



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación de la necesidad del pago de una remuneración a los nuevos proyectos de generación para garantizar su cierre financiero

Diego Fernando Salas Gaviria

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2019

Evaluación de la necesidad del pago de una remuneración a los nuevos proyectos de generación para garantizar su cierre financiero

Diego Fernando Salas Gaviria

Trabajo Final presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería – Sistemas Energéticos

Director

Ph.D., Carlos Jaime Franco Cardona

Línea de Investigación:

Mercados de Energía

Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Investigación y la Decisión

Medellín, Colombia

2019

Agradecimientos

A mi Madre, a mi Padre, a mi familia y a las personas especiales que me rodearon durante este proceso investigativo.

A la Sociedad Hidroeléctrica Ituango, empresa que me ha formado profesionalmente, a Gustavo Jiménez y a Jairo Ramírez por la paciencia y el espacio.

A Carlos Jaime Franco y a la Universidad Nacional de Colombia, ha sido mucho lo aprendido.

Resumen

Es obligación del Estado desarrollar los mecanismos necesarios para garantizar la confiabilidad en la prestación continua del servicio de energía eléctrica, inclusive en las condiciones más extremas. En países como Colombia, con matrices energéticas principalmente hidráulicas, expuestos a la ocurrencia de fenómenos climáticos como El Niño, que agudizan las temporadas de verano y disminuyen la capacidad de generar energía a partir de los recursos hídricos, es necesario crear estímulos para la inversión en nuevas centrales que le garanticen la confiabilidad al Sistema, principalmente durante estos periodos.

El mecanismo adoptado en Colombia para asegurar el correcto y continuo funcionamiento del sistema, es el pago de un cargo periódico a los generadores que se disponen a prestar el servicio de energía necesaria y suficiente para garantizar la confiabilidad del sistema, denominado Cargo por Confiabilidad, sin embargo esta confiabilidad no es gratuita y es pagada por todos los usuarios del Sistema.

El mecanismo consiste en la subasta de Obligaciones de Energía en Firma, entre los agentes propietarios o que representen comercialmente plantas y/o unidades de generación a las cuales se les haya determinado la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, (Artículo 20, Resolución CREG 071 del 2006), clasificados en plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales y plantas y/o unidades de generación existentes.

Con este Trabajo Final de Maestría se busca establecer la necesidad de este pago para lograr el cierre financiero de los nuevos proyectos de generación, mediante la valoración financiera de dos proyectos de generación, uno térmico y otro hidráulico, a partir de la proyección de los ingresos por venta de energía en la bolsa de energía eléctrica y la valoración de las Tasas Internas de Retorno de los Proyectos, con y sin ingresos, provenientes del pago por cargo por confiabilidad.

Palabras clave: Cargo por confiabilidad, generación hidráulica, generación térmica valoración financiera de proyectos.

Abstract

It is the governments obligation to develop the necessary mechanisms to guarantee trust and the continues use of the electrical energy, even in the most extreme conditions. In countries like Colombia, with an energy mix primarily hydroelectric, whom constant exposure to natural occurring weather phenomenon such as El Niño, that increase the summer temperatures and decrease the capacity to generate electricity due to reduced water resources, its necessary to stimulate investment in new centrales that generate trust in the system, mainly in these drought periods.

The adopted mechanism in Colombia, to ensure the correct and continuous functioning of the system, is a periodic payment to the generators that dispose themselves to offer energy service of necessary and sufficient to guarantee the trust in the system, called Reliability Charge “Cargo por Confiabilidad”, but nevertheless, this trust isn’t free and must be paid by all the users of the system.

The mechanism consists of the auction of Firm Energy Obligation (OEF – Obligaciones de Energía en Firme), within the proprietary agents or those who represent commercial plants an/or units of generation to whom have been assigned the firm energy to the Reliability Charge classified in plants and/or new generating units or special plants and/or existing generating units.

With this work, the aim is to establish the need to pay to achieve the financial closure of the new generating projects, by financial valuation of the generating projects, one thermic and one hydraulic, during a 20 year time period, from the projected income by sale of energy in the electric energy stock and valuation of Internal Rate of Return of the projects, with or without income, generated by the payment for the Reliability Charge.

Keywords: Reliability charge, hydraulic generation, thermal generation, financial valuation of projects.

Contenido

	Pág.
Lista de Gráficos	IX
Lista de tablas	X
1 Introducción	1
2 Antecedentes.....	5
3 Marco Teórico.....	9
3.1 Mercado de Energía Mayorista.....	9
3.1.1 Agentes del Mercado.....	10
3.1.2 Entes de planeación, operación y control del Mercado	10
3.2 Metodología de planificación de la Expansión - Generación (UPME, 2018)	11
3.3 Cargo por confiabilidad y definiciones asociadas	13
3.4 Formación del precio de bolsa y despacho económico	14
3.5 Variables financieras	15
4 Revisión de literatura	16
5 Objetivos.....	25
5.1 Objetivo General	25
5.2 Objetivos Específicos	25
6 Modelado del Flujo de Caja Libre Desapalancado	26
6.1 Información Técnica de los Proyectos	28
6.2 Modelo de despacho de largo plazo	28
6.3 Generación y Costos Marginales del sistema	30
6.4 Proyección de ingresos operativos	32
6.5 Proyección de Costos Operativos	34
6.6 Calculo del EBITDA.....	35
6.7 Flujo de Caja Libre Desapalancado.....	36
7 Información histórica del Mercado Eléctrico Mayorista	38
7.1 Precio de la energía en bolsa y precio de escasez.....	38
7.2 Transacciones del mercado	39
7.3 Subastas de Energía en Firme Cargo por Confiabilidad para nuevos proyectos (XM, 2019).....	41
7.4 Asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme 2006 – 2018 (XM, 2019) .	44

8	Análisis de rentabilidad de los Proyectos de Estudio.....	46
8.1	Proyecto Hidráulico.....	46
8.2	Proyecto Térmico.....	49
9	Conclusiones y Trabajos Futuros.....	51
9.1	Conclusiones generales del Trabajo Final	51
9.2	Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos.....	51
9.3	Trabajos Futuros.....	54
10	Bibliografía	55

Lista de Gráficos

	Pág.
Gráfico 3-1: Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.....	10
Gráfico 3-2. Entes de planeación, operación y control del MEM.....	11
Gráfico 6-1: Generación promedio, 100 series SDDP del proyecto Hidroeléctrico.....	30
Gráfico 6-2: Generación promedio, 100 series SDDP del Proyecto Térmico.....	31
Gráfico 6-3: Costos marginales del sistema promedios 100 series SDDP	32
Gráfico 6-4: Ingresos Operativos para el P50 – Proyecto Hidráulico	33
Gráfico 6-5: Ingresos Operativos para el P50 – Proyecto Térmico	34
Gráfico 6-6: EBITDA para el P50 – Proyecto Hidráulico.....	35
Gráfico 6-7: EBITDA para el P50 – Proyecto Térmico.....	36
Gráfico 6-8: Flujo de Caja Libre P50 – Proyecto Hidráulico	37
Gráfico 6-9: Flujo de Caja Libre P50 – Proyecto Térmico	37
Gráfico 7-1: Precio de bolsa y precio de escasez histórico (dic 2006 – jun 2019).....	38
Gráfico 7-2: Transacciones del Mercado de Energía Mayorista 2007-2018	39
Gráfico 7-3: Ventas de Energía e Ingresos por Cargo por Confiabilidad	40
Gráfico 7-4: Asignación a nuevos proyectos primera subasta 2012-2034	41
Gráfico 7-5: Asignación a nuevos proyectos segunda subasta 2015-2035	42
Gráfico 7-6: Asignación a nuevos proyectos tercera subasta 2022-2042	43
Gráfico 7-7: Primera Subasta GPPS de Energía Firme.....	43
Gráfico 7-8: Segunda Subasta GPPS de Energía Firme.....	44
Gráfico 7-9: Obligaciones de Energía en Firme anuales 2006 – 2018.....	45
Gráfico 8-1: Variación TIR, 100 series de Generación con Cargo por Confiabilidad.....	47
Gráfico 8-2: Variación TIR, 100 series de Generación sin Cargo por Confiabilidad	48
Gráfico 8-3: Variación de la TIR al Cargo por Confiabilidad para el Proyecto Hidráulico	48
Gráfico 8-4: Variación TIR, 100 series de Generación con Cargo por Confiabilidad.....	49
Gráfico 8-5: Variación TIR, 100 series de Generación sin Cargo por Confiabilidad	50
Gráfico 8-6: Variación de la TIR al Cargo por Confiabilidad para el Proyecto Térmico	50

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 6-1: Costos de inversión de los proyectos de generación (USD/kW)	28
Tabla 6-2: Características Técnicas Proyectos de Estudio.....	28
Tabla 7-1: Energía comercializada en bolsa y en contratos	40
Tabla 7-2: Ventas de energía en bolsa, contratos y pagos Cargo por Confiabilidad (\$COP miles de millones)	41

Abreviaturas

Abreviatura Término

<i>CREG</i>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<i>ENFICC</i>	Energía en Firme Cargo por Confiabilidad
<i>OEF</i>	Obligación de Energía en Firme
<i>MEM</i>	Mercado Eléctrico Mayorista
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional

1 Introducción

Desde la implementación del Cargo por Confiabilidad en diciembre de 2006, como el mecanismo de remuneración con el cual se estimula la inversión en nuevas plantas de generación eléctrica, con el fin de garantizar la atención de la demanda de energía del país durante los eventos críticos de abastecimiento a precios eficientes, hasta noviembre de 2018 se han asignado 719 de TWH/año y han representado pagos por 31.447.652 millones de pesos (constantes de 2018).

Con este mecanismo se contrarresta la vulnerabilidad a la que el sector está expuesto por fenómenos naturales como El Niño, en consideración a la preponderancia de la energía hidráulica, en síntesis, el mecanismo propende a la continuidad en el suministro de energía eléctrica, mandato fundamental de la ley de servicios públicos, además de favorecer la calidad, oportunidad y costo del servicio.

A diferencia del cargo por capacidad, el cual consistía en un modelo de remuneración asociado a la capacidad de generación, que garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado, a un precio variable, y en el que los generadores no tenían una obligación concreta asociada a esta remuneración, el cargo por confiabilidad estableció un vínculo jurídico entre los generadores y el Mercado Eléctrico Mayorista, mediante la adquisición por parte de los primeros de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), representadas en un compromiso de producción de energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento, a cambio de una remuneración conocida durante un periodo determinado.

Las Obligaciones de Energía Firme (OEF) son subastadas periódicamente por la CREG, de acuerdo a los requerimientos para atender la demanda del Sistema. Los generadores que adquieren las OEF se comprometen a inyectar al sistema la

cantidad de energía comprometida cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y pagada por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Dentro de las ventajas principales del mecanismo de Cargo por Confiabilidad se destaca que mediante el estímulo a las nuevas inversiones el sistema contará con la suficiente robustez para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica en el país de manera ininterrumpida y los inversionistas contarán con un ingreso fijo representado en la adquisición de las Obligaciones de Energía en Firme con lo que facilitarán el cierre financiero de sus proyectos.

Con el fin de atender los objetivos planteados en este trabajo, en el Capítulo 7 nos detendremos a analizar los costos que para el sistema ha representado el Cargo por Confiabilidad desde su implementación como una contribución adicional en el precio de bolsa y los momentos en los cuales se ha materializado su efecto sobre el Precio de Escasez, por lo tanto será necesario conocer el histórico de asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme, en las subastas de corto y largo plazo, y el valor del cargo por confiabilidad (USD/MWh) aplicable a cada asignación.

En el Capítulo 6 se evaluará el efecto del Cargo por Confiabilidad como fuente de ingresos de dos plantas de generación, una hidráulica y una térmica, con el fin determinar si, y de acuerdo a los precios de bolsa proyectados y a la participación en la generación de estos en el despacho de energía del sistema, son necesarios los ingresos del cargo por confiabilidad a los inversionistas para lograr el cierre financiero de sus proyectos; los proyectos a modelar serán de una potencia de aproximadamente 94 MW cada uno.

Para determinar las proyecciones de los precios de bolsa y las generaciones de ambas centrales se utilizará el modelo SDDP "Stochastic Dual Dynamic

Programming”, a partir de los siguientes supuestos: la proyección de la demanda de la UPME contenida en su informe Plan de Expansión de Referencia, Generación Transmisión, 2017 – 2031, la proyección de precios de combustibles utilizados por XM en el análisis energético de largo plazo de julio de 2019 y el Plan de Expansión indicativo de la UPME del año 2019.

Finalmente, y para determinar las rentabilidades de los proyectos, se evaluarán ambos mediante la metodología del Flujo de Caja Libre Desapalancado, de la siguiente manera:

(+) EBITDA

(-) Inversiones de Capital en Activos - Etapa de Construcción

(-) Variación de Capital de Trabajo

(-) Impuesto de Renta Operativo

Flujo de Caja Libre Desapalancado

Una vez se determine el Flujo de caja libre desapalancado de cada proyecto, en el Capítulo 8, se calcularán las Tasas Internas de Retorno para cada serie de generación obtenida del SDDP, con y sin ingresos provenientes del Cargo por Confiabilidad, para determinar la necesidad, desde el punto de vista financiero del proyecto, contar con estos ingresos para su cierre financiero, en cada uno de los escenarios propuestos.

2 Antecedentes

La crisis energética ocurrida en Colombia entre el dos de marzo de 1992 y primero de abril de 1993, la cual tuvo como consecuencia la suspensión programada y generalizada del servicio de energía en todo el territorio nacional, derivó en un paquete de reformas estructurales en el sector eléctrico enfocadas principalmente en la liberación del mercado y en la promoción de la competencia al interior del mismo, previstos en la Constitución Política de 1991 (Constituyente, 1991).

De acuerdo con la literatura, se identificó el origen de la crisis en las decisiones tomadas al interior del Ministerio de Minas y Energía, cuando en 1986, desde esta cartera, se categorizó de sobredimensionada la capacidad de sistema eléctrico colombiano. El concepto se basó en la capacidad nominal de generación del sistema, que en su momento era de 8.400 megavatios, que teóricamente podrían atender una demanda que no superaba los 6.500 megavatios; sin embargo, esta capacidad nominal no fue suficiente para atender la demanda en las condiciones críticas de sequía ocasionadas por el Fenómeno del Niño de 1992, en donde el nivel de los embalses del país no alcanzaba en promedio el 25% y la capacidad térmica del sistema, que representaba el 22% del total de la capacidad instalada, no contaba con los mantenimientos adecuados y la disponibilidad requerida para la operación, asuntos asociados a problemas en la administración de los recursos (ACOLGEN, 2018).

Antes de las reformas introducidas al sector, los proyectos de expansión respondían en su gran mayoría a criterios preponderantemente políticos, y pocas veces a consideraciones de eficiencia económica (ACOLGEN, 2018). Por esta razón, el país tenía un sector eléctrico insostenible. Las inversiones provenían del capital público, con limitación en recursos y alto nivel de endeudamiento. Como resultado de este panorama, la Nación tuvo que asumir a principios de los años 90, pasivos por cerca de USD \$2.000 millones, lo que representaba el 40% del total de deuda externa del país. Las empresas se enfrentaban a una alta insolvencia financiera y grandes fallas en la gestión administrativa. Como

consecuencia, el Gobierno asumía las deudas que se generaban y tomaba el control de las empresas (ACOLGEN, 2018).

Adicionalmente a la imposibilidad de atender la demanda energética del país, se sumaron otros problemas asociados a la expansión del sistema: los cinco años de retraso de la central hidroeléctrica del Guavio, la demora de dos años que se tomó el gobierno Nacional a través del Incomex en conceder la licencia de importación de los generadores y las turbinas de la central de Rio Grande y la no construcción del proyecto Urrá, después de que había sido aprobado en el CONPES en 1986 (Revista Semana, 1992).

Este escenario, agravado por la insolvencia del sector, el cual reportaba pérdidas anuales que ascendían a los 150 millones de dólares de la época y que funcionaba bajo un esquema monopólico, el cual arrastraba con alta injerencia política, gestión alejada de la eficiencia administrativa, cargas prestacionales insostenibles, fue el motivo por el cual era necesaria una reestructuración completa del sector de servicios públicos domiciliarios (ACOLGEN, 2018), la cual se fundamentó en la Ley 142 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994) (por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones) y La ley 143 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994)(por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética).

La Ley 143 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994) estableció en el Artículo 4 como función del Estado lo siguiente:

- a) Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país;*
- b) Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector;*
- c) Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.*

Adicionalmente, se estableció en el Artículo 20 de la Ley 143 (Congreso de la República de Colombia, 1994), que el objetivo básico del Estado relacionado con la regulación es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible.

La Ley 142 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994) creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, cuyo objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

En 1996 la CREG mediante la Resolución CREG 001 de 1996 (CREG, 1996), creó el Cargo por Capacidad en el mercado mayorista de electricidad, el cual fue regularizado mediante la Resolución CREG 116 de 1996 (CREG, 1996), con la que se definieron las reglas aplicables para el cálculo, remuneración, recaudo, conciliación, liquidación, facturación y vigencia del Cargo. Como su nombre lo indica, este cargo remuneraba la capacidad de generación que cada planta o unidad térmica despachada centralmente, aportaba en un despacho ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas; tuvo vigencia entre 1996 y 2006.

El Cargo por Confiabilidad, el cual, a diferencia de su antecesor el Cargo por Capacidad, remunera la energía firme que una planta de generación puede producir bajo condiciones críticas del sistema, fue establecido en el año 2006, como el mecanismo de estímulo para la inversión en activos de generación de energía y la metodología para el proceso de remuneración quedó definida en la Resolución CREG 071 del 2006 (CREG, 2006).

Es claro que con la implementación del Cargo por Confiabilidad se buscaba un mecanismo que pretendía alcanzar varios objetivos; el principal de ellos garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio de energía y establecer un precio máximo de venta de energía en el mercado mayorista, así como permitirle a los generadores contar con un ingreso de dinero fijo, independientemente de su participación diaria en el mercado mayorista, este es asignado para un periodo de hasta 20 años, reduciendo de esta manera el riesgo de su

inversión; sin embargo, con el funcionamiento actual del sistema se han identificado las siguientes situaciones que ameritan estas reflexiones:

Entre el año 2006 y el 2014 el precio de bolsa solo superó el precio de escasez durante dos horas en un día en el año 2009 y 17 días en el año 2010, mostrando que han sido pocos momentos en los ocho años que se ha utilizado la cobertura del precio de escasez en comparación de los periodos en los cuales el sistema ha pagado por dicha cobertura.

La manera actual para determinar el precio de escasez hace que los precios de bolsa lleguen a este tope. Hasta 2014, en los casos en que el precio de bolsa superó al precio de escasez, los márgenes máximos de excedencia fueron 3.5% en el 2009 y 0,2% en el 2014, (Aguilar, Roda & Sánchez, 2014).

