



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

DOCUMENTO CREG-050
18-06-18

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

Contenido

1. ANTECEDENTES 70

2. INFORMACIÓN GENERAL 71

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA 72

 3.1 *Consecuencias* 73

 3.2 *Causas*..... 73

 3.3 *Problema* 74

4. OBJETIVOS..... 75

 4.1 *Objetivos generales* 75

 4.2 *Objetivos específicos* 75

 4.3 *Objetivo principal* 75

5. ESCENARIOS Y ALTERNATIVAS 75

 5.1 *Escenario sin contingencias (escenario base)*..... 75

 5.2 *Escenario con incumplimientos de OEF* 77

 5.3 *Escenario con atrasos en la entrada al sistema de las nuevas plantas..* 79

 5.4 *Alternativas regulatorias* 81

6. ANÁLISIS DE IMPACTOS 82

7. CONSULTA PÚBLICA 86

8. INDICADORES DE SEGUIMIENTO 86

9. RESUMEN Y CONCLUSIONES 86

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 69

ED

Handwritten signature and initials in the bottom right corner.

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

1. ANTECEDENTES

El Cargo por Confiabilidad (CxC) es el mecanismo regulatorio mediante el que se asegura la disponibilidad de energía para abastecer la demanda nacional. En su diseño, el mecanismo del CxC contempla la ampliación del parque generador colombiano a través de una subasta, la cual se convoca cuando la CREG identifica un déficit de energía firme en un mediano plazo.

Para entender lo anterior, es preciso señalar que la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano, es decir, la capacidad que tiene el parque generador colombiano para abastecer a la demanda en cualquier momento del tiempo, se encuentra estrechamente ligada a la cantidad de aportes hidráulicos que pueden ser aprovechables por la generación hidroeléctrica, dada la alta participación de ésta tecnología en la capacidad instalada (i.e. 70%).

En este sentido, uno de los posibles escenarios en los que el suministro de energía eléctrica se ve en peligro o en una situación crítica, es cuando los aportes hidráulicos se reducen de tal forma, que a pesar de que se cuente con la capacidad instalada de los generadores hidráulicos, no es posible generar la suficiente energía pues no se cuenta con el “combustible” (i.e. agua) necesaria para hacerlo.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta que la construcción y puesta en marcha de una nueva planta de generación toma como mínimo un periodo de 4 a 5 años, el mecanismo del CxC establece que anualmente se debe realizar un balance entre la oferta de energía en firme (i.e. energía que efectivamente puede producir una planta de generación en cualquier momento del tiempo) y la demanda esperada en un horizonte de por lo menos 4 años, con el objeto de identificar si la oferta es suficiente o no para satisfacer la demanda y en caso que se identifique un déficit, se puedan incorporar nuevas plantas al parque generador, para que estén construidas el momento en que se necesiten.

En este contexto, la Resolución CREG 071 de 2006, norma en la que se establecen las reglas del CxC señala que, durante el primer semestre de cada año, se debe realizar el mencionado balance, para que mediante una resolución se informe sobre la oportunidad de llevar a cabo una subasta (en caso que se requiera) o una asignación a prorrata, a la que se ha llamado asignación administrada (en caso que el balance sea superavitario).

En consecuencia, en este documento se analizan una serie de escenarios del balance entre oferta de energía firme y demanda esperada del sistema colombiano en un horizonte de mediano plazo. Adicionalmente, se proponen una serie de modificaciones al esquema del CxC que se han identificado como deseables, gracias a las experiencias recogidas del Fenómeno de El Niño 2015-2016.

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 70

ED

VER
FE

Este documento se organiza de la siguiente forma. En la siguiente sección se presenta la información general sobre el tema analizado. A continuación, en la tercera y cuarta parte del documento se presentan las etapas del análisis de impacto normativo (AIN) de definición del problema y objetivos; en la quinta sección se presentan las alternativas y el análisis de impactos en la sexta sección. En la séptima sección se presenta el periodo de consulta pública del proyecto regulatorio. En el octavo capítulo del documento se encuentran los indicadores de seguimiento y finalmente, en el noveno capítulo se concluye.

2. INFORMACIÓN GENERAL

La Resolución CREG 071 de 2006 es la norma que reglamenta el CxC. Dentro de los procedimientos previstos en este mecanismo, el artículo 18 de la mencionada resolución, señala la oportunidad de llevar a cabo una subasta o el procedimiento de asignación administrada. En dicho artículo se señala lo siguiente:

“Durante el primer semestre de cada año la CREG verificará si la suma de la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación es mayor o igual a la Demanda Objetivo calculada para el año que inicia el 1o de diciembre del año t+p, de acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de esta resolución.

La CREG fijará, mediante resolución, la oportunidad en que el ASIC debe llevar a cabo la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces; así como el cronograma de las actividades que deben ejecutarse durante los Periodos de Precalificación y de Planeación de la Subasta, o las fechas máximas de ejecución de las actividades asociadas al mecanismo de asignación, según sea el caso.”

Lo anterior, significa que anualmente se debe identificar si es necesario la inclusión de nuevas plantas de generación en el sistema eléctrico. Dicha decisión se sustenta en la comparación entre la oferta de energía firme, es decir la sumatoria de la ENFICC¹ de cada una de las plantas existentes y de las que se espera entren en el periodo analizado, frente a la demanda objetivo, la cual corresponde al escenario de demanda alta que proyecta la UPME. Si esta comparación arroja un déficit (i.e. menor oferta que demanda), entonces se debe convocar una asignación mediante subasta, que permita la entrada de nuevas plantas para cerrar el déficit observado. En caso contrario, es decir, si se observa un superávit (i.e. mayor oferta que demanda) se realiza una asignación administrada.

Antes de continuar es necesario precisar a lo que hace referencia con el procedimiento de asignación. Para ello, hay que tener en cuenta que el CxC es un valor que pagan los usuarios colombianos en el precio de la energía por cada kilovatio que consumen y que se entrega a los generadores que tengan una Obligación de Energía Firme (OEF). En este sentido, la asignación hace referencia al mecanismo mediante el que los generadores reciben los derechos y obligaciones subyacentes de una OEF, que bajo las

¹ ENFICC: Energía firme para el Cargo por Confiabilidad.
SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 71

90

Handwritten signature and initials.

reglas actuales puede ser resultado de la realización de una subasta o de una repartición a prorrata.

