



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

# **ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD IPVO 2027-2028**

**DOCUMENTO CREG-101 030 A**  
**19-DICIEMBRE-2022**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

## Contenido

1.	ANTECEDENTES .....	6
2.	BALANCE DE ENERGÍA FIRME DEL SIN .....	7
2.1	Energía firme .....	7
2.2	Proyecciones de demanda.....	10
2.3	Balance energético de energía firme versus proyección de demanda....	15
3.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	17
3.1	Consecuencias .....	17
3.2	Causas.....	18
3.3	Problema.....	18
4.	OBJETIVOS .....	18
4.1	Objetivo general.....	18
4.2	Objetivo principal .....	19
4.3	Objetivo específico.....	19
5.	ALTERNATIVA.....	19
5.1	Subasta de expansión para el periodo 2027-2028.....	19
5.2	Medidas adicionales .....	20
5.3	Tratamiento de plantas GPPS .....	20
6.	ANÁLISIS DE IMPACTO.....	21
7.	CONSULTA PÚBLICA .....	21
8.	INDICADORES DE SEGUIMIENTO .....	28
9.	CONCLUSIONES .....	28
	ANEXO: FORMULARIO COMPETENCIA SIC.....	29

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 5

## ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

### 1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante la Resolución 071 de 2006, definió el mecanismo regulatorio del Cargo por Confiabilidad, CxC, para asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en Colombia en el mediano y largo plazo.

Con el fin de asegurar la disponibilidad futura de energía para abastecer la demanda nacional, el Cargo por Confiabilidad define los procedimientos necesarios para que la atención de la demanda se encuentre siempre cubierta con obligaciones de suministro de energía firme por parte de los generadores y a un precio máximo de energía. De esta manera, los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) pueden contar con el suministro futuro de energía aun en condiciones críticas como es el caso de los periodos de menores aportes hidrológicos, a un precio denominado precio (marginal) de escasez.

Como parte de las reglas del Cargo por Confiabilidad y para efectos de la asignación de las obligaciones de energía firme, el artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006, define la Demanda Objetivo del cargo o demanda a cubrir en años futuros, la cual *“equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación”*, más un porcentaje que fijará la CREG; y se estableció que, *“la Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección seleccionado por la CREG.”*

Más recientemente, a través de la Resolución CREG 101 024 de 2022, *“Por la cual se definen los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el mercado de energía mayorista”*, se revisaron los criterios y plazos de la convocatoria de las subastas de expansión del CxC. Las subastas de expansión son el mecanismo competitivo para la asignación de las obligaciones de energía firme (OEF), cuando de manera anticipada (o período de planeación) se prevé un déficit en la energía firme disponible para atender la demanda, y se requiere contar con energía firme de nuevas plantas en el sistema.

En ese sentido, el artículo 12 de la citada resolución establece la oportunidad para convocar una subasta de expansión cada vez que la suma de la energía firme del CxC (ENFICC) de todas las plantas de generación que estarán operando para un año determinado sea menor o igual a la Demanda Objetivo y el análisis que realice

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

la Comisión requiera asegurar la confiabilidad del suministro en el SIN para tal período, considerando un periodo de planeación “p” desde la realización de la subasta hasta el inicio del período de vigencia de las obligaciones de energía firme, IPVO.

## 2. BALANCE DE ENERGÍA FIRME DEL SIN

En el marco del seguimiento a la situación energética del SIN y de la aplicación de las reglas del Cargo por Confiabilidad, la Comisión adelanta continuamente los análisis y la evaluación del balance de energía firme del SIN con el objetivo de monitorear que en el horizonte de estudio la energía firme de los recursos de generación que se encuentran en operación y los que están en construcción, sean suficientes para atender la demanda futura de los usuarios del SIN.

En efecto, el propósito de este documento es presentar el más reciente balance energético realizado por la Comisión, con base en las nuevas proyecciones de demanda publicadas por la UPME, con el fin de evaluar la decisión de realizar una posible subasta del CxC para los próximos años, y la subsecuente recomendación de convocar una subasta de expansión del CxC para el periodo de diciembre 1 de 2027 a noviembre 30 de 2028.

En primer lugar, se realiza el análisis de la energía firme disponible con que se espera contar en el sistema para un horizonte de mediano plazo de 5 años (dic2022-nov2027). A continuación, se presentan las proyecciones de demanda para dicho período y el balance de energía firme para todos los periodos cargo. Finalmente, se expone el análisis de riesgos de suministro y la recomendación sobre la convocatoria de la subasta.

### 2.1 Energía firme

La suma total de energía firme del SIN que se evaluó corresponde a la suma de: (i) la ENFICC actualizada de los recursos de generación que se encuentran en operación, según las últimas verificaciones de ENFICC que realizó el Centro Nacional de Despacho, CND; y (ii) la ENFICC disponible a futuro según los compromisos adquiridos en la última subasta del cargo<sup>1</sup> realizada en febrero de 2019, y la de los proyectos que se han acogido al mecanismo denominado tomadores del cargo por confiabilidad<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Convocatoria de subasta CxC – Resolución CREG 104 de 2018

<sup>2</sup> Tomadores del CxC – Resolución CREG 132 de 2019

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

También se considera una estimación de energía firme, EF, de los proyectos de generación que han adquirido compromisos en contratos de largo plazo de energía, CLPE, en las subastas que ha convocado el Ministerio de Minas y Energía. Cabe resaltar que, como estos proyectos no tienen compromisos a través del CxC, no se cuenta con un cálculo de ENFICC realizado por el CND. Por tanto, dicha energía se estima a partir de un factor de energía que parte de la ENFICC ya verificada de los recursos solares y eólicos que tienen compromisos de OEF.

Adicional a eso, también se incluye en un escenario denominado “escenario de riesgo”, la estimación de la energía firme de proyectos sin compromisos con el sistema que se encuentran en construcción o se esperan entren a operar en el SIN. Se consideran proyectos futuros que hoy tienen concepto de conexión y que no requiere expansión de red o intervención de un tercero, y que cuentan con garantía de conexión en los términos de la Resolución CREG 075 de 2021.

