

Copyright © 2019

[This article is published under the terms of the Attribution-ShareAlike 4.0 International \(CC BY-SA\)](#)



<https://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/Tecnura/issue/view/1002>

DOI: <https://doi.org/10.14483/22487638.16487>

Clasificación del artículo: **Investigación**

## **(T1) Análisis Del Riesgo De La Cobertura De Energía Firme En Colombia A Mediano Plazo**

### **Risk Analysis Of Firm Energy Coverage In Colombia In The Medium Term**

Fecha de recepción: 20 septiembre 2019

Fecha de aceptación: 05 de febrero de 2020

**Cómo citar:** Moreno-Chuquen., R., y Cantillo-Luna., S. (2020). Análisis del riesgo de la cobertura de energía firme en Colombia a mediano plazo. *Tecnura*, XX(XX).

<https://doi.org/10.14483/22487638.16487>

### **Ricardo Moreno Chuquen**

Doctor en Ingeniería, magíster en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de los Andes. Profesor de Ingeniería en la Universidad Autónoma de Occidente.

Cali (Colombia). Contacto: [rmoreno@uao.edu.co](mailto:rmoreno@uao.edu.co)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4321-2623>

### **Sergio Cantillo Luna**

Ingeniero mecatrónico, Investigador en la Universidad Autónoma de Occidente. Cali (Colombia). Contacto: [sergio.cantillo@uao.edu.co](mailto:sergio.cantillo@uao.edu.co)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2909-9425>

Mechatronic engineer, researcher at the autonomous university of the west. Cali, (colombia)

### **(T2) Resumen**

**Objetivo:** Al considerar la vulnerabilidad del sector eléctrico colombiano al cambio climático y los posibles riesgos que pueden presentarse como: incumplimientos en obligaciones de energía firme (OEF) por las unidades de generación, los atrasos de proyectos de generación con energía firme comprometida (caso Hidroituango entre otros) y la disponibilidad de energía firme en el mercado, implican un riesgo sistémico para la provisión

de energía eléctrica a mediano plazo. Por tanto, este artículo realiza un análisis de riesgo con base en las previsiones y consideraciones aplicadas en documentos técnicos oficiales y resoluciones vigentes de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en el balance de demanda y OEF a mediano plazo, con el fin de determinar el riesgo existente y las acciones que la entidad debe realizar para mitigarlo.

**Metodología:** A través del estudio sistemático de documentos técnicos y resoluciones recientes de la CREG, se llevó a cabo una reconstrucción de los balances de obligaciones de energía firme (OEF) y demanda proyectada a mediano plazo (cinco vigencias desde 2018 – 2019 hasta la 2022 – 2023) con información proveniente de operador del sistema eléctrico (XM), con el fin de llevar a cabo análisis basados en dos (2) escenarios considerados en documentos técnicos de la CREG relacionados al tema (Doc. CREG 050-2018 y Doc. CREG 075-2018), determinando así las fuentes de riesgo y las medidas adoptadas al respecto.

**Resultados:** Acorde con los escenarios planteados y al análisis de riesgo realizado en este artículo, se observó que la cantidad de OEF actual, en especial para el segundo escenario planteado, requiere toda la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) base que pueda ofrecer Hidroituango, a pesar de ser un proyecto con atrasos y que probablemente no pueda ingresar para las vigencias donde hay riesgo de desabastecimiento, por lo cual es pertinente solicitar una subasta de reconfiguración para esas vigencias.

**Conclusiones:** Se confirma la alta probabilidad de riesgo de desabastecimiento para la última vigencia bajo estudio (2022-2023) en los dos (2) escenarios propuestos por la CREG, dado el nivel de ENFICC incrementales (ENFICC con riesgo de oportunidad) y por la disponibilidad de energía firme disponible para satisfacer la demanda, en especial por las

OEF adquiridas por el proyecto Hidroituango. (déficit de 2500 GWh-año y 4550 GWh-año respectivamente).