En cuanto a los derechos que se derivan de una OEF asignada a un generador, éstas representan, un ingreso fijo igual al valor del CxC, que se encuentra expresado en dólares por megavatios hora (USD/MWh), por la energía firme (MWh) que comprometió en la OEF y un ingreso variable que corresponde al precio marginal de escasez por cada kilovatio de la OEF que entreguen en condición crítica.

Con respecto a las obligaciones, una OEF, como su nombre lo indica, genera una obligación para el generador de hacer entrega física de la energía comprometida cuando se presente la situación crítica, definida como el momento en el que el precio de bolsa supera el precio de escasez de activación.

De acuerdo con las actuales reglas de asignación de CxC, los generadores nuevos que reciban una asignación a través de una subasta, obtendrán una OEF por un periodo de 20 años, mientras que los generadores existentes, una OEF de 1 año, ya sea que la obtengan mediante una subasta o la asignación administrada.

Para terminar, es preciso mencionar que el valor del CxC con el que se remuneran las OEF asignadas se define en la subasta. El CxC corresponde al valor que permite la igualación entre las ofertas de energía firme de nuevos generadores y la demanda esperada para el periodo que se subasta. Por lo tanto, el CxC define el ingreso fijo de las OEF, tanto de las que se asignan en la subasta a generadores nuevos (20 años) y como las que se asignan a generadores existentes (1 año).

Dado que las OEF que se asignan a los generadores existentes tienen una vigencia de un (1) año, el balance oferta de energía firme y demanda debe realizarse anualmente, porque a medida que pierden vigencia las OEF asignadas es necesario cubrir la demanda remanente de los años posteriores. Entonces, como se mencionó anteriormente, si se identifica que hay un déficit se convoca una nueva subasta y se define un nuevo valor del CxC, pero en caso que no haya déficit, simplemente se asignan OEF entre los generadores existentes a prorrata de su energía firme.

Teniendo en cuenta lo anterior, en este documento se llevará a cabo el balance de energía firme y demanda esperada para el periodo 2022-2023 con el objeto de determinar el mecanismo de asignación de OEF pertinente.

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En esta sección se presenta el análisis del problema de asignación de OEF para la vigencia 2022-2023. El primer paso de esta metodología corresponde a detectar las consecuencias del problema, es decir, identificar aquellos eventos observables que permiten pensar identificar el problema.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 72

ED

3.1 Consecuencias

El primer evento que es preciso mencionar a la luz del análisis que se lleva a cabo en este documento, corresponde al hecho de que para la vigencia 2022-2023 sólo una fracción de la demanda esperada se encuentra cubierta por OEF.

Teniendo en cuenta que, la construcción de una central eléctrica requiere por lo menos un periodo de 4 a 5 años, es pertinente que las asignaciones de OEF se realicen con anticipación, para tener por lo menos cubierto un periodo de planeamiento. En la medida que actualmente estamos en la vigencia 2017-2018 y *ad portas* del comienzo de la vigencia de 2018-2019 (i.e diciembre de 2018) es pertinente determinar el mecanismo de asignación de OEF de por lo menos 4 vigencias en el futuro, es decir: 2019-2020, 2020-2021, 2021-2022 y 2022-2023.

Frente a la asignación de las vigencias 2019-2020, 2020-2021, 2021-2022, la Resolución CREG 065 de 2018 pone a consulta la asignación de OEF, a través del mecanismo de asignación administrada (i.e. a prorrata). Por lo que en este documento se analizan las alternativas para la asignación de OEF del periodo 2022-2023.

El segundo elemento que vale la pena señalar en esta sección corresponde a las incertidumbres presentes en la oferta de energía firme y que por ende podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema, en caso de periodo crítico para la vigencia 2022-2023.

En cuanto a las incertidumbres identificadas por la CREG, en primer lugar, se encuentra la ENFICC incremental de las plantas hidráulicas. Si bien, la figura de ENFICC incremental está sustentada en cálculos probabilísticos, con niveles de confianza del 95%, con el último periodo crítico se identificó que la materialización del evento de incumplimiento podría traducirse en un riesgo de suministro, a pesar de las garantías financieras: en la medida que ante un escenario de oferta de energía firme restringida, la ejecución de garantías ante un incumplimiento de ENFICC incremental podría no subsanar la no entrega de energía por que el recurso financiero no podría utilizarse para comprar energía.

El segundo elemento de incertidumbre a analizar corresponde a los posibles atrasos en los proyectos de generación que deberían entrar en operación en 2018 y que fueron asignados con OEF en subastas pasadas.

3.2 Causas

El segundo paso en la identificación del problema corresponde a la identificación de las causas que han originado las consecuencias mencionadas anteriormente. En cuanto al primer evento mencionado, es decir, la reducción de la ventana de tiempo con la que se realizan asignaciones de OEF, es preciso señalar que la CREG impulsó una reforma regulatoria a través de la Resolución CREG 109 de 2015 en donde se planteaba un cambio en la asignación administrada para migrar a un esquema de subastas anuales y

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 73

ED

que fue replanteada en la Resolución CREG 055 de 2017 en donde se propuso el esquema de subastas escalonadas anuales.

Dado que los cambios propuestos se pensaban implementar para las futuras asignaciones, la decisión de asignación se postergó hasta tener completos los análisis sobre el tema. Como resultado de los análisis que la CREG y de los comentarios realizados por los agentes interesados sobre la propuesta de subastas escalonadas se concluyó que lo más conveniente sería continuar con el esquema de asignación a prorrata y por ende, en la Resolución CREG 065 de 2018 se pone a consideración de los agentes interesados, la asignación de las próximas 3 vigencias: 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022.

Frente al segundo elemento, que corresponde a las incertidumbres presentes en el balance de oferta de energía firme, el punto de interés es la ENFICC incremental. La naturaleza de la ENFICC incremental es probabilística; se concibió bajo un esquema en el que con la garantía financiera se podía comprar la energía que se incumpliera – es decir, en caso de materialización del 5% de probabilidad de ser superada.

Sin embargo, este esquema es pertinente siempre y cuando exista energía firme disponible y no comprometida en el sistema que se pueda comprar por parte de los agentes en riesgo de incumplimiento, o en últimas con el recurso de las garantías. Ante un posible escenario de oferta estrecho de energía firme no comprometida, sería probable que incluso con la ejecución de garantías financieras por incumplimientos de OEF respaldadas con ENFICC incremental, no se podría subsanar dicho incumplimiento pues no habría energía disponible.

