



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Propuesta para calcular la Energía Firme para el Cargo por
Confiabilidad – ENFICC de centrales hidroeléctricas dentro
del Mercado Eléctrico Colombiano

Armando José Ealo Otero

Universidad Nacional de Colombia

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

Medellín, Colombia

2017

Propuesta para calcular la Energía Firme para el Cargo por
Confiabilidad – ENFICC de centrales hidroeléctricas dentro
del Mercado Eléctrico Colombiano

Armando José Ealo Otero

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería – Sistemas Energéticos

Director:

Ph.D., Carlos Jaime Franco Cardona

Línea de Investigación:

Eficiencia, Sostenibilidad Energética y Fuentes no Convencionales de Energía

Universidad Nacional de Colombia

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

Medellín, Colombia

2017

Resumen

En este trabajo se analizó el comportamiento del software HIDENFICC, el cual se utiliza para calcular la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC, bajo diferentes escenarios de sensibilidad a sus principales parámetros de funcionamiento como lo son cambio en volumen útil, factor de conversión - FC, series hidrológicas medias mensuales, indisponibilidad histórica forzada - IHF. Se encontró que el software cuando se utiliza para la simulación de centrales hidroeléctricas las opera como si fueren filo de agua, consume su embalse rápidamente y no almacena para los periodos críticos. De igual forma se encontró que el modelo solo utiliza un valor de factor conversión, denominado F.C. mediano e invariable con los cambios de nivel de embalse, lo que se considera una aproximación que se aleja de la realidad considerando que dicho factor depende directamente del salto hidráulico de la central y por ende del nivel del embalse. Se observó su comportamiento ante la simulación con una serie sintética de caudales generada a partir de un modelo lluvia escorrentía y utilizando los resultados de precipitación de un modelo de circulación global encontrando que dada a su baja optimización, no es capaz de reflejar los cambios en la varianza de los datos y por ende en algunos casos incrementa incorrectamente la energía firme del proyecto evaluado. Por último se presenta una propuesta más acorde a la operación “real” de las centrales hidroeléctricas de cómo calcular la energía firme bajo la ayuda de un modelo en RNO o regla normal de operación que considera la variación del F.C. con el embalse, volúmenes característicos y una serie de caudales diarios, manteniendo los demás parámetros.

Palabras clave: Energía Firme, HIDENFICC, hidroelectricidad.

Abstract

In this work the behavior of the HIDENFICC software was analyzed, which is used to calculate the Firm Energy for the Reliability Charge - ENFICC, under different sensitivity scenarios to its main operating parameters such as change in useful volume, conversion factor - FC, monthly hydrological series, forced historical unavailability - IHF. It was found that the software when used for simulation of hydroelectric plants operates them as if they are "run of river", it consumes its reservoir quickly and it does not store for the critical periods. In the same way, it was found that the model only uses a value of factor conversion, denominated medium and invariable F.C. with the changes of reservoir level, which is considered an approximation that moves away from the reality considering that this factor depends directly on the hydraulic jump Of the central and therefore of the level of the reservoir. It was observed its behavior in the simulation with a synthetic series of flows generated from a rainfall runoff model and using the precipitation results of a global circulation model, finding that due to its low optimization, it is not able to reflect the changes in the Variance of the data and therefore in some cases improperly increases the firm energy of the evaluated project. Finally, a proposal more in line with the "real" operation of hydroelectric power plants is presented on how to calculate firm energy under the aid of an RNO model or normal operating rule that considers the variation of the F.C. With the reservoir, characteristic volumes and a series of daily flows, maintaining the other parameters.

Keywords: Firm Energy, HIDENFICC, Hydroelectricity.

Contenido

	Pág.
Resumen	III
Lista de figuras	VI
Lista de tablas	VIII
Lista de abreviaturas	IX
Introducción	1
Capítulo 1. Antecedentes	3
Capítulo 2. Marco Teórico	9
2.1 Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad	11
Capítulo 3. Revisión de Literatura	13
Capítulo 4. Objetivos	17
4.1 Objetivo General.....	17
4.2 Objetivos Específicos.....	17
Capítulo 5. Metodología	18
5.1. Planteamiento y Análisis de Escenarios de Sensibilidad de los parámetros del modelo HIDENFICC.....	18
5.2. Descripción general del modelo HIDENFICC.....	20
5.3. Descripción de la estructura del modelo HIDENFICC	21
Capítulo 6. Análisis de Resultados	29
6.1 Sensibilidad del modelo HIDENFICC frente a la variación del volumen útil de una central.	29
6.2 Análisis de sensibilidad del Modelo HIDENFICC frente a la variación del Factor de Conversión	34
6.3 Análisis de sensibilidad del modelo HIDENFICC frente a la variación de la serie de caudales.....	36
6.3.1. Análisis de sensibilidad del modelo HIDENFICC frente escenarios de serie hidrológica influenciada por cambio climático.	37
Capítulo 7. Propuesta Alternativa para el cálculo de la ENFICC de centrales hidráulicas	59
Conclusiones y recomendaciones	69
Bibliografía	71

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Evolución embalse agregado del SIN en Eventos ENSO - El Niño. <i>Tomada de XM, Informe Especial Resolución CREG 135/97, 2009</i>	3
Figura 1-2: Comportamiento del precio de Bolsa y Contratos entre enero 2007 y octubre de 2009 (XM, 2009).	5
Figura 1-3: Comportamiento del precio de Bolsa y precio de Escasez enero 2015 y abril de 2016 (Sitio Web XM).	5
Figura 5-1: Metodología para el de las alternativas para el análisis de sensibilidad. Elaboración propia.....	18
Figura 5-2: Esquema de solución del algoritmo para el cálculo de la ENFICC – Tomado de Manual del programa para calcular la ENFICC – RESOLUCIÓN CREG 079 DE 2006	21
Figura 5-3: Topología de las centrales de Oriente Antioqueño – Adaptado de Presentación Celsia – Integral Sustainable Renewable Energy Developement Norway-Colombia Noviembre 11, 2015.....	22
Figura 5-4: Topología de la central hidroeléctrica Sogamoso – elaboración propia	22
Figura 5-5: Volúmenes característicos embalse Topocoro de la central hidroeléctrica Sogamoso – <i>elaboración propia</i>	24
Figura 5-6: Topología - Tratamiento de plantas autónomas y cadena de plantas– <i>elaboración propia</i>	26
Figura 5-7: Topología: Tratamiento un sistema de varios embalses asociados a cadena de plantas – <i>elaboración propia</i>	26
Figura 6-1: Comportamiento de la ENFICC frente al cambio de volumen útil	30
Figura 6-2: Comportamiento de los volúmenes mensuales luego de la simulación frente al cambio de volumen útil.	31
Figura 6-3: Comportamiento de los volúmenes mensuales vs. serie de caudales afluentes luego de la simulación del embalse Topocoro	33
Figura 6-4: Ciclo anual de volúmenes luego de la simulación y caudales afluentes del embalse Topocoro	33
Figura 6-5: Variación de ENFICC frente al cambio del F.C. de la central Sogamoso ...	35
Figura 6-6: Esquema de la cuenca del río Sogamoso hasta el sitio de presa. Informe de actualización de hidrología y sedimentos, INGETEC 2008.	39
Figura 6-7: Precipitación promedio (mm/día) del modelo HadGEM2-CC. Tomado de: (Sierra, et al, 2014)	41

Figura 6-8: Precipitación promedio (mm/día) del modelo HadGEM2-CC. Tomado de: (Sierra, et al, 2014)41

Figura 6-9: Variación de la concentración de CO2 para los distintos escenarios del IPCC. Tomado de: (IPCC, 2013).....43

Figura 6-10: Variación de la temperatura para los distintos escenarios del IPCC. Tomado de: (IPCC, 2013)43

Figura 6-11: Cambio en temperatura y precipitación de 1986-2005 a 2081-2100 para escenarios RCP2.6 y RCP8.5. Tomado de: (IPCC, 2013)44

Figura 6-12: Píxeles del modelo HadGEM2-CC sobre Colombia y la cuenca de Sogamoso45

Figura 6-13: Ciclo anual de precipitaciones observadas y resultados del modelo.....45

Figura 6-14: Precipitaciones mensuales del modelo alteradas por el factor de corrección.....46

Figura 6-15: Proyección de precipitaciones del modelo para los escenarios RCP2.6 y RCP8.5 en el periodo 2006 - 2100.....47

Figura 6-16: Estructura y funcionamiento del modelo GR2M. Fuente: Mouelhi et al., 200648

Figura 6-17: Serie de caudales simulados y observados en el periodo de calibración del modelo (1975-2000).....51

Figura 6-18: Diagrama de dispersión entre caudales simulados y observados en el periodo de calibración del modelo (1975-2000).....52

Figura 6-19: Curvas de duración de los caudales observados y simulados para el periodo de calibración del modelo (1975-2000).....53

Figura 6-20: Serie de caudales simulados y observados en el periodo de validación del modelo (2001-2012)53

Figura 6-21: Diagrama de dispersión entre caudales simulados y observados en el periodo de validación del modelo (2001-2012).....54

Figura 6-22: Curvas de duración de los caudales observados y simulados para el periodo de validación del modelo (2001-2012).....54

Figura 6-23: Caudales proyectados de 2013 a 2100 bajo los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.55

Figura 6-24: Curva de masa de los caudales proyectados por los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.57

Figura 7-1: Regla Normal de Operación del Proyecto Sogamoso – Operación del embalse con la serie base63

Figura 7-2: Comportamiento del embalse de la central Sogamoso bajo simulación con RNO65

Figura 7-3: Comportamiento de la generación de la central Sogamoso bajo simulación con RNO.....65

Figura 7-4: Comportamiento del embalse de la central Sogamoso con afluencias sintéticas bajo simulación con RNO66

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 5-1: Estadísticas series de caudales utilizadas en el análisis.....	25
Tabla 6-1: Parámetros de la simulación de la central Guatapé	30
Tabla 6-2: Parámetros de la simulación de la central Sogamoso.....	32
Tabla 6-3: Análisis ENFICC vs. Período de registro de series de caudales	37
Tabla 6-4: Características escenarios del Informe AR5 del IPCC. (IPCC, 2003)	42
Tabla 6-5: Características series de precipitación proyectada bajo los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.....	47
Tabla 6-6: Parámetros hidroclimáticos de la cuenca.....	50
Tabla 6-7: Estaciones para la interpolación de la precipitación.....	50
Tabla 6-8: Parámetros de calibración del modelo GR2M.....	51
Tabla 6-9: Criterios de bondad de ajuste del modelo para el periodo de calibración.	52
Tabla 6-10: Características de series de caudal proyectadas bajo los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.	56
Tabla 6-11: Análisis ENFICC Serie Natural vs. ENFICC Series sintéticas escenarios cambio climático.....	57
Tabla 7-1: Análisis Energía Firme HIDENFICC vs. RNO	66

Lista de abreviaturas

Abreviatura Término

ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
FC	Factor de Conversión
IHF	Indisponibilidad Histórica Forzada
RNO	Regla Normal de Operación
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
CPC	<i>Climate Prediction Center</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
SIN	Sistema Interconectado Nacional
XM	Expertos en Mercados - Filial ISA
ENSO	<i>El Niño South Oscillation</i>
OEF	Obligación de Energía Firme
IPCC	<i>Intergovernmental Panel of Climate Change</i>
MIP	Programación Entera Mixta
CVC	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía – OLADE
CNO	Concejo Nacional de Operación
GCM	<i>Global Climate Model</i>
GEI	Gases de Efecto invernadero

Introducción

El trabajo descrito en este documento pretende demostrar algunos aspectos que se consideran poco conservadores dentro de la herramienta actual que tiene la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG adscrita al Ministerio de Minas y Energía para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC.

En el Capítulo 1 se presentan los antecedentes que describen a manera de justificación el marco en el cual se fundamenta el problema de estudio. Se resalta el impacto que tiene el evento macroclimático El Niño en el Sistema Interconectado Nacional – SIN y una somera descripción de los parámetros para el cálculo de la ENFICC.