A continuación, se presenta el detalle de la energía firme que será considerada en el balance energético:

- a. Se incluye toda la ENFICC verificada de las plantas existentes que se encuentran operando, más la energía de plantas en construcción con compromisos de OEF a partir de diciembre de 2022.
  - i. Se resalta que en la cuenta anterior se está incluyendo la ENFICC de los siguientes recursos de generación que actualmente se encuentran en operación pero que no tienen compromisos de OEF.
    - Planta Termocentro (Tcentro) que no cuenta con OEF vigentes.
    - Las unidades TY1 y TY2 de Termoyopal, donde TY1 no tiene OEF a partir de diciembre de 2022 y TY2 a partir de diciembre 2023.
    - Las unidades de Termocartagena que no tienen OEF a partir de diciembre de 2023
- b. Se incluye la ENFICC de las siguientes plantas de fuentes no convencionales de energía renovable, FNCER, que adquirieron OEF a través de la pasada subasta de cargo y del mecanismo de tomadores de CxC:

Tabla 1. ENFICC FNCER con asignación del CxC

Planta	Tipo	CEN (MW)	ENFICC (GWh/a)	FPO*	Asignación
La Loma	Solar	150	191	feb/2023	Subasta CxC
Windpeshi	Eólica	200	284	ene/2024	Subasta CxC
Beta	Eólica	280	74	jun/2023	Subasta CxC
Alpha	Eólica	212	56	jun/2023	Subasta CxC

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

Planta	Tipo	CEN (MW)	ENFICC (GWh/a)	FPO*	Asignación
Casa Eléctrica	Eólica	180	324	ago/2024	Subasta CxC
El Paso	Solar	67	87	nov/2023	Subasta CxC
Acacias 2	Eólica	80	121	dic/2023	Tomadores CxC
Apololrru	Eólica	75	162	ago/2024	Tomadores CxC
Guayepo	Solar	400	439	ago/2023	Tomadores CxC
<b>Total</b>		<b>1.644</b>	<b>1.738</b>		
*Información XM					

- c. Se incluye la energía firme de las siguientes plantas de FNCER, que resultaron adjudicadas en las subastas de CLPE que ha convocado el MME y que no tienen OEF asignadas:

Tabla 2. ENFICC FNCER de los compromisos de CLPE

Planta	Tipo	CEN (MW)	EF* (GWh/a)	FPO
Parque Solar El Campano	Solar	99	147	ago/2022
Caracolí	Solar	50	66	oct/2022
La Unión	Solar	100	131	dic/2022
Tepuy	Solar	83	109	dic/2022
La Mata	Solar	80	105	dic/2022
Bosques Solares Llanos 6	Solar	80	105	dic/2022
Pubenza	Solar	50	66	feb/2023
San Felipe	Solar	90	118	abr/2023
Camelia	Eólico	250	219	nov/2023
Nabusimake	Solar	100	131	dic/2023
Sunnorte 35	Solar	35	46	dic/2023
Escobal 6	Solar	99	130	dic/2024
Manglares	Solar	100	131	dic/2024
<b>Total</b>		<b>1.215</b>	<b>1.505</b>	
*FactorxCENx24(h)x365/1000 <sup>3</sup>				

Para la estimación de energía firme de la tabla anterior, se calculó un factor igual a la relación de la ENFICC ya verificada de la tecnología solar fotovoltaica o eólica de las plantas de la Tabla 1 (en valor anual GWh/año) sobre la máxima generación en un año a plena capacidad de la planta (CEN[MW]x24[h]x365, en GWh/año).

<sup>3</sup> Factor de 17% para solar fotovoltaica y 10% para eólica

Proceso <b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento <b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

Una vez establecido el factor mencionado, para cada una de las plantas de generación de la Tabla 1, se calcula la mediana de los factores por tecnología solar fotovoltaica y eólica; estas dos medianas son las aplicadas como el nuevo factor para encontrar la estimación de energía firme de las plantas de la Tabla 2.

- d. Para el “escenario de riesgo” se incluirá la energía firme incremental de Termocentro que se podría obtener con la segunda unidad de gas que entró nuevamente en operación comercial desde diciembre de 2021<sup>4</sup> y si el agente logra conseguir o aumentar contratos de suministro de gas combustible en el mediano plazo.
- e. Dentro del mismo “escenario de riesgo” se incluirá la estimación de energía firme de proyectos que serán construidos y puestos en operación comercial a riesgo de los promotores o agentes representantes:

Tabla 3. Capacidad efectiva neta, CEN en MW

A partir de:	CEN[MW]				
	solar	eólica	Hidráulica	térmica	Total
2023-2024	2023	252	64	18	2357
2024-2025	315	0	35	25	375
2025-2026	84	0	40	0	124
2026-2027	0	0	20	0	20

Tabla 4. Estimación de energía firme, EF

A partir de:	EF* [GWh/año]				
	solar	eólica	hidráulica	térmica	Total
2023-2024	3013	221	84	142	3459
2024-2025	469	0	46	197	712
2025-2026	125	0	52	0	177
2026-2027	0	0	26	0	26

Tabla 5. CEN y EF acumulada

A partir de:	CEN [MW] acumulada	EF* [GWh/año] acumulada
2023-2024	2357	3459
2024-2025	2732	4172
2025-2026	2856	4349
2026-2027	2876	4375
2027-2028	2876	4375

\*Factor  $\times CEN \times 24(h) \times 365 / 1000^5$

Tabla 6. CEN y EF acumulada, afectada en un 50%

A partir de:	CEN** [MW] acumulada	EF** [GWh/año] acumulada
2023-2024	1179	1730
2024-2025	1366	2086
2025-2026	1428	2174
2026-2027	1438	2187
2027-2028	1438	2187

\*\*Cada valor es multiplicado por 50%

## 2.2 Proyecciones de demanda

Antes de determinar el escenario de demanda o la demanda objetivo a incluir en el balance energético, se analizó el consumo de energía que se ha presentado desde

<sup>4</sup> Se estima que la energía firme incremental que podría agregar Tcentro sería de 1.526 GWh/año