Durante el Fenómeno de El Niño 2015 – 2016 el precio de escasez fue superado más de 3.000 horas por el precio de bolsa; sin embargo, durante este periodo la estimación del precio de escasez fue baja, 310 COP/kWh y el precio de bolsa se limitó al 75% del primer escalón de racionamiento (803 COP/kWh), con lo cual las plantas térmicas del MEM que utilizaban combustibles importados, con un costo variable muy superior al precio de escasez, generaron a pérdida una vez se le exigió atender los compromisos de las Obligaciones de Energía Firme, con incumplimientos de varios generadores (Contraloría General de la República, 2016).

Para corregir esta incongruencia en la formación del precio de escasez, fue necesario una nueva formulación de la metodología para el cálculo del mismo, mediante la resolución CREG 140 de 2017 (CREG, 2017), la cual creó el precio marginal de escasez, para el cual se tienen en cuenta los costos variables de operación de cada planta del sistema.

Con este trabajo se busca determinar qué tan necesario es para los nuevos proyectos de generación contar dentro de sus ingresos con el pago del cargo por confiabilidad para garantizar su cierre financiero a lo largo del periodo de valoración.

3 Marco Teórico

Para el desarrollo del trabajo fue necesario realizar un profundo análisis del mercado eléctrico colombiano, desde sus inicios en el año de 1996, con la desregularización del mismo, hasta la fecha, momento en el cual se vienen presentando importantes cambios en la regulación, las fuentes de energía y la participación activa de la demanda.

Para entender el funcionamiento del mercado, se profundizará en los tópicos que dieron origen a las bases que sustentan el trabajo, en lo relacionado con: una visión general del mercado de energía mayorista, la metodología para el cálculo de la expansión de la oferta y la demanda, la formación del precio de bolsa, los ingresos y los costos asociados al precio de bolsa, el cargo por confiabilidad y los indicadores financieros que fueron utilizados para finalmente determinar la variación en la rentabilidad de los proyectos analizados.

3.1 Mercado de Energía Mayorista

El Mercado de Energía Mayorista tiene sus orígenes en la Constitución Política de Colombia de 1991, momento en el cual se dieron las directrices en la política pública de regulación en la prestación de los Servicios Públicos Domiciliarios en Colombia, fundamentado en los siguientes principios (Constituyente, 1991):

- **Finalidad social del Estado.** La prestación de los servicios públicos es un eje del Estado porque es un factor de ordenamiento de la vida ciudadana, de desarrollo social y de eficiencia del gasto público.
- **Libre empresa.** El Estado tiene el deber de asegurar la prestación eficiente de los SPD, pero no es necesario que tal prestación la haga directamente el Estado; en su prestación pueden intervenir las comunidades organizadas y los particulares que gozan de todas las garantías para desempeñarse como prestadores. Este principio rompe el monopolio estatal con el fin de alcanzar mayores niveles de cobertura y de eficiencia, y crean unas condiciones económicas de competitividad.
- **Regulación, control y vigilancia estatal.** El Estado mantiene las facultades de regulación, control y vigilancia de los SPD creando la CREG, la CRA y la CRT, adscritas respectivamente a los Ministerios de Minas y Energía, de Desarrollo Económico y de

Comunicaciones. Así como la SSPD que actuará como máximo ente fiscalizador de la gestión de los prestadores estatales, mixtos y privados.

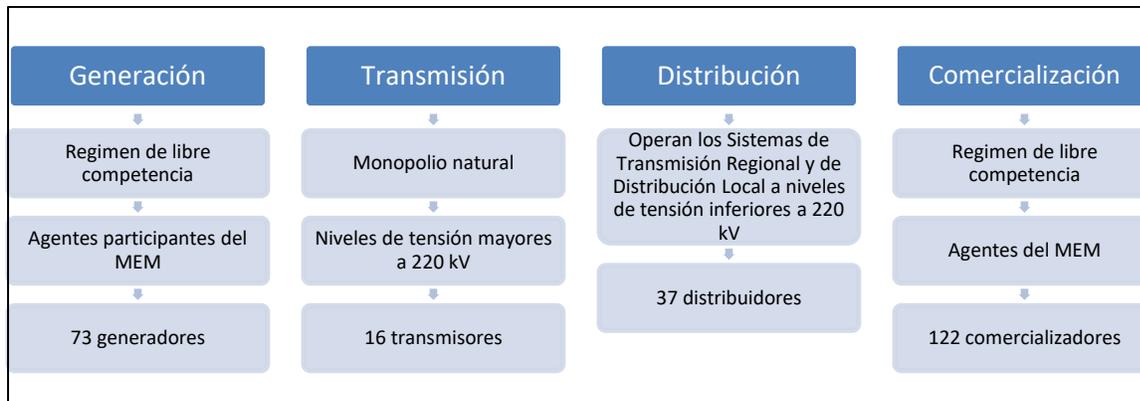
Estos principios fueron materializados mediante la implementación de la Ley 142 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994), con la cual se estableció el régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios, se definió la naturaleza jurídica de las Empresas de Servicios Públicos y se establecieron los regímenes de regulación, derechos y obligaciones de los usuarios.

Posteriormente, con la Ley 143 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994), se especificaron las funciones del Mercado de Energía Mayorista (MEM), de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como entes participantes desde su especialidad en el Mercado.

3.1.1 Agentes del Mercado

El Mercado Eléctrico Mayorista está conformado por los siguientes agentes, los cuales participan en el mismo de acuerdo a sus funciones y limitaciones:

Gráfico 3-1: Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista



Elaboración propia

3.1.2 Entes de planeación, operación y control del Mercado

Planeación – UPME: Es la encargada de realizar las convocatorias para la expansión de la red de transmisión y de elaborar el plan indicativo de expansión de la generación, entre otras actividades.

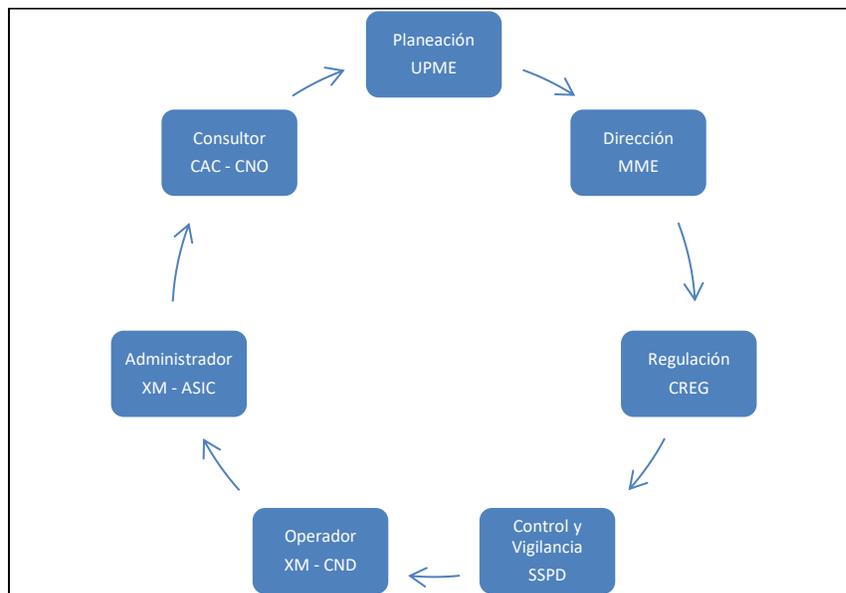
Regulación – CREG: Regula las actividades de los sectores eléctricos, de gas y combustibles.

Control y Vigilancia – SSPD: Seguimiento permanente al sector y se encuentra facultada para establecer sanciones en caso de encontrar irregularidades. La Súper Intendencia de Comercio (SIC), es la encargada de los casos asociados a la libre competencia.

Operador del Sistema – XM, CND: Es la encargada de manejar el despacho de electricidad y la operación del mercado en tiempo real.

Administrador del Mercado – XM, ASIC: Es la encargada de realizar el proceso comercial del mercado, de la liquidación de la bolsa, los contratos y demás servicios asociados; asimismo, gestiona el sistema de garantías financieras del mercado.

Gráfico 3-2. Entes de planeación, operación y control del MEM



Elaboración propia

3.2 Metodología de planificación de la Expansión - Generación (UPME, 2018)

La metodología de planeamiento de la expansión en generación es cambiante y se adapta a las nuevas tecnologías de simulación y a las condiciones en oferta y demanda del país. Los insumos fundamentales para la estimación del plan de expansión son: las proyecciones de demanda de electricidad, la disponibilidad de los recursos energéticos por área operativa, la proyección de precios de combustibles, los proyectos de:

- i) Cargo por Confiabilidad, a partir de las capacidades, fechas de entrada en operación y la ENFICC.
- ii) La infraestructura de transmisión tanto construida como la expansión definida.
- iii) Las posibilidades de proyectos futuros aún no definidos,

También, las solicitudes de conexión de plantas de generación, los análisis integrados de generación y transmisión, la incorporación de recursos renovables, convencionales y no convencionales, al igual que otras tecnologías tradicionales.

El objetivo de la planificación es atender la demanda al mínimo costo, asegurando la confiabilidad energética. Esta proyección toma como punto de partida la verificación de la confiabilidad del sistema en el corto plazo (5 años) mediante la modelación de un escenario inicial considerando la infraestructura de generación existente y los proyectos que han adquirido las OEF en las subastas de asignación de dichas obligaciones.

A continuación se indican los pasos metodológicos seguidos para determinar la expansión del sistema en el mediano plazo (10 años) y largo plazo (15 años) para cada uno de los casos analizados:

- i) Se considera en todos los escenarios la infraestructura base de Generación (G) y Transmisión (T), es decir la capacidad actual más la expansión definida
- ii) Se modela el Sistema Interconectado Nacional (SIN) considerando su topología mediante las 15 áreas operativas del país, considerando sus demandas, recursos e intercambios de electricidad, proyecciones de precios de combustibles, posibilidades de nuevas tecnologías (renovables, convencionales y no convencionales, solar, eólica, biomasa, geotérmica, etc.), opciones de expansión tradicional, así como los costos de inversión entre otros, y un despacho integrado de mínimo costo.
- iii) Se considera la expansión nueva (no definida) compitiendo proyectos de Generación y Transmisión.
- iv) A los proyectos nuevos de generación se les asocian los costos de conexión o uso.
- v) Se minimizan los costos de la operación e inversión del sistema, buscando una matriz de generación y obras de transmisión óptimas.

Para el caso de las posibilidades de ampliación del parque de generación se consideran las capacidades de los nuevos proyectos candidatos de generación identificados por recurso energético en cada zona.

3.3 Cargo por confiabilidad y definiciones asociadas

El Cargo por Confiabilidad es una remuneración que se le entrega a los generadores que adquieren la obligación de entregar energía en firme a un precio de escasez definido de acuerdo a una metodología desarrollada por el regulador. La regulación del cargo por confiabilidad tiene sus orígenes en la Resolución en la CREG 071 de 2006 (CREG, 2006), esta remuneración se introdujo como remplazo el Cargo por Capacidad, el cual opero entre 1996 y 2006, con el fin de entregarles obligaciones reales a los generadores beneficiarios del cargo. A continuación se definen los principales términos asociados al Cargo por Confiabilidad, contenidas en la Resolución CREG 071 de 2006 (CREG, 2006):

“Condiciones Críticas: *Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al Precio de Escasez.*

Demanda Objetivo: *Equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1º de Diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación, más un porcentaje que fijará la CREG. La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG.*

Para efectos de la asignación de Obligaciones de Energía Firme y de la construcción de la función de demanda de la Subasta se descontará de la Demanda Objetivo, así definida, la energía ya cubierta con Obligaciones de Energía Firme asignadas anteriormente y vigentes en el período a subastar y la ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente que tengan contratos en los que suministre energía para cubrir demanda del período de vigencia a subastar.

Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC): *Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.*

Obligación de Energía Firme: *Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.*

Período de Vigencia de la Obligación: *Período de tiempo durante el cual un agente generador queda vinculado al cumplimiento de su Obligación de Energía Firme.*

Precio de Escasez: *Valor definido por la CREG y actualizado mensualmente que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.*

Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Subasta: *Proceso dinámico de negociación de Obligaciones de Energía Firme, con reglas definidas para la formación del precio y asignación de cantidades basada en las ofertas realizadas por los participantes.”*

3.4 Formación del precio de bolsa y despacho económico

El mercado spot o bolsa de energía hace referencia al mercado donde se puede obtener la energía eléctrica de forma instantánea, buscando un balance perfecto entre la oferta y la demanda; sin embargo, y considerando que los recursos (la oferta) disponibles para atender y garantizar la atención de la demanda, son de diversos orígenes, con costos fijos y variables diferentes, es necesario, con el objetivo de atender el despacho de la manera más eficiente posible, generar con los recursos en orden ascendente de precio hasta alcanzar con el recurso más costoso que sea necesario para atender la demanda.

La programación del despacho diario de generación, con el cual se busca cubrir la demanda esperada, está programado para cada una de las 24 horas del día de despacho, día D, de tal forma que cada hora se utilizan los recursos de menor precio, hasta cubrir la demanda horaria, cumpliendo con las condiciones límites que tiene el sistema, como son los requisitos de reserva rodante, las inflexibilidades y las restricciones

Los agentes generadores que deseen participar del despacho del siguiente, día D, deberán informar al Centro Nacional de Despacho CND el día D -1, antes de la 08:00 horas, una única oferta de precio a la Bolsa de Energía para las veinticuatro horas, valores enteros expresados en COP\$/MWh, por cada recurso de generación disponible, indicando la máxima cantidad de potencia neta, valor entero expresado en MW, que dicho generador podrá entregar al sistema durante un intervalo de tiempo horario el día D (XM, 2019).

3.5 Variables financieras

A continuación se definirán las variables financieras utilizadas para la formación del Flujo de Caja Libre Desapalancado.

Flujo de Caja Libre Desapalancado: Es el flujo de caja que finalmente queda libre para atender el servicio de la deuda, el reparto de utilidades y como apoyo a las inversiones estratégicas. Para la proyección del Flujo de Caja Desapalancado se incluyen todas las inversiones en activos fijos y se proyectan los ingresos en el largo plazo los ingresos, esperando que estos sean suficientes para cubrir los costos y los gastos, y que también le permitan a los inversionistas obtener un remanente que coincida o sea superior a la rentabilidad esperada. Se dice que el Flujo de Caja Libre es Desapalancado, ya que no considera el efecto de la deuda en los egresos del mismo (García, 2003).

EBITDA: El EBITA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) es un indicador financiero que hace referencia a las ganancias brutas de una empresa o proyecto. Si este indicador es positivo significa, por sí solo, que un proyecto rentable; sin embargo, deberá tenerse en cuenta los efectos de la deuda y de los impuestos, para poder ser concluyentes frente a la rentabilidad definitiva del Proyecto. El EBITDA permite identificar cual es el flujo real de efectivo del proyecto, con el cual deberá atenderse las inversiones y responder por las obligaciones fiscales y de financiación (deuda y patrimonio) (García, 2003).

Inversión de capital en activos: Inversiones en bienes de capital que finalmente generarán ingresos (García, 2003).

Capital de Trabajo: Son los recursos con los que debe contar una empresa para poder desarrollar su actividad económica de una manera normal, hace referencia a los recursos necesarios para la operación de una empresa (García, 2003).

4 Revisión de literatura

El cargo por confiabilidad tuvo su fundamentación teórica en el informe Colombia Firm Energy Market (Cramton & Stoft, Colombia Firm Energy Market, 2007), estudio que presenta el mercado de energía en firme como solución para el abastecimiento de energía durante periodos secos, una de las ventajas que se destacan de este mecanismo, es la protección de la carga de confiabilidad ante los altos precios del mercado.

Ahora bien, estas no fueron las únicas ventajas del mecanismo que el estudio destaca, también propone el pago del cargo por confiabilidad como incentivo para la construcción de nuevos proyectos de generación de energía; la generación objetivo, sería la necesaria y suficiente para atender la demanda durante los periodos de máxima sequía, y el incentivo garantizaría el cierre financiero de los nuevos proyectos de generación.

Debido a las altas inversiones que involucran la construcción de nuevos proyectos de generación eléctrica, los administradores y reguladores de los sistemas eléctricos han implementado diferentes esquemas de incentivos para nuevas inversiones en generación de energía eléctrica. A continuación se relacionan algunas teorías al respecto (Restrepo, Arango, Vélez, 2012):

- Mercados de solo Energía
- Mercados de Requerimientos de capacidad
- Mercados de pagos por capacidad
- Mercados de contratos de confiabilidad vía opciones financieras

Desde la implementación del Cargo por Confiabilidad se han presentado múltiples trabajos que evaluaron su funcionalidad desde diferentes puntos de vista, los cuales se resumen a continuación:

- **Informe de resultados de actuación especial de fiscalización, Manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad. Contraloría General de la República, 2016** (Contraloría General de la República, 2016).

En su labor como ente de control de los recursos públicos, la Contraloría General de la República realizó el Informe en relación con la destinación de los recursos generados por el Cargo por Confiabilidad desde su creación en 2006 hasta 2016 y concluyó que no

parecería que la medida de Cargo por Confiabilidad sea suficientemente segura para garantizar real abastecimiento de energía, pues según observó, cuando se presentan incumplimientos de OEF por un generador, otros pueden ser llamados a comprometer recursos adicionales para respaldar la generación que requiere el sistema con miras a atender la demanda en condiciones críticas, entrando éstos en riesgo de no contar con la energía suficiente para honrar sus propias obligaciones al finalizar la temporada seca, lo cual aumenta el riesgo de desabastecimiento para el mercado en su conjunto. Esto, en la medida en que se otorgó una remuneración a los diferentes agentes generadores por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de su ENFICC, sin que se verificara por medio de auditorías y en su totalidad, dichas características y parámetros.

Llega a sus conclusiones sobre el manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad bajo el supuesto de que para tener disponibilidad de plantas, se hacen necesarias las labores de mantenimiento e inversión; labores que tienen costos, y cuyas actividades pueden ser cubiertas mediante el Cargo por Confiabilidad. Sin embargo, dice que las empresas que fueron analizadas en general muestran que en éstas dichos recursos se registran en los Estados de Resultados, simplemente como Ingresos Operacionales, reflejándose al final del ejercicio en la Utilidad Neta, después de haber descontado los gastos de la empresa durante el periodo.

En otras palabras, estos recursos se convierten en parte del efectivo que la empresa destina para financiar la totalidad de sus actividades de operación e inversión año a año. Esto no es deseable en la medida en que los recursos del Cargo por Confiabilidad son financiados por los usuarios y deben destinarse únicamente a mantener operativos los activos comprometidos en el Esquema y no a financiar toda la operación de una empresa; esta condición trae como riesgo adicional que las empresas con márgenes de maniobra estrechos (poco efectivo disponible), presenten problemas de liquidez e incluso tengan que operar a pérdida.