Seguido de lo anterior en el Capítulo 2 se presentan los elementos teóricos en los que se fundamentan los análisis realizados, la necesidad de los mercados de pago por capacidad para incrementar las inversiones en activos de generación de energía eléctrica, la evolución al cargo por confiabilidad e importancia del cálculo de la ENFICC y en especial para centrales hidroeléctricas.

El Capítulo 3 presenta un resumen inicial aspectos relacionados con la necesidad de los mercados para el suministro de energía eléctrica. Luego algunas resoluciones de la CREG que reglamentan la ENFICC y estudios puntuales que describen como realizar el cálculo de energía firme.

El Capítulo 4 presenta el objetivo general de este trabajo y los objetivos específicos.

El Capítulo 5 presenta la metodología para el cumplimiento de los objetivos definidos en el capítulo cinco, a partir de un planteamiento de escenarios de sensibilidad de los principales parámetros del modelo HIDENFICC. En este capítulo también se presenta la descripción general del Modelo y su estructura de funcionamiento.

El Capítulo 6 se concentra en el análisis de los resultados, presenta la sensibilidad del Modelo HIDENTICC frente a la variación del volumen útil, frente a la variación del Factor de Conversión y a la serie de caudales. Se presenta de igual forma un caso especial en el parámetro por el cual se define la energía firme, asociado a períodos críticos y en ese sentido se presenta una simulación de la ENFICC con una serie sintética de caudales generada a partir de información de un modelo de circulación global en diferentes escenarios de Cambio Climático.

El Capítulo 7 presenta la propuesta alternativa para el cálculo de la ENFICC para centrales hidroeléctricas partiendo de la comparación del Modelo HIDENTICC con un modelo de simulación de generación de energía basado en la llamada Regla Normal de Operación, definiendo cómo deberían ser los parámetros para que dicho cálculo refleje las condiciones operativas de una central hidroeléctrica con embalse.

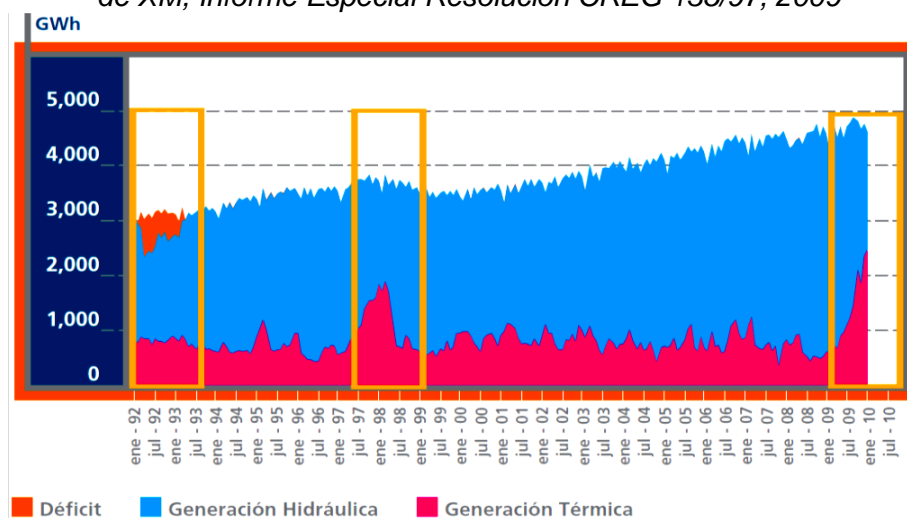
En el Capítulo 8 y el Capítulo 9 se presentan una serie de conclusiones y recomendaciones para adelantar trabajos futuros relacionados con esta temática y las referencias bibliográficas.

Capítulo 1. Antecedentes

En 1994 el sector energético colombiano sufrió una fuerte reestructuración, con las leyes 142 y 143 de ese mismo año se formó un mercado competitivo en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados (Parada y Ospina, 2004).

Esta reforma se produjo luego del evento El Niño 1991 – 1992, uno de los responsables del racionamiento energético en todo el país (XM, 2009), demostrando así la poca confiabilidad que existía en su momento frente a eventos macroclimáticos que afectan el recurso hídrico en un Sistema Interconectado con una mayoritaria participación de generación hidroeléctrica, hoy en día alrededor de un 70% (UPME, 2015), (XM, 2009). Ver Figura 1-1.

Figura 1-1: Evolución embalse agregado del SIN en Eventos ENSO - El Niño. Tomada de XM, Informe Especial Resolución CREG 135/97, 2009



Posteriormente, durante El Niño 1997 – 1998, el más fuerte desde que se tienen registros (CPC – NOAA, 1997), se logró atender la demanda nacional en cierta medida por su reestructuración, y por la disponibilidad de nuevas centrales térmicas que cambiaron la configuración y la confiabilidad del sistema (Parada, Ospina, 2004).

Bajo la evidencia de esta debilidad del sistema, se encontró indispensable implementar un esquema de remuneración que permitiera hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios para atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, a través de la estabilización de los ingresos del generador (Villareal, Córdoba, 2008).

Durante 10 años el sistema asignó un cargo o remuneración anual cada central del SIN de acuerdo a su capacidad instalada y a un precio definido por la CREG. En cierta forma, ese mecanismo planteado en algunos casos podía estar representar una des optimización técnico económica del proyecto si se considera que el insumo principal no podría entregar el caudal de diseño en todos los períodos de operación.

Por lo anterior desde finales de 2006 la comisión diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad (Villareal, Córdoba, 2008). Este esquema vigente a la fecha, permite a los generadores contar con un ingreso de dinero fijo y reduce en cierta medida el riesgo de su inversión. Como contraprestación, los generadores deben mantener la disponibilidad de la central incluyendo los escenarios en los que se presentan las condiciones críticas de su hidrología (en el caso de centrales hidráulicas).

Como se describe en el planteamiento del problema, el hecho de tener con una matriz energética poco diversificada hace necesario contar con las mejores estimaciones de la energía que realmente pueden entregar las centrales hidroeléctricas en escenarios de hidrología crítica que finalmente termina afectando el comportamiento del mercado con el aumento en el precio de bolsa.

Este comportamiento se presentó durante El Niño 2009 – 2010, cuando los precios se duplicaron durante la influencia del evento pasando de 110 \$/kWh a 200 \$/kWh aproximadamente, (XM, 2009) Ver Figura 1-2. Más aún, se observó el fuerte incremento

del precio de bolsa en el evento El Niño 2015 – 2016 donde por las bajas afluencias se superó el precio de escasez alcanzando un valor pico de alrededor de 2800 \$/kWh (valores reportados en www.xm.com.co consulta realizada el 26 de abril de 2016) Ver Figura 1-3.

Figura 1-2: Comportamiento del precio de Bolsa y Contratos entre enero 2007 y octubre de 2009 (XM, 2009).

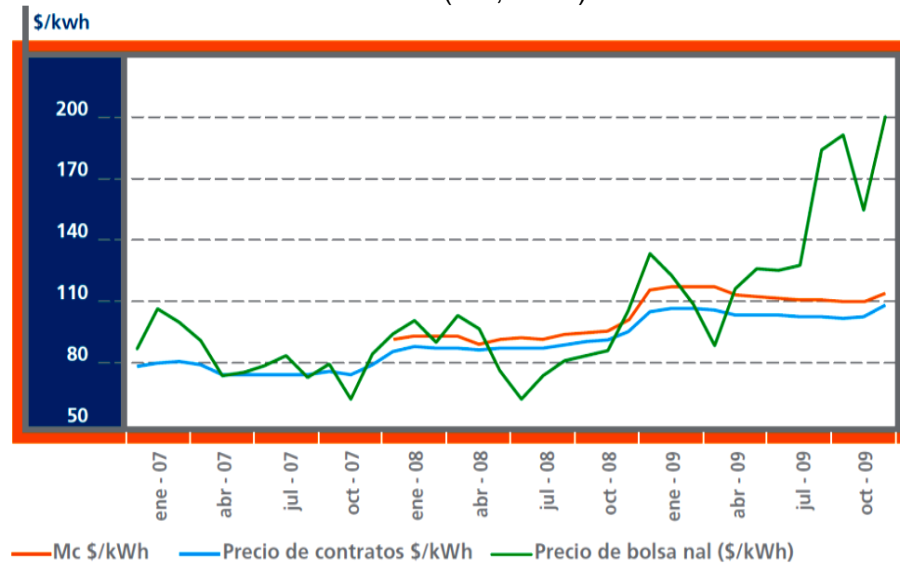
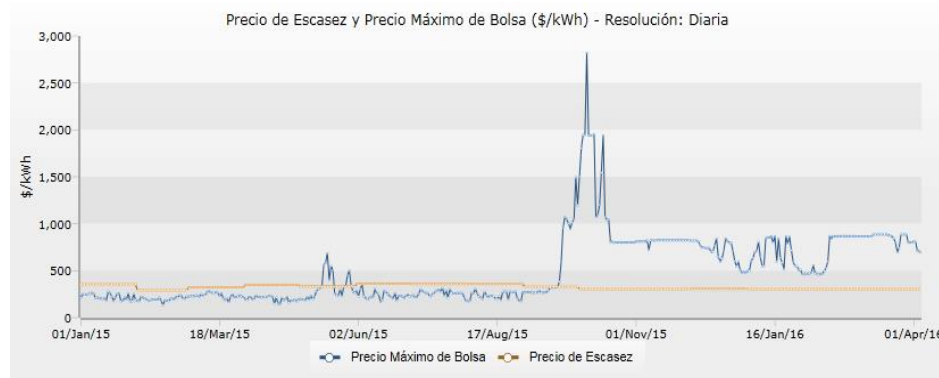


Figura 1-3: Comportamiento del precio de Bolsa y precio de Escasez enero 2015 y abril de 2016 (Sitio Web XM).



Teniendo en cuenta que el 70% de la energía producida en Colombia proviene de las centrales hidroeléctricas, y que el recurso de generación es y será altamente influenciado por los eventos macroclimáticos, además de otras simplificaciones con el factor de conversión y el volumen de embalse, este trabajo pretende llevar a cabo una revisión de

los parámetros con los cuales se calcula la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad y plantear una propuesta como calcular la ENFICC para centrales hidroeléctricas.

De acuerdo a la Resolución 071 de 2006 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC, es la máxima energía que es capaz de entregar una central de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales. (CREG-071 de 2006).

Para la estimación de esta ENFICC en centrales hidroeléctricas, los agentes (empresas generadoras) del SIN deben entregar una serie de parámetros característicos los cuales se ingresan un modelo de optimización denominado HIDENFICC.

Los parámetros que utiliza el modelo HIDENFICC son los siguientes (Modelo HIDENFICC v4.0 CREG, 2014):

- Serie histórica de caudales promedios mensuales (20 años).
- Volúmenes característicos del embalse.
- Indisponibilidad histórica forzada (IHF) de la central.
- Capacidad instalada de la central.
- Factor de conversión mediano (percentil 50% nivel de embalse), el cual relaciona la potencia entregada por las unidades por cada metro cúbico de agua turbinado (CNO Acuerdo 694 del 6 de agosto de 2014).

Sin embargo este modelo sugiere algunas aproximaciones que pueden estar sobreestimando la Energía Firme:

- El factor de conversión es único y constante en el tiempo. Es claro que el modelo en este caso no refleja el real funcionamiento de una central, dado a que las unidades de generación varían su eficiencia para diferentes niveles del embalse, para lo cual debería usarse una curva de factor de conversión para diferentes niveles característicos de dicho embalse.
- Se utiliza la serie histórica de caudales promedios mensuales. Sin embargo, la utilización de datos históricos de caudales no reflejan su predicción a largo plazo bajo

los efectos de los diferentes escenarios del cambio climático (Intergovernmental Panel of Climate Change - IPCC, 2014), lo anterior, si se tienen en cuenta por ejemplo, los resultados de estudios como los de Jiménez, Vélez y Poveda (2011) y Unidad de Planeación Minero Energética - UMPE (2013), en los cuales se observan a futuro, alteraciones en el comportamiento hidrológico de las cuencas, con disminución y cambios en la varianza tanto en las series de precipitaciones, como en las de caudales.