<sup>5</sup> Factor de 17% para solar fotovoltaica, 10% para eólica, 15% para hidráulica y 90% para térmica

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10





Grupo	Nombre del GCE	Radicado UPME del concepto de conexión	Año de entrada
<b>Grupo 1. GCE conectados al SIN con menos de 10 años de operación.</b>	Rubiales	20151500000341	2014
	Drummond Río Córdoba <sup>1</sup>	20141500055111	2015
	Tubos Caribe <sup>2</sup>	20131500059741	2019
	San Fernando	20211520018061	2021

*ilustración 2. Información de GCE, grupo 1. Fuente: UPME octubre 2022*

<b>Grupo 2. GCE sin conexión al SIN, pero con concepto de conexión aprobado.</b>	Drummond La Loma	20141500063731	2023
	Ternium	20181520003441	2022
	Quebradona	20191100090532 20221140111861	2028
	MINESA	20191100090222 20211520072001	2025
	EEAR Canoas <sup>3</sup>	20211520092171	2023
	MetroBog	20211520124031 20211520124041 20211520124051	2025
	RegioTram	20211520122261 20211520122271	2024
	Puerto Antioquia	Informado ante el operador de red	2023
	ODC <sup>4</sup> Caucasia		2026
	MetroMed La 80		2025

*ilustración 3. Información de GCE, grupo 1. Fuente: UPME octubre 2022*

En ese orden de ideas, para efectos del análisis es conveniente separar las proyecciones de demanda de las GCE, con el objetivo de realizar análisis de sensibilidad a partir de un escenario de demanda que solo incluya el grupo 1 de las GCE (en adelante escenario base) y otro escenario que incluya la proyección de demanda de todas las GCE (en adelante escenario UPME). Para un mejor entendimiento, se realiza la separación de las proyecciones que se presentan en la Tabla 7, las cuales son incluidas en los escenarios que se identifican en la Tabla 8.

*Tabla 7. Proyección de demanda de la GCE, VE y GD – Oct.2022*

Periodo	GCE1 grupo 1	GCE2 grupo 2	VE <sup>8</sup> + GD <sup>9</sup>	Total
2023-2024	2.692	1.058	3	3.753
2024-2025	3.498	1.556	-1	5.053

<sup>8</sup> Vehículos eléctricos, VE

<sup>9</sup> Generación distribuida, GD

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

Periodo	GCE1 grupo 1	GCE2 grupo 2	VE <sup>8</sup> + GD <sup>9</sup>	Total
2025-2026	3.619	1.872	20	5.511
2026-2027	3.633	1.903	77	5.613
2027-2028	3.674	2.736	191	6.602

Tabla 8. Escenarios de demanda, base y UPME

Periodo	Demanda del SIN	Escenario base	Escenario UPME
		Demanda del SIN + VE + GD + GCE1	Demanda del SIN + VE + GD + GCE(1&2)
2023-2024	78.639	81.335	82.393
2024-2025	80.614	84.111	85.667
2025-2026	82.585	86.223	88.096
2026-2027	84.637	88.347	90.250
2027-2028	86.769	90.634	93.370

Como se describió anteriormente, se desea realizar análisis de sensibilidad a partir de los escenarios base y UPME, aumentando los valores de proyección de demanda en 1,5% y 3% como se observa en la Tabla 9 y se proyectan en la ilustración 4.

Tabla 9. Escenarios de demanda según análisis de sensibilidad

Análisis de sensibilidad (GWh/año)				
Periodo	Esc. base + 1,5%	Esc. base + 3%	Esc. UPME + 1,5%	Esc. UPME + 3%
2023-2024	82.514	83.694	83.572	84.752
2024-2025	85.320	86.529	86.876	88.085
2025-2026	87.462	88.701	89.334	90.573
2026-2027	89.617	90.886	91.520	92.790
2027-2028	91.936	93.237	94.672	95.974

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

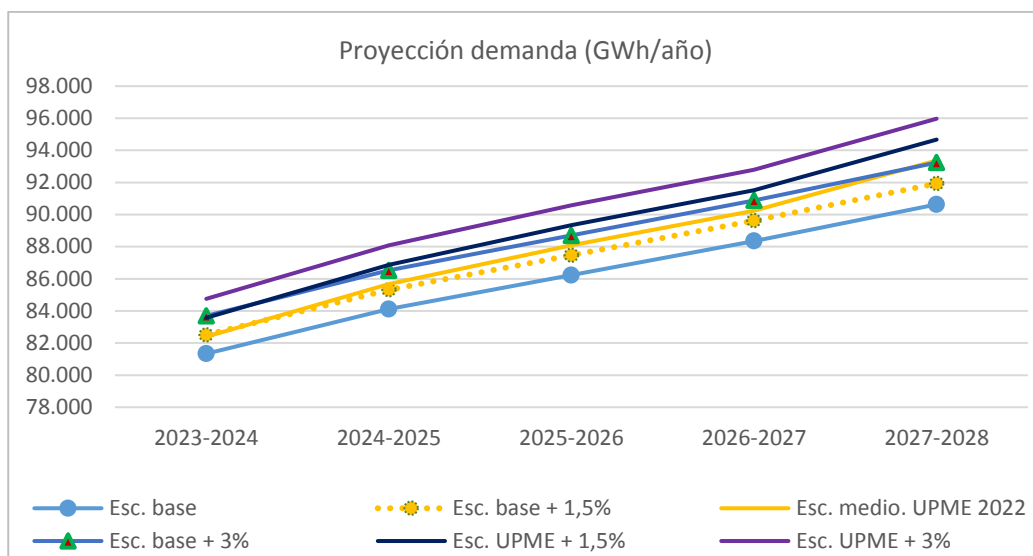


ilustración 4. Escenarios de demanda según análisis de sensibilidad

Finalmente, para determinar los escenarios de la demanda objetivo que efectivamente se utilizan en una asignación de OEF, a los escenarios de demanda se les incluye el efecto de la ENFICC de las plantas no despachadas centralmente, PNDC; como ocurre en la práctica al momento de realizar las asignaciones de OEF que adelanta el ASIC.

