

Simulación del MEM en Colombia

Agosto 2023

Contenido

Parte 1

- Antecedentes

Parte 2: Supuestos y resultados energéticos

- Resumen de supuestos 2040
- Expansión
- Resultados en precios de bolsa
- Comparación generación real

Parte 3: Impacto al consumidor final

- Impacto Nacional
- Impacto en Costa Caribe
- Conclusiones

Parte: 4 Anexos

Anexo 1: Situación Actual y Supuestos

- Aportes
- Nivel de Embalses
- Demanda
- Costos de Combustibles

Resumen de Supuestos

- Aportes
- Demanda
- Expansión
- Restricciones

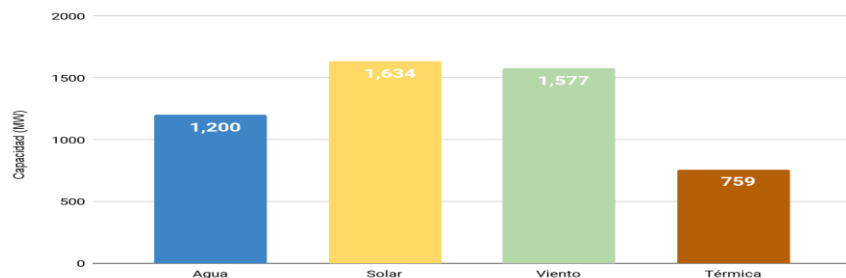
Anexo 2 Resultados (Precios de bolsa, Generación ideal, Generación real)

- Escenario 1
- Escenario 2
- Escenario 3
- Escenario 4

Parte 1: Antecedentes

Antecedentes

Como es bien sabido los proyectos de la Guajira que resultaron de las subastas de contratos de largo plazo realizada por el Ministerio de Minas y energía a partir del año 2019 presentan retrasos importantes por situaciones de licencia ambiental y/o problemáticas con la comunidad, sobre todo en la región de la Guajira, lo que les ha afectado para cumplir obligaciones de entrega de energía comprometida mediante contratos bilaterales con comercializadores del SIN. EDPR quiere presentar al gobierno nacional el impacto en horizontes de largo plazo para la tarifa del usuario final bajo diferentes escenarios



Los **33 proyectos adjudicados** en las subastas de CxC y de CLP suman un total de **5,170 MW**. **25** de estos proyectos son de tecnología **solar** y **eólica**, con una capacidad total de **1,634** y **1,577 MW**, respectivamente.

Fuente: XM

Subasta de CxC + **Subasta de Contratos de Largo Plazo (Renovables)**

OBJETIVO: Evaluar el impacto económico en las componentes de Generación (G) y Restricciones (R) de la tarifa del consumidor final regulado tras la no construcción de los proyectos de FNCER en diferentes escenarios.

METODOLOGÍA: Se realiza un análisis comparativo de varios escenarios de matriz energética entorno a dos variables, la entrada en operación de la 5ª a la 8ª unidad de hidroituango y la construcción de proyectos FNCER. A partir de la información de las proyecciones de precios de bolsa se hace un análisis del impacto en la componente G teniendo en cuenta la energía contratada y las posibles compras en bolsa y de la componente R teniendo en cuenta la generación fuera de mérito, además, teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda de energía previsto por la UPME.

PRINCIPALES CONCLUSIONES: Los resultados indican que la no entrada de los proyectos FNCER de la subasta 2019 y 2021 harían que para el año 2028 se tenga un aumento del 80% en los precios de bolsa. Por otra parte, con respecto al caso donde solo entra una etapa del proyecto Hidroituango, el aumento en los precios de bolsa es del 66%. En los escenarios pesimistas los sobrecostos en generación pueden ser de hasta 142 billones de pesos hasta el 2035, ocasionando un incremento medio del 36 % en la tarifa del usuario final. El impacto en restricciones nacionales asciende a 1.38 billones hasta el 2035. Todos estos valores no tienen en cuenta la inflación. Al incrementar los costos de las componentes G y R, el estado se vería impactado hasta por 9 billones de pesos hasta el 2035. ***Cifras en pesos constantes de junio de 2023

Parte 2:

Supuestos y resultados energéticos

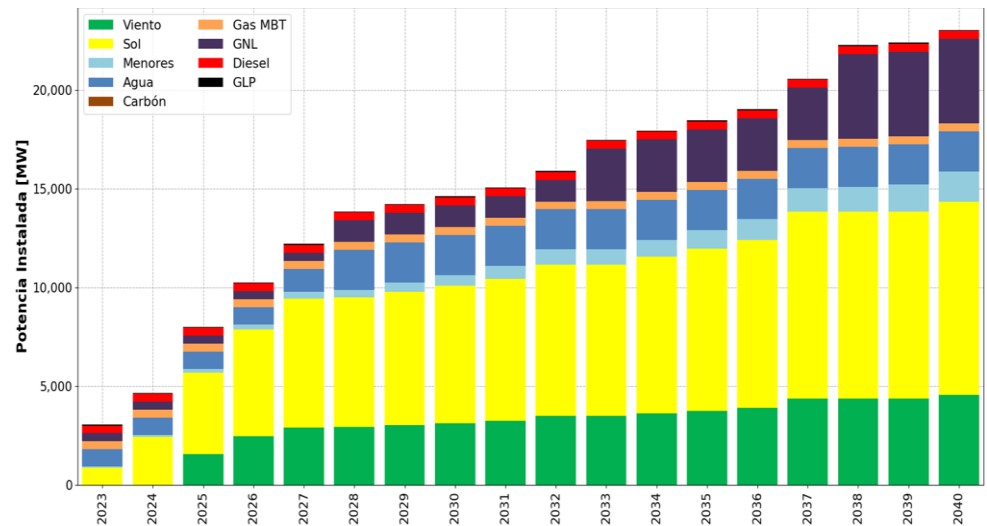
Resumen Supuestos - 2040

Variable	Escenario 1: Con FNCER 1	Escenario 2: Con FNCER 2	Escenario 3: Sin FNCER 3	Escenario 4: Sin FNCER 4
Demanda	Esc. Alto UPME (Jul. 2022)			
Aportes Hídricos	<ul style="list-style-type: none"> - Hidrología Niño estocástica (frecuencia entre 4 y 7 años) - Hidrología Niña estocástica (frecuencia entre 1 y 3 años después de Niño) - Condiciones neutras para el resto de años. 			
	Niño: Agosto 2023 - Marzo 2024	Niño: Agosto 2023 - Agosto 2024	Niño: Agosto 2023 - Marzo 2024	Niño: Agosto 2023 - Agosto 2024
Expansión	<p>Hidroituango: 2,320MW</p> <ul style="list-style-type: none"> - (3ra unidad 1ra etapa) Diciembre 2023 - (4ta unidad 1ra etapa) Diciembre 2023 - (5ta unidad, 2da etapa) Diciembre 2027 - (6ta unidad, 2da etapa) Marzo 2028 - (7ma unidad, 2da etapa) Junio 2028 - (8va unidad, 2da etapa) Septiembre 2028 <p>Optimista con SLP2 y SLP3 + Estimado CXC 2027-2028</p> <ul style="list-style-type: none"> - Línea Colectora: Septiembre 30 - 2026 - Proyectos + 3 meses: Diciembre 2026 <p>Otros Proyectos Subasta 2019 y 2021: Fechas Enersinc</p> <p>Expansión de largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Otras Tecnologías entrando cada 5 años para mantener balance ENFICC vs Esc. Alto Demanda. (Descartar Carbón y Grandes hidros) - FNCER aumento lineal hasta formar 30% de Demanda en 2040 <p>*Se contempla la suspensión de contratos</p>	<p>Hidroituango: 1,510 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> - (3ra unidad 1ra etapa) Junio 2024 - (4ta unidad 1ra etapa) Diciembre 2024 <p>Optimista con SLP2 y SLP3 + Estimado CXC 2027-2028</p> <ul style="list-style-type: none"> - Línea Colectora: Junio 2027 - Proyectos + 3 meses: Sept 2027 <p>Otros Proyectos Subasta 2019 y 2021: Fechas Enersinc</p> <p>Expansión de largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Otras Tecnologías entrando cada 5 años para mantener balance ENFICC vs Esc. Alto Demanda. (Descartar Carbón y Grandes hidros) - FNCER aumento lineal hasta formar 25% de Demanda en 2040 <p>*Se contempla la suspensión de contratos</p>	<p>Hidroituango: 2,320MW</p> <ul style="list-style-type: none"> - (3ra unidad 1ra etapa) Diciembre 2023 - (4ta unidad 1ra etapa) Diciembre 2023 - (5ta unidad, 2da etapa) Diciembre 2027 - (6ta unidad, 2da etapa) Marzo 2028 - (7ma unidad, 2da etapa) Junio 2028 - (8va unidad, 2da etapa) Septiembre 2028 <p>Pesimista sin proyectos de SLP2 y SLP3 + Estimado CXC 2027-2028. Proyectos con capacidad mayor a 20 MW después de 2032</p> <ul style="list-style-type: none"> - Línea Colectora: Septiembre 30 - 2026 - Proyectos + 3 meses: Diciembre 2026 <p>Expansión de largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Otras Tecnologías entrando cada 5 años para mantener balance ENFICC vs Esc. Alto Demanda. (Descartar Carbón y Grandes hidros) - FNCER aumento lineal hasta formar 30% de Demanda en 2040 	<p>Hidroituango: 1,510 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> - (3ra unidad 1ra etapa) Junio 2024 - (4ta unidad 1ra etapa) Diciembre 2024 <p>Pesimista sin proyectos de SLP2 y SLP3 + Estimado CXC 2027-2028. Proyectos con capacidad mayor a 20 MW después de 2032</p> <ul style="list-style-type: none"> - Línea Colectora: Junio 2027 - Proyectos + 3 meses: Sept 2027 <p>Expansión de largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Otras Tecnologías entrando cada 5 años para mantener balance ENFICC vs Esc. Alto Demanda. (Descartar Carbón y Grandes hidros) - FNCER aumento lineal hasta formar 25% de Demanda en 2040
Regasificación Pacífico	Julio 2028	Julio 2029	Julio 2028	Julio 2029
TRM	4,200 COP/USD			
Precios de Carbón, Gas y GNL	<p>Precios Carbón: Precio actual de carbón - Normalización Mercado Internacional en 2025.</p> <p>Precios de GNL: Futuros de CME(Chicago Mercantile Exchange) - Henry Hub y tasas de crecimiento EIA para GNL</p> <p>Precios de GLP: 13 USD/MBTU</p>			

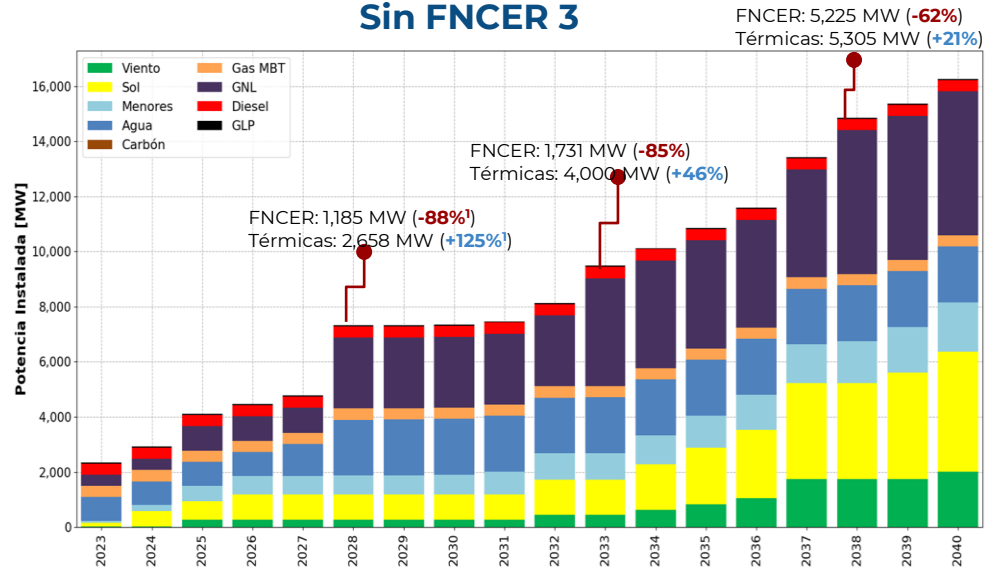
NOTA: Para el análisis del impacto al consumidor, se evalúa una ventana hasta el 2035