- La modificación del índice de indisponibilidad histórica forzada o IHF, no sugiere cambios en la ENFICC, lo que podría indicar que no considera la disponibilidad real técnica de las unidades de la central.
- En análisis iniciales realizados y que se confirmarán en este trabajo se ha observado que la ejecución del software en escenarios donde hay cadenas de centrales hidroeléctricas la ENFICC aumenta sin importar la distancia entre centrales consecutivas ni considerar regulación natural de hoya de cuenca propia entre las mismas. De igual forma se observa alta sensibilidad de la estimación de la ENFICC frente al cambio de volumen útil.

Como se ha descrito en los párrafos anteriores, dado que la ENFICC es base para el cálculo de la Obligación de Energía Firme – OEF, ya sea para una planta existente o un nuevo proyecto (asignada por subasta), es necesario plantear una propuesta alternativa para calcular la energía firme de las centrales hidroeléctricas considerando el alto porcentaje que tienen en participación del mercado eléctrico colombiano y la vulnerabilidad que podría tener el sistema por la incertidumbre que podría generar los cálculos del modelo. En ese mismo sentido en el Capítulo II se describirán los diferentes elementos teóricos que enmarcan la necesidad del cálculo de la energía firme desde su fundamento en los mercados eléctricos basados en la confiabilidad.

Capítulo 2. Marco Teórico

Para entender la importancia que radica en el cálculo de la Energía Firme es necesario partir de la base del funcionamiento de los mercados de energía eléctrica basados en pagos por la confiabilidad y garantía de expansión de la capacidad instalada de acuerdo a las necesidades expuestas por la demanda.

De acuerdo a Johannes Pfeifenberger et. al (2009) en su informe, *A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs*, ésta clase de mercados no impone directamente las condiciones de fiabilidad, por ejemplo, por requisitos de reserva de energía, a los agentes de generación y el nivel de fiabilidad queda asociado a los pagos por capacidad ya establecidos para cada agente. Esto hace que exista una diferencia entre centrales con reserva, existentes y nuevas.

Esta clase de mercados basados en el pago por la capacidad de generación fue inicialmente introducida en Chile en 1982. Sin embargo, otros mercados en países como Italia, Perú y Corea del Sur e incluso Colombia han utilizado este mecanismo para solventar las inversiones para aumento de capacidad instalada. Sin embargo, dichos en dichos mercados se han observado falencias o desventajas como: generalmente no hay retroalimentación del mercado, las garantías de potencia son demasiado bajas que no lograrán atraer inversiones, mientras que los pagos que son demasiado altos forman una ineficiente atención a la demanda; y adicionalmente, los niveles de suficiencia de recursos siguen siendo inciertos.

Particularmente en Colombia, de acuerdo presentado en (Salazar 2008), las falencias del Cargo por Capacidad, que estuvo operativo cerca de 10 años, se fundamentaban en la alta variabilidad en los ingresos de los generados entre un año y otro, algunos cuestionamientos a la metodología de asignación, la falta de definición clara del producto

que se remuneraba y la inexistencia de penalizaciones por el incumplimiento en los momentos críticos.

Producto de estas falencias, la CREG decidió cambiar el esquema de remuneración pasando al Cargo por Confiabilidad, luego de revisar conjuntamente con académicos y consultores del tema, (Villareal y Córdoba 2008), las diferentes falencias. Finalmente, el actual cargo entró a regir en diciembre de 2006.

El cargo por confiabilidad, como primera diferencia representativa con respecto al Cargo por Capacidad definía que el regulador debe remunerar Energía, específicamente Energía Firme, más no capacidad y sobre todo que dicha remuneración se realiza a través de un mecanismo claro, competitivo y justo y no administrativamente como lo asignaba el extinto Cargo por Capacidad. En otras palabras, el nuevo Cargo debe reducir el riesgo de los generadores y mejorar la confiabilidad en el sistema, resultando entonces energía eléctrica confiable a mínimo costo para los consumidores, (Cramton y Stoft, 2006).

Otros elementos del mercado de energía firme, son el producto, una opción financiera tipo Call, denominada OEF u Obligación de Energía Firme y definida como un recurso físico que puede entregar en períodos críticos una unidad generadora. Esta Call (Americana, es decir, que puede ejercerse en cualquier momento) será ejercida en el caso que el precio de bolsa supere el precio de escasez. La prima de las OEF es el denominado Cargo por Confiabilidad.

De igual forma dentro de este mercado de energía firme, se realiza un proceso de subasta, en el cual las opciones de confiabilidad son asignadas entre los generadores a través de una subasta de energía firme hasta por 20 años para las nuevas unidades de generación. El mecanismo comienza con un nivel de prima muy alto y los generadores ofrecen la cantidad de energía que están dispuestos a comprometer o a generar en períodos secos; a medida que entran varios jugadores al proceso, el precio va disminuyendo hasta el punto que cada agente pueda hacer viable su inversión luego que la proyección de la demanda y la oferta lleguen al equilibrio.

Sin embargo, la problemática a analizar radica en la forma del cálculo de la Energía Firme para dicho Cargo por Confiabilidad, específicamente para centrales hidroeléctricas y no en el funcionamiento del Mercado de Energía Firme.

Para el cálculo de la ENFICC, el regulador definió la forma de cálculo de dicha energía a partir de diferentes parámetros descritos en los antecedentes de este documento y de forma detallada en el Capítulo 5 (CREG-071 de 2006). Los parámetros son ingresados al software de optimización denominado HIDENFICC y se establece una ENFICC base y una correspondiente al 95% probabilidad de ocurrencia (CREG, 2014).

A pesar que se tienen similitudes con mercados fundamentados en la confiabilidad en energía como California, el Nordpool y el Australian Victoria Pool, estas matrices energéticas son completamente diferentes al SIN colombiano y sobre todo como se mencionó anteriormente no son hidrológicamente dependientes. Solo serán válidas metodologías de cálculo de energía firme o su equivalente en mercados que tengan un relevante porcentaje de potencia hidroeléctrica instalada.

2.1 Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad

De acuerdo a lo definido por la CREG, se entiende por Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales (CREG, 2006: <http://www.creg.gov.co/cxc>).

La ENFICC de las plantas hidráulicas se calcula utilizando un modelo computacional denominado HIDENFICC que maximiza la energía mínima que puede entregar mes a mes una planta hidráulica en condiciones de bajos caudales (CREG, 2006: <http://www.creg.gov.co/cxc>). El detalle del modelo y de los parámetros se presenta en el Capítulo 5.

La mínima ENFICC que puede declarar un agente se denomina ENFICC Base y corresponde a la energía mínima obtenida del modelo de maximización. La máxima ENFICC que puede declararse para participar en la subasta corresponde a la ENFICC con un 95% PSS, es decir, el nivel de energía que la planta hidráulica puede generar con una

probabilidad del 95%. Si el agente opta por declarar una ENFICC superior a la ENFICC Base para participar en la subasta, sin exceder la correspondiente al 95% PSS, debe respaldar esta diferencia con una garantía, (CREG, 2006: <http://www.creg.gov.co/cxc>).

En este Capítulo 2 se presentó el tipo de mercado del que hace parte el colombiano, y en particular cómo se utiliza el concepto de ENFICC dentro de la confiabilidad del mismo. En el Capítulo 3 se presentan los diferentes trabajos realizados en Colombia relacionados con la ENFICC.

Capítulo 3. Revisión de Literatura

Pérez Arriaga y otros autores en su libro *Regulation of the Power Sector* indican que es inconcebible el desarrollo de una sociedad sin la energía eléctrica; (Pérez et. al. 2013). Sin embargo y como lo describen en el mismo documento, los sistemas de potencia o energía eléctrica, son considerados como los más grandes y de mayor complejidad dentro de los sistemas industriales jamás construidos.

A la fecha, los sistemas eléctricos en el mundo obedecen a la prestación de un servicio para la sociedad en la mayoría de los casos a través de un mercado de electricidad. Sin embargo, es importante definir la electricidad como un producto que se diferencia de todos los demás porque no puede ser almacenado. La cantidad producida de energía es transmitida y luego consumida en un balance que podría decirse funciona en tiempo real, (Pérez et. al. 2013).

Dado lo anterior, garantizar la confiabilidad del sistema y el abastecimiento de energía eléctrica se ha convertido en el mayor reto de las políticas energéticas de todos los países del mundo, (Villarreal y Córdoba, 2008). Esta confiabilidad podría definirse como la cuantificación de la probabilidad de disponibilidad del recurso entregado de dicho sistema.

Sin embargo, para asegurar esa confiabilidad es necesario e imperativo contar con una fuente de generación disponible en todo momento y es éste aspecto del cual se deriva la problemática a analizar en este trabajo.

En Colombia, el Sistema Interconectado Nacional - SIN tiene un alto componente de generación hidráulica, del orden del 70%, (Cramton y Stoft, 2007), lo que claramente indica una hidro-dependencia y lo deja vulnerable frente a eventos macroclimáticos como el caso del El Niño South Oscillation – ENSO en su fase cálida El Niño, que impacta directamente

el recurso hídrico como insumo principal. Lo anterior sin incluir el evidente impacto producto del Cambio Climático en la frecuencia e intensidad de estos fenómenos naturales.

Con el fin de garantizar el suministro de energía o confiabilidad del SIN, el estado colombiano en la década de los 90 creó el denominado Cargo por Capacidad, que luego de 10 años de operación y diversas investigaciones que demostraban fuertes falencias, fue reemplazado por el actual Cargo Confiabilidad que rige desde diciembre de 2006, (Villarreal y Córdoba, 2008). La propuesta descrita en (Cramton y Soft, 2007), se fundamenta en el Mercado de Energía Firme, el cual provee mecanismos para incentivar la inversión y operación de recursos de generación de energía en cantidad y calidad necesaria. Por lo tanto el mercado de energía firme, reduce el riesgo de los proveedores y mejora la fiabilidad, lo que disminuye en el largo plazo el costo al usuario final.

Como se mencionó anteriormente dentro de las evaluaciones realizadas al Cargo por Capacidad, a través de la Resolución CREG 071 de 2006 se migró a un esquema de mercado de capacidad -vía opciones financieras subastadas-, denominado cargo por confiabilidad, (Restrepo et. al, 2012).

En este caso el esquema planteado obedece a una subasta y el reparto de los pagos por confiabilidad queda en manos de los generadores e inversionistas, evitando los problemas de los pagos administrados que tenía el antiguo Cargo por Capacidad. Además se facilita la resolución del problema de fijación del precio por parte del regulador que pasa a ser calculado como producto de la competencia entre los diferentes agentes, toda vez que el producto subastado en el mercado de confiabilidad (Obligaciones de Energía Firme - OEF), toma la forma de opciones financieras.

El propósito de la subasta queda en asignar las OEF entre los generadores e inversionistas la a un precio eficiente el suministro del servicio y garantizando a largo plazo las inversiones que puedan mantener la demanda del SIN, (Restrepo et. al, 2012).

Como se definió en los capítulos anteriores, según la Resolución CREG 071 de 2006, la ENFICC es la máxima energía eléctrica que es de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año. Particularmente para el mercado eléctrico colombiano por medio de la subasta se

determina tanto la cantidad máxima de energía que debe suministrar cada generador al que se le asigne una OEF, como la remuneración que recibirá por cada kilovatio/hora.

Otros autores e instituciones definen a la energía o en algunos casos la potencia firme como: un servicio para proveer una cantidad acordada de capacidad confiable para cubrir la carga máxima y situaciones de contingencia para asegurar la adecuación de los recursos y la confiabilidad del sistema. En (López et. al, 2008), coinciden y definen la energía firme de una central hidroeléctrica corresponde como máxima producción continua que puede ser obtenida suponiendo la ocurrencia del registro histórico de caudales. Dicha energía se produce en el periodo crítico que se inicia cuando el embalse está totalmente lleno y termina cuando alcanza su nivel mínimo operativo, para un período específico y sin que en este periodo haya habido otro llenado. En (Onen y Eminoglu) definen la energía firme (para pequeñas centrales hidroeléctricas) como la obtenida a partir del 95% de la curva de duración de caudales.

La Energía Firme, por su definición, debería asegurar la atención de la demanda aun en las peores condiciones hidrológicas verificada en todo el registro histórico de caudales afluentes.