Para ello, de los periodos 2023-2024 y 2024-2025 se descuenta la ENFICC de PNDC que ocurrieron en la asignación de estos periodos, y a partir de los siguientes años CxC, se descuenta el menor valor de ENFICC de PNDC de los dos anteriores, tal y como se puede observar en la Tabla 10. En suma, descontado el valor indicado de las PNDC, las últimas cinco columnas de la tabla indican los escenarios que se analizarán frente a la energía firme del sistema.

Tabla 10. Escenarios de demanda descontado ENFICC de PNDC (GWh/año)

Periodo	Esc. medio UPME	Esc. base + 1,5%	Esc. base + 3%	Esc. Upme + 1,5%	Esc. Upme + 3%	PNDC	Esc. medio UPME	Esc. base + 1,5%	Esc. base + 3%	Esc. Upme + 1,5%	Esc. Upme + 3%
2023-2024	82.393	82.514	83.694	83.572	84.752	968	81.425	81.546	82.726	82.604	83.784
2024-2025	85.667	85.320	86.529	86.876	88.085	845	84.822	84.475	85.684	86.031	87.240
2025-2026	88.096	87.462	88.701	89.334	90.573	845	87.251	86.617	87.856	88.489	89.728
2026-2027	90.250	89.617	90.886	91.520	92.790	845	89.406	88.772	90.041	90.675	91.945
2027-2028	93.370	91.936	93.237	94.672	95.974	847	92.523	91.089	92.390	93.825	95.127

## 2.3 Balance energético de energía firme versus proyección de demanda

Una vez establecido el valor total de la energía firme y los escenarios de demanda que se evaluarán en el balance energético, el análisis de balance se fundamenta en comparar y evaluar para el horizonte de estudio, la diferencia de la energía firme menos la proyección de demanda; que se basa en dos escenarios: uno denominado “base” y el segundo, “escenario de riesgo”, los cuales comprenden las siguientes características.

- a. Escenario base
  - Proyección de demanda correspondiente al escenario base y sus sensibilidades
  - ENFICC que ha sido verificada por el CND
  - La última ENFICC verificada para las plantas de: Termocentro, Tcentro, correspondiente a una unidad de gas y una de vapor; Las unidades de Yopal TY1 y TY2; más Cartagenas.
  - La ENFICC declarada y verificada de las FNCER con obligaciones en el CxC
  - La estimación de energía firme de los proyectos ganadores en las subastas de contratación de largo plazo de energía, CLPE.
  
- b. Escenario de riesgo
  - Proyección de demanda de la UPME y sus sensibilidades
  - La ENFICC y estimación de energía firme del escenario base
  - Estimación de energía firme, EF, que podría adicionar Termocentro si aumenta el suministro de combustible en el mediano plazo, y
  - La estimación de energía firme de los proyectos a riesgo

Los resultados del balance correspondiente al “escenario base” se presenta en la Tabla 11 y en la ilustración 5. Se debe entender que un excedente de energía firme, EF, corresponde a un valor positivo del balance, y un déficit de EF a un valor negativo del balance.

Tabla 11. Balance de energía del escenario base

Periodo	Total EF	Esc. base + 1,5%	Balance	Periodo	Total EF	Esc. base + 3%	Balance
23-24	88.730	81.546	7.183	23-24	88.730	82.726	6.003
24-25	89.108	84.475	4.633	24-25	89.108	85.684	3.424
25-26	89.108	86.617	2.491	25-26	89.108	87.856	1.252
26-27	89.108	88.772	336	26-27	89.108	90.041	-933
27-28	89.352	91.089	-1.737	27-28	89.352	92.390	-3.038

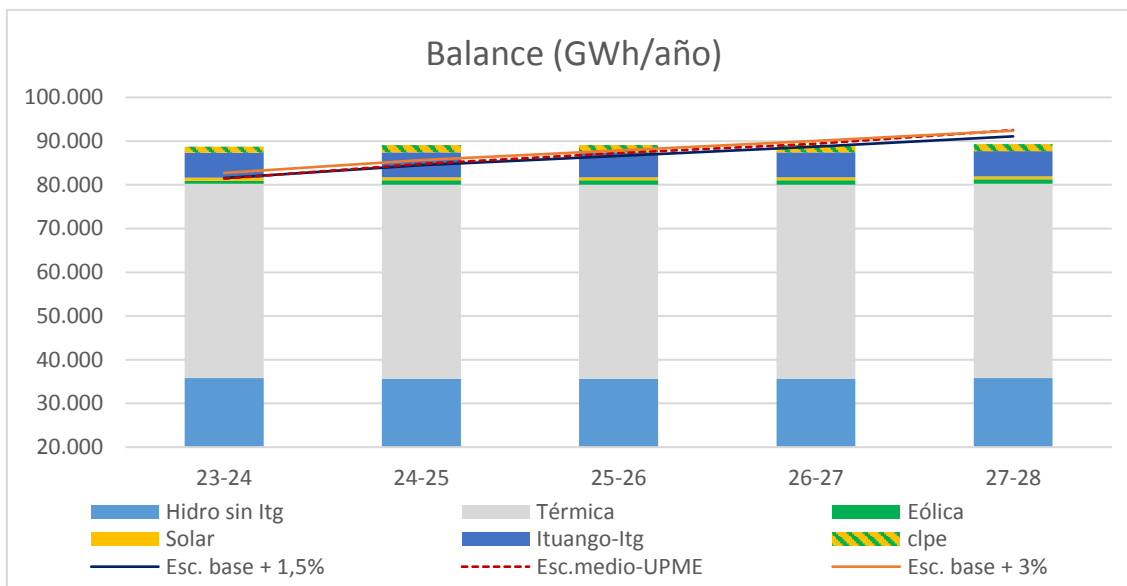


ilustración 5. Balance de energía del escenario base

Del balance se desprende que, si la demanda futura es exactamente igual al de la proyección del escenario base más un 3% y la energía firme respaldada por los recursos del sistema no se altera o no se reduce, podría tenerse un posible déficit para los periodos del 2026-2027 y 2027-2028, en 933 y 3038 GWh/año, respectivamente.