El tercer elemento son las posibilidades de atraso de los proyectos del CxC. Vale la pena recalcar que tanto la construcción como la puesta en marcha de una central eléctrica se hace a riesgo del agente que decide participar en la subasta del CxC, pues es quien mejor puede administrar tales riesgos. En esta medida, el margen de maniobra de la CREG ante la posibilidad de atrasos se encuentra en la realización del balance entre oferta y energía firme que debe realizarse anualmente y el análisis de diferentes escenarios que permitan asignar OEF para cubrir la demanda esperada o elaborar estrategias de contingencia.

3.3 Problema

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha identificado la necesidad de definir el mecanismo de asignación de OEF para la vigencia 2022-2023, para cubrir la demanda esperada de dicho periodo.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 74

4. OBJETIVOS

4.1 Objetivos generales

El objetivo general que se persigue con esta propuesta es asegurar la confiabilidad en el suministro de energía para los usuarios en el mediano plazo.

4.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Definir un esquema de asignación de OEF asegure el cubrimiento de la demanda a mínimo costo.
- Minimizar el riesgo de incumplimiento de OEF que pueda derivar en un posible desabastecimiento de energía eléctrica en un periodo crítico.

4.3 Objetivo principal

El objetivo principal de esta propuesta es comenzar el proceso administrativo que defina la asignación de OEF para la vigencia 2022-2023, que permita asegurar el suministro a los usuarios de energía eléctrica, en caso de que exista un periodo crítico en dicha vigencia.

5. ESCENARIOS Y ALTERNATIVAS

A continuación, se presentan una serie de escenarios del balance de oferta y energía firme para el sistema colombiano para la vigencia 2022-2023, así como una serie de alternativas de asignación.

Para los escenarios contemplados se tiene por el lado de la oferta, la última declaración de energía firme de las plantas existentes, así como diversos escenarios para los proyectos que se espera entren en operación comercial en el periodo analizado. Por el lado de la demanda, se utiliza el escenario de demanda alto proyectado por la UPME, publicado en abril de 2018.

5.1 Escenario sin contingencias (escenario base)

En la Ilustración 1 que se encuentra a continuación, se presenta en las barras la oferta potencial agregada de energía firme del parque generador colombiano existente, más la de los proyectos que aún no han entrado en operación, pero que resultaron ganadores en subastas del CxC y tienen OEF cuya vigencia inicia en 2018. La oferta agregada se representa con la barra rosada.

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 75

ED

VER

En esta misma Ilustración se presenta la demanda del escenario alto de la UPME publicado en abril de 2018 (i.e. línea azul) y finalmente, en la línea morada se presentan las OEF ya asignadas para esos periodos.

Si bien para las vigencias 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022 las OEF asignadas se reducen (i.e. línea morada), es preciso destacar que en la Resolución CREG 065 de 2018 se define la oportunidad de asignación administrada de estas tres vigencias entre generadores existentes. Lo anterior implicaría que, de contar con la oferta suficiente, se podría cubrir con las OEF ya asignadas la demanda objetivo y centraríamos el análisis para el periodo 2022-2023.

Para el periodo en análisis, la Ilustración 1 permite concluir que bajo este escenario se contaría con un excedente de cerca de 4.170 GWh-año. Lo anterior significa que la demanda objetivo sería el 95% de la oferta potencial, lo que también puede ser visto como un margen de holgura del 5% en la oferta de energía en firme.

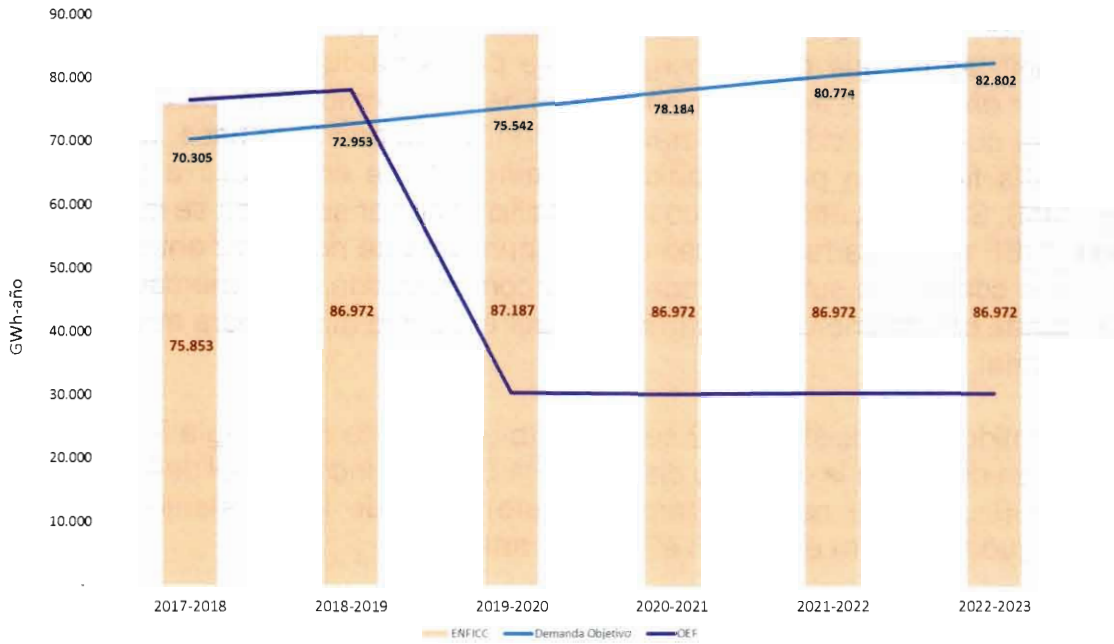
Este último elemento (margen de holgura) es importante, dado que, en el pasado Fenómeno de El Niño los excesos de oferta de energía en firme permitieron sobrellevar entre otros: incumplimientos de ENFICC incremental, los incumplimientos derivados de salidas de plantas por accidentes o problemas técnicos al interior de las mismas y por ello, no fue necesario recurrir a mecanismos de racionamiento².

Por lo anterior, bajo este primer escenario de análisis se podría concluir que sería posible realizar una asignación de OEF administrada, una vez los generadores que aún no han entrado en operación lo hagan (i.e. final de 2018). Adicionalmente, se identifica que bajo este escenario existiría un margen de holgura en la oferta no comprometida del 5%, que le permitiría al sistema y a los agentes administrar el riesgo de posibles incumplimientos.