**Financiamiento:** Universidad Autónoma de Occidente.

**Palabras clave:** cargo por confiabilidad, energía firme (EF), obligaciones de energía firme (OEF), riesgo.

## ABSTRACT

**Objective:** When considering the climate change vulnerability of the Colombian electricity sector and the possible risks that may arise, such as: non-compliance with firm energy obligations (FEO) by generation units, delays in generation projects with firm energy commitments (the Hidroituango case, among others) and the availability of firm energy in the market, imply a systemic risk for the provision of electricity in the medium term. Therefore, this article performs a risk analysis based on the forecasts and considerations applied in official technical documents and current resolutions of the Energy and Gas Regulation Commission (CREG) in the demand balance and OEF in the medium term, in order to determine the existing risk and the actions that the entity must take to mitigate it.

**Methodology:** Through the systematic study of recent technical documents and resolutions of the CREG, a reconstruction of the balances of firm energy obligations (FEO) and projected demand in the medium term (five periods from 2018 - 2019 to 2022 - 2023) was carried out with information from the electricity system operator (XM), in order to carry out analyses based on two (2) scenarios considered in CREG technical documents related to the subject (Doc. CREG 050-2018 and Doc. CREG 075-2018), thus determining the sources of risk and the measures adopted in this regard.

**Results:** According to the proposed scenarios and the risk analysis carried out in this article, it was observed that the current amount of OEF, especially for the second proposed scenario, requires all the firm energy for the base reliability charge (ENFICC) that Hidroituango can offer, in spite of being a project with delays and that probably cannot enter for the periods where there is a risk of lack of supply, for which reason it is pertinent to request a reconfiguration auction for those periods.

**Conclusions:** The high probability of shortage risk for the last term under study (2022-2023) is confirmed in the two (2) scenarios proposed by the CREG, given the level of incremental ENFICCs (ENFICC with opportunity risk) and by the availability of firm energy available to meet demand, especially by the OEF acquired by the Hidroituango project (deficit of 2500 GWh-year and 4550 GWh-year respectively).

**Financing:** Universidad Autónoma de Occidente

**Keywords:** Reliability Fee, Firm Energy, Firm Energy Obligations (Bonds), Risk.

## **(T2) Introducción**

La capacidad instalada para producir energía eléctrica en Colombia está conformada por plantas de generación hidráulica que corresponden al 70 % del total (Giral et al, 2017; UPME, 2018). En cuanto a la cobertura de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a mediano y largo plazo, dada la vulnerabilidad al cambio climático que representa producir con este tipo de energía (Parada et al, 2016; Ladino, Martínez y Buriticá, 2018), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha realizado diferentes acciones al respecto, como el caso de la incorporación de fuentes renovables a la matriz de generación a través de la ley 1715 de 2014, lo que ha impulsado el estudio de este tema desde diferentes ámbitos, en

especial los escenarios energéticos a medio y largo plazo como los propuestos en (Rojas, Ducuara y Moreno, 2015). No obstante, la acción más importante que ha realizado esta entidad en función de mitigar el riesgo de desabastecimiento, fue establecer en diciembre de 2006, mediante la Resolución 071 de 2006, la metodología para la asignación y remuneración del *cargo por confiabilidad* cuyo objetivo es garantizar en todo momento el suministro de energía de forma confiable y a precio eficiente, atendiendo la demanda cuando los recursos hídricos escaseen críticamente en periodos de sequía (CREG, 2006).

En principio, los nuevos proyectos de generación y las unidades existentes de todas las tecnologías pueden acceder al cargo por confiabilidad a través de las subastas de energía firme y comprometer *obligaciones de energía firme* (OEF) (CREG, 2006), que corresponden al compromiso de producir una cantidad de energía de acuerdo a su *energía firme para el cargo por confiabilidad* (ENFICC) en condiciones críticas de abastecimiento, y cuando el precio de bolsa por lo menos en una hora supere el tope establecido por la CREG, denominado *precio de escasez* (Bedoya, Rodas y García, 2016; CREG, 2018a).