La Organización Latinoamericana de Energía – OLADE, comparte las definiciones anteriormente descritas y propiamente relacionadas con el cálculo de la energía y concuerda con lo estipulado para la energía para el cargo por confiabilidad, como mecanismo para expandir el sistema de generación y como garantía dentro de los contratos de compra y venta de energía entre empresas.

Por lo anterior la confiabilidad del sistema estará sujeta a la cantidad de energía firme asignada como obligación a cada agente, el cual reporta el valor de ENFICC a partir de los resultados del modelo HIDENFICC. En el Capítulo 6 se ampliarán las resoluciones CREG y acuerdos del CNO aplicables a la metodología definida para el cálculo de la ENFICC.

En este Capítulo se describieron los diferentes trabajos que se han realizado desde la implementación del mecanismo de confiabilidad ENFICC, su funcionamiento y remuneración y la definición que se utilizará en adelante de Energía Firme. A continuación en el Capítulo 4 se presentan los objetivos de este trabajo.

Capítulo 4. Objetivos

4.1 Objetivo General

Plantear una propuesta alternativa para estimar la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC para centrales hidroeléctricas dentro del mercado eléctrico colombiano.

4.2 Objetivos Específicos

- Hacer una revisión de la bibliografía en relación a los conceptos de energía firme y los mecanismos para la confiabilidad de los mercados de los sistemas eléctricos en otros países.
- Establecer un conjunto de escenarios para estimar la ENFICC a partir de la variación de los parámetros principales de cálculo como: factor de conversión, volumen útil y series de caudales.
- Utilizar el modelo HIDENFICC para realizar pruebas y análisis de sensibilidad a partir de los escenarios planteados.
- Plantear una propuesta alternativa para la estimación de la energía firme para centrales hidroeléctricas dentro del mercado eléctrico colombiano.

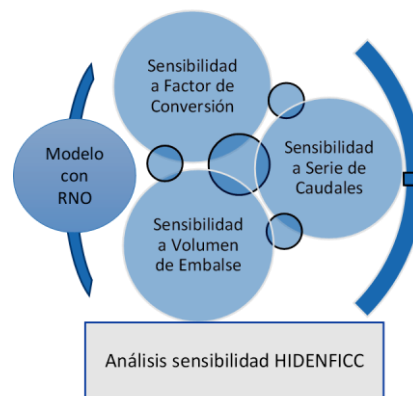
Capítulo 5. Metodología

Para atender la problemática descrita en los capítulos anteriores se plantearon varios escenarios en los cuales se evalúa el desempeño del software (modelo) para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad - HIDENFICC a través de un planteamiento y análisis del comportamiento de los resultados de energía firme antes los escenarios definidos.

5.1. Planteamiento y Análisis de Escenarios de Sensibilidad de los parámetros del modelo HIDENFICC

Para el planteamiento de escenarios se tuvieron en cuenta los principales parámetros descritos en el Capítulo 1. Antecedentes: volúmenes característicos: volumen máximo y mínimo o volumen útil, factor de conversión mediano de la planta y serie de caudal promedio mensual de al menos 20 años.

Figura 5-1: Metodología para el de las alternativas para el análisis de sensibilidad.
Elaboración propia



Es importante mencionar que los diferentes parámetros y restricciones asociados a cada central hidroeléctrica son reportados por los agentes generadores cada vez que sea necesario declarar parámetros ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG ante asignaciones de Obligaciones de Energía Firme ya sea por mecanismo de subasta para centrales nuevas o por reconfiguración para plantas existentes.

Por lo anterior, los parámetros declarados por los agentes para el cálculo de la ENFICC son objeto de auditoría de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Resolución CREG-071 de 2006. La mayoría de los parámetros mencionados están respaldados por acuerdos del Consejo Nacional de Operación, luego de la revisión y aval en los respectivos subcomités como el caso del Subcomité Hidrológico y el Subcomité de Plantas.

Sin embargo, para que un parámetro sea avalado debe cumplir lineamientos establecidos en acuerdos del mismo CNO previamente desarrollados y para su estricto cumplimiento. Los principales acuerdos actualizados en 2016 que rigen el cálculo de los parámetros que se analizarán en este trabajo son los siguientes:

ACUERDO No. 694 del CNO de agosto de 2014 - Por el cual se aprueba una modificación del protocolo para la estimación del factor de conversión de plantas hidráulicas.

ACUERDO No. 565 del CNO de febrero de 2012 - Por el cual se aprueba el procedimiento para la realización de las mediciones de batimetría en los embalses utilizados directa o indirectamente para la generación de energía.

ACUERDO No. 159 del CNO de agosto de 2001 - Por el cual se aprueba el procedimiento de Actualización y Modificación de la Información Hidrológica.

Otros acuerdos y/o resoluciones CREG de igual relevancia dentro del análisis del software para el cálculo de la ENFICC pero que no se analizarán en este trabajo son:

ACUERDO No. 593 del CNO de julio de 2012 Por el cual se consideran las modificaciones a la Capacidad Efectiva Neta de las plantas de generación para cada periodo del Cargo por Confiabilidad y el ajuste de las rampas de las plantas térmicas a los nuevos valores registrados.

Resolución CREG No. 079 de octubre de 2006 *Por la cual se modifica la Resolución CREG-025 de 1995, en lo referente al cálculo de índices de indisponibilidad (IH) para plantas con información insuficiente por presentar pocas horas de operación y horas de indisponibilidad en el período de análisis.*

5.2. Descripción general del modelo HIDENFICC

En la Resolución CREG 079 de 2006 se presenta en detalle las consideraciones bajo las cuales se diseñó el modelo para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (en adelante ENFICC). El algoritmo fue desarrollado bajo el entorno de Microsoft Visual Basic 6.3 para Microsoft Office Excel 2003 siguiendo el modelo de optimización para el cálculo de la ENFICC descrito en el Anexo 9 de la Resolución mencionada.

El programa para cada mes m del período de análisis, debe cumplir la siguiente ecuación de balance hídrico:

$$E_m = E_{m-1} + \alpha_m - T_m - V_m$$

Dónde:

E_m : volumen del embalse al final del mes m , expresado en hectómetros cúbicos o millones de metros cúbicos (Se considerará en adelante $hm^3 = Mm^3$ dado a que normalmente en el sector eléctrico se trabaja ésta última unidad).

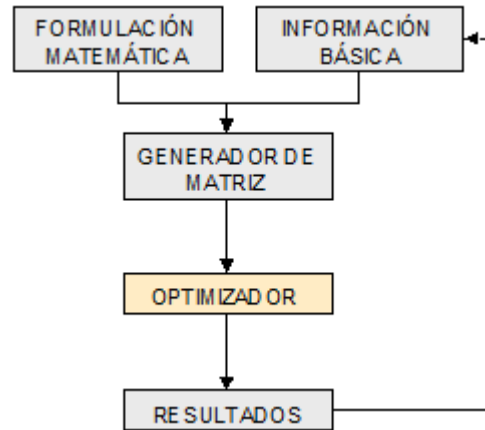
α_m : aportes en el mes m , expresado en millones de metros cúbicos (Mm^3).

T_m : turbinado en el mes m , expresado en millones de metros cúbicos (Mm^3).

V_m : vertimientos durante el mes m , expresado en millones de metros cúbicos (Mm^3).

El cálculo de la ENFICC para plantas hidráulicas se resuelve a través de un algoritmo de Programación Entera Mixta (MIP por sus siglas en inglés) usando el software comercial de optimización CPLEX 10.0. La Figura 5-2 muestra la forma como es resuelto el problema del cálculo de la ENFICC.

Figura 5-2: Esquema de solución del algoritmo para el cálculo de la ENFICC – Tomado de Manual del programa para calcular la ENFICC – RESOLUCIÓN CREG 079 DE 2006



5.3. Descripción de la estructura del modelo HIDENFICC

El programa computacional debe calcular la ENFICC teniendo en cuenta las características y restricciones propias de cada uno de los sistemas hidráulicos (puede ser una sola central o una cadena de centrales), para lo cual se consideran:

La topología de la planta o grupo de plantas: En la Figura 5-3, puede observarse la Topología de plantas de las centrales hidroeléctricas del Oriente de Antioquia. Ésta figura se presenta considerando que la central Guatapé (embalse El Peñol) se utilizará para realizar análisis de sensibilidad al cambio del volumen, considerando que éste posee el segundo mayor embalse en capacidad de almacenamiento del país, con alrededor de 1.000 Mm³ de volumen útil, solo por debajo del embalse Topocoro de la central hidroeléctrica Sogamoso. Sin embargo se aclara que la capacidad de regulación de El Peñol es superior al embalse Topocoro por la eficiencia de la central (mayor salto que se traduce en mayor factor de conversión 7,7101 MW/m³/s vs. 1,3047 MW/m³/s y por ende menor consumo de agua para generación).

De igual forma se presenta la topología para la central hidroeléctrica Sogamoso, con los ríos principales y su volumen útil calculado a partir mediciones batimétricas. Ver Figura 5-4.

Figura 5-3: Topología de las centrales de Oriente Antioqueño – Adaptado de Presentación Celsia – Integral Sustainable Renewable Energy Development Norway- Colombia Noviembre 11, 2015

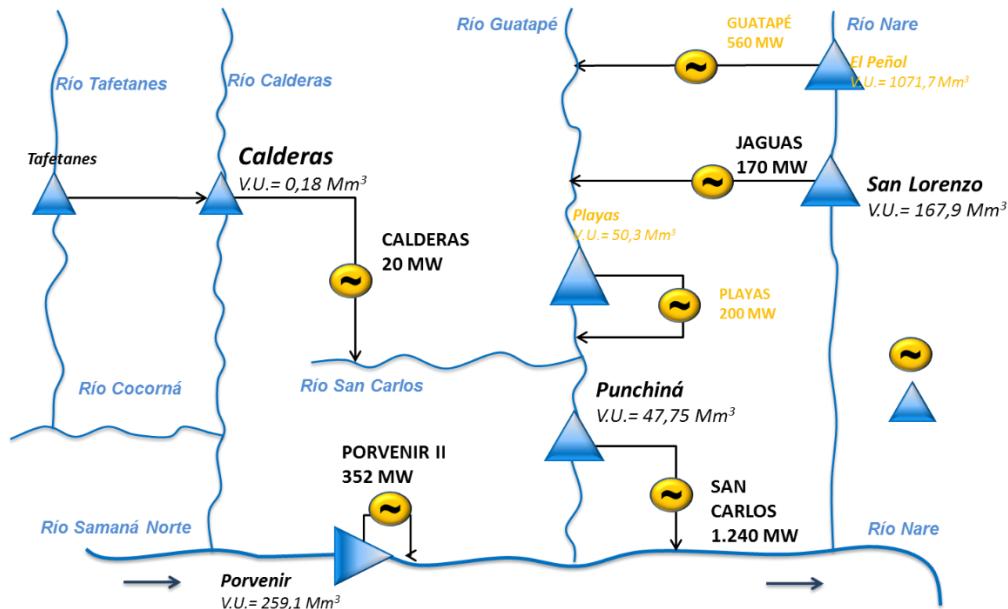
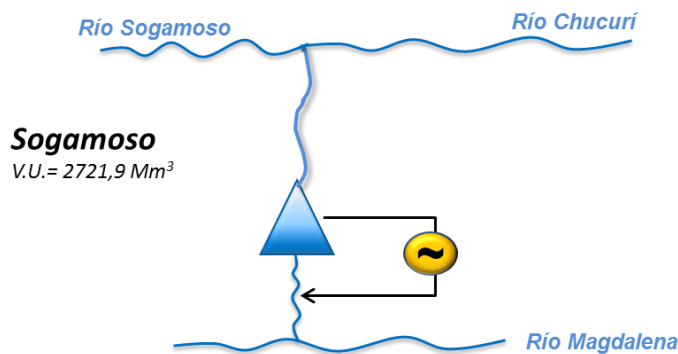