² En este punto vale la pena mencionar que si bien la OEF tiene como propósito generar un compromiso de entrega física de energía por parte del generador, se da la posibilidad de que en caso de que el generador no pueda cumplir con la entrega y exista suficiente oferta (no comprometida en OEF) en el mercado, éste pueda comprar la energía no entregada en el mercado – siempre y cuando dicha energía exista.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 76

ed



Fuente: XM y UPME

Ilustración 1. Balance de oferta y demanda de energía firme periodo 2019-2026

5.2 Escenario con incumplimientos de OEF

Continuando con el análisis de escenarios, el segundo está ligado precisamente a la posibilidad de incumplimiento de una fracción de las OEF que se asignen. Este segundo escenario de balance analizado es resultado de las experiencias observadas en el Fenómeno de El Niño 2015-2016.

Durante dicho periodo, se ejecutaron las garantías de la ENFICC incremental de algunas plantas hidráulicas, razón por la que terminado el periodo crítico se identificó como conveniente identificar la porción que representa la ENFICC incremental de las plantas hidráulicas en la oferta total, a la hora de realizar el balance de energía firme (Documento CREG 115 de 2016).

Antes de continuar es preciso mencionar que la energía firme incremental o ENFICC incremental, es un concepto que sólo aplica para las plantas hidroeléctricas y es resultado de la implementación del modelo para determinar la energía firme de esta tecnología (HIDENFICC). A grandes rasgos, en el modelo de cálculo se toma la historia de los aportes hidráulicos con los que cuenta la planta para producir energía. La energía firme base (i.e. ENFICC base) es aquella que se puede producir con el peor escenario de aportes de la historia registrada y la energía firme “total” (i.e. ENFICC) es aquella que se puede producir en el peor escenario de aportes de la historia, pero que tiene una probabilidad del 95% de ser superada. La ENFICC incremental correspondería a la diferencia entre la ENFICC y la ENFICC base.

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 77

20

[Handwritten signature]
VERA

Por lo anterior, la ENFICC incremental tiene una naturaleza probabilística, es decir, hay una probabilidad de que dicha energía no se pueda producir (1 de cada 20 periodos críticos). Sin embargo, este tipo de energía se permitió como “apta” para una OEF, en la medida que quienes deciden declarar una ENFICC superior a la base, deben constituir una garantía financiera para respaldar la energía firme en exceso a la base (i.e. la incremental). Sí en un periodo crítico la probabilidad de ser superada se materializa, para que esta OEF asociada fuese eficaz en el cubrimiento de riesgo de entrega, el sistema tendría que contar con suficiente energía no comprometida en el mercado que pudiera ser comprada con el dinero de la garantía (o por el agente mismo para evitar la ejecución de la garantía).

En este sentido, en la Ilustración 2 se presenta un balance de energía firme y demanda esperada, en donde en la oferta se discrimina la ENFICC incremental de los generadores hidráulicos (i.e. bloque naranja claro y oscuro) tanto de los existentes como de los proyectos que se espera entren en el periodo analizado.

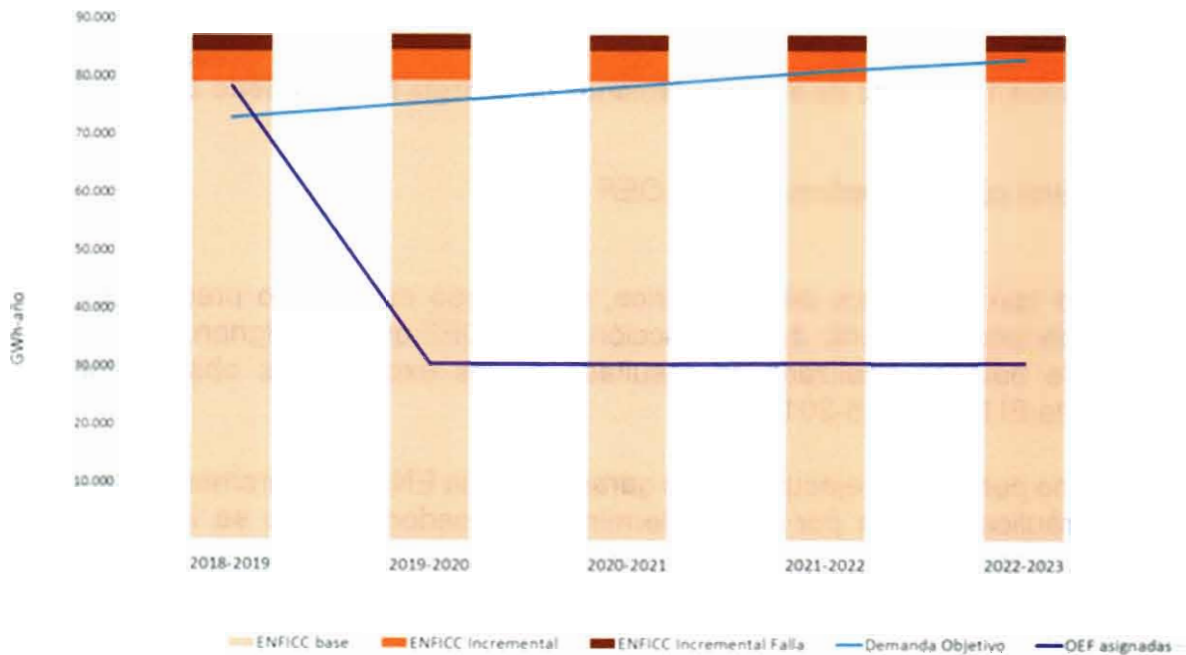


Ilustración 2. Balance de oferta de energía firme y demanda esperada con ENFICC incremental discriminada.

La ENFICC incremental que se discrimina en la Ilustración 2, corresponde a la sumatoria de los dos bloques naranjas al finalizar la barra. El bloque naranja oscuro representa un tercio (1/3) de la ENFICC incremental total, para representar el porcentaje aproximado de la ENFICC incremental a las que se les ejecutó la garantía en el pasado periodo crítico y que, para efectos de este análisis, sería la fracción que se supone podría entrar en incumplimiento en un próximo periodo crítico.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 78

ED

[Handwritten signature]
VERA

Centrando el análisis en el periodo 2022-2023, el balance en este escenario permite concluir que para el cubrimiento de la demanda esperada se requeriría una porción de la ENFICC incremental, sin incluir la que se asume fallaría potencialmente. Lo anterior indica que se podría llevar a cabo una asignación administrada con los generadores existentes y una fracción de la ENFICC incremental, siempre que se cuente con la energía firme de los proyectos que están por entrar al sistema (i.e. Termonorte e Ituango).