A partir de la entrada del mecanismo de cargo por confiabilidad en 2008 y las subastas de los siguientes años, el mecanismo de asignación y su validez quedó a prueba durante el fenómeno de El Niño en 2015-2016. Reportes recientes de la CREG indicaron que durante este evento se hicieron efectivas las garantías financieras a seis plantas hidráulicas por incumplimiento respecto a la energía firme comprometida.

De esta manera, la efectividad (evitar riesgo de desabastecimiento) de la ejecución de las garantías financieras depende de la disponibilidad de energía en el mercado. En este sentido, los comisionados de la CREG se percataron de que el balance de energía –con base en el cual se realizan las convocatorias y posteriores asignaciones de energía firme– debe explicitar el

riesgo de incluir en la subasta ofertas de energía firme de parte de centrales hidroeléctricas. Por tanto, a través del Documento CREG 115 de 2016 se propone que el balance de energía firme anual discrimine del total de energía firme aquella que comprometen los agentes de centrales hidroeléctricas. De esta manera, calcular la energía firme que pueden garantizar las centrales hidroeléctricas en condiciones de baja hidrología puede representar un riesgo, dadas las contradicciones intrínsecas de calcular energía firme de centrales hidroeléctricas que aprovechan un recurso escaso en condiciones de sequía.

Sin embargo, durante el periodo normal entre subastas de energía firme se puede recurrir a otros mecanismos de asignación, pues, como se menciona en CREG (2006),

[...] durante el primer semestre de cada año, la CREG verificará si la suma de ENFICC de cada unidad de generación es igual a la demanda objetivo calculada para la vigencia que comienza el 1° de diciembre de acuerdo a lo establecido en el artículo 19 de esta resolución.

(p. 12)

Ese proceso de verificación es realizado a través de balances de ENFICC y demanda objetivo.

## **(T2) Formulación del problema**

En las subastas del cargo por confiabilidad el producto de mercado subastado es la energía firme, denominada *energía firme para el cargo por confiabilidad* (ENFICC), que se define como “la cantidad máxima de energía eléctrica que es capaz de entregar una unidad de generación de manera continua en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año” (CREG, 2006, p. 6). La metodología para calcular o determinar la energía firme es definida por la CREG según la metodología presentada en la Resolución 071 de 2006. Acorde a su anexo 3, el cálculo de la ENFICC para centrales térmicas depende de la capacidad de la

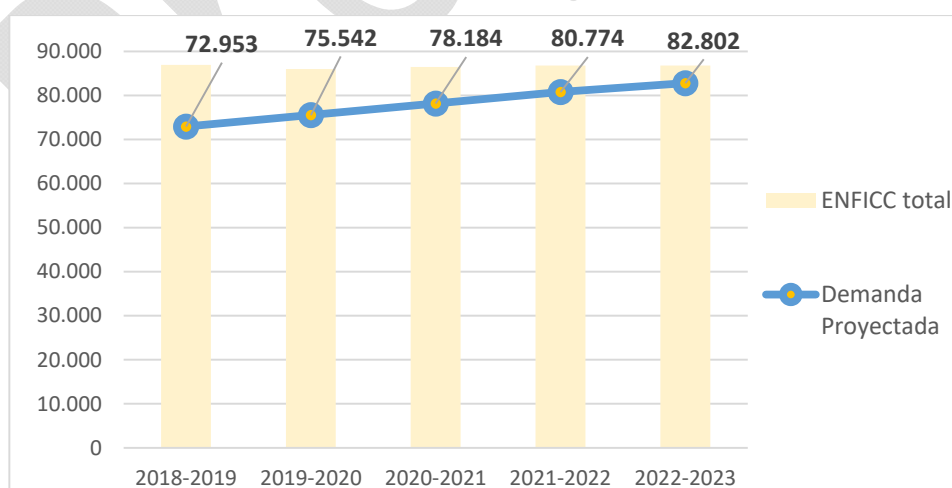
planta, de la disponibilidad del (de los) combustible(s) a través de los contratos de suministro y del índice de indisponibilidad de salidas forzadas, entre otros parámetros relacionados con la fuente de energía. El cálculo de la ENFICC para centrales hidroeléctricas se realiza a través de un modelo de optimización de programación lineal entera mixta, y la formulación completa del problema se encuentra en el anexo 9 de la Resolución 071 de 2016 (Osorno-Cardona, Mejía-Giraldo y Muñoz-Galeano, 2018).