- **Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia.** (Botero Duque, 2016)

Los autores parten de que en el campo internacional se han realizado varios estudios específicos sobre la confiabilidad en el suministro del servicio, que se convierte en el principal objetivo de la política energética. Entre ellos, se resaltan el de Pérez-Arriaga

(2001), Vázquez et al. (2002), Joskow y Tirole (2007), Batlle y Pérez-Arriaga (2008), Finon y Pignon (2008) y Avdiu y Kabashi (2013). Estos trabajos hacen alusión a los incentivos que deben existir en el mercado spot para garantizar la inversión en capacidad instalada y la ayuda al suministro del servicio de largo plazo en buenas condiciones, evitando posibles racionamientos. Por ejemplo, Finon y Pignon (2008) concluyen que la seguridad a largo plazo del suministro con suficiente capacidad debe ser conceptualizada como un bien público.

Es claro que, para incrementar la confiabilidad en el suministro del servicio, deben existir incentivos que garanticen las inversiones necesarias en el mediano y largo plazo. Basado en estudios que contrató la CREG consideró que el mecanismo de Cargo por Capacidad no garantiza los incentivos necesarios para lograr una capacidad adecuada con el fin de satisfacer la demanda futura a precios eficientes y evitar racionamientos, y en contraprestación los generadores recibieran unos pagos adicionales, establecidos en la Resolución 116 de 1996 (CREG, 1996). A la hora de evaluar la efectividad de esta medida, Arango et al. (2011) argumentan que, en un principio, fue acertada, debido a que impulsó la inversión, pero que, al cabo de los años, perdió efectividad y se transformó en un ingreso más que recibían los generadores, en vez de ser un incentivo a la inversión.

Esto llevó a que, diez años después de la implementación de este mecanismo, en el 2006, la CREG decidiera, mediante la Resolución 071 de 2006 (CREG, 2006), sustituirlo por el Cargo por Confiabilidad: Con este, los generadores tienen un ingreso por la energía entregada al sistema en cada hora del tiempo, de acuerdo con la programación estipulada por el CND, y otro adicional a través del cargo por confiabilidad (CREG, 2006).

Cramton, Stoft y West (Cramton, Stoft, & West, Simulation of Colombian Firm Market, 2006) y Cramton y Stoft (Cramton & Stoft, Colombia Firm Energy Market, 2007), en principio, elaboraron una propuesta para el MEM colombiano, según la cual las obligaciones de energía firme imponen a un generador el deber de generar, de acuerdo con el despacho ideal, una cantidad diaria de energía durante el periodo de vigencia de la obligación, según la subasta. Cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, se proporcionan los incentivos de inversión y operación para que los generadores o nuevas empresas participen en el mecanismo de las subastas, que permitan garantizar los recursos energéticos eficientes

El objetivo del trabajo (Botero Duque, 2016), fue determinar el impacto que sobre el precio spot tiene el cargo por confiabilidad. Muestra que en el mercado de generación de energía eléctrica, tal y como está estructurado en Colombia, la formación del precio no se da por interacciones directas entre oferentes y demandantes, sino que se hace necesaria la existencia de un operador del mercado, en este caso, XM, que coordina la operación y despacho diario de electricidad entre los agentes. Menciona que el fenómeno de El Niño se presentó en cuatro periodos entre el 2003 y 2012, lo que ha repercutido en incrementos en el precio spot; así mismo que, luego de que el precio alcanzara su punto máximo a principios de 2010, empezó a disminuir y que parte de esta disminución se puede explicar por el fenómeno de La Niña, presentado desde mediados de 2010 hasta principios de 2011. Agrega que esta disminución también puede haber ocurrido por la implementación de algunas normas, como la Resolución 11 de 2010 (CREG, 2010) que modificó parcialmente las resoluciones CREG 24 de 1995 (CREG, 1995) y 51 de 2009 (CREG, 2009) sobre funcionamiento del MEM, así como la Resolución 73 de 2010 (CREG, 2010), que modificó la Resolución CREG 24 de 1995 (CREG, 1995) sobre funcionamiento del MEM. Además, la caída del precio spot está relacionada con las medidas que puede ejercer el regulador sobre el precio de escasez a través de las opciones de capacidad para cubrir la demanda.

Del análisis de datos los autores concluyen que *“la disponibilidad real diaria ha permanecido prácticamente constante, lo que, a su vez, se traduce en una tendencia similar en la capacidad instalada de la industria. Por su parte, la demanda ha presentado una tendencia creciente, causando la reducción progresiva de la brecha entre estas dos variables. Es de esperar que, bajo estas circunstancias, se presente un incremento en el precio spot, vía presión de demanda con una oferta constante”* (Botero Duque, 2016).

Esta afirmación daría para pensar que parte del objetivo del Cargo por Confiabilidad, el de alcanzar precios eficientes, no se ha logrado, por lo que cabría preguntar qué tanta razón le asiste a la Contraloría General de la República en sus conclusiones y que los generadores privilegien sus beneficios, pues, aunque según recalcan los autores (Botero Duque, 2016), *“El concepto de obligación de energía en firme impuso a los generadores el deber de producir, de acuerdo con el despacho ideal, una cantidad diaria de energía durante el periodo de vigencia de la obligación, cuando el precio de bolsa supera el precio*

de escasez. Sin embargo, los generadores pueden transar entre el mercado spot y el de contratos de largo plazo con el objetivo de maximizar sus beneficios”.

Anotan los autores (Botero Duque, 2016) que “... el incremento en el precio también es causado por la aversión al riesgo del regulador, que no se refleja en el cargo por confiabilidad, dado que se trata de un mercado con un nivel de complejidad bastante alto, donde son muchas las variables que influyen sobre la determinación del precio, pero que, de acuerdo con el objetivo planteado en esta investigación, se concentra en explicar el efecto del cargo por confiabilidad. Para profundizar el efecto de otras variables, véase por ejemplo, Barrera y García (2010), García, Bohorquez, López y Marín (2013) y Hurtado et al. (2014)”.

- **Cargo por Confiabilidad. ¿Éxito o Fracaso?** (Ospina Riaño & Mosquera Palacios, 2016)
Para los autores el Cargo por Confiabilidad tiene errores de estructura, como se anota más adelante. Parten de una serie de inquietudes, las que, según el estudio, pueden resumirse en cuatro básicas, así: (i) cuál es la naturaleza jurídica y económica del cargo por confiabilidad, (ii) si dicha herramienta genera obligaciones de disponibilidad para los agentes que reciben asignaciones de obligaciones de energía firme, (iii) si el diseño estructural de la metodología del cargo por confiabilidad debe ser revisado y por qué y (iv) qué soluciones podrían plantearse desde lo jurídico, no solo para mejorar la estructura de la metodología bajo análisis, sino para atender de manera integral la crítica situación por la que atraviesa el Sistema Interconectado Nacional (sin)

Concluyen que la naturaleza jurídica del cargo por confiabilidad es la de una opción financiera del tipo call en la que los generadores o inversionistas beneficiarios del cargo son remunerados para que, en el momento en que se haga efectiva la opción, entren a generar a un precio determinado. De esta manera, el cargo por confiabilidad representaría un pago anticipado de una capacidad de generación de respaldo, necesaria para atender situaciones críticas de suboferta energética

La indisponibilidad o no suficiencia que en un momento dado llegue a presentar el sistema podría estar reflejando fallas en la concepción general del esquema del cargo por confiabilidad, posibles errores de estructura del Cargo por Confiabilidad que contradicen el principio de suficiencia financiera establecido en la Ley 142 de 1994.

Los autores plantean al final de su estudio una serie de recomendaciones que permiten deducir, porque no lo afirman categóricamente, que el Cargo por Confiabilidad agotó su finalidad, y que para superar su deficiencia se requieren reformas de envergadura en el sector de energía.

De nuevo se pueden evidenciar coincidencias en los estudios citados, una de ellas sería que se ha distorsionado la finalidad del Cargo por Confiabilidad y que en parte esta realidad puede obedecer a la destinación de los recursos, que podría ser alineada mediante gestión de auditorías eficientes y mayor vigilancia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos sobre el uso de los recursos destinados a la garantía de confiabilidad, en la medida de que el cargo por Confiabilidad está incorporado en la tarifa.

Es de anotar que para mejorar algunos de estos temas la CREG expidió la Resolución 29 del 5 de febrero de 2019 (CREG, 2019) (Diario Oficial No. 50.878 de 25 de febrero 2019) relacionada con la obligación de realizar auditorías a las plantas nuevas, especiales o existentes con obras que participen en los mecanismos de asignación y obtengan Obligaciones de Energía Firme (OEF), que al respecto, señala el artículo 8 de la Resolución 071 de 2006 (CREG, 2006).

- **Revisión institucional del Mercado de Energía Mayorista de Colombia.** (EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo, 2017).

El estudio busca entender por qué el diseño del MEM se cambia en los períodos críticos sin que se profundice su diseño, y proponer medidas que permitan que el diseño del mercado que finalmente se adopte sea coherente con la política económica del sector.

Reconoce el Cargo por Confiabilidad como un cambio importante, pese a lo cual considera que el diseño original nunca se completó. A juicio de los autores, los modelos de mercado son para todo momento y no justifican diferencias entre períodos de escasez y de abundancia.

Se cuestiona, si dado que existe un diseño de mercado con Cargo por Confiabilidad para situaciones de escasez, es necesario un Estatuto semi-administrativo de situaciones de riesgo de desabastecimiento (ESRDA), o si funcional mal el Cargo por Confiabilidad que hace que se requiera el ESRDA.

Afirma, entre muchas otras causas del cuestionable diseño del MEM, que falta coordinación institucional por la ausencia de un esfuerzo integrador. Adicionalmente, a pesar de que se han tomado medidas para controlar el poder de mercado, la sensación de que los agentes pueden manipular el precio de Bolsa es generalizada, y las medias de monitoreo y control de precios que ha propuesto al CREG no se han llevado a la práctica. Ese poder se complica por la información, teniendo en cuenta que un esquema de confiabilidad para un regulador averso al riesgo requiere un estándar de información más alto que el existente.

El estudio pone de presente la debilidad institucional debido al inadecuado reparto de funciones que ha permitido que la regulación vaya detrás del mercado, lo que considera normal, pero no que haya poco seguimiento de los acontecimientos del mercado, además del débil perfil de la CREG en temas económico-financieros. Agrega como inquietante el alto poder de los gremios cada vez de perfil más político de lo habitual o de lo que se requiere para la introducción de mejoras regulatorias de largo plazo.

Con la introducción del Cargo por Confiabilidad parecería darse un mayor impulso al mercado eléctrico en cuanto a su mayor liberalización. Prueba clara de esta afirmación fue la eliminación de los mínimos operativos en la Resolución CREG-071-2006 (CREG, 2006).

El Niño 2009-2010 cambió el ambiente de liberalización de manera sustancial. Tras el alto grado de intervención en el Niño 2009-2010, la actitud regulatoria de la CREG hacia el MEM cambió sustancialmente (EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo, 2017). Tres detalles son prueba fehaciente de esta afirmación: 1, Las propuestas de control ex ante de poder de mercado; 2. La expedición de un mecanismo complementario al cargo por confiabilidad conocido como Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRDA); 3. El endurecimiento de las condiciones de los contratos de suministro de combustibles para que las centrales térmicas pudieran acceder al Cargo por Confiabilidad. Esta necesidad de mayor control se realizó junto con una reestructuración del mercado de gas y la liberación del precio de suministro del gas de Guajira (EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo, 2017).

Desde la creación del Cargo por Confiabilidad la OEF se ejerció en contadas ocasiones. En el Niño 2009-2010, las ocasiones de ejercicio del precio de escasez también fueron muy pocas. Esto permitió que no se pusiera mucho énfasis en el nivel del precio de escasez

que ocupó una parte muy importante del diseño del Cargo por Confiabilidad. Pero este problema se manifestaría en el año 2015 (EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo, 2017).

El Niño 2009-2010 se saldó sin mayores problemas financieros para las plantas con costo de funcionamiento superior al precio de escasez. Durante los años que siguieron al Niño 2009-2010 la OEF se comenzó a ejercer en un mayor número de ocasiones, pero antes del 2015 no se dieron problemas financieros. Durante el Niño 2009-2010 no hubo necesidad de modificar el precio de escasez porque la OEF se ejerció en muy pocas horas (EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo, 2017).

Entre octubre de 2015 y abril de 2016, la CREG expidió 28 resoluciones con medidas y con propuestas para enfrentar los efectos de El Niño. Las resoluciones se orientaron a regular los siguientes aspectos: precios de bolsa, precios de las reconciliaciones negativas, disponibilidad de energía y flexibilidad del sistema, estabilidad financiera de los generadores, y tarifas al usuario final e incentivos al ahorro (EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo, 2017).

El problema del diseño del Cargo por Confiabilidad radica, según los autores, en la imposibilidad de determinar los múltiples parámetros fundamentales del instrumento. Los autores señalan el precio de escasez, el valor de la ENFICC y el valor para penalizar a los generadores hidráulicos por bajos niveles de embalse. Por eso concluyen que es necesario pensar en un mecanismo diferente.

El estudio muestra que los principales inductores del incentivo a ejercer poder de mercado son la generación en el ideal, la cantidad en contratos y la OEF. Pero el precio de escasez—o, en otras palabras, el ejercicio de la OEF—introduce discontinuidades en los incentivos. En concreto, cuando el precio está por debajo del precio de escasez el resultado es el tradicional en cuanto el incentivo depende de la posición contractual y de la generación. Cuando se ejerce la OEF el problema se vuelve más complejo. Los incentivos dependen de las tres cantidades.

Para explicarlo es necesario recordar que el precio de escasez aplica para compras en Bolsa pero no para ventas a otros generadores (desviaciones). Un generador que compre energía para contratos la compra a precio de escasez pero la que compre para honrar OEF

la compra a Precio de Bolsa (El precio de las compras o ventas de energía para honrar contratos está establecido por el precio de escasez. (EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo, 2017)

De esa manera, los generadores derivan ingresos de la Bolsa (por desviaciones) así que cuando tienen generación ideal por encima de su OEF tienen un ingreso y su incentivo es a subir los precios (EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo, 2017).

5 Objetivos

5.1 Objetivo General

Determinar si bajo la estructura actual del mercado eléctrico colombiano, es necesario el pago de incentivos económicos a las empresas de generación térmica e hidráulica, que estén dispuestas a instalar la capacidad de generación de energía suficiente para garantizar la confiabilidad futura en la prestación ininterrumpida del servicio de energía eléctrica en Colombia.

5.2 Objetivos Específicos

- Identificar la evolución histórica del precio de la energía en Colombia desde la entrada en operación del Mercado de Energía Mayorista.
- Identificar la totalidad de obligaciones de energía en firme que han sido asignadas en las diferentes subastas desde la implementación del pago del cargo por confiabilidad.
- Determinar el costo total de las obligaciones de energía en firme que han sido adquiridas por el Regulador.
- Determinar los ingresos históricos de los generadores térmicos e hidráulicos por las ventas de energía, tanto por contratos, como por ventas en el mercado spot.
- Estimar los ingresos futuros por ventas de energía de dos proyectos, uno hidráulico y uno térmico, mediante la utilización de un modelo de optimización aceptado en el medio académico y en el sector de generación eléctrica.
- Calcular la tasa interna de retorno para dos proyectos, uno hidráulico y uno térmico, incluyendo y sin incluir, los ingresos producto de los pagos del cargo por confiabilidad, y los demás ingresos y egresos por Ley aplicables.

6 Modelado del Flujo de Caja Libre Desapalancado

Debido a las grandes cantidades de inversión que son necesarias para la puesta en marcha de un proyecto de generación de energía, es necesario proyectar los retornos de estas inversiones en el largo plazo, entre 20 y 30 años; por lo tanto, para la evaluación financiera de los Proyectos de Estudio y la determinación del efecto del Cargo por Confiabilidad en la situación financiera de los mismos, se utilizó el método de Flujo de Caja Libre Desapalancado, el cual es comúnmente utilizado para la valoración financiera de proyectos a mediano y largo plazo.

El método consiste en evaluar si, en un horizonte de valoración, el balance entre ingresos y egresos es positivo, con lo que se podrá determinar si en el largo plazo los ingresos de los proyectos serán suficientes para cubrir los costos, los gastos, las inversiones y les permitirá a los inversionistas obtener un remanente que coincida o supere las rentabilidades esperadas.

Por definición, el flujo de caja libre calculado es desapalancado, ya que no se considera el efecto de la deuda en la proyección del mismo, este efecto es introducido al momento de calcular el Costo Promedio Ponderado de Capital, que es la tasa de descuento utilizada para determinar si los ingresos del proyecto, en el tiempo de valoración, serán suficientes para atender los requerimientos operativos, impositivos y financieros del mismo.

El Flujo de Caja Libre Desapalancado se presenta de la siguiente manera:

- (+) EBITDA
 - (-) Inversiones de Capital en Activos - Etapa de Construcción
 - (-) Variación de Capital de Trabajo
 - (-) Impuesto de Renta Operativo
- Flujo de Caja Libre Desapalancado**

Dado a que el objetivo de este Trabajo Final es determinar el efecto de los ingresos por Cargo por Confiabilidad en la situación financiera de los Proyectos, la variable de análisis para lograr este propósito es la Tasa Interna de Retorno – TIR, y su variación ante la presencia del Cargo por Confiabilidad en el paquete de ingresos de los proyectos.

La Tasa Interna de Retorno se define como (García S., 2009):

La tasa de interés que hace equivalentes los ingresos y los egresos de un proyecto, entendiendo que la inversión inicial es el primer egreso que se identifica en un proyecto.

En este orden de ideas, al Flujo de Caja Libre de los Proyectos de Estudio se les calculará la Tasa Interna de Retorno, incluyendo y sin incluir los ingresos provenientes del Cargo por Confiabilidad, y se analizará la variación de la TIR ante esa situación. A continuación se describe el cálculo de las variables que componen el Flujo de Caja Libre Desapalancado:

EBITDA (Ingresos Operativos – Gastos Operativos): Para el cálculo del EBITDA, es necesario determinar los Ingresos y Egresos Operativo para cada Proyecto de Análisis. Por tratarse de proyectos de generación de energía, la proyección de estas variables se realizó a partir de los resultados arrojados por un modelo de simulación energético de largo plazo, cuyos resultados, Generación de los Proyectos (GWh) y los Costos Marginales del Sistema (\$COP/GWh), sirvieron como insumo para la proyección de los ingresos por ventas en bolsa y las contribuciones asociadas.