Ahora bien, sí se quisiera reducir la participación de la ENFICC incremental en las asignaciones de OEF se requeriría convocar una subasta de expansión para la inclusión de nuevas plantas que añadan energía firme.

5.3 Escenario con atrasos en la entrada al sistema de las nuevas plantas

El tercer y último escenario que se analizará corresponde a estudiar los impactos que tendrían posibles atrasos en la entrada de proyectos en el balance. En este sentido, es preciso destacar que hay dos proyectos cuyas OEF comienzan en la vigencia 2018-2019. El primero es Termonorte con una OEF de 619 GWh-año, el segundo es el proyecto Hidroituango cuya energía firme total (i.e. ENFICC) es igual a 8.529 GWh-año, de los cuales 5.708 GWh-año corresponde a ENFICC base.

Con relación a los periodos de posibles atrasos, el mecanismo del CxC prevé una serie de auditorías semestrales, en las que se evalúa el número de días de atraso de un proyecto, frente al inicio del periodo de sus OEF. Con respecto al proyecto Termonorte, el último informe de auditoría que recibió la CREG, radicado E-2018-000745 señala que el proyecto tiene prevista su entrada para el año 2018. Por lo anterior, en este escenario se incluirá la totalidad de su energía en firme desde el periodo 2018-2019.

Frente al proyecto Ituango, la información con la que cuenta la CREG es el reporte del auditor, radicado E-2018-002598 con corte al 31 de diciembre de 2017, en el cual se determinó un atraso de 263 días, el cual, según ha manifestado el ASIC, ya se encuentra cubierto con un anillo de seguridad. Por lo que con esta información se podría suponer una entrada para el final de la vigencia 2018-2019.

Sin embargo, los eventos recientes en el proyecto permiten prever la posibilidad de atrasos adicionales en la entrada del proyecto Ituango, y su evolución aún no permite tener certeza de la dimensión de los mismos³. De hecho, no es claro que para la fecha de la siguiente auditoría semestral, que se iniciará en julio de 2018, se tenga información certera de una fecha de entrada.

Frente a esta situación, se presenta en el siguiente balance la oferta de energía firme discriminando: la energía base de los generadores existentes y Termonorte (i.e. barra

³ Según comunicación enviada a la CREG con radicado E-2018-004676, la gerencia de Empresas Públicas de Medellín (EPM), agente que representa este proyecto, señala que existe incertidumbre acerca de la entrada de esta planta dados los eventos que se presentaron en la construcción durante el mes de mayo de 2018 y que la entrada de este proyecto ya no se registraría en diciembre de 2018, como se tenía previsto.
SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 79

20

UP
VER

rosada), a continuación se presenta 2/3 de la ENFICC incremental de los generadores hidráulicos existentes (i.e. barra naranja clara), en tercer lugar, se encuentra el tercio de energía firme incremental que se asume podría fallar en periodo crítico (i.e. barra naranja oscura) y finalmente se encuentra la energía firme del proyecto Ituango la cual tiene incertidumbre de su entrada en operación, en la barra azul clara se grafica la energía firme base y en la azul oscura la correspondiente a la ENFICC incremental.

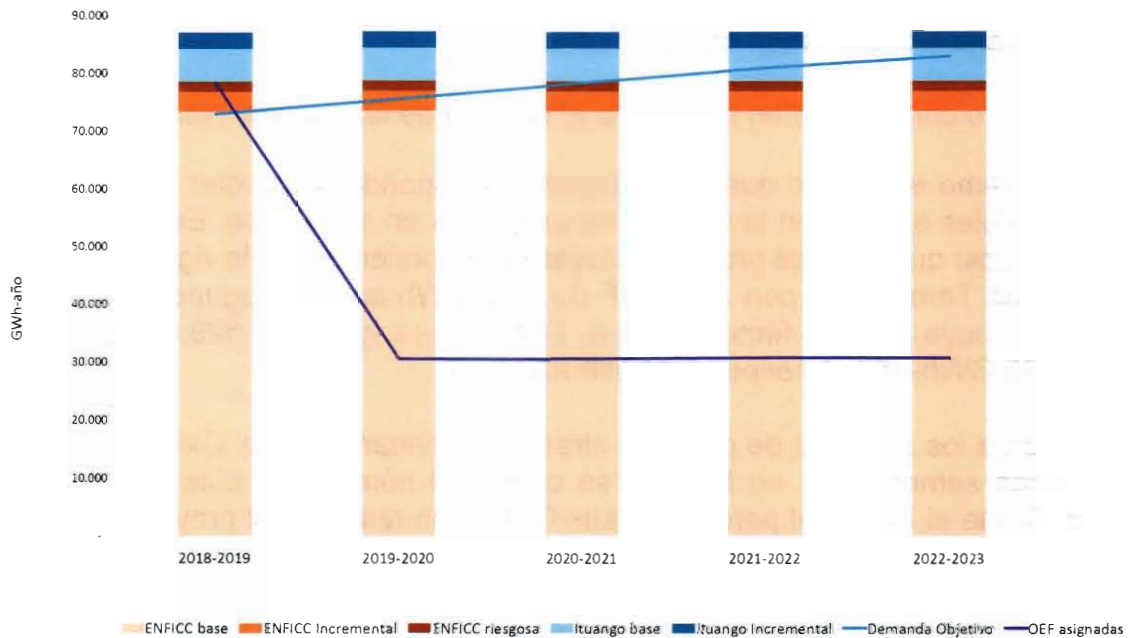


Ilustración 3. Balance oferta y demanda de energía firme. Escenario atraso proyectos.

En este balance, bajo un escenario de atraso de Ituango que le impida entrar a tiempo para la vigencia 2020-2021, el sistema se vería vulnerable ante incumplimientos de la ENFICC incremental, según se explicó en la sección anterior. Si el atraso impide a Ituango entrar en 2021-2022, adicionalmente el sistema presenta un déficit de ENFICC en el sistema en un horizonte inferior al previsto para la construcción de nuevas plantas. Finalmente, este déficit se amplía si Ituango tampoco pudiese entrar para la vigencia 2022-2023.