El segundo paso de la metodología de cálculo de la EF de centrales hidroeléctricas consiste en organizar sus valores históricos anuales de menor a mayor y así construir una curva de distribución de probabilidad para cada unidad, expresada en kilovatios hora/día-año (kWh/día-año). El menor valor corresponde al 100 % de probabilidad de excedencia de energía disponible y se identifica como *ENFICC base*, que según la Resolución 079 de 2006 (CREG, 2006), “corresponde a aquella generación que es capaz de entregar una planta en la condición del 100% de PSS” (PSS: probabilidad de ser superado) (p. 9). El ENFICC base es utilizado en las subastas de ENFICC como el valor de referencia en la declaración de EF. Si el agente que representa una central hidroeléctrica opta por ofrecer un valor de energía superior al *ENFICC base*, entonces debe respaldar esta diferencia con una garantía.

De la distribución de probabilidad se obtiene un valor clave en la estimación de la EF, correspondiente al ENFICC 95 % PSS que de acuerdo la Resolución CREG 079 de 2006, “corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidad” (CREG, 2007, p. 8). En las subastas de energía firme para el cargo por confiabilidad el agente puede realizar ofertas entre el ENFICC base y el ENFICC 95 %.



Hay que tener en cuenta que estas EF son soluciones complementarias al cargo por confiabilidad para garantizar ofertas eficientes de energía eléctrica en el mediano y largo plazo, donde se remunera la potencia firme para el abastecimiento en las condiciones críticas de hidrología (Buriticá-Arboleda, Ramírez-Escobar y Álvarez-Bel, 2019), por tal motivo el margen de ofertas en un 5 % representa un indicador de riesgo dado que el ENFICC base parte del supuesto de que a mediano y largo plazo se replicarán los eventos históricos de bajos niveles hidrológicos y este nivel representa el valor mínimo de oferta. En este contexto, en 2018, la CREG publicó la Resolución 104 de 2018 con disposiciones para realizar una subasta para la asignación de las OEF del cargo por confiabilidad para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023. Esta Resolución sigue las recomendaciones del Documento CREG 050 de 2018 y del proyecto de Resolución CREG 064 de 2018, en cuanto al requerimiento de convocar una subasta para la entrada de nuevos proyectos de generación para el periodo 2022-2023, dado que las proyecciones señalan un déficit en EF para dicho periodo, como se puede apreciar en la figura 1.



**Figura 1.** Proyección de demanda vs. ENFICC totales

**Fuente:** elaboración propia con información disponible en CREG 050 de 2018.

En cuanto al análisis de riesgo, la Resolución CREG 104 de 2018 señala algunos aspectos claves detectados durante el fenómeno de El Niño 2015-2016 y que ponen en evidencia el riesgo en la cobertura de energía a mediano plazo. La CREG (2018b) encuentra “conveniente que en el balance de energía firme que se hace anualmente se discrimine del total de energía firme aquella porción que corresponde a ENFICC incremental” (p. 4). La ENFICC incremental corresponde a la oferta del agente de cada central que es mayor al ENFICC base y que se respalda con una garantía financiera, la cual se activa en caso de incumplimiento y que en principio permitiría comprar el faltante de energía a otro agente. En este sentido, en el documento en mención enfatiza sobre

[...] la necesidad de reevaluar el concepto o parametrización de la ENFICC incremental, en particular ante un escenario de una oferta de energía más restringido, en donde las garantías financieras sean insuficientes para mitigar el riesgo de incumplimiento en el evento de que no se contare físicamente con más energía en el sistema, con la que se pudiere cubrir dicho faltante. (CREG, 2018b, p. 5)

En concordancia con las evidencias y hallazgos, el artículo 7 de la Resolución 104 de 2018 indica que para la subasta se usará en ENFICC del 98 % PSS, como la cota superior de oferta para los agentes que representan plantas de generación hidráulicas existentes.