Inversión de Capital en Activos (UPME, 2018): Para los costos de inversión de los proyectos de generación, se consideró el valor promedio reportado por la UPME en el Plan de Expansión de Referencia, Generación Transmisión, 2017 – 2031, ver Tabla 6-1. Para el proyecto de generación hidráulico, se consideró una inversión de 2.102 USD/kW y un plazo de ejecución de 5 años; para el proyecto de generación térmico se consideró una inversión de 1.151 USD/kW y un periodo de construcción de dos años.

Variación del Capital de Trabajo Neto Operativo: Para ambos proyectos se consideró un capital de trabajo neto operativo equivalente a treinta días de ingresos brutos.

Impuesto de Renta Operativo: El impuesto de renta operativo de los proyectos corresponderá a la multiplicación de la tasa nominal del impuesto de renta del Proyecto por la renta líquida gravable excluyendo gastos financieros.

Tabla 6-1: Costos de inversión de los proyectos de generación (USD/kW)

Tecnologías	Promedio	Máximo	Mínimo
Hidroeléctricas	2,102	2,341	1,515
Térmicas Carbón	1,870	2,472	1,425
Térmicas Gas	1,151	1,213	1,090
Solar	1,107	1,417	838
Eólica	1,863	1,750	1,112
Geotérmica	3,587	3,587	3,587
Solar Distribuida	1,687	2,438	1,000
Biomasa	1,381	1,714	1,125

Fuente: UPME, Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2017 – 2031

6.1 Información Técnica de los Proyectos

Con el fin de hacer los proyectos comparables en capacidad de generación y comercialización de energía, se modelaron proyectos con una capacidad de 94 MW y con un periodo de valoración de 20 años, tiempo máximo sobre cual es asignado las Obligaciones de Energía en Firme asociadas al pago del Cargo por Confiabilidad. A continuación se describen las principales características técnicas de los Proyectos de análisis.

Tabla 6-2: Características Técnicas Proyectos de Estudio

Características	Hidráulico	Térmico
Capacidad (MW)	94	94
Inversión (\$COP MM)	621.000	324.000
Tiempo de Construcción (Años)	5	2
Tecnología	Hidráulico (filo de agua)	Gas
ENFICC (GWh/año)	93 GWh/año	782

Elaboración Propia

6.2 Modelo de despacho de largo plazo

Para la modelación del despacho en el largo plazo al mínimo costo, tanto la UPME como XM, y en su mayoría los agentes e inversionistas en proyectos de generación, utilizan el

modelo SDDP “Stochastic Dual Dynamic Programming”, este simula para un periodo determinado el despacho económico de electricidad del Sistema Interconectado Nacional.

El modelo requiere como datos de entrada la información histórica de aportes a todas las plantas hidroeléctricas del país, con lo cual genera series sintéticas de caudales, donde cada una de ellas representa, para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico igualmente probable. También requiere la información de costos de operación, administración y mantenimiento, costos de combustibles, y los principales parámetros y características de las plantas de generación, con lo cual se busca minimizar el costo operativo del sistema, teniendo en cuenta la función de costo futuro, que se construye con las series sintéticas generadas.

Con la información arrojada por el modelo se obtienen 100 series de generación igualmente probables para cada uno de los Proyectos de Estudio, adicionalmente se obtienen 100 series igualmente probables de los costos marginales del sistema, ambos son los insumos principales para el cálculo de los ingresos y los egresos operativos de los Proyectos de Estudio. Los supuestos considerados fueron:

Proyección de la Demanda: Para la determinación de la demanda de energía del país, se tomó el escenario medio de la UPME, publicado en el mes de octubre de 2018, el cual se crea a partir de las series históricas de demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

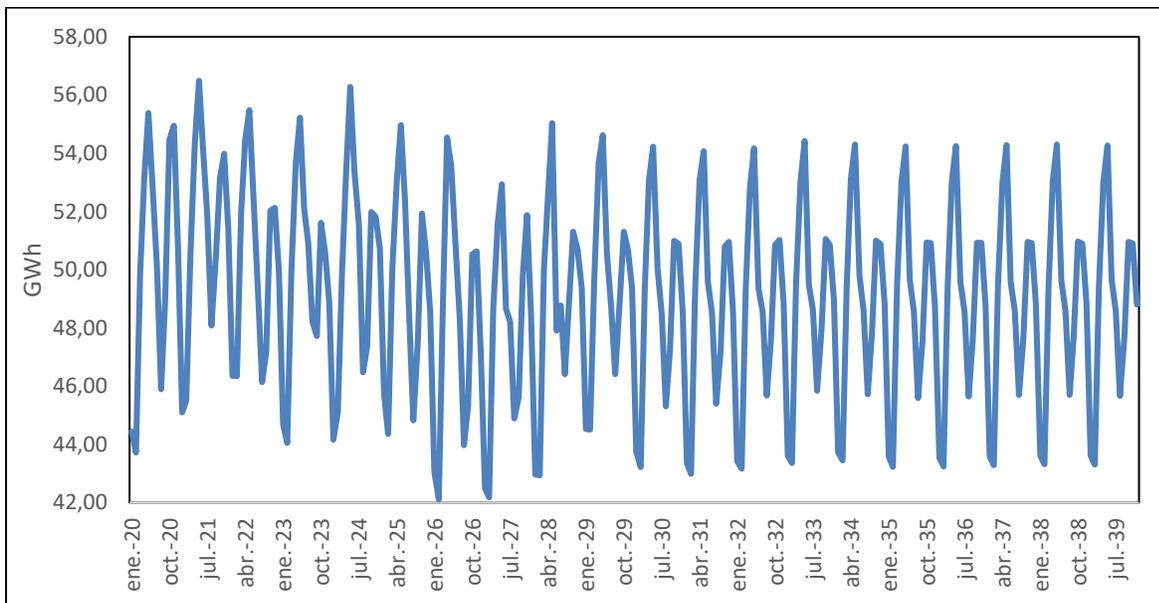
Plan de Expansión en Generación: Se tomó como plan de expansión de referencia el considerado por XM para la realización del análisis energético a largo plazo, el cual considera la entrada de los proyectos que participaron en la subasta de energía en firme de febrero de 2019 para el periodo comprendido entre diciembre del 22 a noviembre del 2023.

Precio de Combustibles: Se tomó como fuente de información los precios de los combustibles publicados por la UPME el mes de enero de 2019.

6.3 Generación y Costos Marginales del sistema

La generación (GWh) y los costos variables de operación (USD/MWh) de los proyectos en estudio, se obtuvieron a partir del modelo de simulación hidrotérmico y despacho de largo Plazo “SDDP”, los cuales son proyectados mensualmente en un horizonte de diez (10) años. La generación (GWh) del proyecto Hidráulico para los primeros diez (10) años fue calculada en el SDDP de acuerdo a las condiciones particulares de la central y su comportamiento en el despacho económico del Sistema Interconectado Nacional. Para este cálculo fueron tenidos en cuenta los caudales históricos de la zona, la capacidad de la central, y otras características técnicas necesarias para el modelo. La proyección de los siguientes diez (10) años de generación (GWh), fue calculada como el promedio mensual de los últimos cinco (5) años de análisis.

Gráfico 6-1: Generación promedio, 100 series SDDP del proyecto Hidroeléctrico

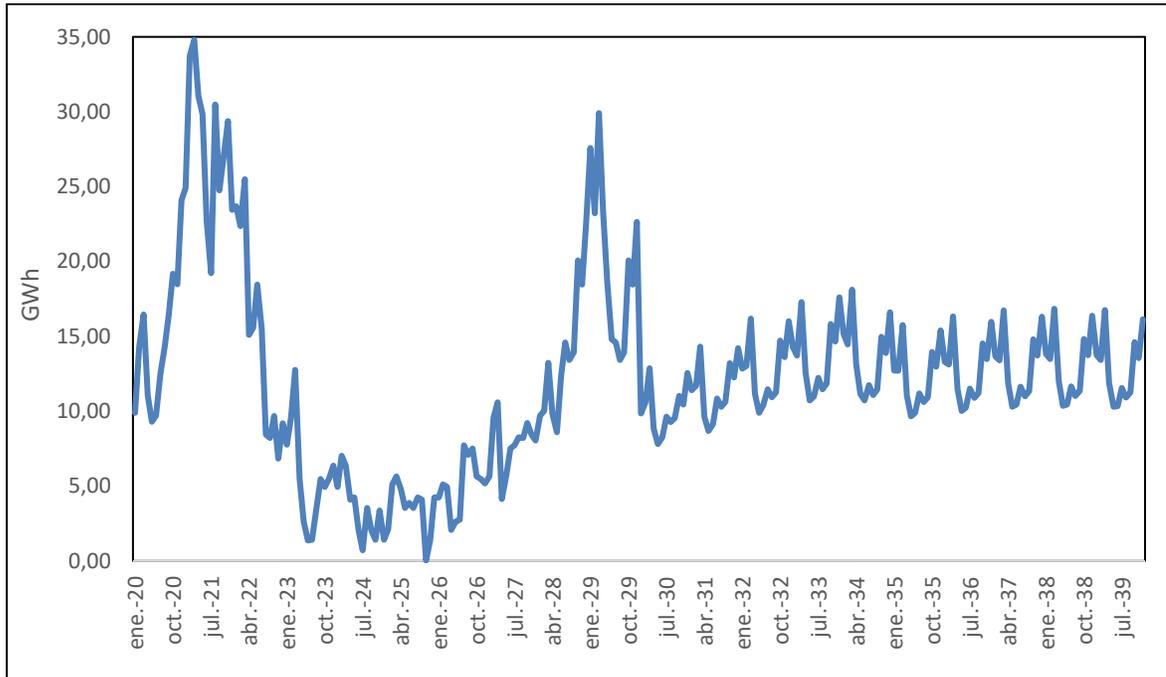


Resultados del Modelo SDDP

La generación (GWh) del proyecto Térmico para los primeros diez (10) años, fue calculada a partir de los costos marginales publicados en el Análisis Energético de Largo Plazo de XM. Teniendo en cuenta que se quiere establecer la generación del proyecto térmico en el despacho ideal, se parte del supuesto de que siempre que los costos marginales del sistema fueran superiores a los costos variables de la central térmica esta generaría en mérito, siendo despachada con toda su capacidad de generación, se supone que debido al tamaño del proyecto (94MW que equivale al 0.5% de la capacidad del sistema) este no

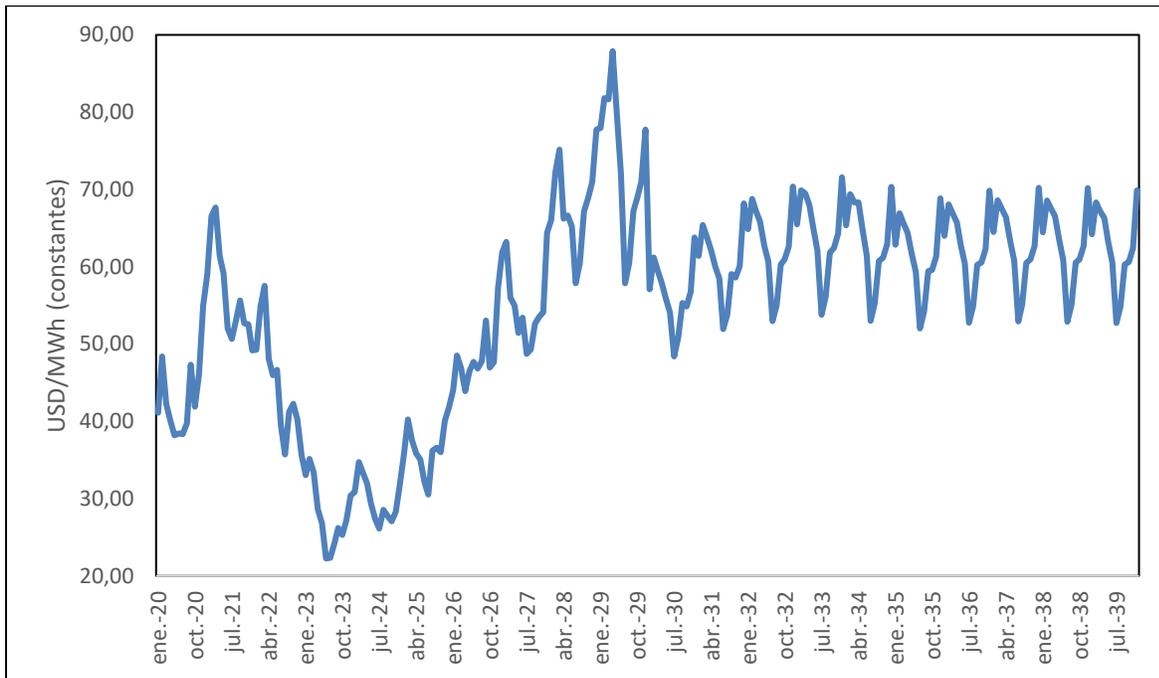
tiene mayor impacto en el orden de mérito ni en la asignación de la generación. La proyección de los siguientes diez (10) años de generación (GWh), fue calculada como el promedio mensual de los últimos cinco (5) años de análisis.

Gráfico 6-2: Generación promedio, 100 series SDDP del Proyecto Térmico



Resultados del Modelo SDDP

Los costos marginales del sistema (USD/MWh) considerados para ambos proyectos fueron los resultados obtenidos por XM en el Análisis Energético de Largo Plazo de julio de 2019, los cuales tienen un horizonte de análisis de diez (10) años, los siguientes diez (10) años de costos marginales fueron calculados de manera análoga a la generación, como el promedio mensual de los últimos cinco (5) años de análisis.

Gráfico 6-3: Costos marginales del sistema promedios 100 series SDDP

Resultados del Modelo SDDP

6.4 Proyección de ingresos operativos

Corresponden a la suma de los ingresos por ventas de energía y los ingresos por Cargo por Confiabilidad menos el valor de los costos (i) el valor a recaudar del Cargo por Confiabilidad (CERE); (ii) la contribución ambiental de la Ley 99 de 1993; (iii) la contribución Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI); (iv) el costo de AGC; (v) todas aquellas contribuciones incluidas en el precio en bolsa al momento del análisis; (vi) las contribuciones al CND, ASIC, CREG y SSPD; y (vii) el costo neto compras en bolsa y reconciliaciones. Para la proyección de ingresos se consideró que el 100% de la energía generada sería comercializada en bolsa, por un periodo de 20 años

Precio de Venta en Bolsa Total de la Planta: Se construye a partir del Precio Marginal publicado por XM adicionándole los siguientes costos variables: (i) CERE, (ii) contribución ambiental Ley 99 de 1993, (iii) contribución Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y (iv) costo AGC.

Ingresos por ventas de energía: Para la estimación de los ingresos se supondrá que el total de la energía generada por los Proyectos de Estudio será vendida en la bolsa. La proyección de los ingresos por ventas de energía se calculará así:

$$\text{Ingresos Ventas de Energía} = \text{Precio de bolsa} * \text{Generación}$$

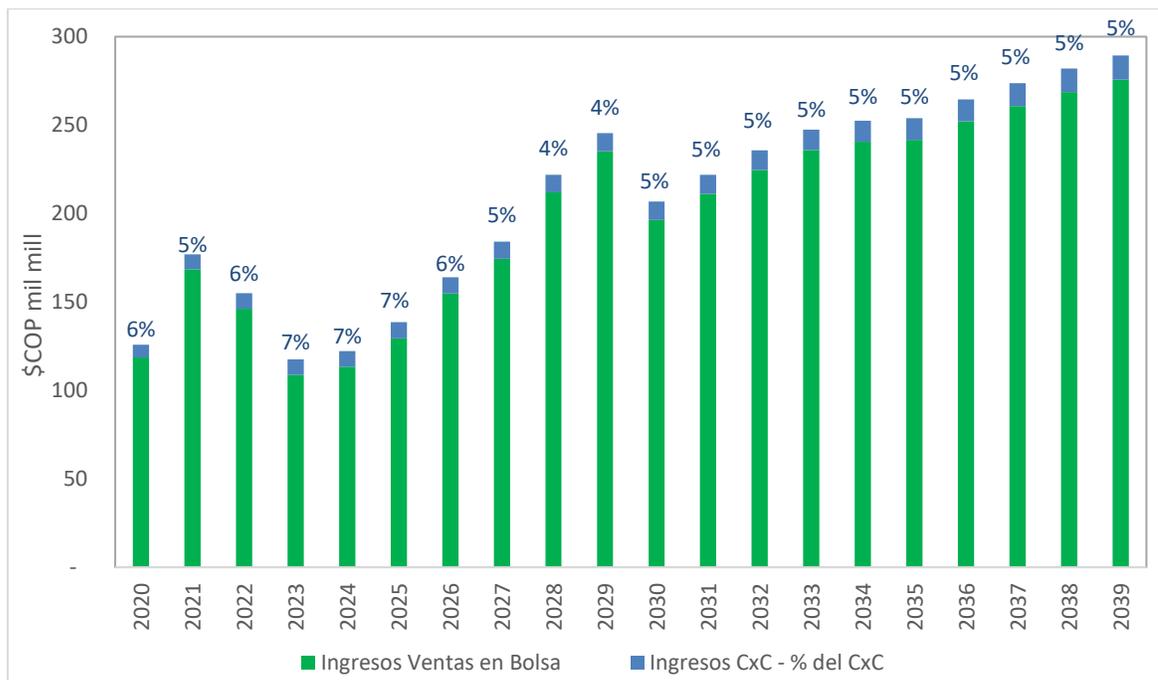
$$\text{Precio de bolsa} = \text{Costo Marginal} + \text{CERE} + \text{Ley 99} + \text{FAZNI} + \text{AGC}$$

Ingresos por cargo por confiabilidad: Los ingresos por ventas de Cargo por Confiabilidad se proyectaron como la multiplicación de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) (GWh/año) por el precio del Cargo Por confiabilidad (USD/MWh), suponiendo que los proyectos participaron en las subastas de energía en firme y obtuvieron asignaciones por el total de su ENFICC para 20 años:

$$\text{Ingresos CxC} = \text{OEF} * \text{Precio Adjudicado}$$

$$\text{Precio Adjudicado} = \text{Precio de la subasta de febrero de 2019} \left(15.1 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right)$$

Gráfico 6-4: Ingresos Operativos para el P50 – Proyecto Hidráulico



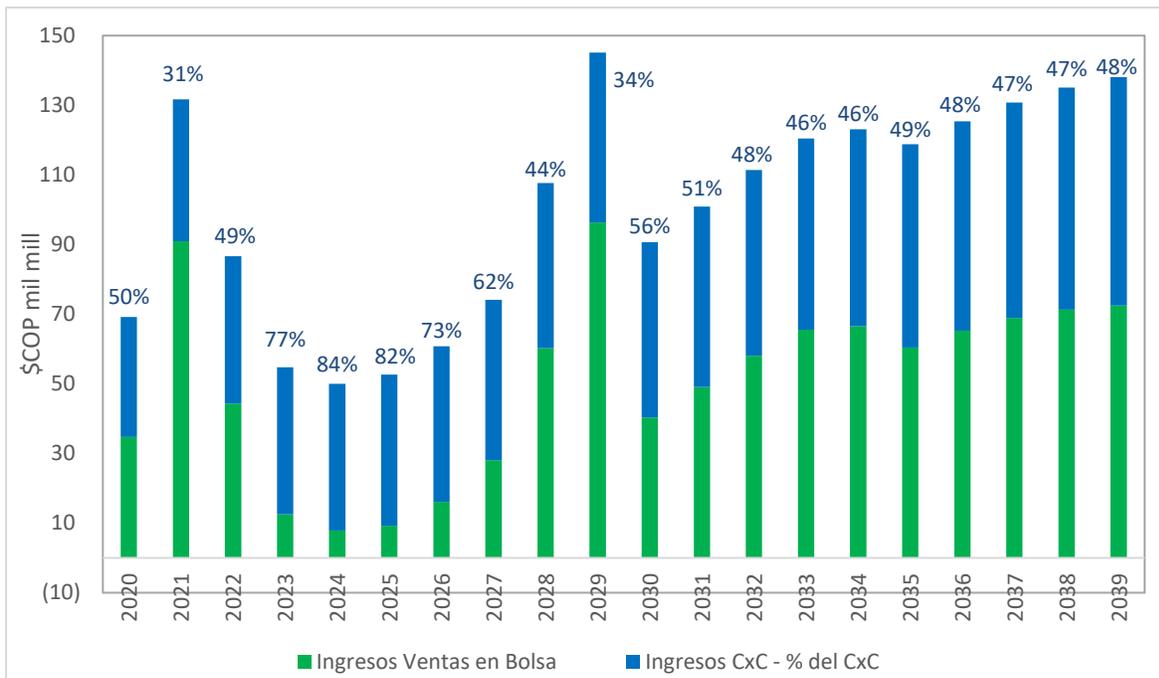
Elaboración Propia

En el Gráfico 6-4 se presentan los ingresos operativos del Proyecto Hidráulico, calculados para el promedio de la generación y de los costos marginales de las 100 series del modelo SDDP; este resultado hace referencia a una probabilidad de ocurrencia del 50% (Percentil

50 – P50), donde se puede observar gráficamente que el porcentaje del cargo por confiabilidad en el paquete de ingresos representa entre un 5% y un 7% del total de ingresos operativos para el horizonte de 20 años de proyección.