Figura 5-4: Topología de la central hidroeléctrica Sogamoso – elaboración propia



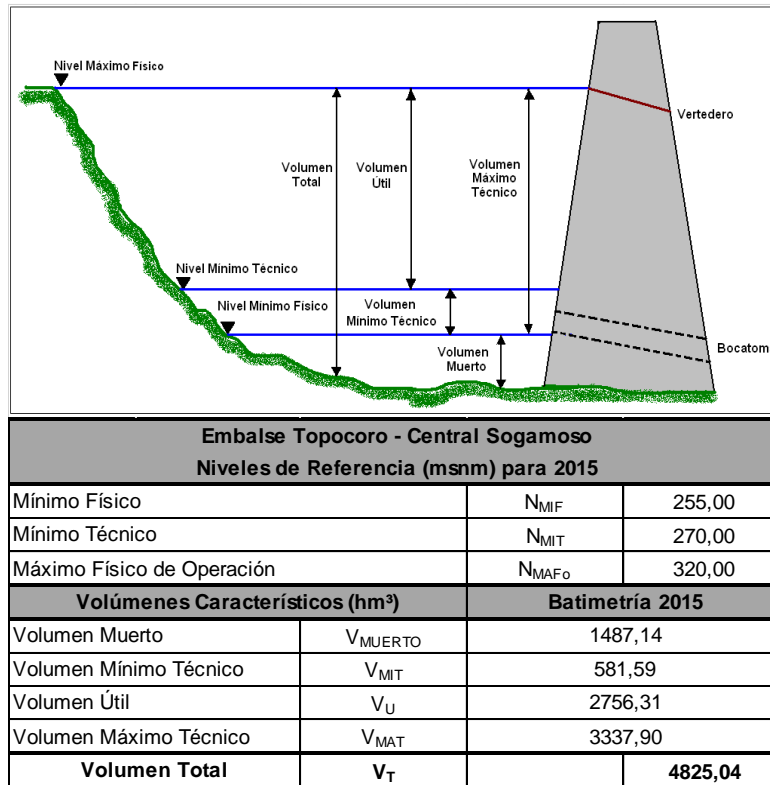
Los límites del embalse: volumen mínimo técnico y volumen máximo técnico: En ese caso se aclara que el software permite incluir en volumen máximo el volumen útil de la planta e incluir el valor 0 Mm^3 en la casilla de volumen mínimo, indicando finalmente la misma cantidad de agua disponible. En la Figura 5-5 se observan los volúmenes característicos en una central hidroeléctrica con embalse, particularmente los datos obedecen a la central Sogamoso.

Restricciones de uso del embalse: curva guía mínima y curva guía máxima. Sólo algunos embalses del país tienen esta restricción, como el caso de Salvajina, el cual debe obedecer algunos lineamientos establecidos con La Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca - CVC de las variaciones del nivel del embalse y de los caudales turbinados aguas abajo. La curva guía mínima de un embalse solamente puede ser afectada para cumplir con los flujos mínimos para acueducto y riego, en aquellos períodos donde no es posible cumplirlos, sin remover esta restricción. Para los análisis de este trabajo los embalses en cuestión no están sujetos a dicha restricción.

Capacidad de turbinamiento máxima y mínima de la planta: para este caso los valores que se tomarán son los disponibles en el sistema de información del administrador del Mercado www.xm.com.co y que corresponden a datos suministrados por los agentes. Estos valores corresponden al caudal de diseño de la planta y el mínimo está asociado a alguna restricción en particular la cual puede ser de tipo técnica por el flujo mínimo de acuerdo a la capacidad nominal de potencia de una máquina y o de tipo ambiental como es el caso del caudal ecológico.

El caudal ecológico se define como el flujo de agua requerido para mantener las necesidades mínimas de los ecosistemas acuáticos existentes en un área de influencia antrópica que modificará los caudales naturales de un río o quebrada. Los caudales ecológicos son escurrimientos que se dejan fluir por el río para preservar la integridad ecológica sin menoscabo del desarrollo de los habitantes, (Parra, 2012). Para el caso de la central Sogamoso por ejemplo se tienen un caudal mínimo a turbinar asociado a caudal ecológico correspondiente a $80 \text{ m}^3/\text{s}$, exceptuando el mes de mayo en el cual debe cumplirse con $300 \text{ m}^3/\text{s}$.

Figura 5-5: Volúmenes característicos embalse Topocoro de la central hidroeléctrica Sogamoso – *elaboración propia*



Índice de Disponibilidad Histórica de Salidas Forzadas – IHF: Para este parámetro la CREG definió el IHF, que considera la indisponibilidad observada de cada activo de generación sin incluir aquellos eventos que no están bajo el control del agente: por fallas en el Sistema de Transmisión Nacional o en el Sistema de Transmisión Regional y Racionamientos de gas natural declarados por el Ministerio de Minas y Energía. En el caso de plantas nuevas, que aún no cuentan con información histórica para el cálculo de este índice, la CREG ha establecido unos valores aplicables a los dos primeros años de operación de la planta. Este parámetro calculado a partir de la resolución CREG 079 mencionada en el numeral 6, al parecer no reviste ninguna afectación al cálculo de la ENFICC. En este trabajo se hizo un análisis de sensibilidad a este parámetro variando cada 5% hasta alcanzar el 50% sin encontrar modificaciones a la ENFICC de la central.

Capacidad máxima de bombeo: Este parámetro solo aplica a las centrales que tienen bombeo para otros usos o reutilización del agua turbinada. Por lo anterior en este análisis no es aplicable.

La Información Hidrológica Oficial del SIN: La información hidrológica que se tendrá en cuenta es la contenida en la declaración de parámetros de cada agente para asignación de Obligaciones de Energía Firme. Los datos utilizados en este análisis cumplen con el período mínimo exigido que corresponde a 20 años de caudales medios mensuales. En la Tabla 5-1 se presenta el detalle de las series utilizadas en el análisis.

Tabla 5-1: Estadísticos series de caudales utilizadas en el análisis

Serie	Resolución	Período	Media (m ³ /s)	Mínimo (m ³ /s)	Máximo (m ³ /s)	Desviación (m ³ /s)
Guatapé	mensual	1956 - 2015	51,26	17,5	170,59	21,21
Sogamoso	mensual	1959 - 2014	470,84	34,46	1586,8	260,7

De acuerdo a lo establecido en el Anexo 3 de la Resolución-2006-CREG079-2006 e utilizando la información detallada anteriormente el modelo computacional considerará que:

- Solamente se generará por encima de la ENFICC (Energía Disponible Adicional) de cada período de optimización, en los meses en que el nivel de embalse sea igual o mayor al de la curva guía máxima o el nivel de espera definido por el volumen de espera, en caso de tenerlo.
- Vertimientos solamente se pueden dar cuando se supere el límite máximo del embalse y la máxima capacidad factible de la planta.
- El nivel del volumen del embalse sólo podrá estar por encima de la curva guía máxima o el nivel de espera, si lo tiene la planta, cuando la planta haya alcanzado su capacidad máxima de turbinamiento.
- El nivel del volumen del embalse sólo podrá ser menor o igual a la curva guía mínima, si la tiene la planta, cuando la planta este turbinando 0 m³/s.

Debe aplicar para:

- La ENFICC de plantas autónomas, las cuales están compuestas por el sistema embalse planta.

- La ENFICC de varios Embalse-Planta en cadena, en donde se calcula la ENFICC a la primera planta aguas arriba (G1). Para la siguiente planta (G2) se utiliza el mismo modelo considerando como aportes al embalse asociados a esta planta, además de los naturales, el caudal turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba obtenido del paso anterior. Así sucesivamente para las plantas de la cadena. Ver detalle en Figura 5-6.
- La ENFICC de un sistema de varios embalses asociados a una cadena de plantas, en donde se calcula la ENFICC a la primera planta aguas arriba (G1), aplicando la metodología a la cadena de embalses asociados aguas arriba. Para la siguiente planta (G2) se optimiza de forma autónoma considerando como aportes, además de los naturales, optimizando plantas con varios embalses asociados aguas, el caudal turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba (Ver Gráfica 2). Ver detalle en Figura 5-7.

Figura 5-6: Topología - Tratamiento de plantas autónomas y cadena de plantas–
elaboración propia

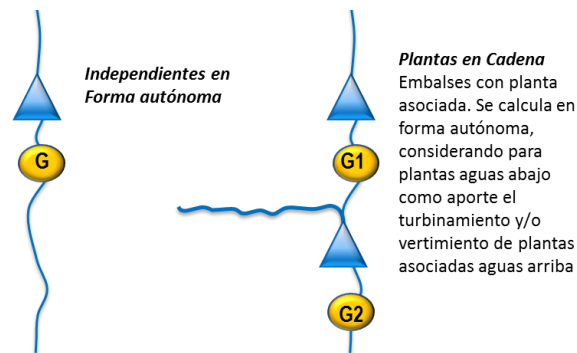
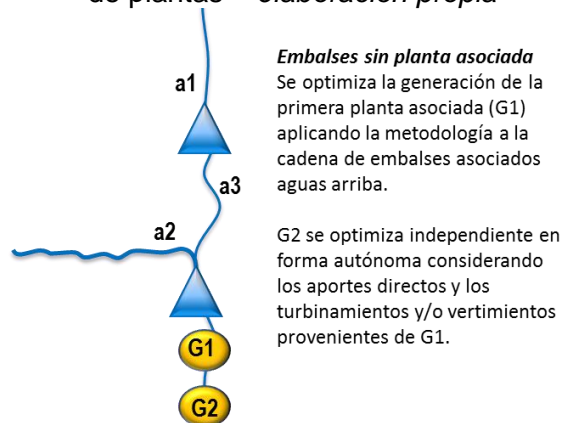


Figura 5-7: Topología: Tratamiento un sistema de varios embalses asociados a cadena de plantas – *elaboración propia*



Los análisis que se presentarán en este trabajo obedecen a una simulación de plantas autónomas dado a que los agentes generadores cuando están en una cadena de embalses no operan optimizando todo el sistema hidroeléctrico formado por el grupo de plantas sino siguiendo sus propias políticas comerciales acordes al funcionamiento del Mercado Eléctrico Colombiano y enmarcados en la reglamentación de los entes reguladores.

El modelo trabaja con un horizonte de análisis que dependerá de la Información Hidrológica Oficial del SIN por planta. Cuando existan diferentes horizontes de información de ríos que aportan a una misma planta, se tomará un horizonte de análisis estandarizado correspondiente a la historia hidrológica más reciente.

Los períodos de optimización son de un año, contado desde el primero de mayo del primer año hasta el 30 de abril del siguiente año, y así sucesivamente hasta completar el horizonte de análisis. Existirá un número de períodos de optimización igual al número de años de información del horizonte de análisis estandarizado, descontando los períodos que queden remanentes por efecto de iniciar el primero de mayo y terminar el 30 de abril.

El nivel inicial del embalse será el del primer año del horizonte de análisis estandarizado, iniciando en el 50% del volumen útil de la planta. Para los siguientes períodos de optimización se tomará como nivel inicial el nivel final del embalse para el último mes del año inmediatamente anterior, que resulta de la aplicación de la metodología.

Con la ENFICC que se obtiene para cada período de optimización, expresada en kilovatios hora día año (kWh-día/año), se construirá una curva de distribución de probabilidad por planta, ordenando los resultados de menor a mayor. El menor valor corresponderá al 100% de probabilidad de ser superado y el mayor valor corresponderá al 0% de probabilidad de ser superado.

Como se mencionó en el numeral 4, a cada planta se le considerarán los siguientes tipos de ENFICC: La ENFICC BASE que corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 100% PSS y ENFICC 95% PSS que es aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidades. El valor que se asigne corresponderá a la energía calculada para el período más próximo a la condición del 95% PSS.

Para el cálculo de la ENFICC anual se aplicará la siguiente fórmula: $ENFICC = E_D * d_m$,
donde:

E_D : ENFICC declarada por el generador expresada en kilovatios hora día (kWh/día)

d_m : es el Número de días del año.

En el caso de plantas de generación hidráulica, la ENFICC de cada una de las unidades será igual a la ENFICC de la planta dividida entre el número de unidades.

En el capítulo anterior se describen los diferentes componentes y parámetros del modelo, al mismo tiempo se hacen enumeran aspectos puntuales de las plantas analizadas. El cambio de dichos parámetros y sus implicaciones en la ENFICC se analizan en el siguiente capítulo.