Las asignaciones de las OEF se realizan por medio de subastas a los generadores e inversionistas que garanticen la confiabilidad en el suministro de energía a largo plazo a precios eficientes (CREG, 2006a).

## **(T2) Metodología**

De acuerdo con la verificación, la CREG cuenta con mecanismos de asignación para realizar verificaciones anuales, si la comparación arroja un déficit (menor oferta de ENFICC que demanda) se convoca una asignación por medio de subasta, incentivando la entrada a nuevas plantas (para estas son asignadas OEF hasta por veinte años (CREG, 2018b)). Por otro lado, si se presenta un superávit (mayor oferta que demanda) se realiza una asignación administrada (CREG, 2018a) por un periodo de vigencia de un año entre las unidades existentes a “prorrata” de su participación en la oferta total, sin la inclusión de nuevas plantas (CREG, 2018b).

La CREG, al final de la vigencia 2018-2019, consideró pertinente determinar el mecanismo de asignación de OEF de cuatro periodos, es decir 2019-2020, 2020-2021, 2021-2022 y 2022-2023. Para los tres primeros periodos, a través de la Resolución 065 de 2018, recurrió al mecanismo de asignación administrada; sin embargo, los balances realizados en el documento realizado en CREG (2018a) muestran que la energía firme disponible aún era suficiente para satisfacer la demanda, pero recomendaron el incentivo a la entrada de proyectos en la vigencia 2021-2022.

Del mismo modo, para la vigencia 2022-2023 el documento técnico recomendó llevar a cabo una subasta de asignación de OEF en la medida en que se registrara un déficit para el cumplimiento de la demanda (CREG, 2018b), debido al retraso de unidades de generación o por la falta de energía firme gracias a las ENFICC incrementales que no puedan ser entregadas.

Dado el contexto anterior, a través de la información disponible en la plataforma del operador del sistema (XM, 2019) se reconstruyeron los balances de oferta de OEF y demanda

proyectada según los dos (2) escenarios bajo la influencia del fenómeno de El Niño como se plantean en (CREG, 2018a), correspondientes a los incumplimientos de OEF por parte de unidades de generación hídricas y a los atrasos en proyectos de generación como Hidroituango y Termonorte, esto con el fin de determinar y analizar los riesgos de desabastecimiento y las acciones a realizar por parte de la CREG para mitigarlos. El desarrollo de cada escenario se encuentra en la sección de resultados.

## **(T2) Resultados**

Para determinar el impacto de la distribución de las OEF en las vigencias bajo estudio y las acciones que debe realizar la CREG ante el riesgo de desabastecimiento, se crearon dos (2) escenarios donde fueron reconstruidos los balances de OEF y demanda proyectada de cinco (5) vigencias respecto a los escenarios planteados por la CREG en su documento técnico (CREG, 2018a).

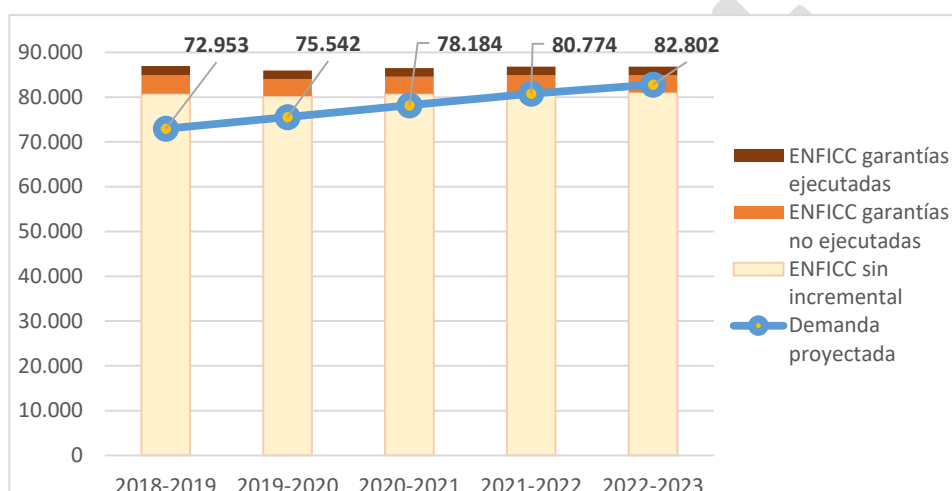
### **(T3) Escenario 1: incumplimiento de OEF previo a subasta 2019**