Expansión Escenarios

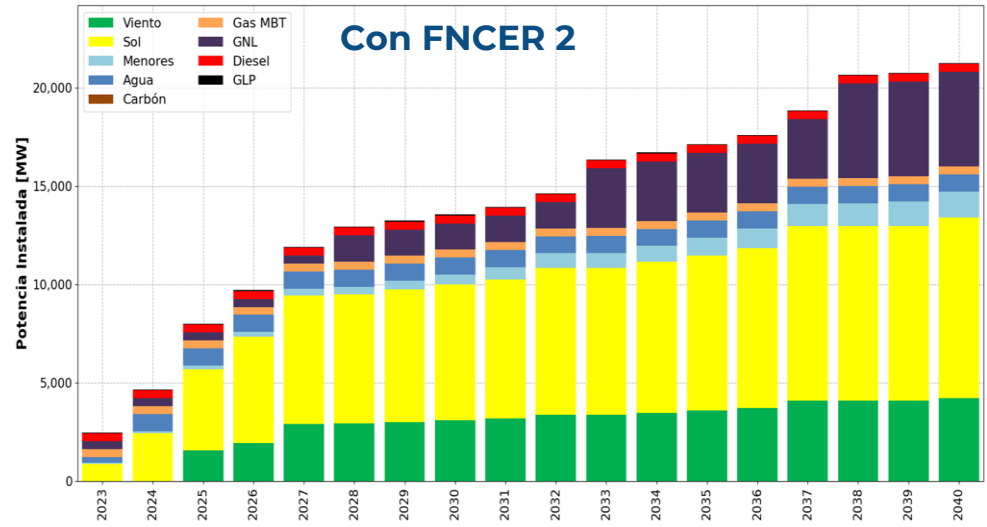
Con FNCER 1



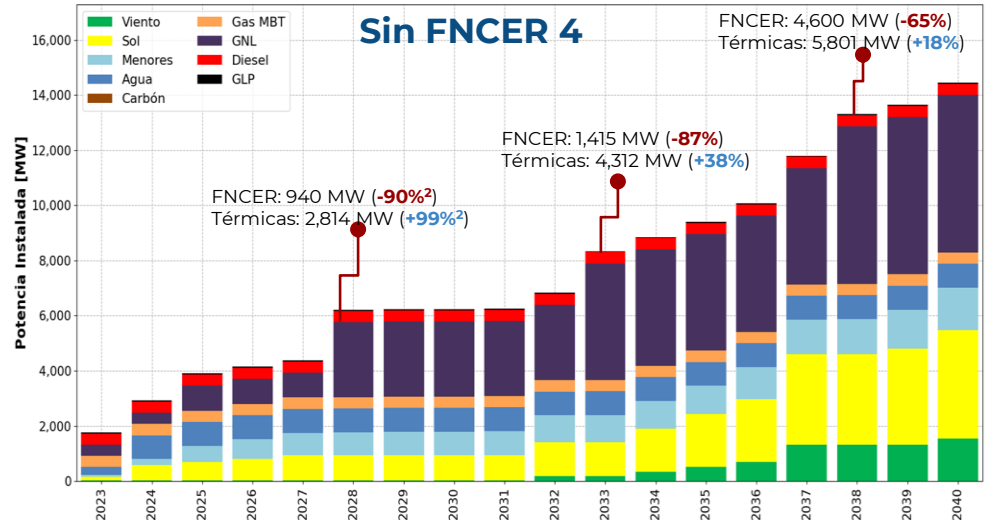
Sin FNCER 3



Con FNCER 2



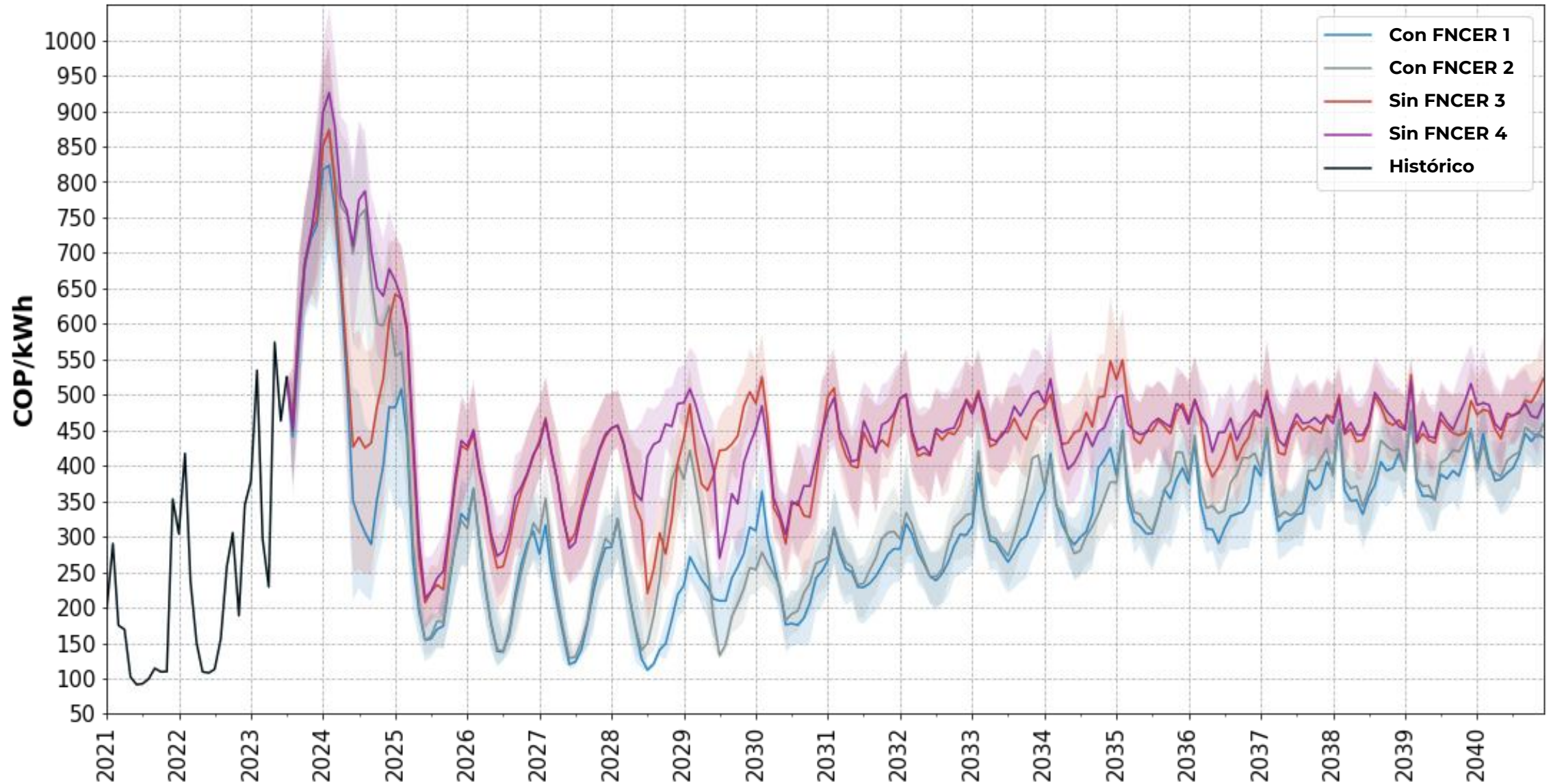
Sin FNCER 4



¹ Porcentaje con respecto al escenario Con FNCER 1, ² Porcentaje con respecto al escenario Con FNCER 2

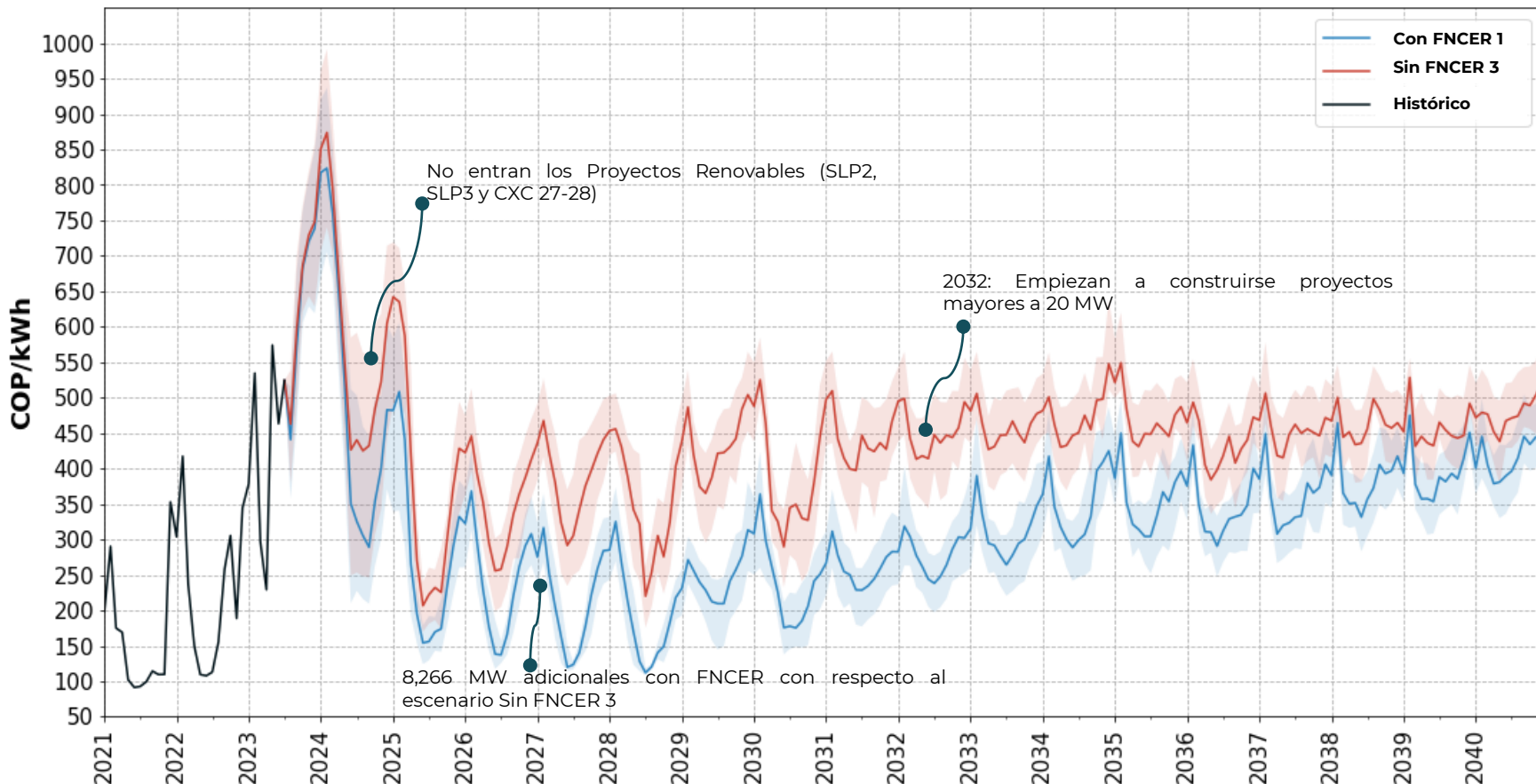
Resumen - Precios de Bolsa Mensuales Todos los Escenarios

Precio de Bolsa Mensual



Resumen - Precios de Bolsa Mensuales (Con FNCER 1 y Sin FNCER 3)