Se puede concluir que atrasos en Ituango generarían:

1. Ante un eventual Fenómeno de El Niño 2020-2021, riesgo de confiabilidad por dependencia de ENFICC incremental sin excedentes de ENFICC en el sistema.
2. Ante un eventual Fenómeno de El Niño 2021-2022, déficits de energía firme de alrededor de 2.057 GWh-año. Esto es particularmente álgido porque el periodo previsto para la construcción de nuevas plantas es superior al tiempo disponible hasta esa vigencia.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 80

20

[Handwritten signature]
VER

3. Ante un eventual Fenómeno de El Niño 2022-2023, déficits de energía firme de alrededor de 4.045 GWh-año. Para este año es posible convocar una subasta de expansión.

En conclusión, en varios escenarios de atraso de Ituango sería necesario convocar una subasta de expansión que permita cubrir el déficit de energía firme que se presentaría para la vigencia 2022-2023 y de paso reducir la dependencia de la energía firme incremental de las plantas hidráulicas. Sin embargo, dado que los déficits de ENFICC al quitar Ituango del balance serían anteriores a la fecha objetivo de la subasta, es pertinente considerar medidas adicionales que permitan gestionar el faltante en el balance del sistema para el año 2021-2022. Adicionalmente, el efecto de los riesgos de la ENFICC incremental es aumentar la vulnerabilidad del sistema el año anterior al primer déficit.

5.4 Alternativas regulatorias

Bajo los escenarios analizados y los potenciales riesgos expuestos, se han considerado las siguientes alternativas para la asignación de OEF del periodo 2022-2023.

i. Asignación de OEF a prorrata

Esta primera alternativa corresponde al *status quo* es decir, la situación que representa lo que ocurriría si no se modifica ninguna regla del CxC. En esta alternativa, se consideraría en la potencial oferta del balance toda la ENFICC de los generadores existentes, incluyendo la ENFICC incremental de los generadores hidráulicos, así como la energía firme de los proyectos esperados (Ituango y Termonorte). Bajo esta alternativa, el escenario para la asignación se presenta a continuación.

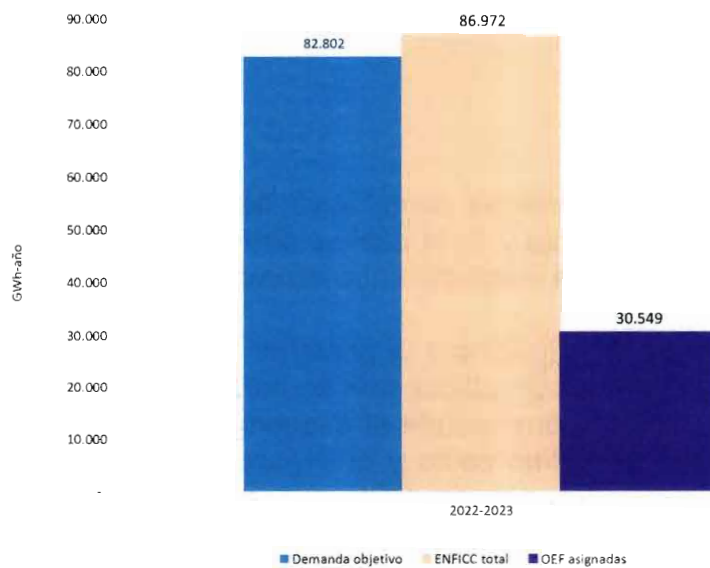


Ilustración 4. Balance escenario alternativa 1

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 81

ED

Handwritten signature and initials.

ii. Subasta de expansión para la asignación de OEF.

Esta última alternativa se plantea como la alternativa plausible ante los escenarios de atraso de entrada del proyecto Ituango y la posibilidad de reevaluación de ENFICC incremental de plantas hidráulicas. En esta alternativa se propone considerar la mitad de dicha ENFICC incremental en la oferta potencial para asignación de OEF. Adicionalmente, se asume un escenario de atraso más de 4 años para el proyecto Ituango. El balance para el periodo 2022-2023 de esta alternativa se presenta a continuación.

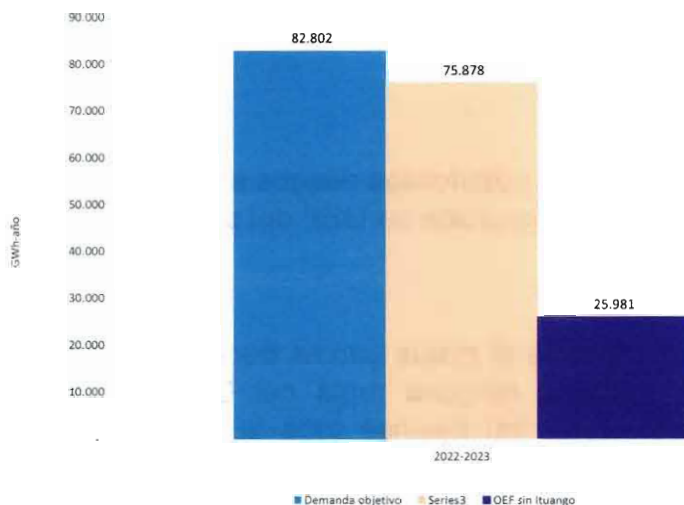


Ilustración 5. Balance escenario alternativa 4

Bajo los supuestos realizados en este escenario, se prevé un déficit de energía firme de 6.924 GWh-año.

6. ANÁLISIS DE IMPACTOS

En esta sección se presenta el análisis cuantitativo de impacto de las alternativas presentadas en la sección precedente y de la cual se derivan las recomendaciones que se proponen en este documento y la resolución que acompaña.

Para llevar a cabo el análisis de impactos y la posterior evaluación de alternativas se tienen en cuenta los dos objetivos específicos que se han planteado para solucionar el problema identificado. El primero corresponde al esquema de asignación de OEF que cubra la demanda esperada a mínimo costo y el segundo establece la necesidad de minimizar el riesgo de incumplimiento de OEF que pueda derivar en un posible desabastecimiento de energía en un periodo crítico.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 82

ED

Para identificar el costo de la implementación de cada una de las alternativas se supuso lo siguiente:

- La demanda objetivo corresponde al escenario alto de la estimación de la UPME publicada en abril de 2018.
- El CxC con el que se remunerarían las OEF asignadas a prorrata de la alternativa 1 es igual a 15.74 USD/MWh que sería el resultante de aplicar la metodología del menú de corto plazo establecido en la Resolución CREG 140 de 2017, con los datos de abril de 2018.
- Para el CxC con el que se remunerarían las OEF de la subasta se supuso una curva de oferta ascendente, así:

Energía firme (GWh-año)	CxC (USD/MWh)
De 0 a 4000	17,31
De 4001 a 8000	24,24
De 8001 a 16000	33,94

- En todos los casos, para efectos de análisis se supone que un tercio (1/3) de la ENFICC incremental hidráulica con asignación de OEF la incumpliría en caso de periodo crítico y que no se podría respaldar con oferta no comprometida.