Capítulo 6. Análisis de Resultados

6.1 Sensibilidad del modelo HIDENFICC frente a la variación del volumen útil de una central.

Para este análisis se consideraron las dos plantas con mayores embalses del país, con el objeto de verificar la sensibilidad del parámetro ante cambios en el tiempo producto de la pérdida de volumen ya sea por cambios regulatorios o por sedimentación. En todo caso el análisis pretende mostrar cuál es el comportamiento de los volúmenes en el tiempo de análisis y por ende la optimización del mismo para evitar posibles vertimientos.

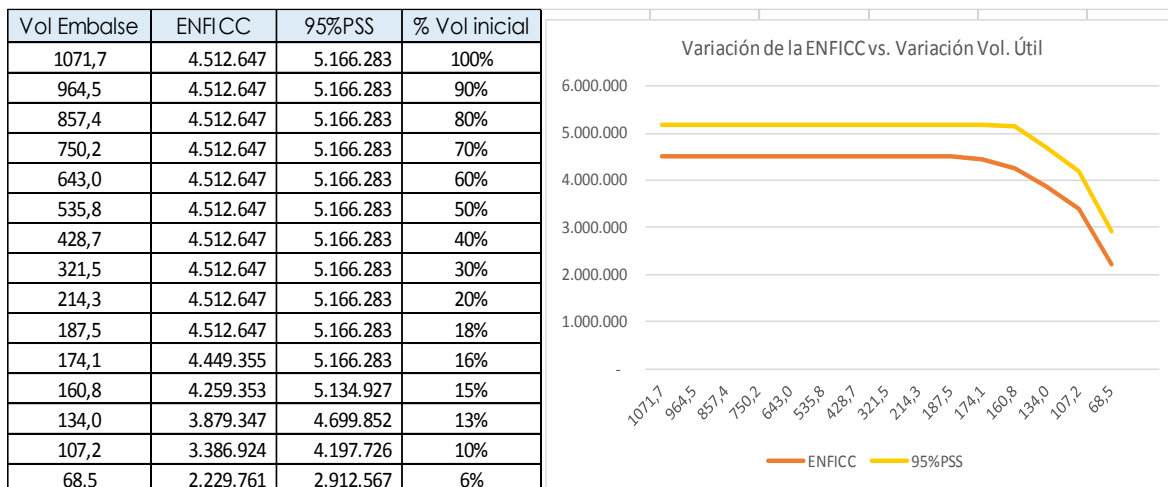
El volumen útil o la modificación de volúmenes máximo y mínimo técnico. Dado a que la hoja de cálculo de la ENFICC permite incluir el volumen útil del embalse o en su defecto los volúmenes máximo y mínimo, se realizaron simulaciones para analizar el comportamiento del modelo frente a las variaciones del volumen útil. Este análisis es importante a la hora de realizar análisis de sensibilidad durante la definición de altura de presa, tamaño de embalse y ENFICC contra el costo incremental de elevar la altura de la presa.

Es importante recordar que de acuerdo a la reglamentación, la ENFICC llevada a una Obligación de Energía Firme se convierte en un ingreso constante que incluso puede llegar a tener una central del SIN por 20 años, lo que puede hacer o no inviable un nuevo proyecto de generación.

Caso Central Hidroeléctrica Guatapé:**Tabla 6-1:** Parámetros de la simulación de la central Guatapé

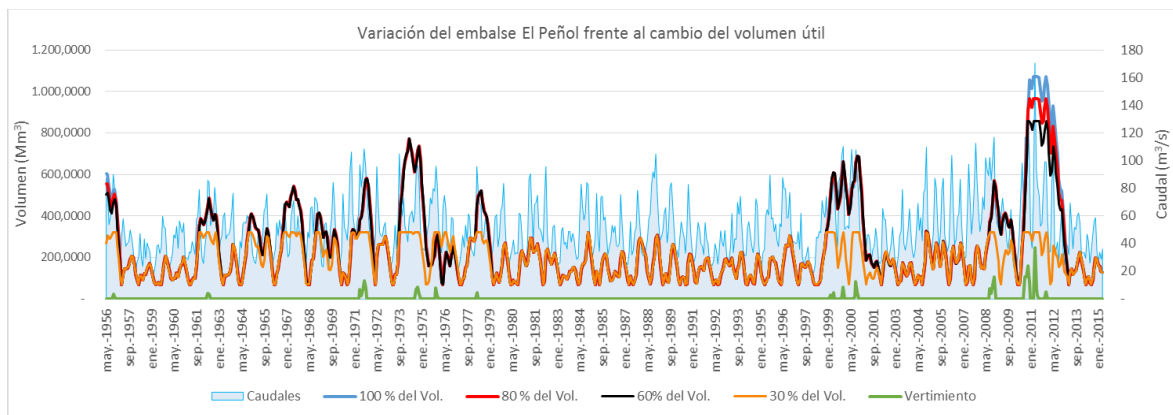
Turbinamiento máximo (m ³ /s)	70,28	Bandera Bombeo	
Turbinamiento mínimo (m ³ /s)	0	Planta que bombea	
Vertimiento mínimo (m ³ /s)	0	Banderas Modelar Curva Guía	
Factor de conversión (MW/m ³ /s)	7,7101	Curva guía Min (1/0)	Curva guía Máx(1/0)
Almacenamiento máximo (hm ³)	1071,69		
Almacenamiento mínimo (hm ³)	68,47	Cod Planta	Factor Recup. (pu)
Filtración (m ³ /s)	5,45		
Número de la serie	218		
Planta que turbina	0		
Planta que vierte	0		
Capacidad Efectiva (MW)	560	IHF (pu)	0,032394

Se hicieron varias simulaciones modificando el volumen máximo (disminución del volumen útil) obteniendo los resultados que se observan en la Figura 6-1.

Figura 6-1: Comportamiento de la ENFICC frente al cambio de volumen útil

Los resultados sugieren en primera medida que la ENFICC no depende del volumen útil del embalse asociado a la central y solo disminuye cuando el embalse disminuye cerca de un 87% de su volumen original. Esto es debido a que aumentan los vertimientos y la energía solo es calculada prácticamente con las afluencias, lo que indicaría que la central estaría trabajando como si fuera a filo de agua. Sin embargo, al analizar el comportamiento del embalse a resolución mensual de acuerdo al funcionamiento del modelo se observó el comportamiento de la Figura 6-2.

Figura 6-2: Comportamiento de los volúmenes mensuales luego de la simulación frente al cambio de volumen útil.



En la figura anterior se observa que el modelo tiende a desaprovechar la gran capacidad de regulación del embalse. En el horizonte de análisis se encontró que el embalse incluso para el caso en el cual el volumen útil es el 100% del actual, en promedio el embalse estuvo en un volumen del 24% del total de su capacidad. En el escenario de un volumen útil del 30% del volumen actual el embalse en promedio este llega al 17%.

Adicionalmente se resaltan dos aspectos: en primera medida que el modelo responde automáticamente al ingreso de caudales máximos y sin capacidad de regularlos en el tiempo, este elemento se observa particularmente en mayo de 2012 donde luego de un caudal extraordinario alcanza su máximo nivel y para los meses siguientes vuelve a consumir toda el agua disponible.

Incluso al evaluar la correlación entre el caudal y el volumen mensual se observan coeficientes de 0,44 sin rezagos y de 0,54 para rezago de un mes del volumen en que

termina el embalse frente al caudal del mes anterior. Lo anterior podría sugerir una condición en la cual el modelo no guarda para los períodos críticos y calcula las energías como si fuera una planta a filo de agua.

Caso Central Hidroeléctrica Sogamoso:

Tabla 6-2: Parámetros de la simulación de la central Sogamoso

Turbinamiento máximo (m ³ /s)	534,22	Bandera Bombeo	0
Turbinamiento mínimo (m ³ /s)	80	Planta que bombea	0
Vertimiento mínimo (m ³ /s)	0	Banderas Modelar Curva Guia	
Factor de conversión (MW/m ³ /s)	1,3047	Curva guia Min (1/0)	Curva guia Máx(1/0)
Almacenamiento máximo (hm ³)	4825,0	0	0
Almacenamiento mínimo (hm ³)	2068,8	Cod Planta	Factor Recup. (pu)
Filtración (m ³ /s)		0	0
Número de la serie	254		
Planta que turbina	0	0	0
Planta que vierte	0	0	0
Capacidad Efectiva (MW)	820	IHF (pu)	0,15

Para Sogamoso se realizó el mismo análisis, encontrando que no existe relevancia del volumen útil con relación a la ENFICC.

En la Figura 6-3 se observa una baja regulación del embalse Topocoro en escenarios donde incluso de un mes a otro se llega al 25% del volumen disponible el mes inmediatamente anterior. Se observa que el embalse no almacena el recurso para los períodos de verano, que se sustenta en una correlación de la serie de caudales con la serie de volúmenes luego de la simulación de 0,48 directa y 0,65 para un mes de rezago del volumen respecto a los caudales.

De igual forma se observan altos vertimientos en todo el horizonte de la simulación, que para este caso fueron 80 Mm³ promedios vertidos, pero con eventos como en enero de

1971 y 2011 donde el embalse vertió cerca de un volumen igual a su capacidad de almacenamiento en un solo mes.

Figura 6-3: Comportamiento de los volúmenes mensuales vs. serie de caudales afluentes luego de la simulación del embalse Topocoro

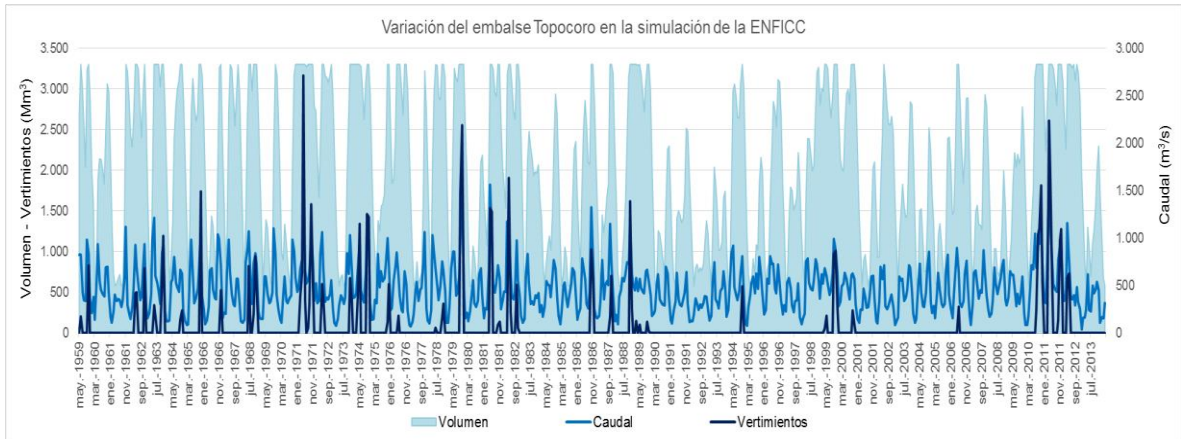
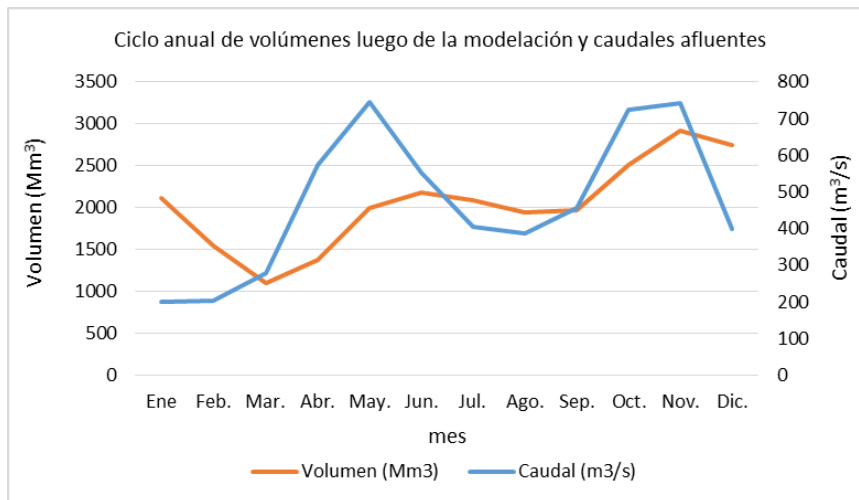


Figura 6-4: Ciclo anual de volúmenes luego de la simulación y caudales afluentes del embalse Topocoro



De igual forma se observa en la Figura 6-4 en los ciclos anuales de caudales y volúmenes luego de la simulación, que exceptuando el mes de enero el embalse sigue una operación sujeta al ciclo anual hidrológico de la zona con dos picos de invierno; el embalse disminuye su nivel en los meses de mitad de verano y solo logra recuperar su mejor nivel en los últimos meses del año calendario.