Precio de Bolsa Mensual

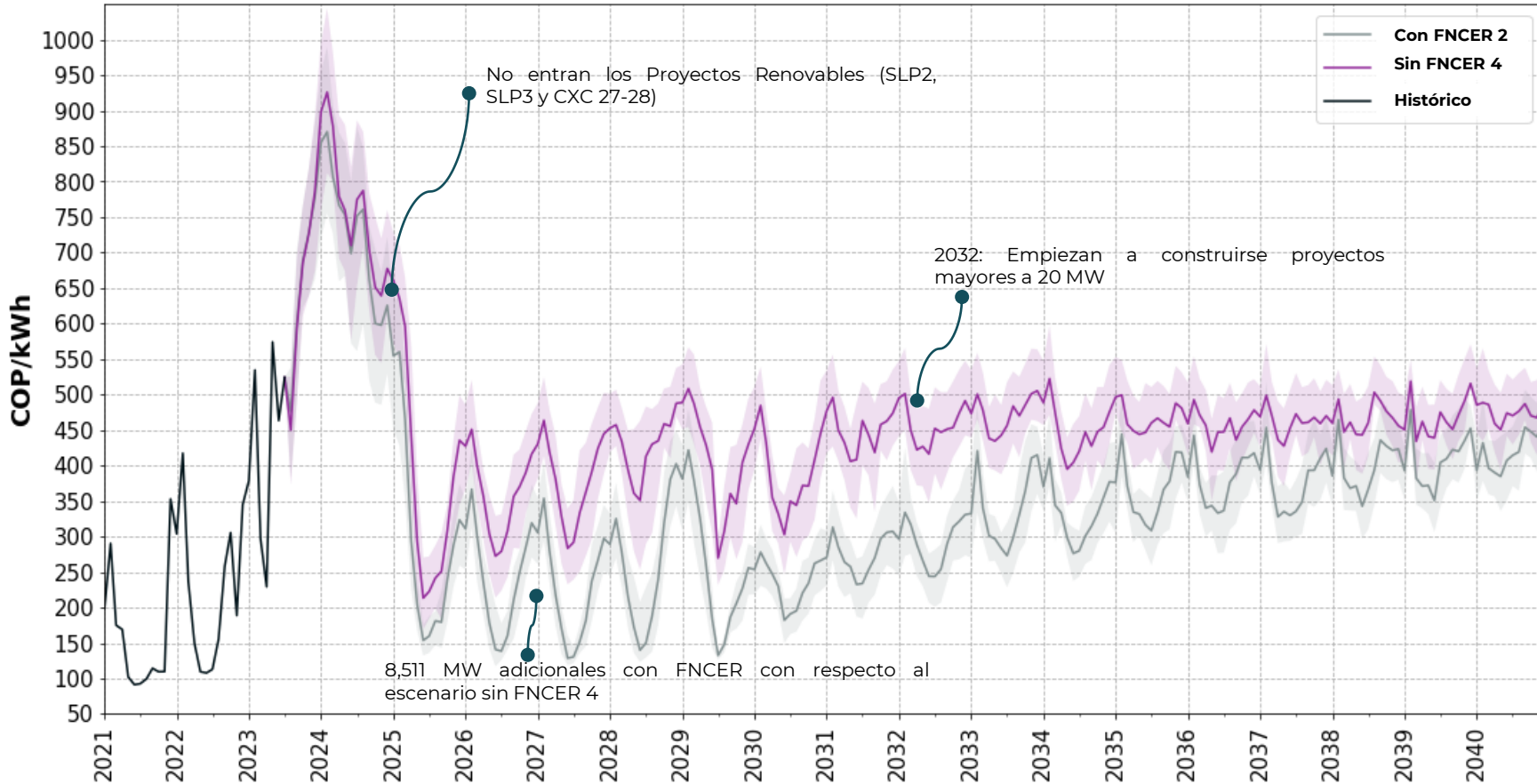


	Con FNCER 1	Sin FNCER 3
2022	223.10	223.10
2023	512.79	518.73
2024	504.97	588.86
2025	282.18	377.24
2026	242.23	350.37
2027	210.91	383.09
2028	192.28	347.56
2029	245.32	430.98
2030	238.45	383.50
2031	259.13	440.58
2032	277.34	450.55
2033	308.61	457.76
2034	349.85	472.98
2035	354.54	470.24
2036	343.47	435.27
2037	360.58	454.09
2038	382.37	462.56
2039	393.48	455.61
2040	414.46	478.09

Los valores sombreados son los valores promedios máximos y mínimos del precio de bolsa obtenidos al realizar variaciones a las variables de los supuestos (P25 y P95).

Resumen - Precios de Bolsa Mensuales (Con FNCER 2 y Sin FNCER 4)

Precio de Bolsa Mensual

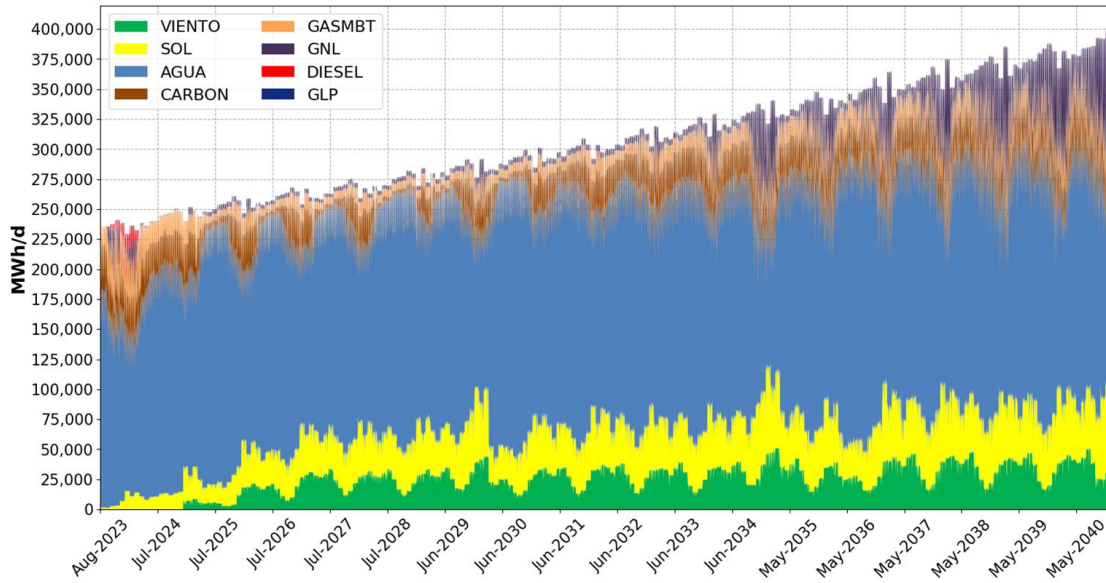


Los valores sombreados son los valores promedios máximos y mínimos del precio de bolsa obtenidos al realizar variaciones a las variables de los supuestos (P25 y P95).

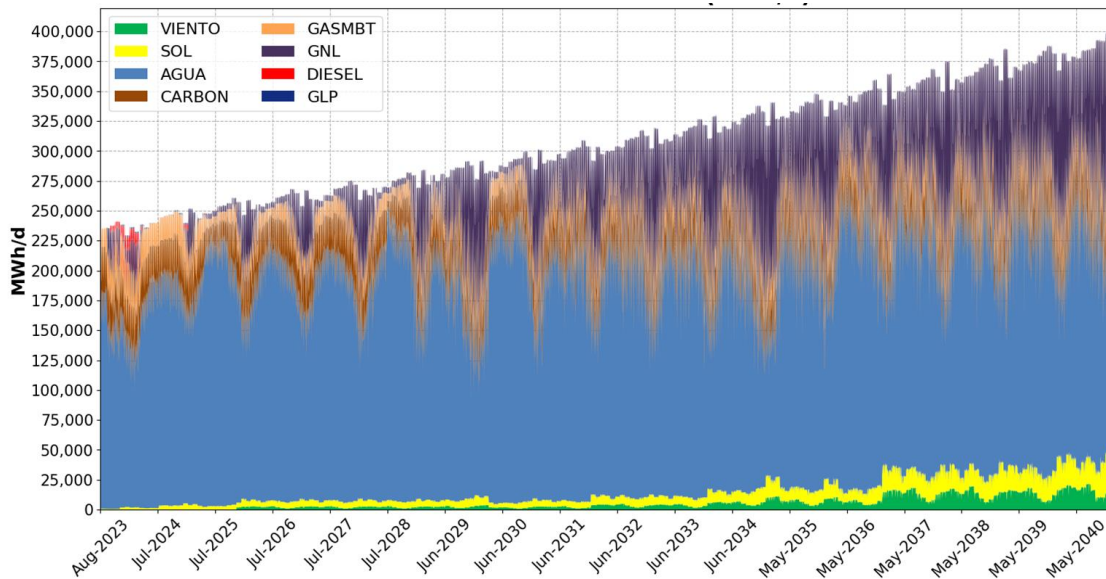
	Con FNCER 2	Sin FNCER 4
2022	223.10	223.10
2023	522.88	520.33
2024	728.74	765.15
2025	298.94	389.26
2026	240.36	360.19
2027	226.02	378.87
2028	258.08	427.46
2029	257.71	405.83
2030	234.90	386.82
2031	273.85	448.79
2032	291.37	456.58
2033	338.26	472.23
2034	332.15	447.99
2035	365.99	466.75
2036	379.55	457.66
2037	376.17	461.81
2038	398.00	466.65
2039	407.08	467.19
2040	419.68	475.04