En el primer escenario se planteó la posibilidad de que presenten incumplimientos equivalentes a una fracción constante de las OEF asignadas para cada vigencia bajo estudio. Esta fracción equivale al peor escenario de incumplimiento del que se tenga registro, ocurrida durante el fenómeno de El Niño de 2015-2016 correspondiente a un tercio (33,3%) de las obligaciones asignadas para esas vigencias.

Estas OEF pertenecían a unidades de generación hídricas que por distintas razones (niveles de embalse, problemas técnicos, entre otros) no cumplieron los compromisos adquiridos, de

modo que fueron ejecutadas las garantías económicas para conseguir la energía faltante en el mercado de energía.

La figura 2 corresponde al análisis comparativo con la desagregación de las ENFICC incrementales mencionadas anteriormente, y la demanda proyectada para cada una de las vigencias bajo estudio.



**Figura 2.** Balance oferta y demanda de energía firme, escenario de incumplimiento de OEF

**Fuente:** elaboración propia con información disponible en Documento CREG 050 de 2018.

Al centrar el análisis en el periodo 2022-2023, para cumplir la demanda esperada se requiere una gran porción de la ENFICC incremental equivalente a 2029 GWh/año. Esta cantidad según (CREG, 2018a) se puede cubrir a través de una asignación administrada y una fracción de las ENFICC incrementales, siempre y cuando los proyectos que entren al sistema en esas vigencias no tengan atrasos.

Sin embargo, también se planteó que, si se desea reducir la participación de ENFICC incrementales en las asignaciones de OEF, era necesario convocar a una subasta de expansión para incluir nuevas plantas que agreguen energía firme (CREG, 2018a). Ambas situaciones

fueron comprobadas con la reconstrucción de balance de oferta de OEF y demanda con la información disponible en el portal del operador del sistema.

Dada la cantidad de energía faltante para cubrir la demanda, se recomienda la realización de la subasta de expansión con el fin de disminuir los riesgos asociados a depender de una gran cantidad de ENFICC incrementales, diversificar la matriz energética (en especial disminuir las OEF adquiridas por unidades de generación hídricas), garantizando cobertura de electricidad bajo los estándares de competitividad, confiabilidad y asequibilidad tanto a mediano como a largo plazo.

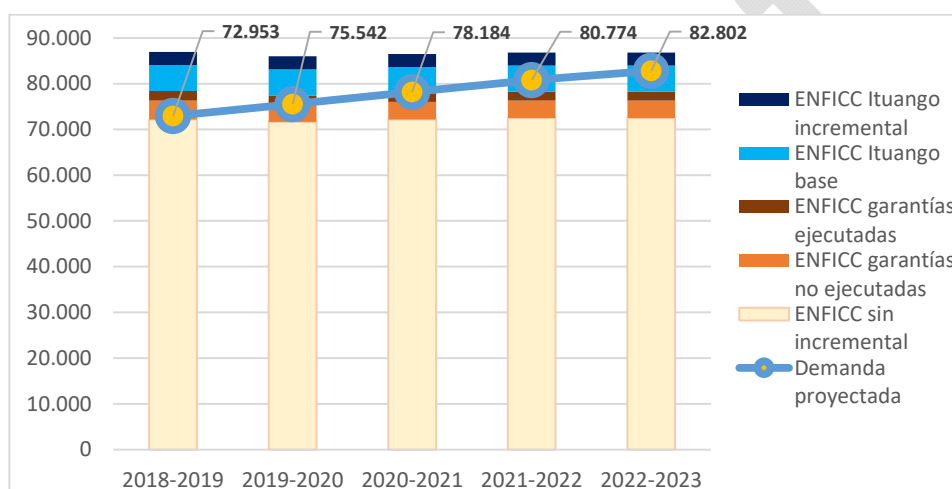
**(T3)** *Escenario 2: atraso en proyectos de generación*