Lo anterior implica que se parte de un escenario base en el que la ENFICC incremental de los generadores existentes es igual a 5.130 GWh-año y la de los nuevos generadores que se espera entren en operación corresponde a 2.821 GWh-año, para un total de 7.951 GWh-año.

- En la alternativa 1, la energía de OEF que estaría en riesgo de incumplimiento, correspondería a 1/3 de dicha ENFICC, es decir 2.650 GWh-año.
- En la alternativa 2, no se contempla en la oferta la mitad de la ENFICC incremental de los agentes existentes, por lo que serían susceptibles de asignación de OEF 2.565 GWh-año (de los 5.130 GWh-día). En este escenario, la energía en riesgo sería un tercio de este valor, es decir, 855 GWh-año.
- En caso que se asigne OEF a la energía firme de Ituango se supone un riesgo de atraso para el periodo 2022-2023 de un 60%.
- Se asume adicionalmente que el periodo crítico se presentaría en el periodo 2023-2024 con una probabilidad del 20%.

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 83

ED

- Para valorar los posibles costos de un incumplimiento, se utilizan los costos de racionamiento publicados por la UPME para abril de 2018⁴. Los cuales fueron iguales a 1.315 COP/kWh para el primer escalón, con el que se valoró el posible racionamiento de hasta 1.5% de la demanda, el segundo escalón tiene un valor de 2.383 COP/kWh con el que se valoraron los racionamientos de hasta 5% de la demanda y finalmente el tercer escalón 4.180 COP/kWh con el que se valoraron posibles racionamientos que superen el 5% de la demanda.
- La TRM utilizada fue igual a 2.766 COP/USD, que corresponde a la tasa representativa de mercado promedio para el mes de abril de 2018, publicada por el Banco de la República.

A continuación, se presentan los valores utilizados para la evaluación de las alternativas:

Tabla 1. Valores de las variables utilizadas para la evaluación de alternativas

	Alternativa 1 Asignación administrada	Alternativa 2 Subasta de expansión
Demanda objetivo (GWh-año)	82.802	82.802
Demanda remanente (GWh-año)	52.253	56.820
ENFICC asignable (GWh-año)	56.401	49.896
ENFICC incremental riesgosa (GWh-año)	2.650	855
ENFICC riesgo de atraso (GWh-año)	5.117	
Energía en riesgo	7.768	855
Déficit de energía firme (GWh-año)	-	6.924

De la tabla precedente, es preciso reiterar que bajo la alternativa 2 se presenta un déficit de energía firme, por lo que tales alternativas implican la realización de una subasta de expansión. Mientras que con la alternativa 1 la oferta es suficiente para cubrir la demanda, por lo que se podría realizar una asignación administrada.

De igual forma, vale la pena recalcar que, en el evento de un Fenómeno de El Niño, bajo ninguna de las alternativas planteadas se cubre la totalidad de la demanda esperada para la vigencia 2021-2022 si el atraso de Ituango es superior a ese plazo. En esta medida, es preciso reiterar la necesidad de incentivar la entrada de proyectos para vigencias anteriores a 2022-2023.

Con esta información se procedió a calcular el costo de cada alternativa. El costo total corresponde a la suma del costo por el pago del CxC más el costo esperado de incumplimiento.

⁴ Consultar http://www.upme.gov.co/Historico_Costos.asp?pag=7
SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

2D

El costo del pago del CxC, en cada caso corresponde al producto de la demanda remanente por el valor del CxC. Para la alternativa 1 corresponde a 15.74 USD/MWh y para la alternativa 2 se supone un mayor valor del CxC, dado por la curva de oferta presentada anteriormente. Como se mencionó anteriormente el déficit esperado de energía firme para en este caso sería cercano a 6.000 GWh-año, razón por la que en esta alternativa se utiliza el CxC de 24,24 USD/MWh.

Aquí vale la pena señalar, que de ninguna manera la curva de oferta corresponde a expectativas de valor del CxC, con esta curva se pretende reflejar el trade-off que se presentaría en cada una de las alternativas presentadas, ya que tener una subasta de expansión con una mayor demanda, permitiría la entrada de proyectos más costosos para cubrir el déficit.

Frente al costo esperado del riesgo del incumplimiento de OEF, este valor es el resultado de sumar los posibles costos esperados de racionamiento asociados a la cantidad de energía en firme que queda en riesgo bajo cada alternativa y multiplicarlos por un 20% de probabilidad de ocurrencia de periodo crítico en la vigencia estudiada. Como se mencionó anteriormente, se identifican dos potenciales riesgos: el incumplimiento de la ENFICC incremental, ligada a la imposibilidad de comprar la energía faltante en el mercado y el posible atraso en la entrada del proyecto Ituango. En la Tabla 2, a continuación, se presentan los resultados.

Tabla 2. Resultados evaluación de costos de las alternativas

Costos	Alternativa 1	Alternativa 2
Costo CxC (USD/Año)	\$ 822.502.295	\$ 1.377.370.145
Costo incumplimiento(USD/Año) Escalon 1	\$ 590.480.640	\$ 406.493.535
Costo incumplimiento(USD/Año) Escalon 2	\$ 3.568.239.333	
Costo incumplimiento(USD/Año) Escalon 3	\$ 3.606.327.222	
Riesgo de incumplimiento x0.2 prob Niño	\$ 1.553.009.439	\$ 81.298.707
Total (USD/Año)	\$ 2.375.511.734	\$ 1.458.668.852

Los resultados de la Tabla 2 permiten concluir que la Alternativa 2 sería la que minimiza el costo para los usuarios del sistema colombiano, ya que a pesar de que el CxC podría aumentar en la realización de una nueva subasta, se reduce el potencial costo de incumplimiento de OEF que se respalda con ENFICC incremental y el proyecto Ituango.

Por lo anterior y entendiendo que los supuestos utilizados podrían tener márgenes de variación, se recomienda adoptar la alternativa 2 en la que se convoque una subasta de

expansión para el periodo 2022-2023. Adicionalmente, se propone una limitación en la oferta de la ENFICC incremental al 50% para las plantas hidráulicas.