Comparación Generación Real: Con FNCER 1 vs Sin FNCER 3

Con FNCER 1



Sin FNCER 3



- El escenario **sin FNCER 3** no incluye los proyectos de la subasta de 2019 y 2021, así como los posibles proyectos que se presentarían en la subasta de cargo por confiabilidad del año 2027 - 2028.
- En el escenario sin FNCER 3 el riesgo percibido por los inversionistas para desarrollar proyectos FNCER aumentaría por lo que solo entrarían proyectos menores (<20 MW) y de GNL para garantizar el balance ENFICC vs Demanda.
- La no entrada de proyectos FNCER mayores a 20 MW haría que se requiera en gran medida generación térmica, especialmente con GNL.
- FNCER: El escenario con FNCER 1 y sin FNCER 3 tienen una expansión para el año 2032 de 11,171 MW y 1,731 MW, respectivamente.

Porcentaje Generación

Con FNCER 1

(2032)

Sin FNCER 3



FNCER

23.72%
70.194
GWh/día



Gas

5.36%
15.856
GWh/día



Agua

63.16%
186.898
GWh/día



FNCER

3.59%
10.621
GWh/día



Gas

21%
62.469
GWh/día

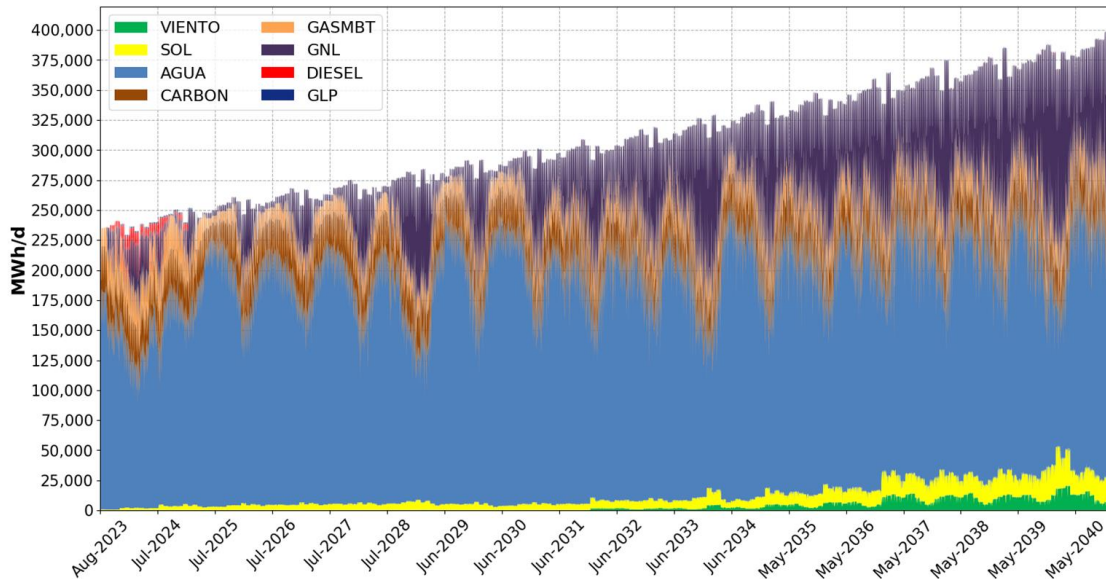
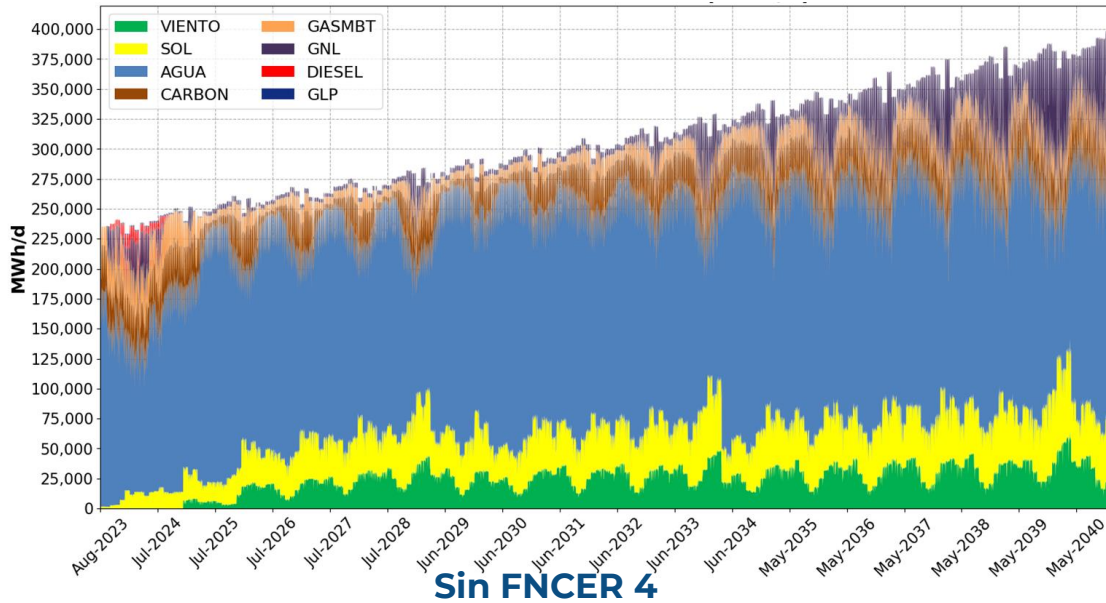


Agua

64.36%
190.442
GWh/día

Comparación Generación Real: Con FNCER 2 vs Sin FNCER 4

Con FNCER 2



- El escenario **sin FNCER 4** no incluye los proyectos de la subasta de 2019 y 2021, así como los posibles proyectos que se presentarían en la subasta de cargo por confiabilidad del año 2027 - 2028.
- En el escenario Sin FNCER 4 el riesgo percibido por los inversionistas para desarrollar proyectos FNCER aumentaría por lo que solo entrarían proyectos menores (<20 MW) y de GNL para garantizar el balance ENFICC vs Demanda.
- La no entrada de proyectos FNCER mayores a 20 MW haría que se requiera en gran medida generación térmica, especialmente con GNL.
- FNCER: El escenario con FNCER 2 y sin FNCER 4 tienen una expansión para el año 2032 de 10,841 MW y 1,415 MW, respectivamente

Porcentaje Generación

Con FNCER 2

(2032)

Sin FNCER 4



FNCER

22.49%
66.535
GWh/día



FNCER

2.76%
8.171
GWh/día



Gas

5.89%
17.418
GWh/día



Gas

22.4%
66.270
GWh/día



Agua

63.68%
188.426
GWh/día



Agua

63.83%
188.889
GWh/día

A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of dark blue and orange, with the sun low on the horizon. Several wind turbines are visible, their silhouettes against the bright part of the sky. The foreground is a field of tall grass, also in silhouette.