En el Gráfico 6-5 se presentan los ingresos operativos del Proyecto Térmico, calculados para el promedio de la generación y de los costos marginales de las 100 series del modelo SDDP; este resultado hace referencia a una probabilidad de ocurrencia del 50% (Percentil 50 – P50), donde se puede observar gráficamente que el porcentaje del cargo por confiabilidad en el paquete de ingresos representa entre un 31% y un 84% del total de ingresos operativos para el horizonte de 20 años de proyección.

Gráfico 6-5: Ingresos Operativos para el P50 – Proyecto Térmico



Elaboración Propia

6.5 Proyección de Costos Operativos

Se proyectan todas las contribuciones asociadas al precio en bolsa tales como: CERE, Ley 99, FAZNI, AGC y delta i. Al ser todas estas contribuciones variables en función del despacho de la planta, se calculan con base en la generación proyectada.

Seguidamente se proyectan las contribuciones al Centro Nacional de Despacho (CND), Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), Comisión de Regulación

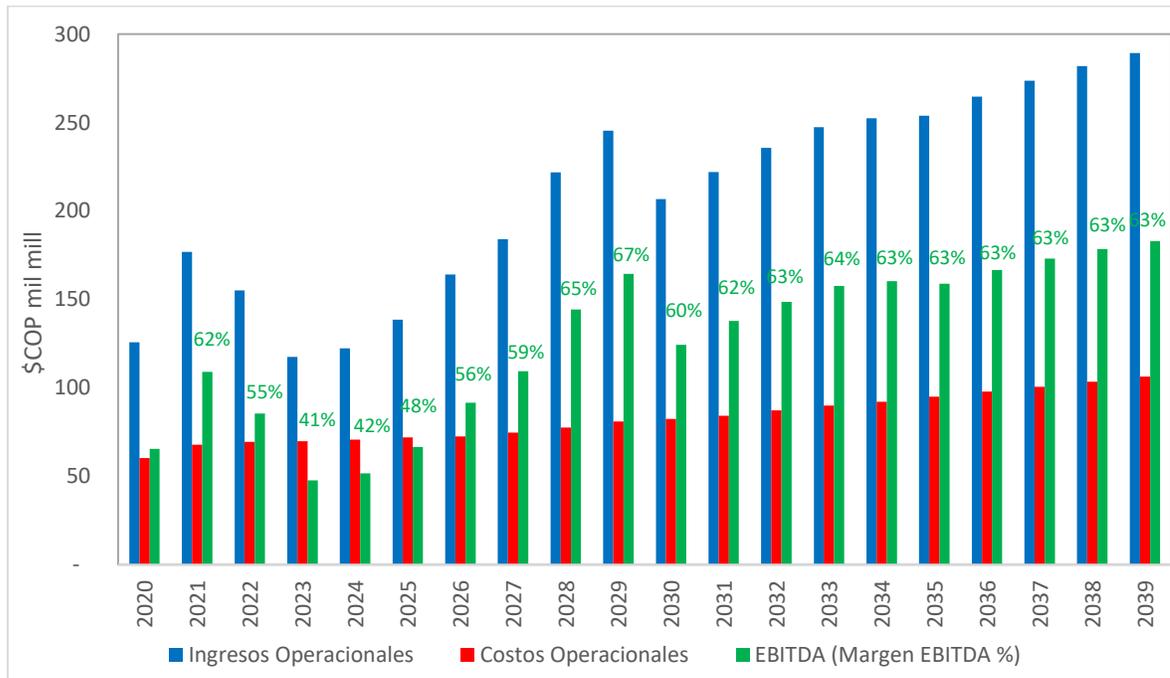
de Energía y Gas (CREG) y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) fijos, fueron tomados de informe del Informe Annual Energy Outlook (U.S. Energy Information Administration, 2019) del mes de enero de 2019.

Para el caso de la planta térmica se tienen en cuenta los costos de suministro de combustible y la eficiencia del proyecto, la proyección del precio de suministro del gas es tomada como referencia del estudio de proyección de precios de combustibles para generación de energía eléctrica de la UPME (UPME, 2018).

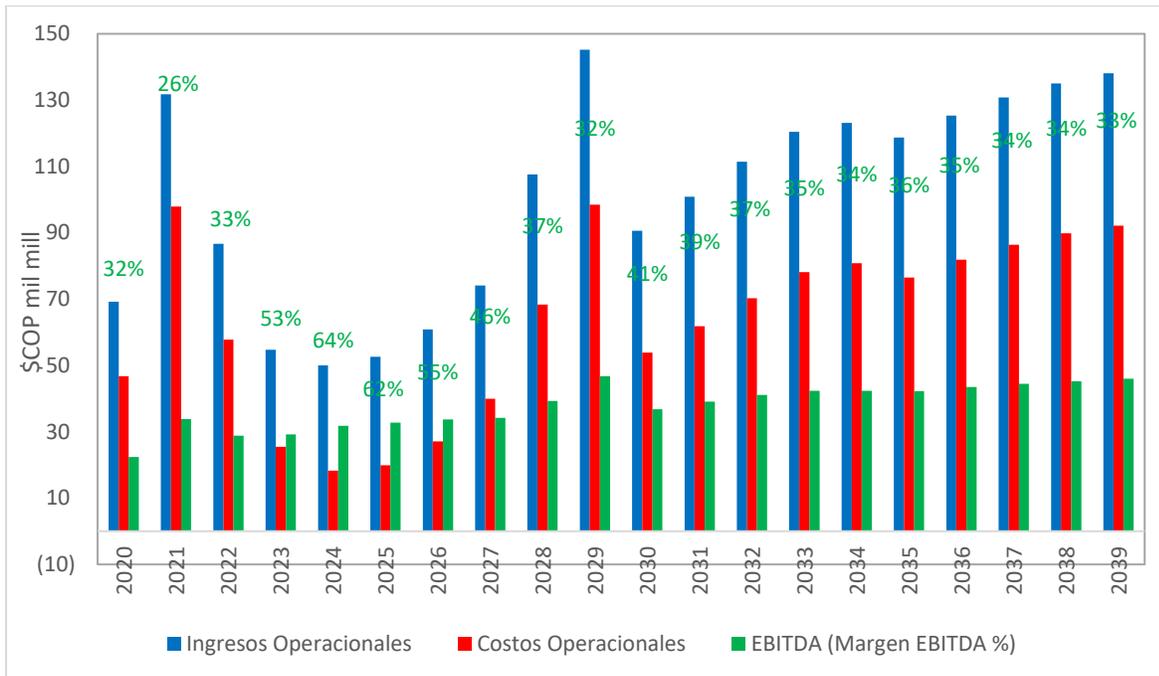
6.6 Calculo del EBITDA

Una vez conocidos los ingresos operacionales y los egresos operacionales, para el promedio de las 100 series de generación y de costos marginales, se procede con el cálculo del EBITDA, como la diferencia entre ingresos operacionales y egresos operacionales, adicionalmente se calcula el margen EBITDA, que indica que porcentaje de ingresos se convierte en flujo libre de efectivo.

Gráfico 6-6: EBITDA para el P50 – Proyecto Hidráulico



Elaboración Propia

Gráfico 6-7: EBITDA para el P50 – Proyecto Térmico

Elaboración Propia

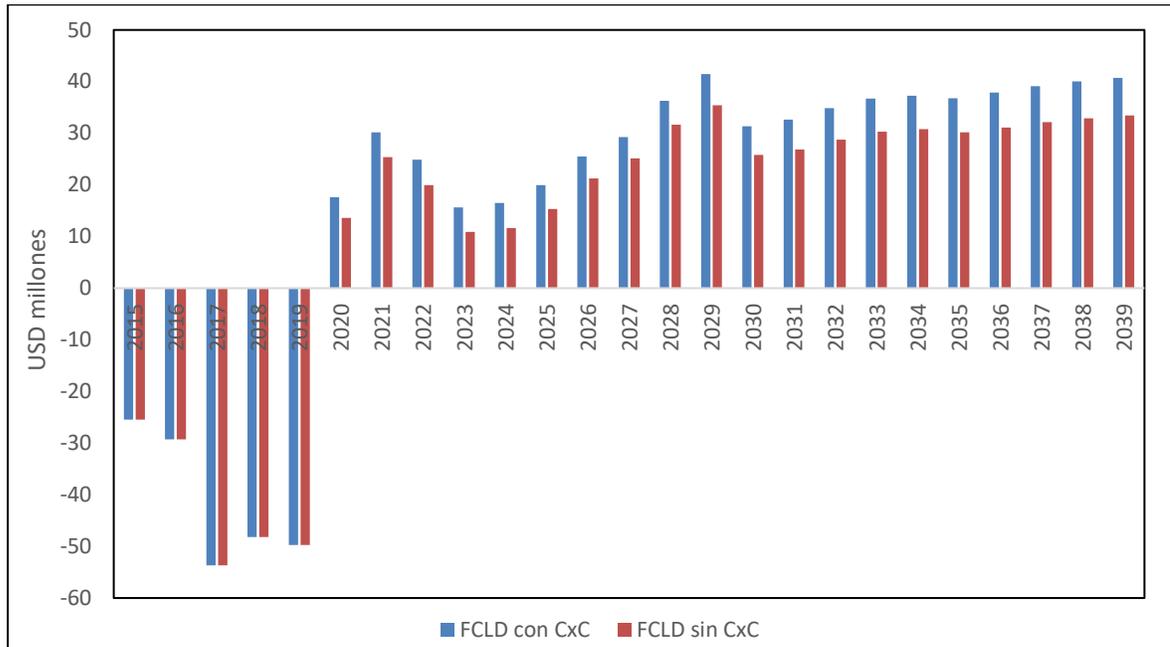
6.7 Flujo de Caja Libre Desapalancado

A partir de las proyecciones de las diferentes variables que conforman el Flujo de Caja Libre Desapalancado –FCLD–, se realiza la proyección del FCLD, y se calcula para cada una de las 100 series de generación y de los costos marginales del sistema, posteriormente se calcula la Tasa Interna de Retorno para cada serie.

A continuación, se presenta el FCLD calculado para el promedio de la generación y de los costos marginales de las 100 series del modelo SDDP; este resultado hace referencia a una probabilidad de ocurrencia del 50% (Percentil 50 – P50), donde se puede observar gráficamente el efecto del Cargo por Confiabilidad en el FCLD de los Proyectos de Estudio.

En el caso del Proyecto Hidráulico el FCLD no presenta mayor variación cuando no se incluyen los ingresos provenientes del Cargo por Confiabilidad en su cálculo, Gráfico 6-8.

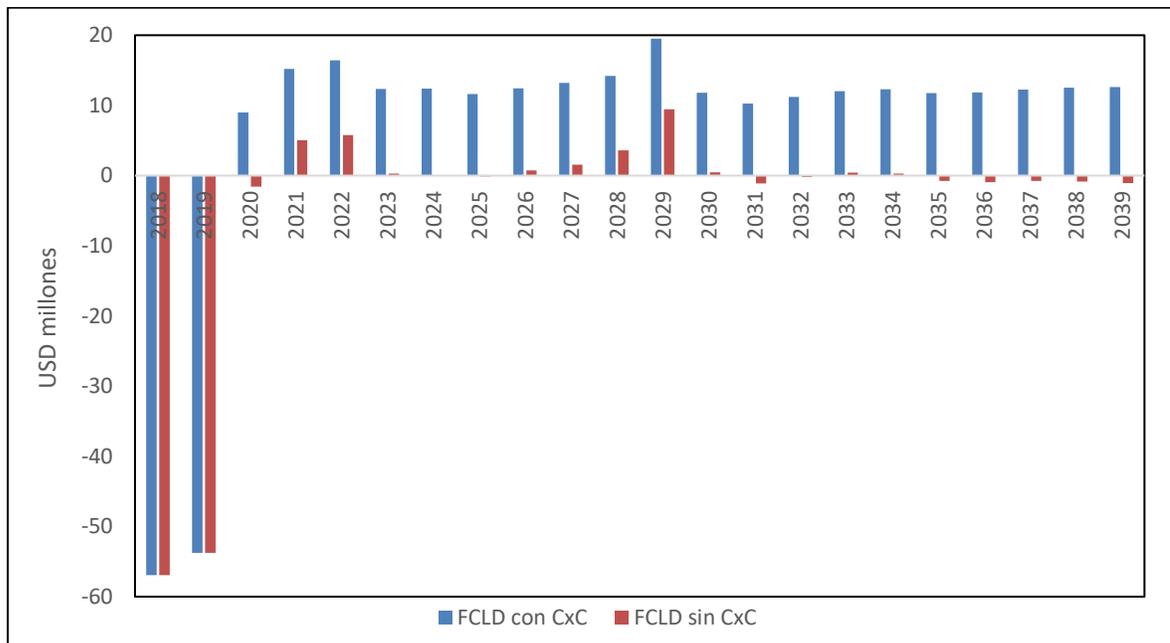
Gráfico 6-8: Flujo de Caja Libre P50 – Proyecto Hidráulico



Elaboración Propia

En el caso del Proyecto Térmico, el FCLD presenta importantes disminuciones al no incluir los ingresos provenientes del Cargo por Confiabilidad en su cálculo, Gráfico 6-9.

Gráfico 6-9: Flujo de Caja Libre P50 – Proyecto Térmico



Elaboración Propia

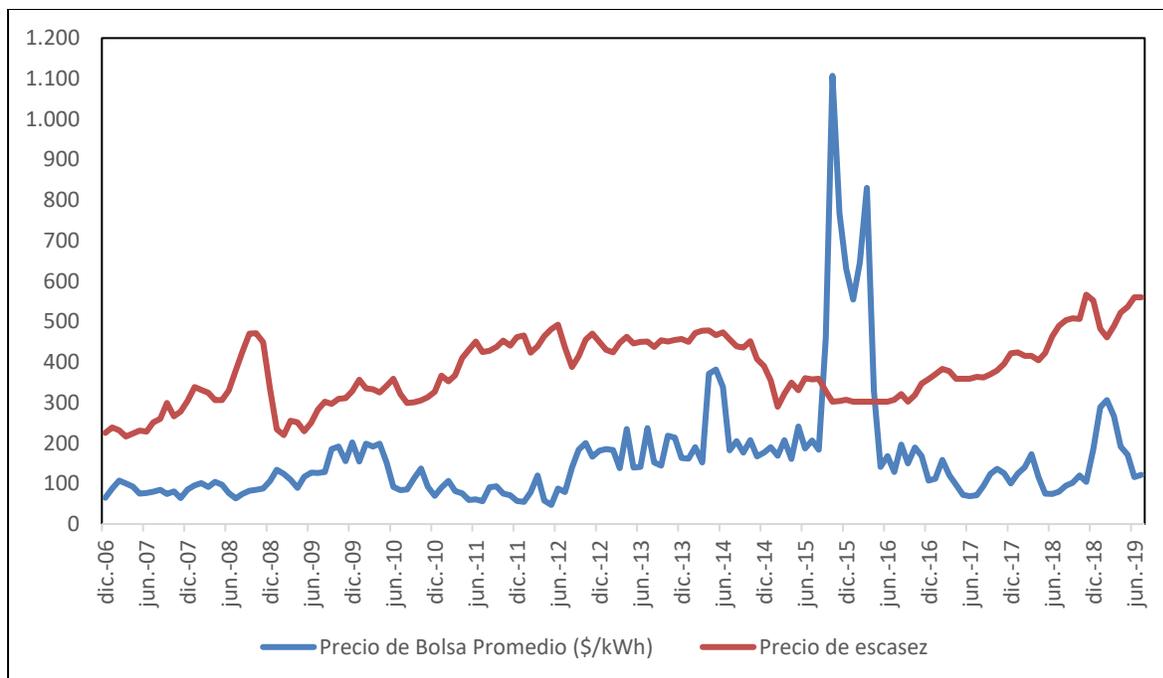
7 Información histórica del Mercado Eléctrico Mayorista

Con el fin de entender las variables del Mercado Eléctrico Mayorista relacionadas con este Trabajo, las asignaciones de Obligaciones de Energía en firme en términos económicos y la relación entre estos grupos de variables, en este capítulo se analizó el comportamiento histórico de estas variables desde los inicios del Cargo por Confiabilidad en el 2006 hasta el 2018.