Los análisis realizados anteriormente sugieren que el modelo HIDENFICC no optimiza los embalses reguladores y no ofrece ninguna firmeza a una central el hecho de contar con dicho embalse. Ahora bien, si bien es cierto que el mecanismo diseñado para la confiabilidad obedece a la condición más crítica la ENFICC debería considerar de alguna manera el hecho que los embalses almacenan agua para los períodos de sequía.

6.2 Análisis de sensibilidad del Modelo HIDENFICC frente a la variación del Factor de Conversión

Para esta sensibilidad se deben enumerar en primer lugar algunas consideraciones:

- El cálculo del factor de conversión (en adelante F.C.) de una planta obedece a lo descrito en el protocolo para la estimación del mismo descrito en el ACUERDO No. 694 del CNO.
- Para su estimación se requiere la siguiente información de la central: niveles del embalse, máximo y mínimo técnico, niveles históricos de los últimos 6 años y la información de potencia y caudal a la hora de realizar las pruebas para el cálculo de la curva (las cuales deben ser auditadas por una firma consultora avalada por el CNO). La resolución de los niveles del embalse de los últimos 6 años del año inmediatamente anterior, debe ser a resolución diaria.
- A partir de la información de niveles del punto anterior se estiman los percentiles: 25%, 50%, 75% y 90% del embalse y unas bandas de tolerancia que están asociadas a los rangos de variación del embalse dependiendo de su profundidad y de la operación misma, dado a que en muchos casos las bandas de tolerancia pueden superponerse entre percentiles.
- El factor de conversión de la planta será el Factor de Conversión Mediano y se define como el valor único representativo de la planta para efectos de modelación de la energía contenida en el embalse y/o la energía contenida en los aportes de los ríos afluentes. Es el FCm asociado a un nivel de embalse correspondiente a la mediana

de los registros históricos existentes de los niveles diarios reportados al CND durante los últimos 5 años.

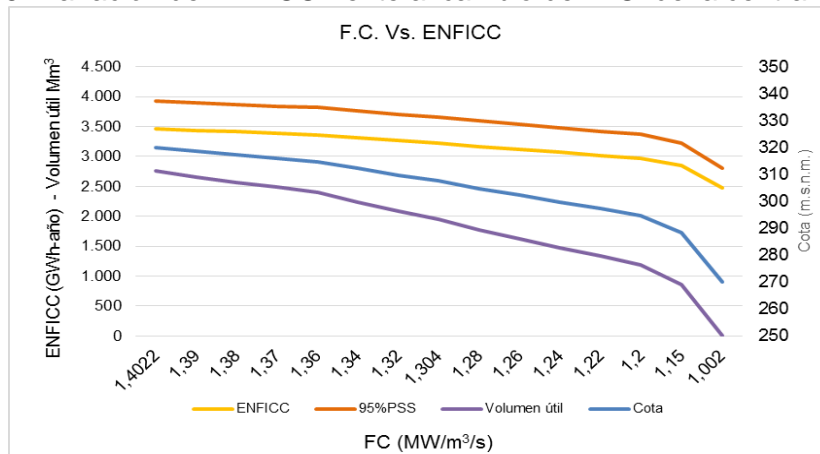
- La auditoría de la prueba del F.C. es la encargada de formular la curva del F.C. para los diferentes niveles del embalse a partir de la información de caudales y potencias recolectadas durante la prueba. El auditor realizará dicha curva ajustándola a la relación de valores obtenidas en los percentiles y extrapolándola a los niveles máximo y mínimo del embalse.
- De la función obtenida se calcula el FC_m para el nivel asociado al percentil del 50%.

El parámetro F.C. incluido en el modelo HIDENFICC es constante y correspondiente al FC_m , sin embargo para el análisis de sensibilidad se analizará la forma de considerarlo variable teniendo en cuenta que debe obedecer a una curva que dependa del nivel del embalse.

El primer análisis de sensibilidad realizado consistió en la variación del F.C. para la central Sogamoso, manteniendo los demás parámetros sin modificar.

La curva del Factor de Conversión de la central obedece a la expresión $FC = 0,0080Cota - 1,1578$, donde: Cota = es la Cota del embalse y $FC =$ factor de conversión en $MW/m^3/s$. Las variaciones se hicieron cada decimal y considerando los cambios en el volumen. El FC_m de la planta corresponde a $1,304 MW/m^3/s$.

Figura 6-5: Variación de ENFICC frente al cambio del F.C. de la central Sogamoso



En la Figura 6-5 se presenta el resumen del análisis realizado al cambio del factor de conversión, de la cual puede concluirse:

- Es clara la relación entre el nivel de embalse y el F.C. producto de variación en el salto neto de la central.
- La ENFICC base calculada con el FC_m de la central es de 3.226 GWh.
- La relación entre el F.C. y la ENFICC es directamente proporcional, a menor F.C. menor ENFICC.
- Sin embargo y tomando los resultados del análisis de sensibilidad de la ENFICC al volumen útil, el promedio en que se mantuvo el volumen del embalse (1.355,89 Mm³) sugiere un F.C de 1,25 MW/m³/s y por ende una ENFICC Base es un 6,5% menor pasando de 3226 GWh-año a 3017 GWh. Incluso el percentil 50% de la simulación presenta un volumen útil de 1.293,45 Mm³ que a un F.C. de 1,21 MW/m³/s la disminución sería de 234 GWh año con relación al valor de referencia (7,3%).
- Se considera entonces que el modelo al menos debería asumir el F.C. dependiendo del volumen del mes inmediatamente anterior y comportándose más acorde a la operación real de una central dentro del Sistema Interconectado Nacional.

6.3 Análisis de sensibilidad del modelo HIDENFICC frente a la variación de la serie de caudales

Se realizaron análisis de sensibilidad a la serie hidrológica a resolución mensual. Dado a que la serie con que se ejecuta el modelo es de una longitud mínima de 20 años, se modificará el rango y se evaluará si la ENFICC responde al cambio de longitud y adicionalmente de evaluará aplicándole modificaciones de tendencia en la media o cambios en la varianza si la ENFICC original cambia.

La serie original de Sogamoso tiene un período de 56 años comprendidos entre 1959 y 2014 y su ENFICC base corresponde a 3.225 GWh. Se tomaron tres períodos de 20 años

aproximadamente y los resultados se presentan en la **Tabla 6-3: Análisis ENFICC vs. Período de registro de series de caudales.**

Tabla 6-3: Análisis ENFICC vs. Período de registro de series de caudales

Período	1959-2014	1959-1979	1979-1999	1999-2014
ENFICC Base	3.225 GWh	3.750 GWh	3.225 GWh	3.926 GWh
ENFICC 95%PSS	3.750 GWh	4.032 GWh	3.547 GWh	4.020 GWh
Diferencia Base	-	16,3%	0,0%	21,8%
Diferencia 95%PSS	-	7,5%	-5,4%	7,2%

Los resultados son evidentes, dependiendo del período el modelo escogerá el escenario más crítico para el cálculo de la ENFICC. Es claro que el período 1979 – 1999 contiene el año del impacto del evento ENSO - El Niño 1991 -1992, el cual asigna la ENFICC en ese período crítico al igual que todo el período de análisis.

Sin embargo, en ninguna resolución CREG o acuerdo del CNO se especifica que la serie a ingresar al modelo deberá ser todo el periodo de registros disponibles, lo que puede dar cabida a la escogencia del período de mayor ENFICC. Particularmente en este caso el último período sugiere un aumento de más del 20% de la ENFICC.

Por lo anterior se considera que un periodo de registros de los últimos 20 años podría resultar en asignaciones de OEF superiores a las que una central sea capaz de proveer en el futuro, si se considera una serie con tan corto período de tiempo.

6.3.1. Análisis de sensibilidad del modelo HIDENFICC frente escenarios de serie hidrológica influenciada por cambio climático.

Los efectos del cambio climático en los recursos hídricos a nivel mundial son ampliamente estudiados por diferentes agencias gubernamentales e institutos internacionales de investigación, que han logrado demostrar las alteraciones que se han presentado sobre los diversos componentes del sistema climático global.

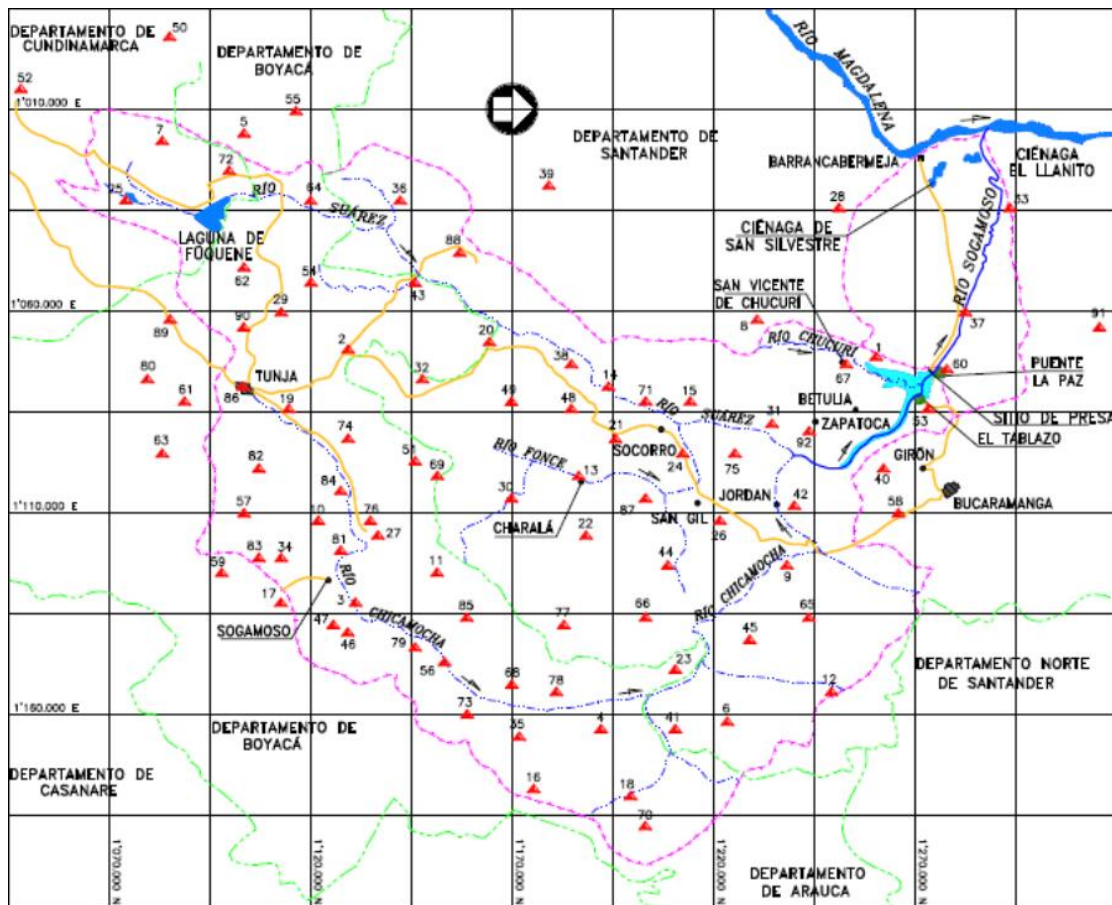
Sin embargo, cuando se trata de identificar los impactos en una escala espacial más reducida, como para el caso de la serie de caudales afluentes a la central Sogamoso, estos no se hacen tan evidentes y se requiere de un mayor análisis que incorporen variables locales. Para estimar una serie de caudales (en adelante serie sintética de caudal) en un escenario de cambio climático es necesario realizar un análisis hidrológico de toda cuenca en estudio.