Ahora bien, el balance correspondiente al “escenario a riesgo” se presenta en la Tabla 12 y en la ilustración 6. Bajo el mismo análisis anterior, se identifica que, si la demanda futura es exactamente igual al de la proyección del escenario UPME más un 3% y la energía firme no se reduce, podría tenerse un posible déficit para el periodo 2027-2028, de 2055 GWh/año.

Tabla 12. Balance de energía del escenario a riesgo

Periodo	Total EF Esc-riesgo	Esc. Upme + 1,5%	Balance	Periodo	Total EF Esc-riesgo	Esc. Upme + 3%	Balance
23-24	90.464	81.425	9.039	23-24	90.464	83.784	6.680
24-25	92.715	84.822	7.894	24-25	92.715	87.240	5.475
25-26	92.804	87.251	5.553	25-26	92.804	89.728	3.076
26-27	92.817	89.406	3.412	26-27	92.817	91.945	872
27-28	93.071	92.523	548	27-28	93.071	95.127	-2.055

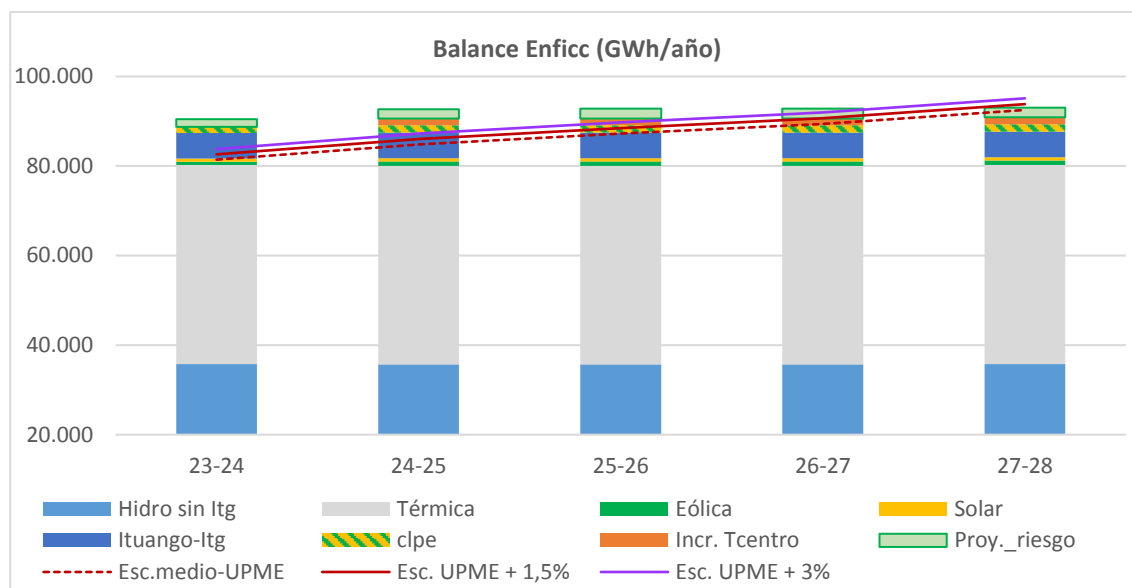


ilustración 6. Balance de energía del escenario a riesgo

### 3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En esta sección se presenta el análisis de la evaluación de convocatoria o no de una subasta de asignación de OEF para la vigencia 2027-2028. El primer paso de esta metodología corresponde a detectar las consecuencias del problema, es decir, identificar aquellos eventos observables que permiten definir el problema.

#### 3.1 Consecuencias

Es preciso destacar que, a la luz del balance energético realizado, se concluye que la oferta de energía firme del sistema para la vigencia 2027-2028 podría ser menor que la demanda futura o demanda objetivo en esa misma vigencia, en el caso de que el crecimiento de la demanda supere la más reciente proyección de la UPME para dicho período.

Además, como se ha mencionado en el análisis del balance de energía firme, existen varias situaciones de riesgo que, en caso de materializarse, podrían comprometer la atención de la demanda frente a una eventual condición crítica de suministro en la vigencia 2027-2028. Entre estas situaciones se destaca lo siguiente:

- Aumentos de demanda superiores a los proyectados
- Eventual retiro de plantas sin compromisos de OEF
- Fecha de entrada de las dos unidades restantes del proyecto Hidroituango

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 17

- Cumplimiento de ENFICC hidro asignada con 98% PSS

### 3.2 Causas

En cuanto al análisis identificado en las consecuencias, es preciso señalar que la expansión del parque generador debe realizarse con suficiente antelación, ya que la construcción de una central eléctrica requiere por lo menos de un periodo de 4 a 5 años. En este sentido, a medida que crece la demanda de energía eléctrica, se espera que sea necesaria la entrada oportuna de nuevas plantas, y por ello, el balance entre oferta de energía firme y demanda esperada se realiza desde este momento, para poder contar con las plantas de generación que se requerirían para el año 2027-2028.

Ahora bien, frente al posible déficit de ENFICC observable para los periodos 2026-2027 y 2027-2028, estos se originarían principalmente por la materialización de la demanda futura de las GCE que se actualizaron en octubre de 2022 y la ocurrencia de un escenario más crítico de demanda que supere la proyección del escenario medio de la UPME en 3%. Adicionalmente en caso de que la disponibilidad real de la energía firme sea menor a la estimada por retiro o retraso en la entrada de recursos de generación del sistema.

Cabe resaltar, que existe en el sistema un listado importante de proyectos que tienen conceptos de conexión aprobados por parte de la UPME que han puesto las garantías requeridas por la Resolución CREG 075 de 2021, e incluso no dependen de expansiones de las redes de transporte, por lo que hay una razonable expectativa de que lleguen a instalarse en las fechas previstas por sus promotores.

### 3.3 Problema

Teniendo en cuenta lo anterior, la Comisión identifica que existe un riesgo de que la energía firme disponible del sistema sea menor a la demanda futura de los periodos 2026-2027 y 2027-2028, siendo marginal el déficit para el primer período y mayor para el 2º. Por tanto, es conveniente, activar las medidas previstas en el Cargo por Confiabilidad para mitigar dicho riesgo.