Parte 3: Impacto al consumidor final

Resumen

El servicio de energía en Colombia se remunera a través de 6 componentes: Generación(G), Transmisión (T), Distribución(D), Pérdidas (PR) y Restricciones (R). Estas componentes resumen el costo de producir y llevar energía a todos los usuarios que cuentan con el servicio. De acuerdo con los antecedentes, la Región Caribe cuenta con grandes iniciativas para la producción de energía que tienen correlación directa con las componentes G y R en las cuales se basa este análisis.

METODOLOGÍA: El precio de Generación se estima por Mercado de Comercialización, basado en el precio de los contratos de usuarios regulados (hogares, pequeñas industrias y comercios, entre otros), el precio de los contratos de usuarios no regulados (grandes industrias y comercios, entre otros) y las proyecciones de precios de bolsa en los distintos escenarios. La componente de Restricciones estima basada en la generación fuera de mérito de cada escenario. A partir de la información por mercado se construye un ponderado nacional que se estima teniendo en cuenta la participación en energía de cada Mercado de Comercialización en la demanda total. Además del análisis nacional se hace énfasis en la región Caribe como el epicentro de la construcción de proyectos FNCER.

SUPUESTOS:

- Demanda: Esc. Alto UPME (Jul. 2022)
- % Energía subsidiada: Energía regulada y valores subsidiados durante el año 2022
- Demanda de usuario regulado 2/3 del total de la demanda
- Demanda de usuario no regulado 1/3 del total de la demanda

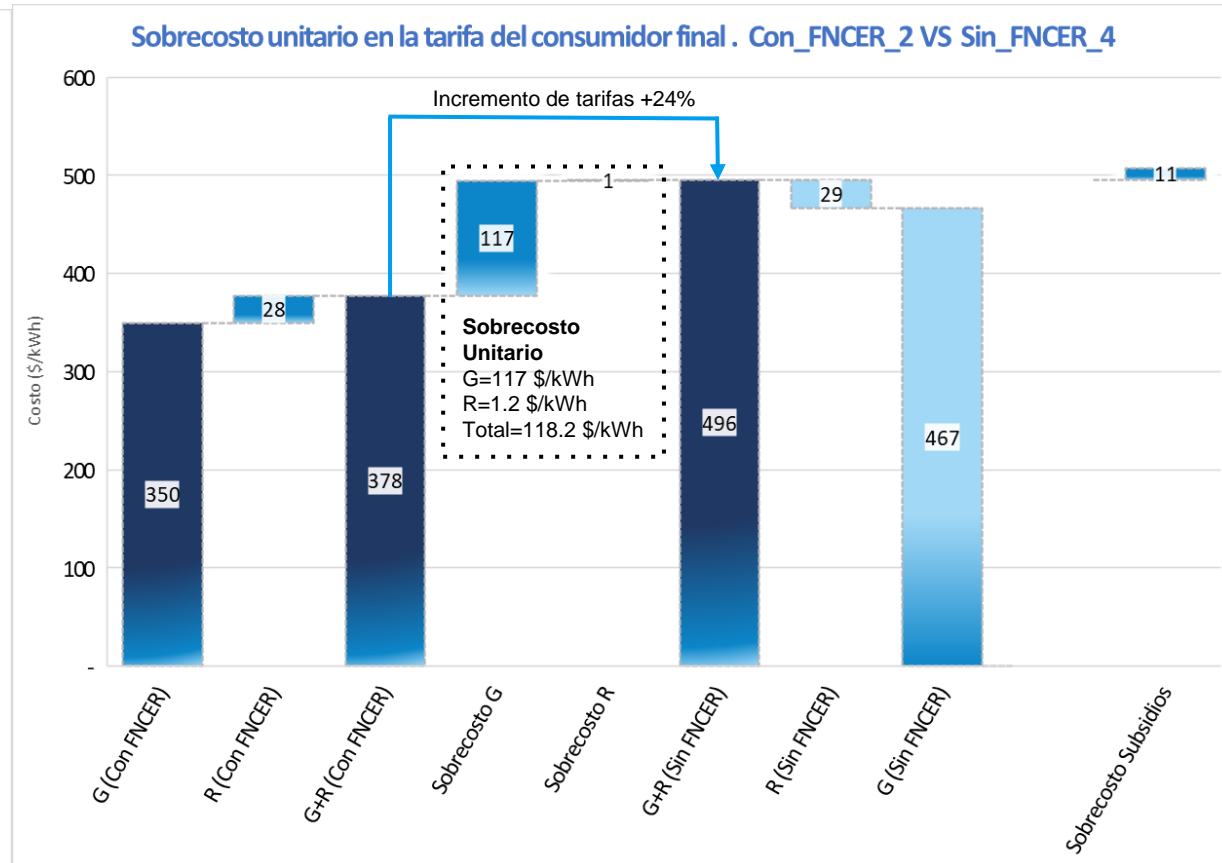
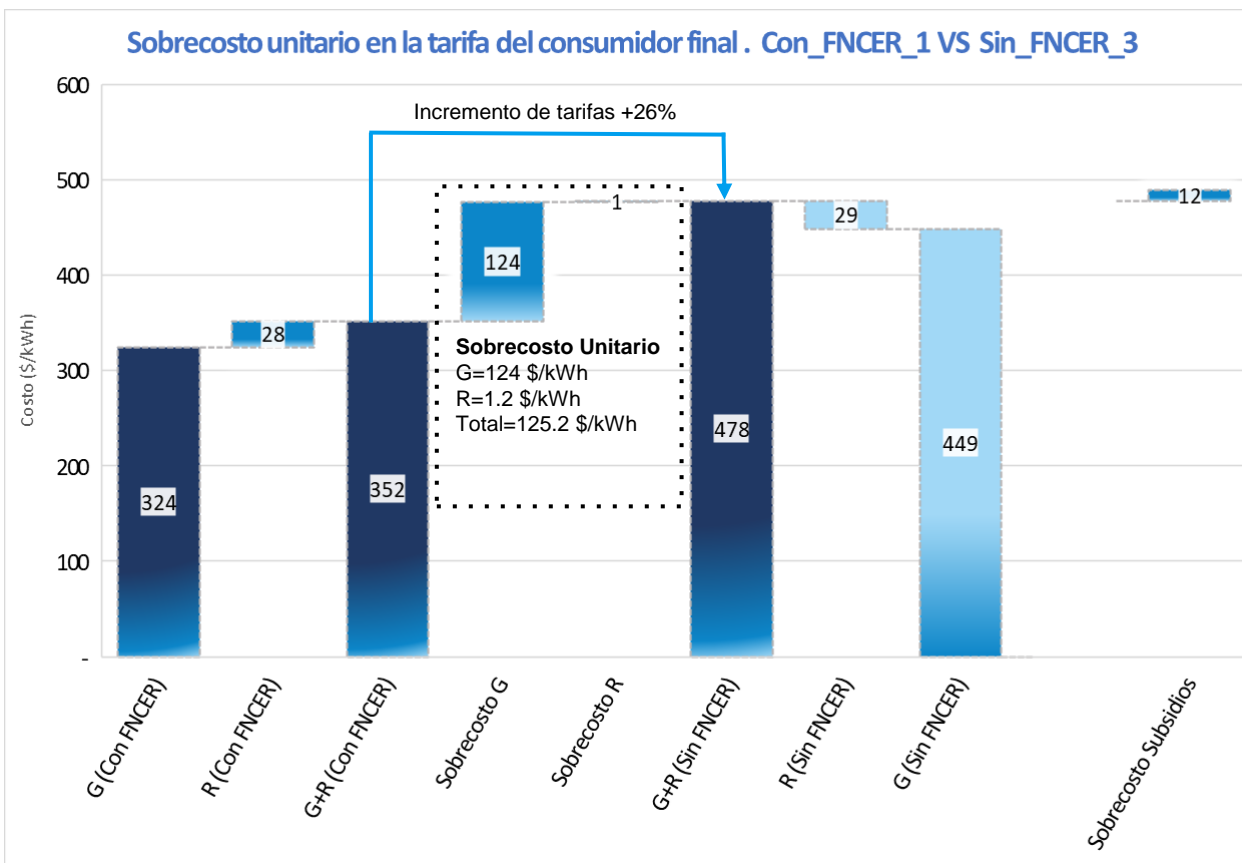
IMPACTOS CALCULADOS:

- **Costo de cada escenario:** Costo del escenario en todo el periodo en pesos constantes de junio de 2023. Parte de la componente G y R proyectada multiplicada por la demanda del escenario de la UPME elegido.
- **Sobrecostos entre escenarios:** Diferencia entre escenarios con FNCER y escenarios sin FNCER
- **Sobrecosto unitario:** Representación del impacto por kWh obtenido a través de la división del sobrecosto total sobre la demanda de energía del periodo según el escenario UPME
- **Sobrecosto en subsidios:** Costos adicionales que asumiría el Estado por concepto de subsidios a los usuarios de estratos 1 (60% de subsidio), 2(50% de subsidio) y 3 (15% de subsidios) por el incremento de las componentes G y R

***Todas las cifras calculadas corresponden a todo el periodo de análisis desde el 2024 hasta el 2035 en pesos constantes de junio de 2023.