7.1 Precio de la energía en bolsa y precio de escasez

El precio de bolsa de la energía en el mercado eléctrico colombiano se ha caracterizado por que tiene un comportamiento estacional, donde claramente se puede observar el efecto del verano e invierno en los precios y por consiguiente en el precio de escasez, el cual ha superado el precio de bolsa en los siguientes momentos:

Gráfico 7-1: Precio de bolsa y precio de escasez histórico (dic 2006 – jun 2019)



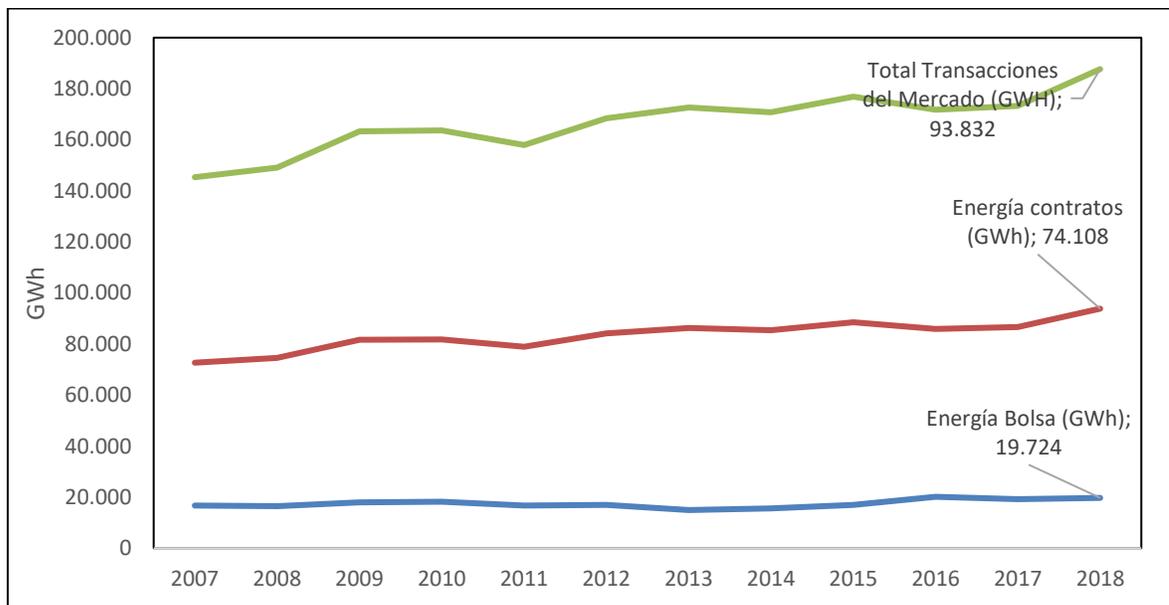
Elaboración Propia

- En el 2009, el precio de bolsa superó el precio de escasez en durante periodos horarios, el 2 de octubre entre las 18:00 – 19:59 (dos horas) (XM, 2009).
- Durante el 2015, el precio de bolsa superó el precio de escasez en el mes de mayo los días comprendidos del 14 al 19 y del 25 al 29, en el mes de septiembre los días entre el 20 y 30, y en los meses de octubre, noviembre y diciembre todos los días (XM, 2015).
- En el 2016, el precio de escasez supero el precio de bolsa durante los meses de enero, febrero y marzo (XM, 2016).

7.2 Transacciones del mercado

A continuación, se presenta la evolución histórica de las algunas variables del Mercado de Energía Mayorista desde la implementación del cargo por confiabilidad. La información fue compilada de los de los Informes Anuales de Operación y de Mercado de XM entre el 2006 y el 2018. (2006 – 2018). (XM, 2006), (XM, 2007), (XM, 2008), (XM, 2009), (XM, 2010), (XM, 2011), (XM, 2012), (XM, 2013), (XM, 2014), (XM, 2015), (XM, 2016), (XM, 2017) y (XM, 2018).

Gráfico 7-2: Transacciones del Mercado de Energía Mayorista 2007-2018



Elaboración Propia a partir de los Informes Anuales de Operación y de Mercado de XM (2006 – 2018).

Demanda de Energía (GWh): Desde el año 2007 hasta el año 2018 la demanda de energía del país ha tenido un incremento sostenido, a excepción de los años 2011 y 2016,

con un repunte del 8% entre el año 2017 y el año 2018. En promedio, la demanda del Sistema Interconectado Nacional, es atendida en un 80% vía contratos y un 20% en bolsa.

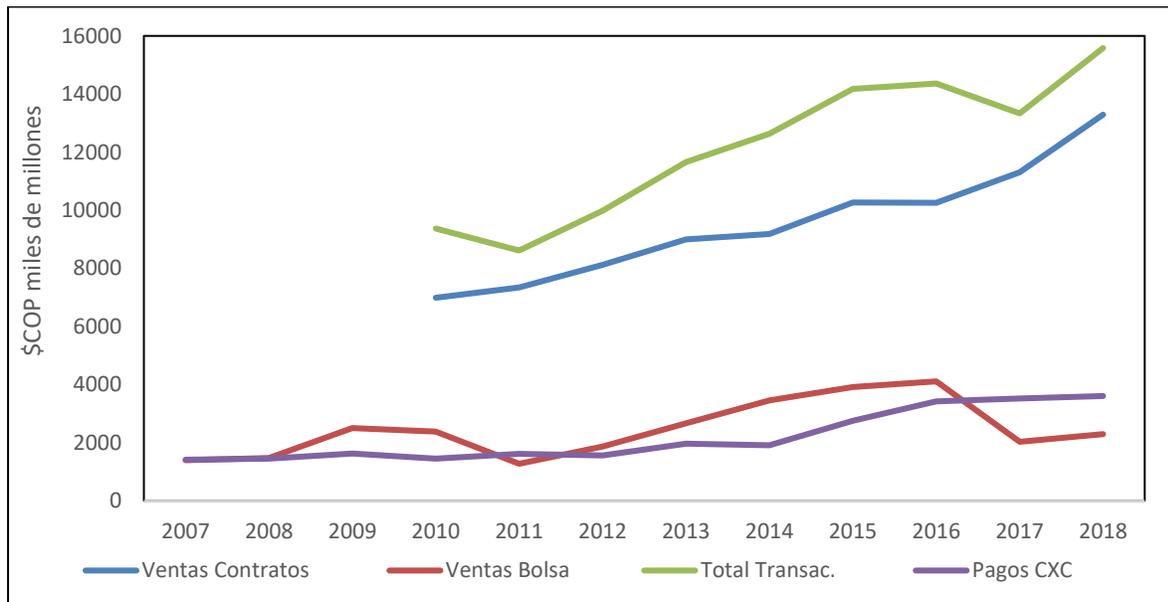
Tabla 7-1: Energía comercializada en bolsa y en contratos

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energía Bolsa (GWh)	16.692	16.468	17.939	18.251	16.768	17.019	14.948	15.544	16.905	20.143	19.254	19.724
Porcentaje Bolsa (%)	23%	22%	22%	22%	21%	20%	17%	18%	19%	23%	22%	21%
Energía contratos (GWh)	55.969	58.061	63.685	63.555	62.179	67.175	71.374	69.846	71.564	65.715	67.394	74.108
Porcentaje Contratos (%)	77%	78%	78%	78%	79%	80%	83%	82%	81%	77%	78%	79%
Total Demanda (GWh)	72.661	74.529	81.624	81.806	78.947	84.194	86.322	85.390	88.469	85.858	86.648	93.832
Variación (%)		3%	10%	0%	-3%	7%	3%	-1%	4%	-3%	1%	8%

Elaboración Propia a partir de los Informes Anuales de Operación y de Mercado de XM (2006 – 2018).

Ventas de Energía e Ingresos por Cargo por confiabilidad: Desde al año 2007 el sistema ha captado \$31,4 billones de pesos (constantes 2018) vía Cargo por Confiabilidad, este representa un 20% en promedio del valor total de transacciones por ventas en contratos y en bolsa, lo que significa que por cada 100 pesos que se han negociado en el Mercado de Energía Mayorista, 20 pesos han sido entregados a los generadores para atender las Obligaciones de Energía en Firme asociadas al pago del Cargo por Confiabilidad.

Gráfico 7-3: Ventas de Energía e Ingresos por Cargo por Confiabilidad



Elaboración Propia a partir de los Informes Anuales de Operación y de Mercado de XM (2006 – 2018).

Tabla 7-2: Ventas de energía en bolsa, contratos y pagos Cargo por Confiabilidad (\$COP miles de millones)

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ventas Contratos	N/A	N/A	N/A	6.987	7.341	8.115	8.990	9.182	10.264	10.256	11.305	13.290
Ventas Bolsa	1.392	1.466	2.504	2.379	1.272	1.870	2.670	3.452	3.909	4.109	2.032	2.292
Total Transacciones	N/A	N/A	N/A	9.366	8.613	9.985	11.660	12.634	14.173	14.365	13.338	15.582
Pagos CXC	1.412	1.453	1.620	1.452	1.608	1.564	1.962	1.909	2.753	3.423	3.515	3.604
Participación del CXC	N/A	N/A	N/A	15%	19%	16%	17%	15%	19%	24%	26%	23%

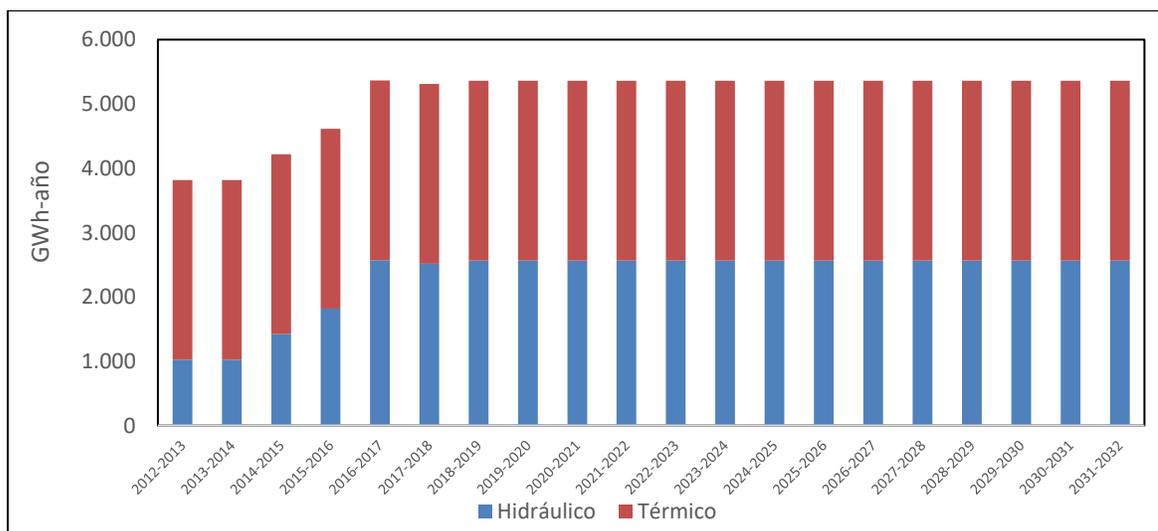
Elaboración Propia a partir de los Informes Anuales de Operación y de Mercado de XM (2006 – 2018).

7.3 Subastas de Energía en Firme Cargo por Confiabilidad para nuevos proyectos (XM, 2019).

Desde los inicios del Cargo por Confiabilidad se han realizado cinco Subastas de Energía en Firme Cargo por Confiabilidad, de las cuales dos corresponden a las Subastas GPPS, en las cuales participan proyectos con tiempos de construcción superiores al periodo de planeación. En total han sido asignados 553.593 GWh-año, con Obligaciones de Energía en Firme para el periodo comprendido entre 2012 – 2042.

Primera subasta de Energía Firme: Subasta realizada en mayo de 2008 con asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme de 102.163 GWh-año para proyectos nuevos para el periodo comprendido entre 2012 y 2034, a un precio de 13,99 USD/MWh. El 45% (46.271 GWh-año) de las asignaciones correspondieron a generadores hidráulicos y el 55% (55.892 GWh-año) a generadores térmicos.

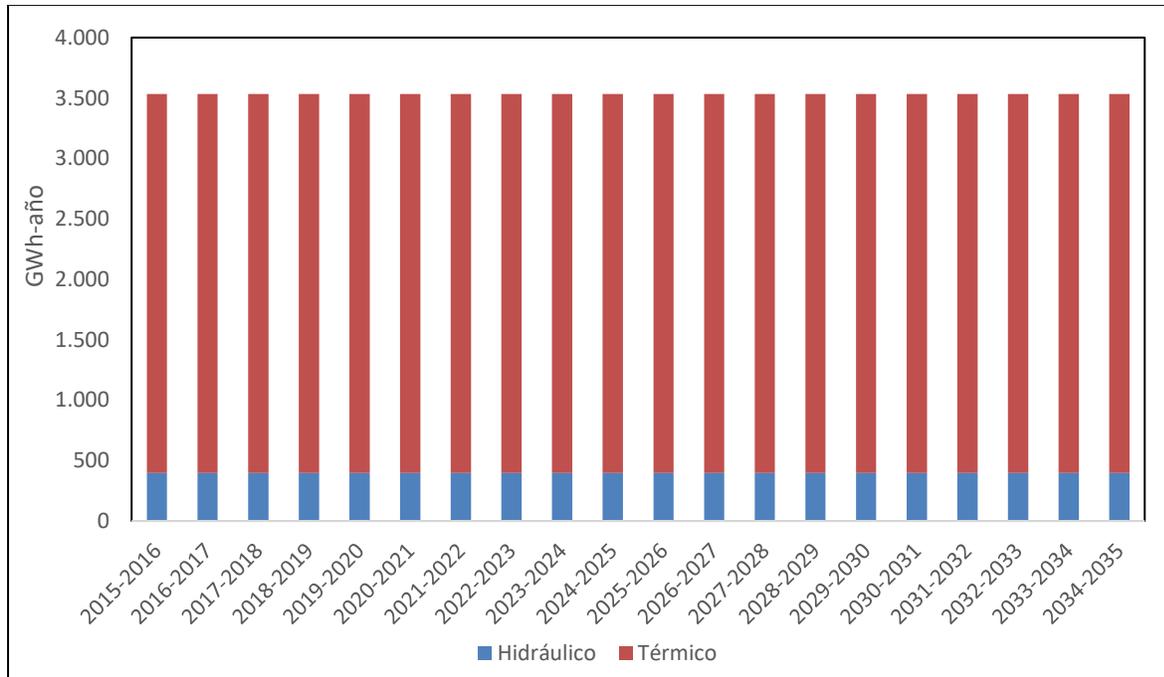
Gráfico 7-4: Asignación a nuevos proyectos primera subasta 2012-2034



Elaboración Propia

Segunda Subasta de Energía Firme: Subasta realizada en diciembre de 2011 con asignaciones de Obligaciones de Energía de 70.678 GWh-año para proyectos nuevos para el periodo comprendido entre 2015 y 2035 un precio de 15,7 USD/MWh. El 11% (7.953 GWh-año) de las asignaciones correspondieron a generadores hidráulicos y el 89% (62.725 GWh-año) a generadores térmicos.

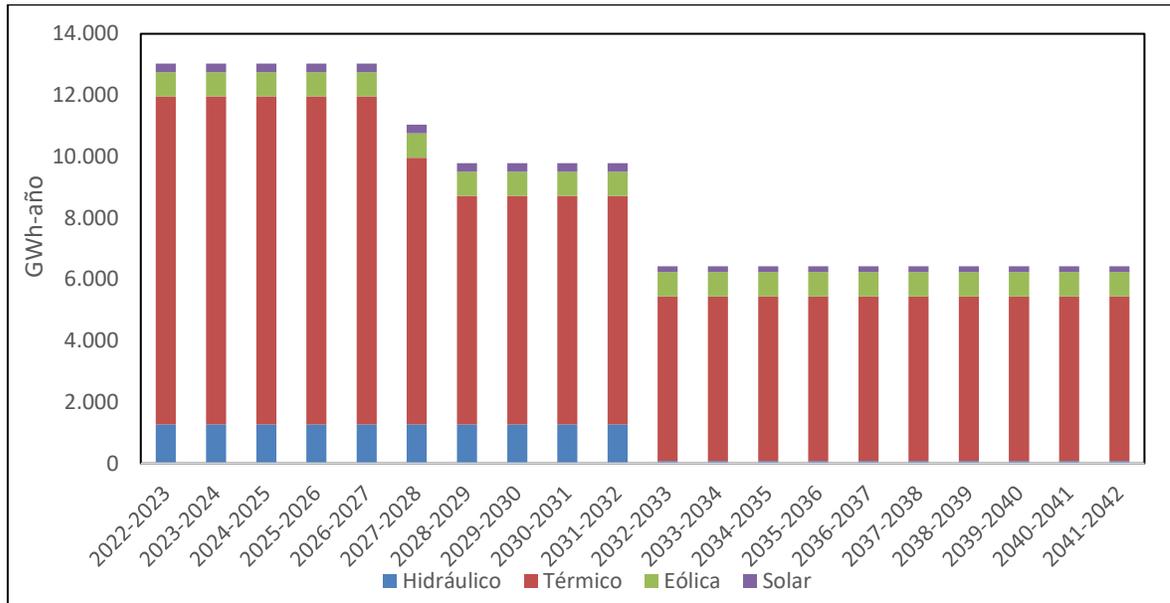
Gráfico 7-5: Asignación a nuevos proyectos segunda subasta 2015-2035



Elaboración Propia

Tercera Subasta de Energía Firme: Subasta realizada en febrero de 2019 con asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme de 179.592 GWh-año para proyectos nuevos, para el periodo comprendido entre 2022 y 2042 un precio de 15,1 USD/MWh. Esta fue la primera subasta en donde participaron centrales eólicas y fotovoltaicas. El 7% (13.468 GWh-año) de las asignaciones correspondieron a generadores hidráulicos, el 81% (145.577 GWh-año) a generadores térmicos, el 9% (15.853 GWh-año) de las asignaciones correspondieron a generadores eólicos y el 3% (4.694 GWh-año) de las asignaciones correspondieron a generadores solares.