En el segundo escenario se plantean los impactos de los posibles atrasos de proyectos de generación en el balance de oferta y demanda de las ENFICC, explícitamente se menciona el caso de Termonorte que tiene OEF por 619 GWh/año e Hidroituango cuya OEF es de 8529 GWh/año incluyendo su ENFICC incremental.

La CREG en (2018a) argumentó esta posibilidad, dado que en los informes de auditoría para ambas unidades mencionan, que en el caso de Termonorte tienen prevista su entrada para el año 2018, por lo que fue incluida en este escenario como un proyecto que está en la capacidad de entregar la energía firme comprometida. Por otro lado, para Hidroituango estos informes han señalado la alta probabilidad de que este proyecto no esté disponible para las vigencias bajo estudio, dados los continuos inconvenientes y retrasos que ha sufrido en los últimos meses.

Con esa información, se realizó el balance de oferta de energía firme discriminando las cantidades de OEF que adquirió Hidroituango (tanto la ENFICC base como la incremental) del resto de unidades con OEF en las vigencias bajo estudio.

Por otra parte, como en el escenario anterior, se discriminó la ENFICC incremental de las unidades de generación hídricas con OEF adquiridas en cada vigencia, para así evidenciar el déficit real de energía firme en este escenario (figura 4).



**Figura 4.** Balance de oferta y demanda de energía firme, escenario atraso proyectos de generación

**Fuente:** elaboración propia con información disponible en Documento CREG 050 de 2018.

Se puede apreciar que la proyección de la demanda en la vigencia 2022-2023 es muy superior a la ENFICC base e incremental, de todas las unidades de generación (déficit de 5747 GWh-año), al punto que dependen de la gran cantidad de energía firme que tendría Hidroituango para satisfacer dicha proyección (5708 GWh-año de ENFICC base y 39 GWh-año de ENFICC incremental). También se evidenció que para las vigencias 2020-2021 y 2021-2022, el sistema sería vulnerable ante potenciales incumplimientos de ENFICC incremental, dado

que requerirían toda la energía firme comprometida, incluyendo una porción de ENFICC base de Hidroituango para satisfacer la demanda.

También, en el documento técnico (CREG, 2018a) se menciona que, para estas mismas vigencias el déficit de energía firme bajo este escenario podría duplicarse; dicha afirmación se comprobó a través de la reconstrucción del balance de oferta y demanda de EF, donde al discriminar la información correspondiente, se obtuvo un déficit de energía firme de 2500 GWh/año para 2021-2022 y de 4550 GWh-año para la vigencia 2022-2023. Esta información sustenta el hecho de solicitar la realización de mecanismos de asignación de OEF en la mayor brevedad posible. No obstante, se espera que la postura adoptada por la CREG al asignar estas obligaciones, contribuya a la diversificación de la matriz energética y que no incurra en costos adicionales a los usuarios.

## **(T2) Conclusiones**

Después de la descripción de los posibles escenarios que se pueden presentar para la vigencia 2022-2023 como los desarrollados en el documento técnico de la CREG reconstruidos aquí, se ha comprobado la existencia de un riesgo importante de cobertura para las vigencias 2021-2022 y 2022-2023 en caso de presentarse atrasos en el proyecto de Hidroituango. Esto se debe a un déficit que puede ascender desde 2500 GWh-año en 2022 hasta 4550 GWh-año en 2023, considerando la alta probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de El Niño durante los periodos mencionados.

Por otra parte, el incumplimiento de OEF también representa un gran riesgo de desabastecimiento, provocado por el déficit de 2029 GWh-año que deberán ser suplidos por otras unidades de generación para 2022 – 2023, por lo que es pertinente realizar una subasta



de reconfiguración para dicho periodo. No obstante, se recomienda considerar esta misma labor para las vigencias anteriores.