***El sobrecosto en subsidios solo aplica a usuarios regulados

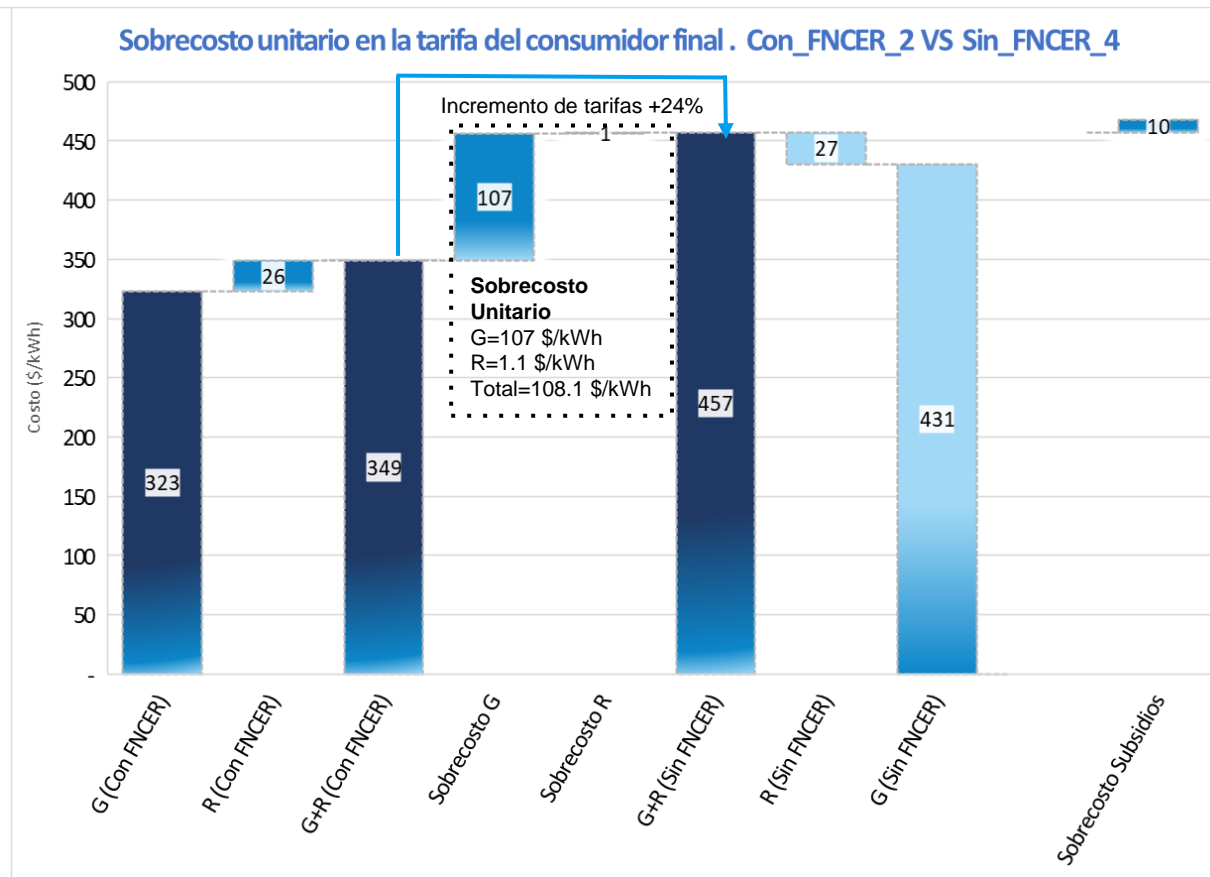
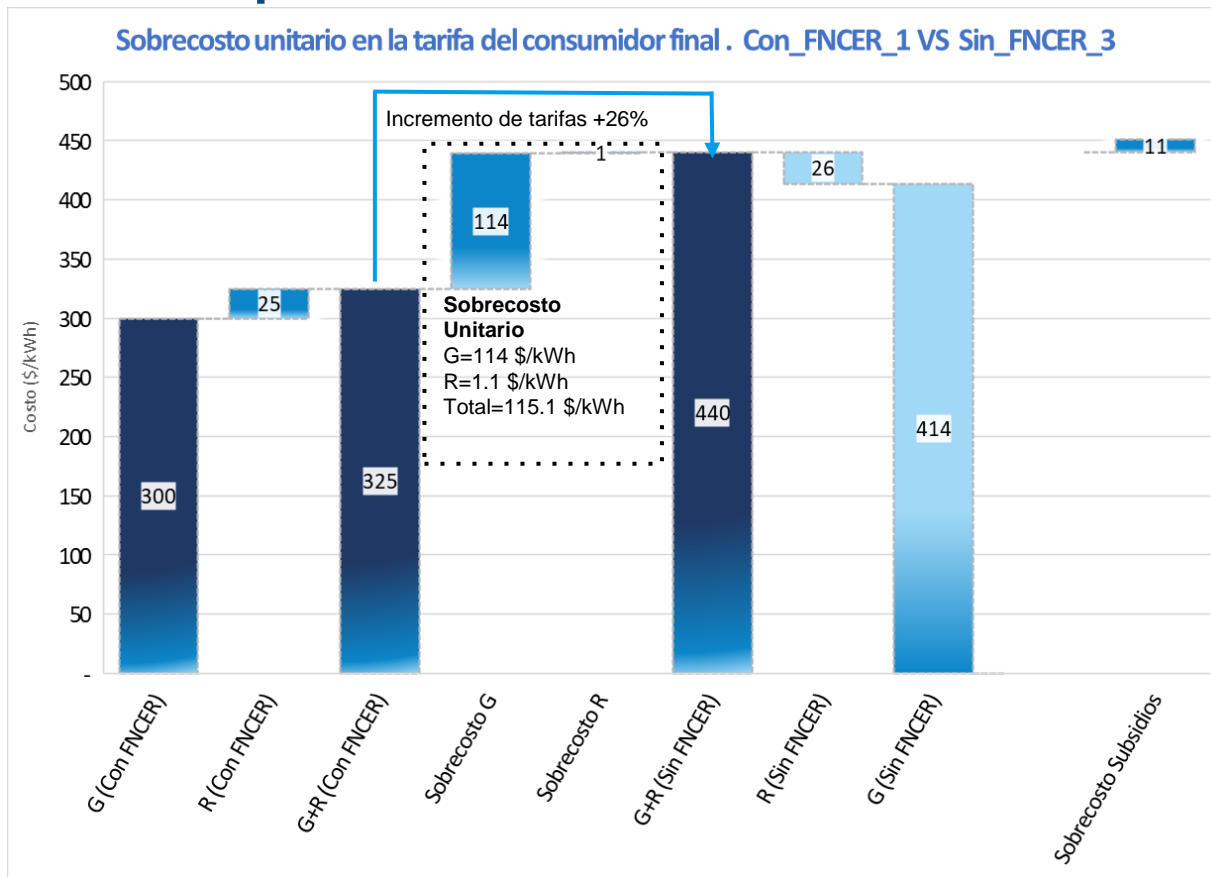
La no construcción de los proyectos FNCER implicaría un incremento de las tarifas en todo el país del 24% al 26% y un impacto fiscal medio para los fondos de subsidios 764 mil millones por año.