Con respecto a la asignación de OEF para el periodo 2022-2023 se propone el siguiente esquema:

- Convocatoria de una subasta de expansión como mecanismo de asignación de OEF para el periodo 2022-2023.
- Las plantas nuevas o en proceso de entrada, no podrán recibir asignaciones por ENFICC incremental.
- Limitar al 50% la ENFICC incremental que puede ser susceptible de asignaciones de OEF a partir del 2022-2023.
- Extender el periodo de la vigencia de la OEF de plantas que queden seleccionadas en la subasta y que puedan entrar en operación antes del 2022-2023 por tantos años como adelanten su entrada.
- Analizar mecanismos complementarios a la subasta para permitir la asignación de OEF a plantas que añadan energía firme al sistema para los periodos de 2020-2021 y 2021-2022.

7. CONSULTA PÚBLICA

Con el fin de tener retroalimentación de esta propuesta, la CREG dispone un periodo de consulta de 15 días hábiles no prorrogables, dado que la ventana de planeación para la construcción y entrada en operación de nuevos proyectos requiere una decisión definitiva en el corto plazo.

8. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Los indicadores de seguimiento que se proponen 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 se propone:

- Indicador = Participación de la ENFICC incremental en las OEF asignadas en cada vigencia. Esta medición deberá realizarse cada vez que se realice una asignación de OEF, ya sea a través de subasta o asignación administrada. La fuente de información deberá ser la publicada por XM.

9. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El mecanismo del CxC como esquema regulatorio que tiene como objetivo asegurar el abastecimiento de energía de la demanda en cualquier momento del tiempo, prevé la

SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 86

realización de un balance anual, entre la oferta y la demanda de energía firme con una ventana de por lo menos 4 años vista.

El balance anual permite identificar con antelación si se requiere la instalación de nuevas plantas de generación para satisfacer la demanda futura. Tal escenario se produce en caso en que el balance muestre que la oferta de energía firme, no sea suficiente (i.e. es menor) para cubrir la demanda objetivo del periodo analizado.

La revisión del balance de oferta y demanda de energía firme a abril de 2018, permite concluir que una subasta de expansión se estaría previendo para la vigencia 2024-2025 si no hubiere contingencias en el sistema.

Sin embargo, la CREG, en este documento y documentos anteriores, ha realizado análisis de contingencias plausibles, dado su deber de garantizar el adecuado funcionamiento del CxC y en particular en la búsqueda de minimizar el riesgo de incumplimiento de las OEF. En este sentido, la Resolución CREG 140 de 2017, en donde se define el precio marginal de escasez, se encaminó a reducir el riesgo de incumplimiento de OEF por parte de los generadores con altos costos variables.

En este documento se realizan análisis adicionales sobre contingencias asociadas a incumplimientos de las OEF asociadas a ENFICC incremental, y a atrasos de plantas en construcción. Las principales conclusiones del análisis se refieren a los riesgos asociados a atrasos en Ituango, que generarían:

1. Ante un eventual Fenómeno de El Niño 2020-2021, riesgo de confiabilidad por dependencia de ENFICC incremental, sin excedentes de ENFICC en el sistema.
2. Ante un eventual Fenómeno de El Niño 2021-2022, un déficit de energía firme de 2.057 GWh-año, utilizando la demanda alta estimada por la UPME en 2018. Esto es particularmente álgido porque el periodo previsto para la construcción de nuevas plantas es superior al tiempo disponible hasta esa vigencia,
3. Ante un eventual Fenómeno de El Niño 2022-2023, un déficit de energía firme de 4.045GWh-año. Para este año es posible convocar una subasta de expansión que cubra este faltante.

Por lo tanto, en varios escenarios de atraso de Ituango sería necesario convocar una subasta de expansión que permita cubrir el déficit de energía firme que se presentaría para la vigencia 2022-2023 y de paso reducir la dependencia de la energía firme incremental de las plantas hidráulicas. Sin embargo, dado que los déficits de ENFICC al quitar Ituango del balance serían anteriores a la fecha objetivo de la subasta, es pertinente considerar medidas adicionales que permitan gestionar el faltante en el balance del sistema para el año 2021-2022, bien sea por la demanda o la oferta. Adicionalmente, el efecto de los riesgos de la ENFICC incremental es aumentar la vulnerabilidad del sistema el año anterior al primer déficit proyectado.

El análisis de los escenarios presentados en este documento también sugiere una revisión integral de la ENFICC incremental que es susceptible de asignación de OEF de SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD 2022-2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 87

SD

manera que, en caso de incumplimiento, el porcentaje en riesgo sea menor y se pueda cubrir con energía firme no comprometida con la que cuente el sistema.

En conclusión, dados los análisis de escenarios plausibles realizados por la CREG, el periodo de planeación de las plantas nuevas, lo observado en el Fenómeno de El Niño 2015-2016 (a raíz de lo que se recomendó que en los balances se identificara la participación de la energía firme incremental de las plantas hidráulicas) y dada la posibilidad de un atraso en la entrada del proyecto Ituango, se recomienda:

1. Realizar las asignaciones de OEF del periodo 2022-2023 a través de una subasta, que permita la entrada de nuevos proyectos de generación, que permita hacer frente a la incertidumbre en la entrada del proyecto Ituango y el posible déficit de energía firme que se presentaría en caso de atraso mayor.
2. Incentivar a aquellos proyectos que pudiesen entrar en operación comercial antes, en los periodos 2020-2021 y 2021-2022 a través de una extensión de la vigencia de OEF por tantos años como se adelanten al periodo 2022-2023.

En la subasta de expansión para el periodo 2022-2023, se propone limitar la participación de la ENFICC incremental para plantas hidráulicas nuevas y existentes que participen en el proceso de asignación. Se propone un límite en la oferta de ENFICC incremental al 50% para las plantas hidráulicas existentes y no aceptar ENFICC incremental para las nuevas plantas.

Finalmente, se recomienda considerar otros mecanismos adicionales a la subasta, para poder asignar OEF a aquellos proyectos que por su naturaleza no se diseñan alrededor de una subasta del CxC, pero que podrían entrar antes del 2022-2023 y quisieran una asignación de OEF. Sin embargo, se recalca que en particular la vigencia 2021-2022 (que presenta déficit proyectado) es anterior al periodo de planeación de nuevas plantas; existe un riesgo de que los incentivos económicos sean insuficientes para materializar la ENFICC adicional necesaria en el sistema en esa vigencia. Por lo tanto, también se recomienda considerar otros mecanismos de gestión del balance a través de la demanda.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 050	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 88

AD