## **(T2) Financiamiento**

El presente trabajo de investigación se realizó en el marco del proyecto “Riesgos y vulnerabilidad del sector eléctrico al cambio climático”, financiado por la Universidad Autónoma de Occidente, Cali (Colombia).

## **(T2) Referencias**

Bedoya, J.C., Rodas, E.A. y García, D.F. (2016). Aspectos comerciales del esquema del cargo por confiabilidad en el mercado eléctrico colombiano. *Scientia et Technica*, 21(1), 5-14. DOI: <https://doi.org/10.22517/23447214.10171>

Buriticá-Arboleda, C., Ramírez-Escobar, C. y Álvarez-Bel, C. (2019). *La seguridad de abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados*. 1a. ed. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2006). Resolución 071. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2007). Manual del programa para calcular la Energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas hidráulicas. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/ab5194135225f68e0525785a007a6d8c/\\$FILE/CIRCULAR064-2006%20ANEXO1.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/ab5194135225f68e0525785a007a6d8c/$FILE/CIRCULAR064-2006%20ANEXO1.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018a). Documento Técnico CREG-050-2018. Subasta del Cargo por Confiabilidad 2022-2023. Bogotá: Comisión de Regulación de energía y gas. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33e8e87061da6ab60525829800704481/\\$FILE/D-050-18%20SUBASTA%20DEL%20CARGO%20POR%20CONFIABILIDAD%202022-2023.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33e8e87061da6ab60525829800704481/$FILE/D-050-18%20SUBASTA%20DEL%20CARGO%20POR%20CONFIABILIDAD%202022-2023.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018b). Resolución 064. Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la Subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023 y se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006. Recuperado de: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33e8e87061da6ab60525829800704481/\\$FILE/Creg064-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33e8e87061da6ab60525829800704481/$FILE/Creg064-2018.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2018c). *Documento Técnico CREG-075-2018 Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad 2022 – 2023*. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Giral, W., Celedón, H., Galvis, E. y Zona, A. (2017). Redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano: revisión de tema. *Revista Tecnura*, 21(53), 119-137, DOI: <https://10.14483/22487638.12396>

Ladino, A., Martínez, J. y Buriticá, C. (2018). Metodología APRENDYSAGE aplicada a los casos de estudio: Briceño-Boyacá y Cajicá-Cundinamarca. *Tecnura*, 22(57), 13-31. DOI: <https://doi.org/10.14483/22487638.13987>

Osorno-Cardona, Y.A., Mejía-Giraldo, D.A. y Muñoz-Galeano, N. (2018). Metodología para Estimación de Energía Firme a través de Series Hídricas Sintéticas Desacopladas. *Información Tecnológica*, 29(5), 35-46. DOI: <http://doi.org/10.4067/S0718-07642018000500035>

Parada Prieto, E. A., Illera Bustos, M. J., Sepúlveda Mora, S. B., Guevara Ibarra, D., & Medina Delgado, B. (2016). Sistema de control domótico de bajo costo: un respaldo a

la generación ecológica de energía eléctrica en Colombia. *Revista Tecnura*, 20(49), 120-132. DOI: <https://10.14483/udistrital.jour.tecnura.2016.3.a081>

Rojas, A., Ducuara, Y., & Moreno, R. (2015). Escenarios energéticos a 2050 con integración de fuentes de energía eléctrica renovables en Colombia. *Revista Tecnura*, 19 (CITIE), 83-89. DOI: <http://dx.doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.ICE.a101>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2018). Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano - agosto de 2018. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética. Recuperado de [http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_variables\\_Ago\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_variables_Ago_2018.pdf)

XM S.A. E.S.P. (2019). *Resultados generales subasta OEF 2022-2023*. Medellín: XM S.A. E.S.P. Recuperado de: <https://www.xm.com.co/Resultado%20subasta%20carga%20por%20confiabilidad/ResultadosSubasta%20OEF22-23.pdf>