La no entrada de proyectos FNCER implicaría para todo el país:

- **Sobrecostos medios anuales (por G y R) de hasta 12 billones de pesos**, equivalentes al 2.8% del Presupuesto General de la Nación del 2023 y el 0.8% del PIB Nacional para el año 2022.
- **Incremento medio del 26 % en la tarifa del usuario final**, lo que **equivale a más de 125 \$/kWh**.
- El Estado se vería impactado hasta por **9 billones de pesos hasta el 2035** por concepto de subsidios a los usuarios regulados, equivalentes a los subsidios que distribuye en 2 años. Año a año el impacto se estima sobre los 760 mil millones, que equivale a **12\$/kWh** dentro de la tarifa.

La no construcción de los proyectos FNCER implicaría un incremento de las tarifas de la Región Caribe del 24% al 26% y un impacto fiscal medio para los fondos de subsidios 187 mil millones por año.

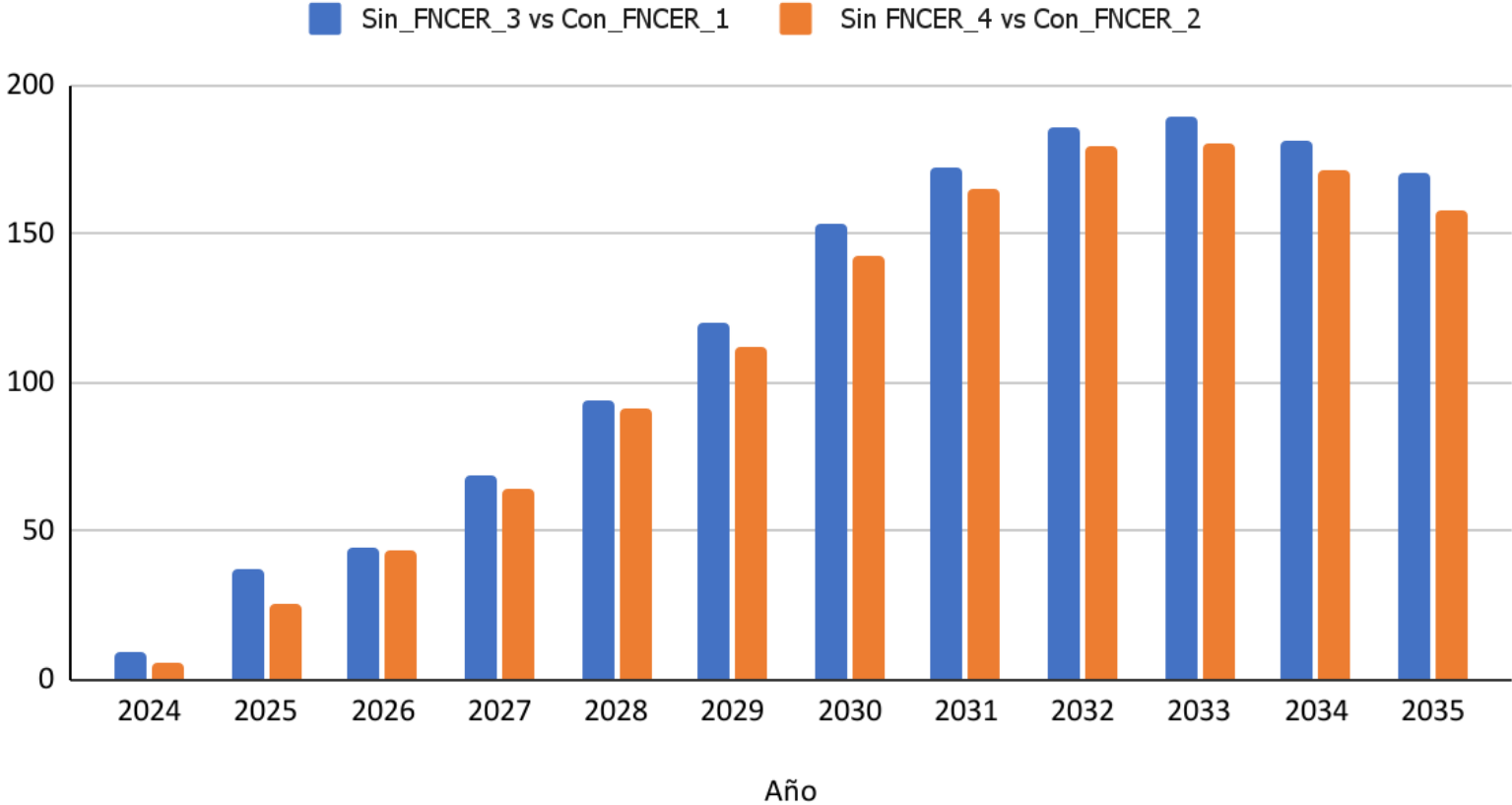


La no entrada de proyectos FNCER implicaría para la Región Caribe:

- **Sobrecostos medios anuales (por G y R) de hasta 3 billones de pesos**, equivalentes al 0.7% del Presupuesto General de la Nación del 2023 y el 0.2% del PIB Nacional para el año 2022.
- **Incremento medio del 26 % en la tarifa del usuario final**, lo que **equivale a más de 115 \$/kWh**.
- El Estado se vería impactado hasta por **2.2 billones de pesos hasta el 2035** por concepto de subsidios a los usuarios regulados, equivalentes a los subsidios que distribuye en 2 años. Año a año el impacto se estima sobre los 187 mil millones que equivale a **11\$/kWh** dentro de la tarifa.

El impacto año por año de la no ejecución de proyectos FNCER puede representar un sobrecosto máximo que supera los 190\$/kWh.

Sobrecosto unitario (\$/kWh)



Conclusiones

Conclusiones

- La no entrada de los proyectos asignados en la subasta de 2019 y 2021, así como proyectos con capacidad instalada mayor a 20 MW impactaría el precio de bolsa pasando de precios promedios anuales de 192.28 COP/kWh a 347.56 COP/kWh (Año 2028 - Con FNCER 1) y 258.08 COP/kWh a 427.46 COP/kWh (Año 2028 - Con FNCER 1).
- La no entrada de proyectos FNCER mayores a 20 MW haría que se requiera en gran medida generación térmica, especialmente con GNL, lo que **umentaría el precio de bolsa** en los siguientes años un **44%** (Con FNCER 1 vs Sin FNCER 3) y **36%** (Con FNCER 2 vs Sin FNCER 4).
- Según los impactos nacionales estimados la no entrada de proyectos FNCER implicaría:
 - Sobrecostos en generación pueden ser de hasta **142 billones de pesos hasta el 2035**, ocasionando un **incremento medio del 26 % en la tarifa del usuario final**, lo que **equivale a más de 124 \$/kWh** solo en la componente de Generación. De los 142 billones **95 billones son asumidos por los usuarios regulados y 47 billones por los usuarios no regulados**
 - Sobrecostos en restricciones hasta por **1.38 billones hasta el 2035, 0.92 billones asumidos por usuarios regulados y 0.46 billones asumidos por usuarios regulados**
 - Al incrementar los costos de las componentes G y R, el Estado se vería impactado hasta por **9 billones de pesos hasta el 2035** por concepto de subsidios a los usuarios regulados
- Según los impactos en Costa Caribe la no entrada de proyectos FNCER implicaría:
 - Sobrecostos en generación pueden ser de hasta **35 billones de pesos hasta el 2035**, ocasionando un **incremento medio del 33 % en la tarifa del usuario final**, lo que **equivale a más de 114 \$/kWh** solo en la componente de Generación. De los 35 billones **23 billones son asumidos por los usuarios regulados y 12 billones por los usuarios no regulados**
 - Sobrecostos en restricciones hasta por **0.35 billones hasta el 2035, 0.23 billones asumidos por usuarios regulados y 0.12 billones asumidos por usuarios regulados**
 - Al incrementar los costos de las componentes G y R el Estado se vería impactado hasta por **2.25 billones de pesos hasta el 2035** por concepto de subsidios a los usuarios regulados