## 4. OBJETIVOS

### 4.1 Objetivo general

Con esta propuesta se busca asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de los usuarios del SIN en el mediano y largo plazo mediante la aplicación de los mecanismos del Cargo por Confiabilidad.

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

## 4.2 Objetivo principal

Mitigar los riesgos en el balance esperado de la demanda y oferta de energía firme, que puedan derivar en un posible déficit de suministro de energía eléctrica en una condición crítica del SIN para el período 2026-2027 o 2027-2028, mediante la realización de una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para la asignación de OEF a nuevas plantas.

## 4.3 Objetivo específico

Convocar de manera oportuna una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para la asignación de OEF para la vigencia 2027-2028 y definir las condiciones para su realización.

## 5. ALTERNATIVA

En esta sección se exponen las alternativas regulatorias propuestas de solución al problema identificado y para lograr los objetivos planteados.

### 5.1 Subasta de expansión para el periodo 2027-2028

El análisis del balance de energía firme y los escenarios de demanda objetivo, unido a la valoración de riesgos debido a las incertidumbres identificadas, indican que, ante la potencial materialización de un déficit de energía firme en caso de la ocurrencia de un evento crítico, es posible mitigar ese riesgo mediante la convocatoria de una subasta de expansión para la asignación de OEF a partir de 2027-2028, conforme está previsto en las reglas del Cargo por Confiabilidad.

Iniciando el proceso durante el año 2023, se tendría un período de planeación menor a cinco (5) y mayor a cuatro (4) años, que se considera apenas oportuno para el desarrollo de nuevos proyectos, pudiéndose tener una subasta competitiva para cumplimiento en el período 2027-2028.

En caso de esperar un tiempo adicional para reducir las incertidumbres asociadas al balance de energía firme, se reduciría el período de planeación a valores poco factibles (entre 4 y 3 años) para la construcción de nuevos proyectos de generación, afectando la participación y precio de la subasta. Lo anterior ratifica la oportunidad de convocar la subasta de expansión en este momento.

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19



## 5.2 Medidas adicionales

En el balance de energía firme y el análisis de las incertidumbres asociadas, se identificó el riesgo asociado a dos elementos principales: retiro de plantas existentes y/o retraso en la construcción de nuevas plantas. Se analizaron los efectos que puede tener sobre un potencial déficit de suministro para los períodos 2026-2027 y 2027-2028. Por tal motivo, se propone establecer un incentivo para la entrada temprana de proyectos de la siguiente manera:

- Para los nuevos proyectos con OEF asignadas que entren en operación entre el 1ro de diciembre de 2025 y el 30 de noviembre de 2027, empezarán a recibir la remuneración del CxC desde esa fecha sin que se acorte el período de asignación de las OEF.

Frente a este esquema de incentivo, es preciso señalar que las obligaciones de cumplimiento de curva S y cronograma de construcción de los proyectos nuevos que salgan asignados en la subasta del 2027-2028 con OEF, serán evaluadas frente al IVPO inicial del 1 de diciembre de 2027, incluso si dichos proyectos pueden adelantar su entrada en operación.

Igualmente, para tener un mayor grado de certidumbre frente a la entrada oportuna de los proyectos de generación, se requerirá que los proyectos que se presenten a la subasta cuenten con concepto de conexión al SIN aprobado y que la fecha de puesta en operación del proyecto establecida en el concepto, como máximo, corresponda al inicio del periodo de vigencia de las obligaciones 2027-2028; conforme a lo dispuesto en el artículo 13 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.

## 5.3 Tratamiento de plantas GPPS

La CREG considera pertinente no convocar en este proceso a una subasta de GPPS nueva para las vigencias 2027-2028 y posteriores. En todo caso, es preciso definir cómo las plantas GPPS con energía firme no comprometida podrían aspirar a una asignación de OEF. La opción será igual a la establecida u ofrecida en la subasta del periodo 2022-2023.

Es decir, las plantas que ya recibieron OEF en subastas GPPS pasadas, y que pudieran tener el interés de competir en una nueva subasta ofertando su energía firme aun no comprometida, tendrán la siguiente oportunidad:

- Si la planta GPPS está en operación comercial en el momento de realizar la subasta, podrá optar por la OEF de una vigencia de un (1) año, igual que las plantas existentes.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

- Si la planta GPPS está en construcción en el momento de realizar la subasta, podrá ofertar en la subasta su energía firme no comprometida como si fuese una planta especial, y optar por una OEF de una vigencia de hasta diez (10) años.

Se entenderá que las plantas GPPS que opten por participar en estas dos (2) categorías, no podrán participar en asignaciones de OEF que se realicen a través de subastas GPPS que se realicen en un futuro.

## 6. ANÁLISIS DE IMPACTO

El impacto esperado de la acción regulatoria propuesta es mitigar el riesgo de un déficit de energía para el período 2027-2028 y subsiguientes y, por tanto, evitar racionamientos de energía en dichos períodos. Estimando la relación beneficio-costos de dicha medida, es evidente que los beneficios producto de los costos evitados de un racionamiento por insuficiencia de energía para abastecer la demanda en caso de presentarse una situación crítica son superiores a sus costos. Estos últimos corresponden a la compra de la energía firme asignada al precio de cierre de la subasta que, según el resultado de esta, puede ser mayor o menor al valor actualizado de precio de la última subasta (17,62 USD/MWh).

A manera ilustrativa, en el caso de tener una demanda en el 2027-2028 que supere en un 3% la última proyección de la UPME (2055 GWh/año), bajo un escenario de condición crítica de una duración de cinco meses, el déficit de energía por demanda no atendida de 856 GWh a un costo de racionamiento de 1539 \$/kWh<sup>10</sup>, este racionamiento tendría un costo de \$1,32 billones de pesos frente a no hacer subasta. En cambio, el pago de un CxC de 17,62 USD<sup>11</sup>/MWh por los 2055 GWh/año tendría un costo de \$0,17 billones de pesos. Lo que resultaría en una relación beneficio/costo (1,32/0,17) de ocho veces.

