El Banco de España estima una bajada del 50% del precio de la luz para 2030 gracias a las energías renovables. Energías renovables.

https://www.energias-renovables.com/panorama/el-banco-de-espaa-estima-una-20240904

Götz, P. et al (2014). Negative Electricity Prices: Causes and Effects. Agora Energiewende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/Agora_Negative_Electricity_Prices_Web.pdf

Gould, T. et al (2023). Financial headwinds for renewables investors: What's the way forward? IEA.

https://www.iea.org/commentaries/financial-headwinds-for-renewables-investors-what-s-the-way-forward

Guan, Y. y Han. L. (2023). The impact of rooftop solar on wholesale electricity demand in the Australian National Electricity Market.

https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2023.1197504/full

Herrera, I. (2024). Impacto de la inversión en renovables sobre el precio de la electricidad. Impacto de la inversión en renovables sobre el precio de la electricidad

IEA. (2024). Six phases of Variable Renewables Integration.

https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind/infographic-six-phases-of-variable-renewables-integration

IEA. (2021). Net Zero by 2050. https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050

Jampol, N. (2024). Huge batteries are changing America's power grid in big ways: 'It's still technology that we are getting used to working with.

https://www.thecooldown.com/green-tech/batteries-gigawatt-power-storage-us-energy/

Kanellakopoulou, M. (2022). Battery storage: how can a storage facility improve your solar yield? PEXPARK.

https://pexapark.com/blog/battery-storage-how-can-a-storage-facility-improve-your-solar-yield/

Maciejowska, K. (2020). Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability – A quantile regression approach. Energy Economics.

https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988319303275

Marty, S., (2024). Why battery storage is key to making the most of solar PV. Manufacturing today.

https://pexapark.com/blog/battery-storage-how-can-a-storage-facility-improve-your-solar-yield/

NREL (2015). Integrating Variable Energy Resources into the Grid: Key Issues.

https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63033.pdf

Oliveira, T. (2024). Energy Procurement made simple. SYNERTICS.

https://synertics.io/blog/129/understanding-the-cannibalisation-effect

Shimomura, M. et al (2024). Beyond the merit order effect: Impact of the rapid expansion of renewable energy on electricity market price. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032123008955X

Simshauser, P. y Wild, P. (2023). Rooftop solar PV, coal plant inflexibility and the minimum load problem. Griffith Business School, Griffith University. Centre for Applied Energy Economics & Policy Research.

https://www.griffith.edu.au/__data/assets/pdf_file/0029/1783703/No2023-04-Minimum_Load-Roof_top_solar_77.pdf

Smil, V. (2024). Halfway Between Kyoto and 2050: Zero Carbon Is a Highly Unlikely Outcome.

https://www.fraserinstitute.org/studies/halfway-between-kyoto-and-2050

The Economist. (2023). The Economist Technology Quarterly: Electricity grids. April 6th.

Turner, M. y Sinclair, D. (2015). Negative pricing in the GB wholesale electricity market. Baringa. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7f291040f0b6230268dcdf/Baringa_DECC_CfD_Negative_Pricing_Report.pdf

Villada, F., López, J. y Muñoz, N. (2017). Effects of incentives for renewable Energy in Colombia. Ingeniería y Universidad, Pontificia Universidad Javeriana.

https://www.redalyc.org/journal/477/47751131007/html/

UPME. (2024). Plan indicativo de Expansión de la Generación – Actualización 2023-2037.

https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf

U.S. Energy Information Administration (EIA) (2022). Renewable energy explained Incentives. EIA. https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/incentives.php#:~:text=Renewable%20energy%20certificates%20or%20credits,%2C%20or%20credits%20(RECs).

Wattstor. (2023). Finding a Sustainable Solution to Renewables Cannibalisation.

https://wattstor.com/insight/finding-a-sustainable-solution-to-renewables-cannibalisation/

Withthegrid (2023). Negative electricity prices: challenges & solutions for renewable energy producers.

https://withthegrid.com/negative-electricity-prices-challenges-and-solutions-for-energy-producers/

XM (2024). Estudio de Flexibilidad XM – CNO.

https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/2024%20-%20Estudio%20de%20Flexibilidad%20del%20SIN%20y%20Servicios%20Complementarios%20%28Horizonte%202029-2030%29.pdf

Yanina, A. (2023). La canibalización de precios en la generación fotovoltaica, Magnus commodities.

https://magnuscmd.com/es/la-canibalizacion-de-precios-en-la-generacion-fotovoltaica/