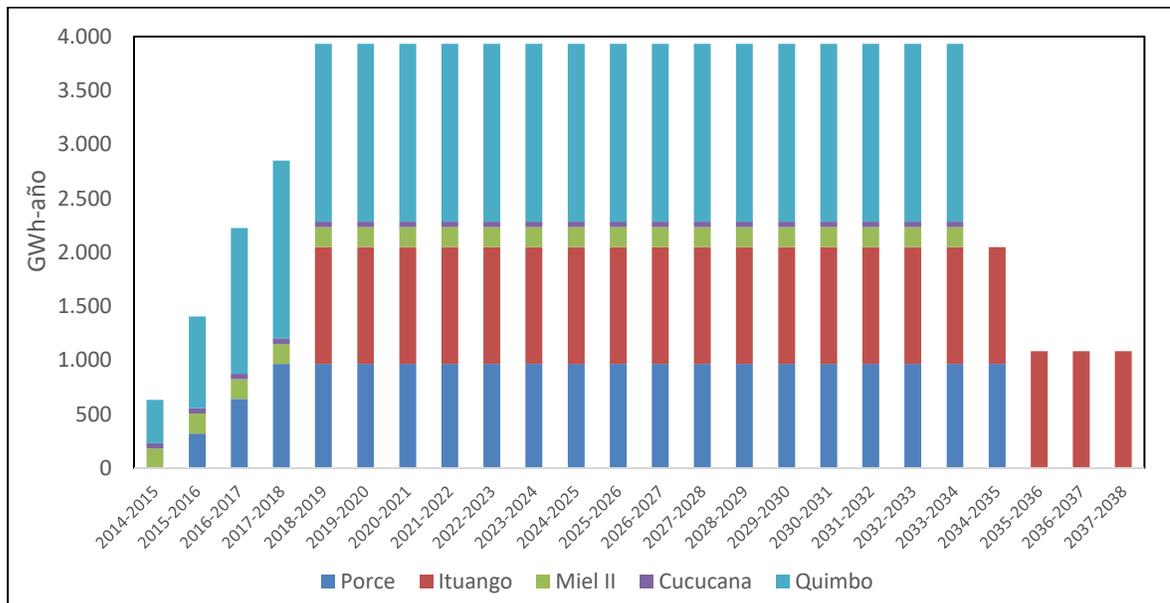
Gráfico 7-6: Asignación a nuevos proyectos tercera subasta 2022-2042



Elaboración Propia

Primera Subasta GPPS de Energía Firme: Subasta realizada en junio de 2008, con asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme de 118.020 GWh-año, a un precio de 13,99 USD/MWh, para el periodo comprendido entre 2014 y 2038. El total de asignaciones fue para proyectos de generación hidráulica.

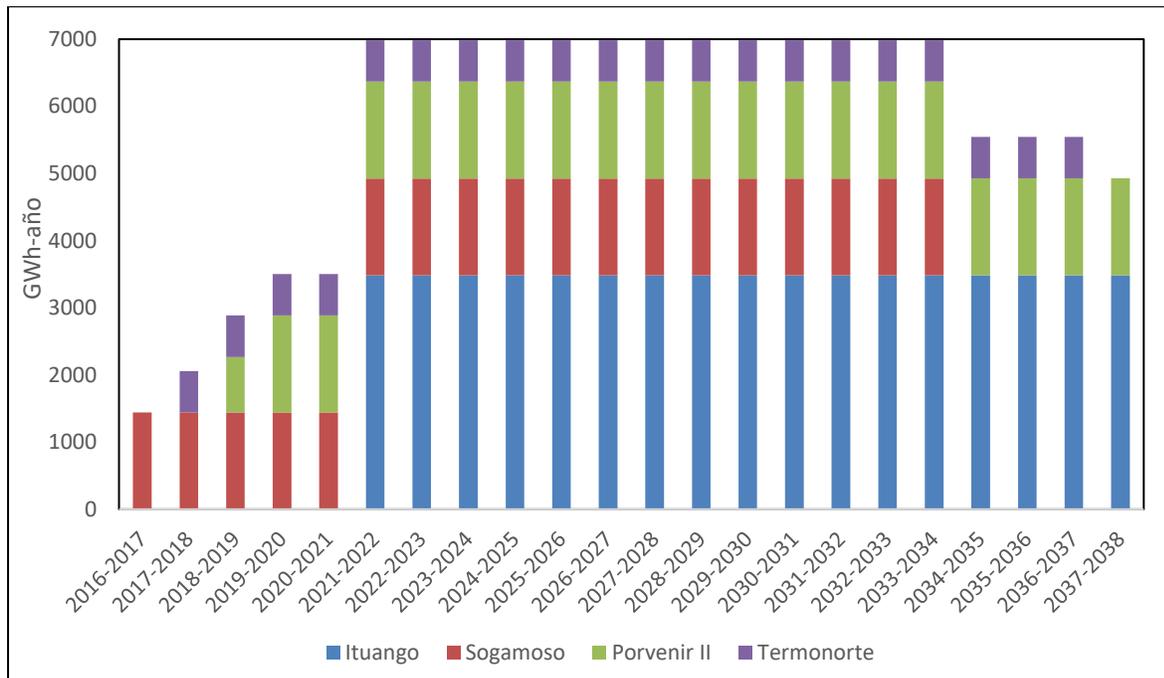
Gráfico 7-7: Primera Subasta GPPS de Energía Firme



Elaboración Propia

Segunda Subasta GPPS de Energía Firme: Subasta realizada en enero de 2012, con asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme de 125.796 GWh-año, para el periodo comprendido entre 2016 y 2038. En esta subasta se presentaron precios diferenciados para las centrales así: Ituango y Sogamoso 15,7 USD/MWh, Porvenir II 11,7 USD/MWh y Termonorte 14,9 USD/MWh. El 90% (113.412 GWh-año) de las asignaciones correspondieron a generadores hidráulicos y el 10% (12.383 GWh-año) a generadores térmicos.

Gráfico 7-8: Segunda Subasta GPPS de Energía Firme

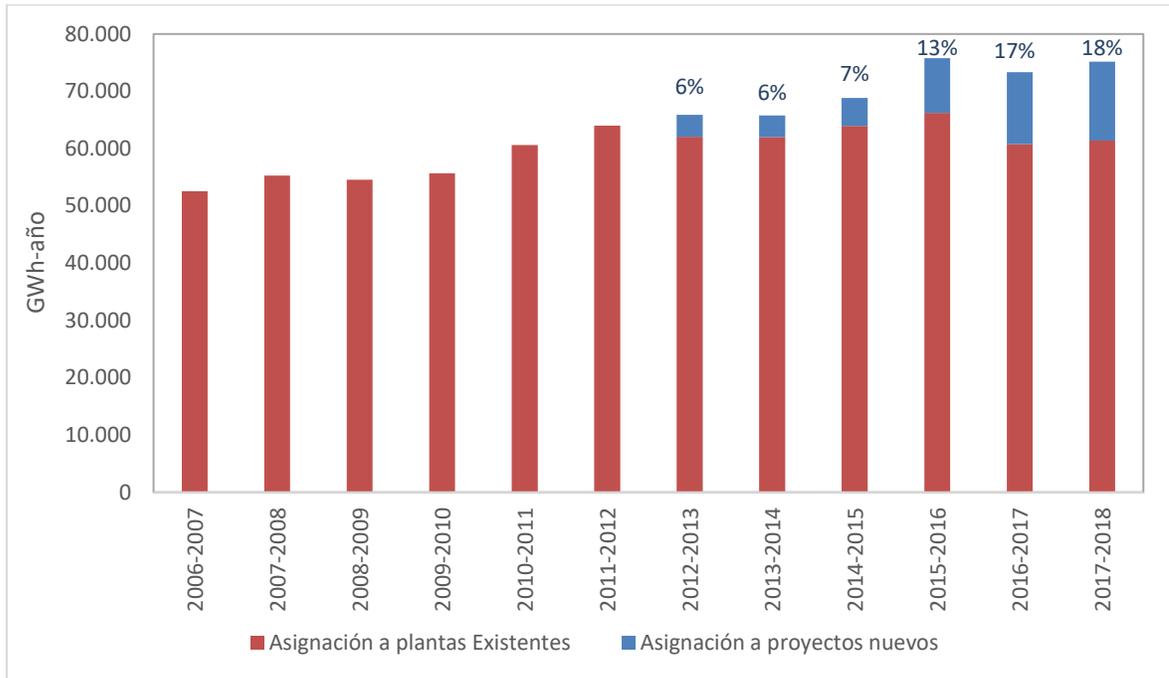


Elaboración Propia

7.4 Asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme 2006 – 2018 (XM, 2019)

Desde la implementación del cargo por confiabilidad en el 2006, las OEF se han asignado de acuerdo la demanda objetivo establecida la UPME. Durante el periodo comprendido entre el 2006 y el 2018 la demanda objetivo ha sido cubierta en un 94% con proyectos existente, solo a partir del 2012 empezaron los proyectos nuevos a participar de las asignaciones aportando el 6% de la demanda objetivo para este periodo.

Gráfico 7-9: Obligaciones de Energía en Firme anuales 2006 – 2018



Elaboración Propia a partir de las asignaciones históricas de las Obligaciones de Energía en Firme.

8 Análisis de rentabilidad de los Proyectos de Estudio

Con el modelo SDDP se obtienen 100 series de generación y precios diferentes y equiprobables con cada una de estas series es posible realizar una evaluación financiera para determinar la distribución de probabilidad de cada una de las variables de interés.

Con la distribución de probabilidad es posible observar el comportamiento del proyecto bajo diferentes escenarios hidrológicos incluyendo escenarios críticos donde la rentabilidad del proyecto se puede ver comprometida evitando sesgos en la información utilizada.

Como se ha indicado anteriormente, el horizonte de valoración de los proyectos es 20 años; sin embargo existen en el país proyectos hidráulicos y térmicos con periodos de operación superiores a 40 años, lo que indica que para una valoración financiera con propósitos de inversión, se obtendrían Tasas Internas de Retorno superiores a las obtenidas en este trabajo.

A continuación se analiza el comportamiento de los proyectos teniendo en cuenta los ingresos por el cargo por confiabilidad comparado con el escenario donde no cuenten con estos ingresos, determinando así, si para el desarrollo de nueva infraestructura de generación en el sistema es necesario contar con este esquema de remuneración.

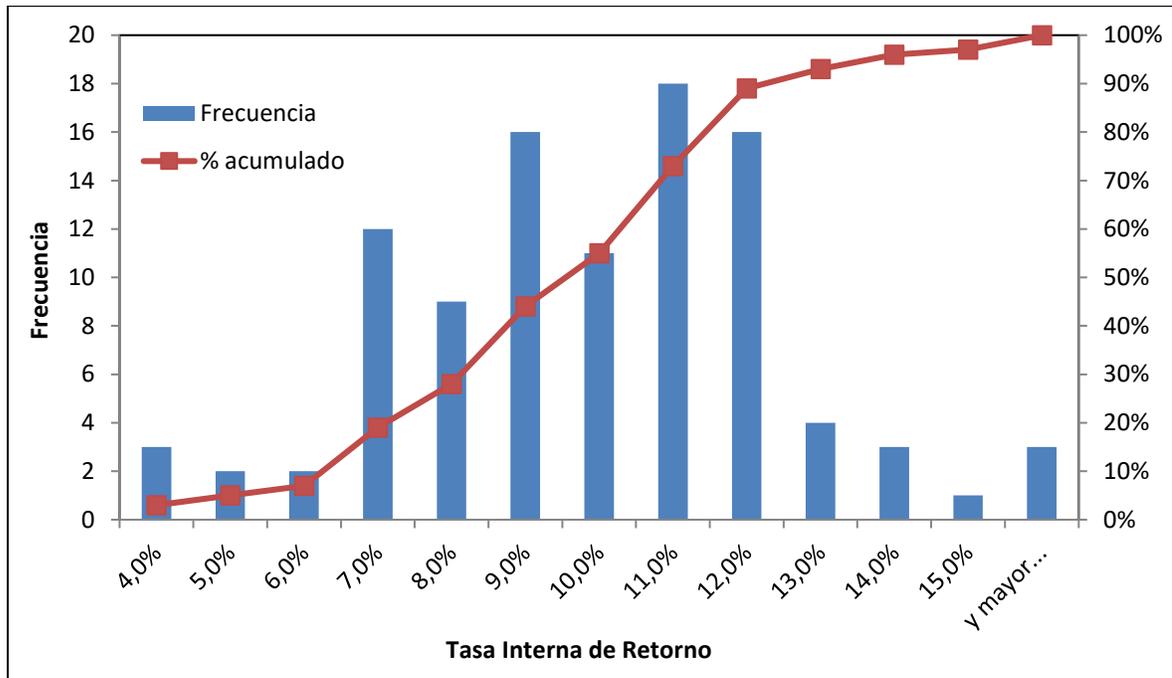
8.1 Proyecto Hidráulico

La Tasa Interna de Retorno para el Proyecto Hidráulico para un horizonte de valoración de 20 años, con una probabilidad del 50%, calculada con los ingresos del Cargo por Confiabilidad fue del 9,5% y sin los ingresos del Cargo por Confiabilidad fue del 8,8%, esto representa una disminución de 0,7 puntos de la TIR entre los escenarios propuestos, lo que permite concluir que el efecto del Cargo por Confiabilidad en el Proyecto Hidroeléctrico de estudio es bajo ante la rentabilidad y el respectivo cierre financiero.

Como resultado del análisis probabilístico de la Tasa Interna de Retorno para cada una de las 100 series de generación arrojadas por el SDDP, al incluir el cargo por confiabilidad en

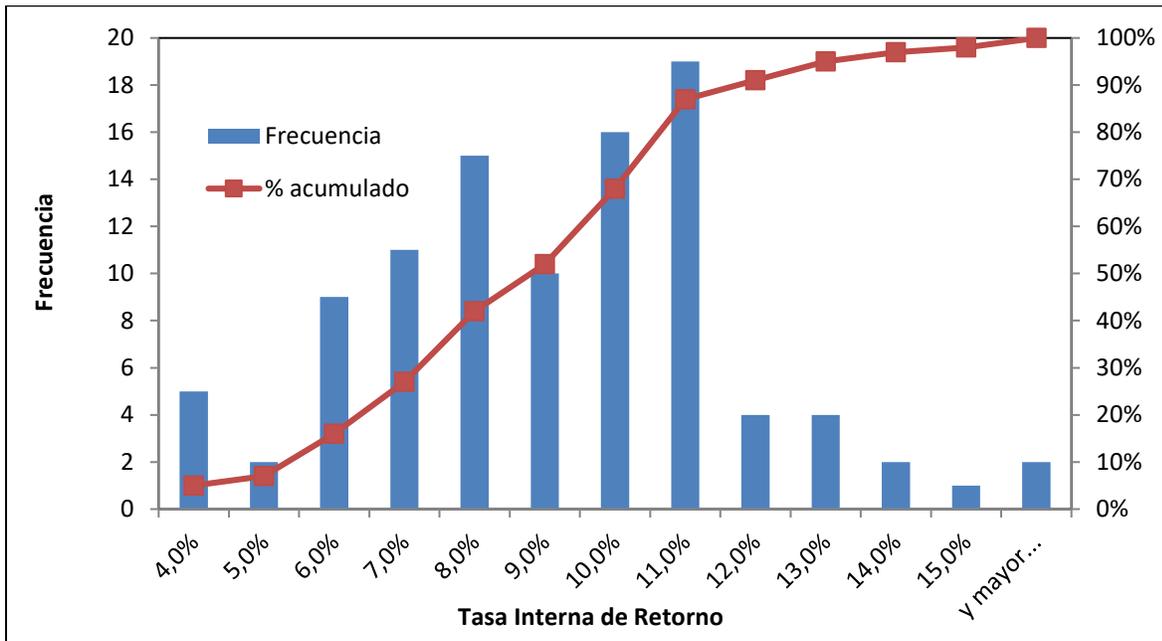
los ingresos del proyecto hidráulico, se encontró que existía un 82% de probabilidad de que la TIR del proyecto estuviese entre el 7% y el 12%. Ver Gráfico 8-1

Gráfico 8-1: Variación TIR, 100 series de Generación con Cargo por Confiability



Al no incluir el cargo por confiabilidad en el paquete de ingresos del Proyecto Hidráulico la probabilidad de obtener una Tasa Interna de Retorno entre 7% y 12% es del 75%. Ver Gráfico 8-2

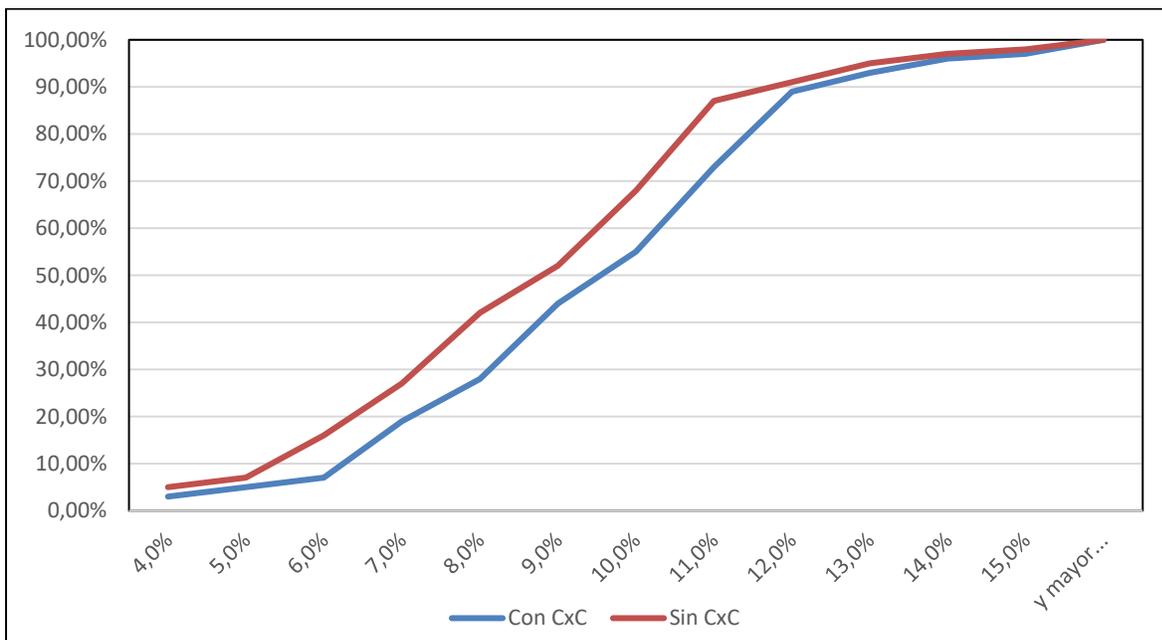
Gráfico 8-2: Variación TIR, 100 series de Generación sin Cargo por Confiabilidad



Elaboración Propia

En el Gráfico 8-3 se puede observar la variación de la Tasa interna de Retorno frente al efecto del Cargo por Confiabilidad en los ingresos del Proyecto Hidráulico.