## 7. CONSULTA PÚBLICA

En esta sección se incluye la lista de los remitentes que realizaron comentarios al proyecto de resolución CREG 701 016 de 2022 mediante el cual se realizó la consulta pública de la propuesta regulatoria, así como la respuesta y los análisis de la CREG a los comentarios realizados por los agentes y terceros interesados.

---

<sup>10</sup> CRO1 (Estrato 4) para el mes de enero de 2023. Publicado en la página web de la UPME: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/costos-de-rationamiento.aspx>

<sup>11</sup> TRM promedio al 21 de diciembre 2022 de 4799 COP. Publicado en la página web de Banrep: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm>

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

No.	Remitente	Radicado
1	Acolgen	E2022009256
2	Andeg	E2022009248
3	Andesco	E2022009224
4	Canacol	E2022009280
5	Celsia	E2022009264
6	Ecopetrol	E2022009257
7	Edf	E2022009196 E2022009255
8	Enel	E2022009254
9	Enerfin	E2022009244
10	Epm	E2022009229
11	Gecelca	E2022009247
12	Isagen	E2022009180
13	Jaime Andrés Uribe	E2022009054
14	Northland Power	E2022009276
15	Prime	E2022009232
16	Proelectrica	E2022009197
17	SerColombia	E2022008579
18	Smarten	E2022009238
19	SSPD	E2022009267
20	XM	E2022009266

Los comentarios recibidos por parte de estos remitentes serán analizados de acuerdo con la siguiente agrupación que corresponde a la organización de los temas en la resolución de consulta pública, donde el resumen de las observaciones se presenta más adelante.

- *Balance - energía firme versus demanda*
- *Convocatoria de la subasta*
- *Inicio del periodo de vigencia de la obligación, IPVO*
- *Requisitos adicionales de la subasta*
- *Esquema de incentivos*
- *GPPS – proyectos con periodos de construcción superior al periodo de planeación de la subasta*
- *Otros*

### ***Balance - energía firme versus demanda***

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

## Comentario

1. Se está sobreestimando el balance al incluir proyectos que en el futuro no tienen la intención de participar en el CxC y que no tienen condiciones de abastecimiento de gas en el corto y mediano plazo.
2. La energía de las FNCER de la subasta de CLPE se debe estimar con los parámetros que se declara para el cálculo de ENFICC.
3. Establecer un esquema formal de declaración de parámetros de ENFICC para toda la generación con despacho centralizado.
4. Se debe prever un escenario con intervalos de confianza superiores planteados por la UPME, estos mitigarían los riesgos incrementales desde la perspectiva de atención de la demanda con energía firme.
5. Sugerimos que se considere un porcentaje superior del 3% en el escenario de demanda de la UPME.

## Respuesta

La ENFICC existente se incluye en el balance para determinar si se realiza una asignación de OEF por medio de subasta o asignación administrada. No es obligatorio que los agentes se presenten a los procesos de asignación, aunque es de su propio interés optar por la remuneración del cargo.

Por otro lado, de los proyectos con compromisos de CLPE se está realizando una estimación de energía firme tomando como referencia la misma tecnología que si tiene ENFICC.

Finalmente, la demanda real ha estado por debajo en un 2% del escenario medio de la UPME, una sensibilidad de hasta el 3% superior parece ser aceptable para el análisis.

### **Convocatoria de la subasta**

## Comentario

6. Incluir el cronograma con la lista exhaustiva de todas las actividades y sus respectivos plazos
7. El cronograma de la subasta debe tener en cuenta el tiempo otorgado al CNO y CND para las implementaciones de las metodologías ENFICC de solares y eólicas

## Respuesta

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

Se establecerá que el ASIC publique el cronograma. Frente a la implementación de las nuevas metodologías ENFICC, aclaramos que el cronograma de la subasta está definido en la Resolución CREG 101 024 de 2022 y no debe quedar supeditado a los tiempos de dichas metodologías.

### ***Inicio del periodo de vigencia de la obligación, IPVO***

Comentario

8. Especificar el periodo de vigencia de la obligación de la variable AFT para plantas eólicas, solares y otras tecnologías (ej, DER).
9. Adelantar el periodo de asignación para el 2026-2027.

Respuesta

No es necesario modificar la Resolución CREG 101 024 de 2022, ya que es clara la interpretación de que cualquier tecnología nueva puede optar por hasta 20 años de asignación.

Tampoco es necesario adelantar el periodo de asignación de la subasta un año porque ya se prevé el incentivo por el adelanto en entrada en operación comercial de los nuevos proyectos de generación.

### ***Requisitos adicionales de la subasta***

Comentario

10. No es clara la priorización de la 075 de 2021, debido a que se prioriza la conexión si se cuenta con OEF.

Respuesta

La priorización de la Resolución CREG 075 de 2021 no debe ser tenida en cuenta o no es relevante porque ya se especifica que se debe contar con el concepto de conexión aprobado para poder participar en la subasta.

Comentario

11. Se sugiere eliminar el requisito.

Respuesta

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24

El requisito se estableció para reducir la incertidumbre de entrada en operación de los proyectos, el periodo de planeación no es muy amplio respecto a lo que está tardando la expansión del SIN.

Comentario

12. Exceptuar para plantas existentes con obras y especiales

Respuesta

Se acepta la propuesta y se exceptuara para existentes con obras; ya que la ampliación de conexión no requeriría expansión de red.

13. Exceptuar la participación de proyectos que tengan conceptos supeditados a los planes de expansión

Respuesta

Esto podría restringir la participación en la subasta afectando la competencia y el precio. El periodo de planeación permite la materialización de las expansiones red que se encuentran aprobadas y en construcción.

### ***Esquema de incentivos***

Comentario

14. No limitar la fecha de entrada temprana para acceder a los incentivos

15. Se recomienda eliminar el incentivo para el periodo 2025-2026 dado que no se requiere. Enficc para cubrir la demanda objetivo. Este incentivo genera el traslado de unos costos adicionales a los usuarios finales

Respuesta

Se identifica un déficit con razonable certeza que justifica convocar una subasta en el periodo de 2027-2028, así mismo, existen riesgos que estrechan el balance en periodos previos. Por lo cual, el incentivo a la entrada temprana da un margen para mitigar dicho riesgo.

Sin embargo, la Comisión tomó la decisión de que el incentivo del pago temprano del CxC por la entrada en operación comercial entre el 1ro de diciembre de 2025 y el 30 de noviembre de 2027, es suficiente y, no se requeriría de incentivos

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

adicionales como el de la prima de 2 USD/MWh que se propuso inicialmente en la Resolución CREG 701 016 de 2022.

16. Solicitamos que la subasta se acople con la resolución CREG 101 017 y permita al parque térmico acogerse a esta opción y tener una asignación de OEF temprana.

Respuesta

El incentivo debe aplicar a proyectos nuevos, es decir, a ENFICC adicional o nueva en el sistema.

***GPPS – proyectos con periodos de construcción superior al periodo de planeación de la subasta***

Comentario

17. Debería revisarse su participación, teniendo en cuenta los efectos que ha tenido el desarrollo de estos esquemas en el mercado de confiabilidad.

Respuesta

Como se explica en el documento no se plantea convocar a las GPPS

Comentario

18. Definir planta especial como aquellos proyectos que al momento de la subasta están en proceso de completar su CEN declarada

Respuesta

No es necesario incluir dicha definición.

***Otros***

Comentario

19. Recomendamos que se indique la demanda objetivo dentro de la resolución definitiva. Se requiere para el literal b del numeral 15.2 del anexo de la 101 024 de 2022

Respuesta

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

No hay un requerimiento regulatorio para realizarlo y se informará en el momento que se haya cerrado el proceso de subasta.

20. Recomendamos acotar la definición de “planta nueva”, al momento de registro de adquisición (importación) de módulos y estructuras.

#### Respuesta

Para el caso de las solares fotovoltaicas, se debe entender que generador y turbina nueva, aplica para módulos, estructuras e inversores que no tengan más de 3 años de fabricación. No se toma la recomendación de fecha de adquisición de importación dado que no garantiza la edad de los equipos.

#### Comentario

21. Al término “en construcción”, consideramos pertinente definir y establecer cuando una planta se encuentra en dicho estado

#### Respuesta

Para efectos de esta resolución, construcción es cuando ya hay un sitio definido del proyecto y han iniciado trabajos en el sitio.

#### Comentario

22. Internalizar riesgos en términos de atrasos en la expansión de red, construcción, combustibles, materias primas, etc.

23. Habilitar causales en línea con la 075 de 2021. Solicitamos incluir: I.) razones de fuerza mayor, II.) razones de orden público, III.) atrasos en la obtención de permisos, licencias, o trámites, y IV.) atrasos en las obras de expansión del SIN

#### Respuesta

Los generadores tienen alternativas para manejar retrasos o cubrir sus riesgos, tales como: respaldos, subastas de reconfiguración y cesiones de OEF. La Comisión no ha considerado casos eximentes del compromiso de la IPVO del CxC dado el impacto que tiene el retraso de la entrada de los proyectos de generación sobre la confiabilidad del sistema. Esta situación no es asimilable con el retraso de un proyecto al de un punto de conexión del SIN.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27



## 8. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Los indicadores de seguimiento en esta sección tienen como objetivo efectuar una evaluación ex post de la efectividad de la norma y, por ende, deben estar correlacionados con los objetivos planteados.

En este sentido, el indicador de seguimiento corresponde al ya establecido en la resolución CREG 071 de 2006:

- Indicador = Monitoreo permanente del balance energético de ENFICC versus demanda objetivo. Donde la fuente de información de la ENFICC seguirá siendo el CND, y para las proyecciones de demanda será la UPME.

## 9. CONCLUSIONES

Con el fin de abastecer a la demanda del SIN de forma confiable y mitigar los riesgos de suministro de energía firme, la CREG considera pertinente convocar una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para la asignación de OEF a partir del periodo 2027-2028, e incentivar así la entrada de nuevas plantas o proyectos a partir de dicha vigencia evitando déficits de energía. Para dicha convocatoria se exigirá como requisito adicional de los proyectos de generación que se presenten en la subasta; contar con el concepto de conexión aprobado por la UMPE y fecha de puesta en operación en tiempo máximo al IPVO.

Esta convocatoria es el resultado del análisis del balance de ENFICC del SIN en el mediano plazo, considerando la incertidumbre de cambios en las proyecciones de demanda y en la energía firme disponible del parque de generación existente y en construcción, de donde se identifica un riesgo de encontrar un déficit de energía firme para cubrir la demanda, marginal a partir de los periodos 2026-2027 y más significativo 2027-2028 ante una situación crítica de suministro. En ese sentido, una subasta para asignación de OEF desde el periodo 2026-2027 implica un periodo de planeación menor a cuatro años, lo cual hace poco probable la construcción de nuevos proyectos e impide una suficiente competencia en la subasta.

Por tal razón, la subasta convocada tiene como finalidad asignar OEF para generadores nuevos, especiales, existentes con obras y existentes para el periodo de 2027-2028, y adicionalmente, la CREG considera conveniente plantear un incentivo por medio del pago del Cargo por Confiabilidad para los proyectos que puedan entrar en operación entre el 1ro de diciembre de 2025 y 30 de noviembre de 2027, sin afectar la fecha de finalización del periodo de vigencia de las OEF asignadas; para cubrir la posibilidad de los déficits de energía firme que se identificaron en los periodos previos.

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

## ANEXO: FORMULARIO COMPETENCIA SIC

### **Cuestionario de evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los actos administrativos expedidos con fines regulatorios.**

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, compilado en el Decreto 1074 de 2015, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 1074 de 2015.

A continuación, se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

**Objeto de regulación:** Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:** Resolución CREG 101 034A de 2022

**COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE:** COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG

**RADICACIÓN:**

---

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 30

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3 <sup>a</sup> .	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de autorregulación o correulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		

D-101 030A -2022 ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2027-2028

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
4.0	CONCLUSIÓN FINAL				La CREG considera que las medidas adoptadas no inciden negativamente en la libre competencia.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33