Gráfico 8-3: Variación de la TIR al Cargo por Confiabilidad para el Proyecto Hidráulico



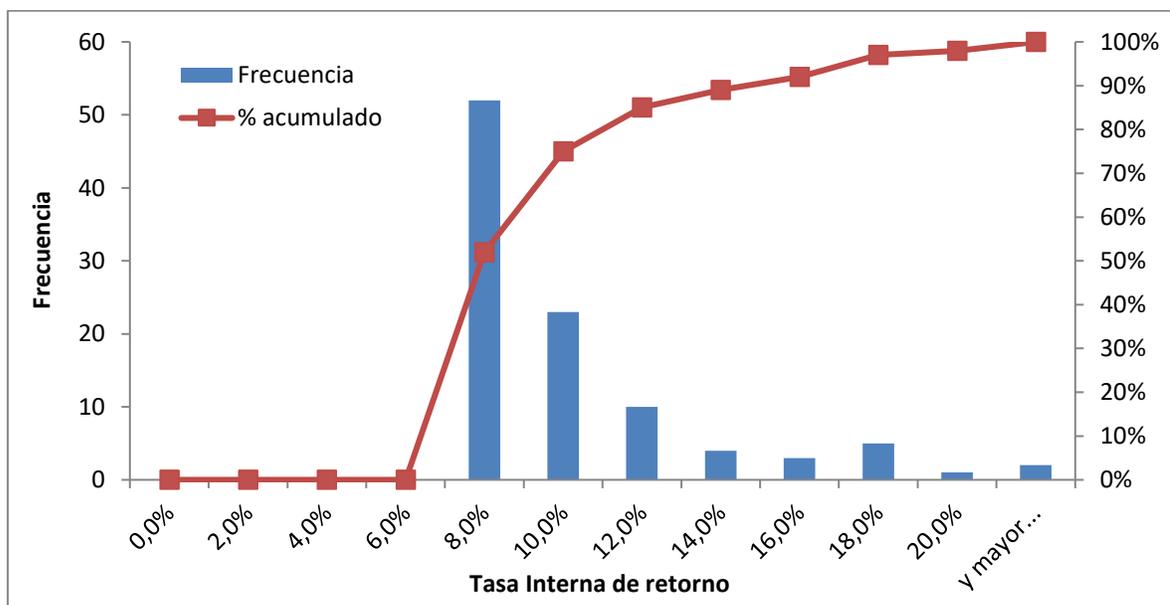
Elaboración Propia

8.2 Proyecto Térmico

La Tasa Interna de Retorno para el Proyecto Térmico para un horizonte de valoración de 20 años, con una probabilidad del 50%, calculada con los ingresos del Cargo por Confiabilidad fue del 7,93% y sin los ingresos del Cargo por Confiabilidad fue del 0%, lo que permite concluir que el efecto del Cargo por Confiabilidad en el Proyecto Térmico es fundamental tanto para la rentabilidad como para el respectivo cierre financiero.

Como resultado del análisis probabilístico de la Tasa Interna de Retorno para cada una de las 100 series de generación arrojadas por el SDDP, al incluir el cargo por confiabilidad en los ingresos del proyecto hidráulico, se encontró que existía un 89% de probabilidad de que la TIR del proyecto estuviese entre el 8% y el 14%. Ver Gráfico 8-4

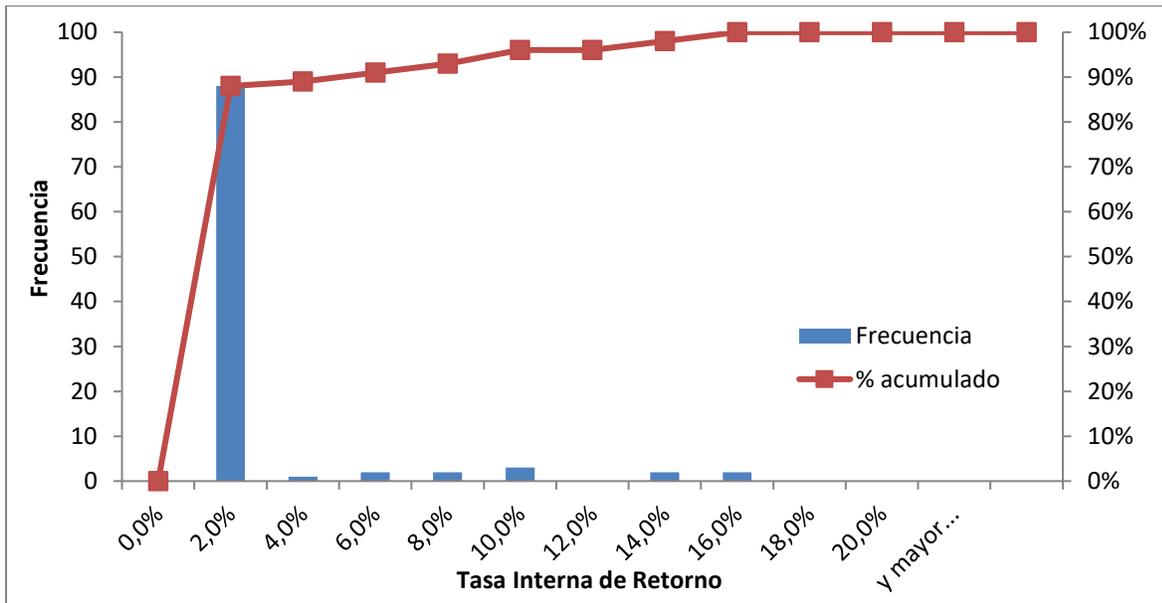
Gráfico 8-4: Variación TIR, 100 series de Generación con Cargo por Confiabilidad



Elaboración Propia

Al no incluir el cargo por confiabilidad como un ingreso del Proyecto Térmico la probabilidad de obtener una Tasa Interna de Retorno igual a 0% es del 88%. Ver Gráfico 8-5

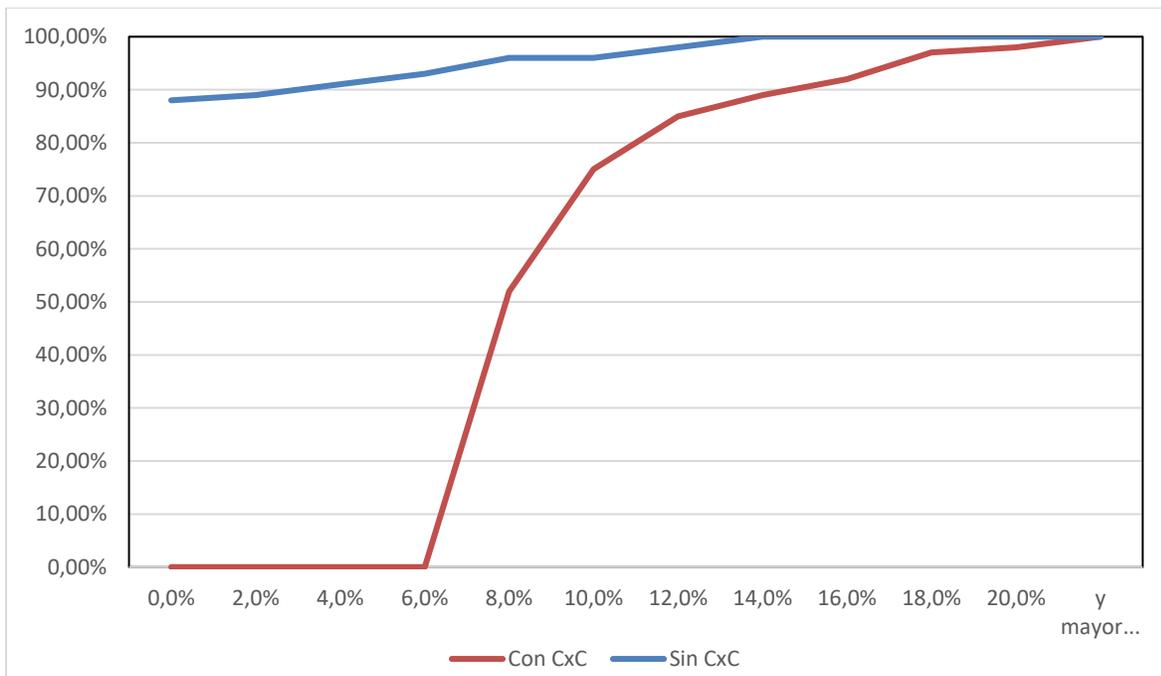
Gráfico 8-5: Variación TIR, 100 series de Generación sin Cargo por Confiabilidad



Elaboración Propia

En el Gráfico 8-6 se puede observar la variación de la Tasa interna de Retorno frente al efecto del Cargo por Confiabilidad en los ingresos del Proyecto Térmico

Gráfico 8-6: Variación de la TIR al Cargo por Confiabilidad para el Proyecto Térmico



9 Conclusiones y Trabajos Futuros

9.1 Conclusiones generales del Trabajo Final

Es claro que es obligación de Estado garantizar la continuidad en la prestación del servicio eléctrico con altos estándares y bajo principios económicos y de confiabilidad. Sin embargo, y de acuerdo al análisis presentado en este trabajo, desde la entrada en vigencia del Cargo por Confiabilidad, el primero de diciembre de 2006 hasta el 31 de diciembre de 2018, se han entregado 31,4 billones de pesos (pesos constantes de 2018) a los generadores, con las siguientes consideraciones:

- **Cobertura en el precio de bolsa:** Entre el 2006 y el 2018, el precio de bolsa ha superado al precio de escasez durante 7 meses aproximadamente se han pagado por la opción de no quedar descubiertos al precio de bolsa \$4,48 billones de pesos por cada mes; cobertura que se aplica solo a las transacciones en bolsa, que representan en promedio el 20% de la demanda expuesta en el MEM, entre el 2006 y el 2018.
- **Expansión en la Generación:** La demanda objetivo para el periodo diciembre 2017 – noviembre 2018 (76.527 GWh-año) (CREG, 2015), fue atendida en un 18% (13.752 GWh-año) con la generación de proyectos que habían participado de las diferentes subastas y asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme, siendo esta la máxima participación histórica desde la implementación del Cargo por Confiabilidad. El total de la capacidad instalada de estas plantas suma 4.711 MW, lo que significa que al 2018 por cada MW de nueva expansión se ha pagado 6,7 billones por cargo por confiabilidad.
- **Cierre Financiero de los Proyectos:** De acuerdo al resultado del análisis presentado en este trabajo los proyectos hidroeléctricos no necesitan del ingreso proveniente del cargo por confiabilidad para garantizar su cierre financiero.

9.2 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

Objetivo específico 1: Identificar la evolución histórica del precio de la energía en Colombia desde la entrada en operación del Mercado de Energía Mayorista.

El objetivo específico 1 fue abordado en el numeral 7.1 y se concluye que: el precio de bolsa de la energía en el mercado eléctrico colombiano se ha caracterizado por que tiene un comportamiento estacional, con el precio influenciado principalmente por los efectos del clima durante los veranos y los inviernos, con una agudización del precio durante los fenómenos de El Niño. Fue precisamente durante el fenómeno de El Niño 2015-2016 donde la cobertura de la demanda al precio de bolsa realmente funcionó, debido a que en cerca de 3.000 horas el precio de bolsa superó el precio de escasez, alcanzando valores horarios mayores a 3.000 COP/kWh.

Objetivo específico 2: Identificar la totalidad de obligaciones de energía en firme que han sido asignadas en las diferentes subastas desde la implementación del pago del cargo por confiabilidad.

El objetivo específico 2 fue abordado en los numerales 7.3 y 7.4, se concluye que: En las cinco subastas de Obligaciones de Energía en Firme fueron asignados 553.593 GWh-Año para 42 proyectos con una capacidad de 7531 MW, para el periodo 2012 – 2042. Del total de las asignaciones el 50% corresponde a generación térmica, el 46% generación hidráulica, 3% generación eólica y 1% a generación solar.

Objetivo específico 3: Determinar el costo total de las obligaciones de energía en firme que han sido adquiridas por el Regulador.

El objetivo específico 3 fue abordado en el numeral 7.4 y se concluye que: Desde al año 2007 el sistema ha captado \$31,4 billones de pesos (pesos contantes de 2018), vía Cargo por Confiabilidad, este valor ha representado en promedio un 20% del total de transacciones por ventas en contratos y en bolsa en el Mercado de Energía Mayorista, lo que significa que por cada 100 pesos que se han negociado, en promedio 20 pesos han sido entregados a los generadores para atender las Obligaciones de Energía en Firme asociadas al pago del Cargo por Confiabilidad.

Objetivo específico 4: Determinar los ingresos históricos de los generadores térmicos e hidráulicos por las ventas de energía, tanto por contratos, como por ventas en el mercado spot.

El objetivo específico 4 fue abordado en el numeral 7.2 y se concluye que: En promedio el 80% de los ingresos por ventas de energía provienen por ventas en contratos, con

tendencia al alza, esto indica que en su mayoría los generadores y comercializadores son adverso al riesgo y sienten la necesidad de tener contratos bilaterales de energía para mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de la bolsa.

Objetivo específico 5: Estimar los ingresos futuros por ventas de energía de dos proyectos, uno hidráulico y uno térmico, mediante la utilización de un modelo de optimización aceptado en el medio académico y en el sector de generación eléctrica.

El objetivo específico 5 fue abordado en el numeral 6.4 y se concluye que: Para el cálculo de los ingresos de los proyectos para el modelo financiero se consideró que toda la energía generada sería comercializada en bolsa, es decir no se considera ingreso por venta en contratos bilaterales, adicionalmente se consideraron los ingresos por cargo por confiabilidad

Para el caso del proyecto hidráulico, los ingresos operativos, calculados para el promedio de la generación y de los costos marginales de las 100 series del modelo SDDP (Percentil 50 – P50), el cargo por confiabilidad en el paquete de ingresos representó entre un 5% y un 7% del total de los ingresos operativos para el horizonte de 20 años de proyección.

Para el caso del proyecto térmico, los ingresos operativos, calculados para el promedio de la generación y de los costos marginales de las 100 series del modelo SDDP (Percentil 50 – P50), el cargo por confiabilidad en el paquete de ingresos representó entre un 31% y un 84% del total de los ingresos operativos para el horizonte de 20 años de proyección.

Objetivo específico 6: Calcular la tasa interna de retorno para dos proyectos, uno hidráulico y uno térmico, incluyendo y sin incluir, los ingresos producto de los pagos del cargo por confiabilidad, y los demás ingresos y egresos por Ley aplicables.

El objetivo específico 6 fue abordado en los numerales 8.1 y 8.2, se concluye que: La Tasa Interna de Retorno para el Proyecto Hidráulico calculada con los ingresos del Cargo por Confiabilidad fue del 9,5% y sin considerar los ingresos del Cargo por Confiabilidad fue del 8,8%, esto representa una disminución del 0,7% de la TIR, lo que permite concluir que el efecto del Cargo por Confiabilidad en el Proyecto Hidroeléctrico de estudio es mínimo ante la rentabilidad y el respectivo cierre financiero.

La Tasa Interna de Retorno para el Proyecto Térmico calculada con los ingresos del Cargo por Confiabilidad fue del 7,93% y sin los ingresos del Cargo por Confiabilidad fue del 0%,

lo que permite concluir que el efecto del Cargo por Confiabilidad en el Proyecto Térmico es fundamental tanto para la rentabilidad como para el respectivo cierre financiero.

Objetivo General: Determinar si bajo la estructura actual del mercado eléctrico colombiano, es necesario el pago de incentivos económicos a las empresas de generación térmica e hidráulica, que estén dispuestas a instalar la capacidad de generación de energía suficiente para garantizar la confiabilidad futura en la prestación ininterrumpida del servicio de energía eléctrica en Colombia.

El objetivo General fue abordado en el Capítulo 8 y se concluye que: De acuerdo a como está concebido el despacho en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia y a los resultados obtenidos en este trabajo, se puede concluir:

- Los proyectos de generación hidráulica no requieren el Cargo por Confiabilidad, para garantizar el cierre financiero ni la subsistencia económica en el tiempo.
- Los proyectos de generación térmica, si requieren el Cargo por Confiabilidad, para garantizar el cierre financiero y la subsistencia económica en el tiempo.

9.3 Trabajos Futuros

A pesar de que el Cargo por Confiabilidad ha sido una herramienta importante para la expansión en generación de energía en Colombia y ha funcionado para que el sistema eléctrico nacional funcione correctamente durante los periodos con hidrologías más secas, desde su implementación, se puede afirmar, y de acuerdo a las conclusiones de este Trabajo, que este mecanismo es objeto de mejora.

Para futuros trabajos se abre la posibilidad de proponer alternativas al Cargo por Confiabilidad, que disminuyan los costos de la energía en bolsa y en los contratos, estimulen la demanda, materialicen la expansión eficiente y ambiciosa en generación (más allá de las demandas objetivos) y que sean soportes financieros a las tecnologías energéticas, que de acuerdo a las metodologías de despacho, realmente necesiten de los incentivos económicos que garanticen su viabilidad y sostenibilidad en el tiempo.

10 Bibliografía

- ACOLGEN. (2018). *Análisis de la Evolución del Cargo por CONfiabilidad*.
- Botero Duque, J. P. (2016). *Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia*.
- Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 142. *Ley 142*.
- Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 143.
- Constituyente, A. N. (1991). *Constitución Nacional de Colombia*.
- Contraloría General de la República. (2016). *Manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad*. Bogotá.
- Cramton, P., & Stoft, S. (2007). *Colombia Firm Energy Market*.
- Cramton, P., Stoft, S., & West, J. (2006). *Simulation of Colombian Firm Market*.
- CREG. (1995). Resolución 24.
- CREG. (1995). Resolución 73.
- CREG. (1996). Resolución 001.
- CREG. (1996). Resolución 116.
- CREG. (2006). Resolución 071.
- CREG. (2009). Resolución 51.
- CREG. (2010). Resolución 11.
- CREG. (2010). Resolución 73.
- CREG. (2015). Resolución 177.
- CREG. (2017). Resolución 140.
- CREG. (2019). Resolución 29.
- EFRONTIER ECONOMICS, Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo. (2017). *Revisión institucional del Mercado de Energía Mayorista de Colombia*.
- García S., O. L. (2009). *Administración Financiera. Fundamentos y Aplicaciones*. Cali: Prensa Moderna Impresores S. A.
- García, O. L. (2003). *Valoración de Empresas Gerencia del Valor y EVA*. Cali: Prensa Moderna Impresores S. A.
- Ospina Riaño, A. D., & Mosquera Palacios, D. (2016). Cargo por Confiabilidad ¿éxito o fracasado? *Revista de Derecho y Economía*, 13-36.
- Revista Semana. (1992). ¿De quienes la culpa?
- U.S. Energy Information Administration. (2019). *Annual Energy Outlook*.

- UPME. (2018). *Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2017-2031*.
- XM. (2006). *Informe Anual de Operación y del Mercado* .
- XM. (2007). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2008). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2009). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2010). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2011). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2012). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2013). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2014). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2015). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2016). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2017). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2018). *Informe Anual de Operación y de Mercado*.
- XM. (2019). Obtenido de <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/asignacion-subastas.aspx>
- XM. (2019). Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/obligacion-de-energia-firme.aspx>
- XM. (08 de 2019). XM. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Generacion/despacho.aspx>