La Central Hidroeléctrica Sogamoso se encuentra localizada en el departamento de Santander, en el cañón donde el río Sogamoso cruza la Serranía de La Paz, 75 km aguas arriba de su desembocadura en el río Magdalena y 62 km aguas abajo de la confluencia de los ríos Suarez y Chicamocha.

La cuenca del río Sogamoso, hasta el sitio de presa, se localiza en los departamentos de Santander, Boyacá y Cundinamarca, entre las coordenadas 1.000.000 - 1.200.000E y 1.050.000 – 1.300.000N, tiene un área de drenaje de 21.405,7 km² y está compuesta por los ríos Chicamocha, Fonce, Suárez y Sogamoso.

En la Figura 6-6 se observa la localización de la cuenca del río Sogamoso, el embalse Topocoro y los principales afluentes al mismo.

Figura 6-6: Esquema de la cuenca del río Sogamoso hasta el sitio de presa. Informe de actualización de hidrología y sedimentos, INGETEC 2008.



Para la generación de la serie sintética, fue necesario emplear los resultados de un Modelo de Circulación Global o Modelo Climático Global. Los Modelos Climáticos Globales (GCM por sus siglas en inglés) son una representación tridimensional de la circulación general de la atmósfera, por lo que permiten simular la respuesta del sistema climático global con respecto al aumento de concentraciones de gases de efecto invernadero.

Sin embargo los modelos no entregan series de caudales. Es necesario recurrir a las proyecciones de precipitaciones obtenidas de los modelos de circulación global. Para este caso se utilizó el modelo HadGEM2-CC de la Fase 5 del Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados (CMIP5).

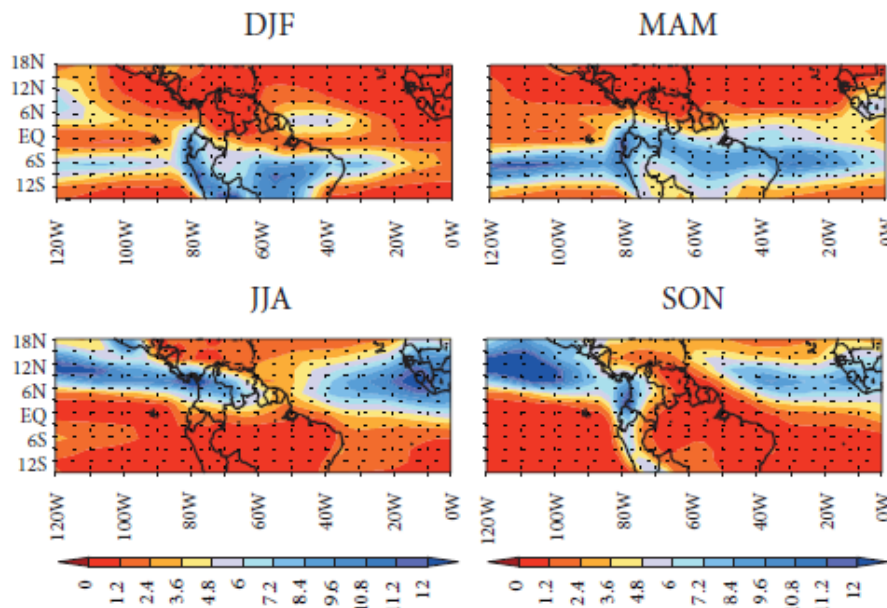
El Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados (CMIP, por sus siglas en inglés) comenzó en 1995 dentro del Grupo de Trabajo en Modelos Acoplados (WGCM) que es coordinado por el Comité Científico para el Programa de Investigación de la Climatología Global (Scientific Committee for the World Climate Research Program). El proyecto CMIP proporciona herramientas para el diagnóstico, validación, intercomparación, documentación y acceso a los datos de modelos acoplados atmósfera-océano.

El proyecto se encuentra en el momento en fase 5 (CMIP5), la cual está compuesta por una serie de modelos que permiten evaluar la precisión de los resultados a partir de la comparación con los registros históricos y permite proyectar el clima en el futuro cercano (hasta 2035) y en el futuro lejano (hasta 2100 y más allá).

El CMIP5 contiene 21 modelos climáticos, de los cuales se ha elegido para el análisis el modelo HadGEM2-CC, el cual pertenece a la segunda generación de modelos del Hadley Centre Global Environment Model. Es un modelo acoplado océano-atmósfera, con una resolución de 1,875° de longitud y 1,25° de latitud, lo que equivale a distancias de 208 km y 139 km en el Ecuador.

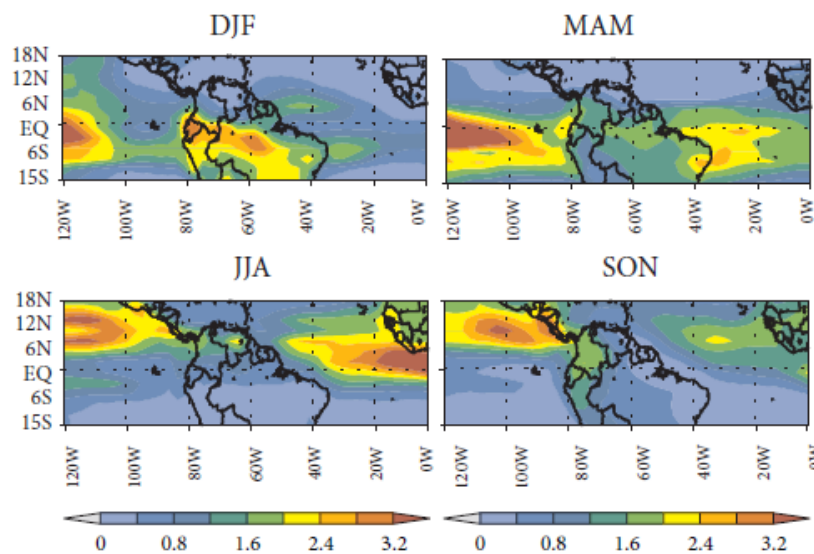
Dicho modelo se ha escogido de acuerdo a los resultados de investigaciones previas (Sierra, et al, 2014), (Rodríguez, 2012) que han reflejado una buena representación de la precipitación en Colombia, simulando apropiadamente la migración de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT) por el país. En la **Figura 6-7** (Sierra, et al, 2014) se presentan las precipitaciones promedio (mm/día) del modelo HadGEM2-CC sobre la zona norte de América del Sur para cada uno de los trimestres del año.

Figura 6-7: Precipitación promedio (mm/día) del modelo HadGEM2-CC. Tomado de: (Sierra, et al, 2014)



En la Figura 6-8 (Sierra, et al, 2014) se presenta la desviación estándar de las precipitaciones promedio (mm/día) del modelo HadGEM2-CC sobre la zona norte de América del Sur para cada uno de los trimestres del año.

Figura 6-8: Precipitación promedio (mm/día) del modelo HadGEM2-CC. Tomado de: (Sierra, et al, 2014)



Para los modelos, existen varios escenarios de cambio climático, estos escenarios se utilizan en para el cálculo de proyecciones climáticas, dado a que la descripción del clima futuro depende de las asunciones que se hagan sobre las emisiones futuras de los Gases de Efecto Invernadero GEI.

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) es la encargada de definir los escenarios de emisión a partir de estimaciones socio-económicas futuras (población, economía, etc.), las cuales determinan cómo los Gases de Efecto Invernadero (GEI) pueden variar en los próximos años. En su último informe de cambio climático (AR5), el IPCC ha definido cuatro escenarios de emisión, denominados como Sendas Representativas de Concentración (RCP). En la siguiente Tabla 6-4 se ilustran las características generales de cada escenario.

Tabla 6-4: Características escenarios del Informe AR5 del IPCC. (IPCC, 2003)

Escenario	Fuerza Radiativa en 2100 (W/m²)	Tendencia en 2100	[CO₂] en 2100 (ppm)
RCP2.6	2,6	Decreciente	421
RCP4.5	4,5	Estable	538
RCP6.0	6,0	Creciente	670
RCP8.5	8,5	Creciente	936

En las **Figura 6-9** y **Figura 6-10** se presenta la variación de las concentraciones de CO₂ en la atmósfera para los diferentes escenarios establecidos en el informe AR5 del IPCC y el cambio esperado de la temperatura de la superficie de la tierra correspondiente a cada uno de los escenarios.

Figura 6-9: Variación de la concentración de CO₂ para los distintos escenarios del IPCC. Tomado de: (IPCC, 2013)

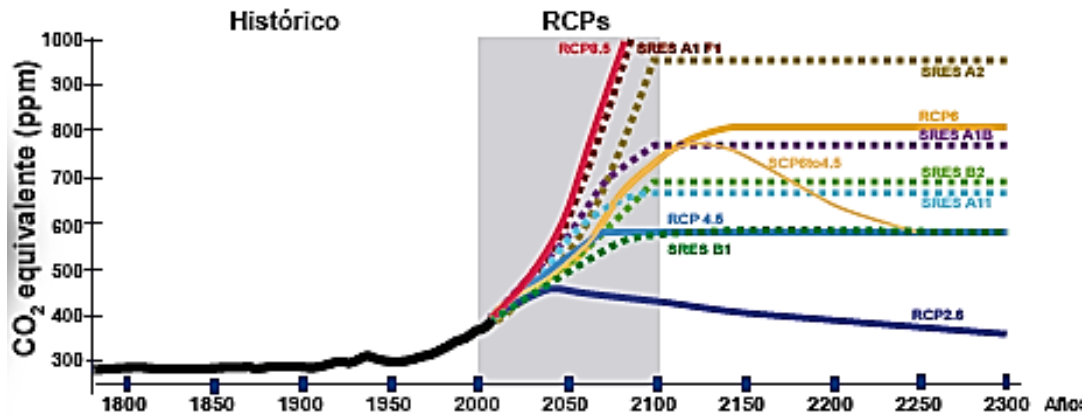
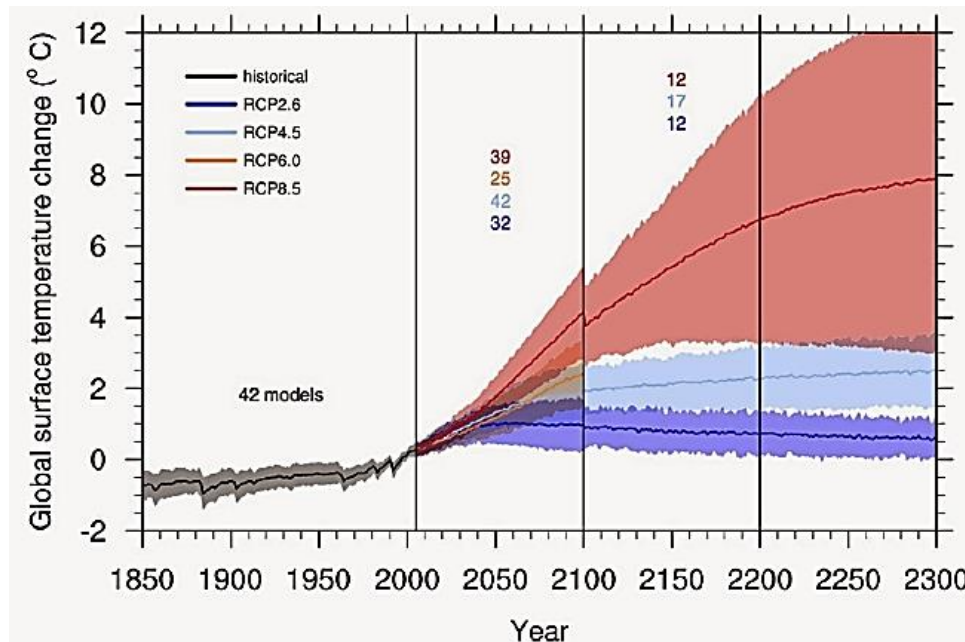
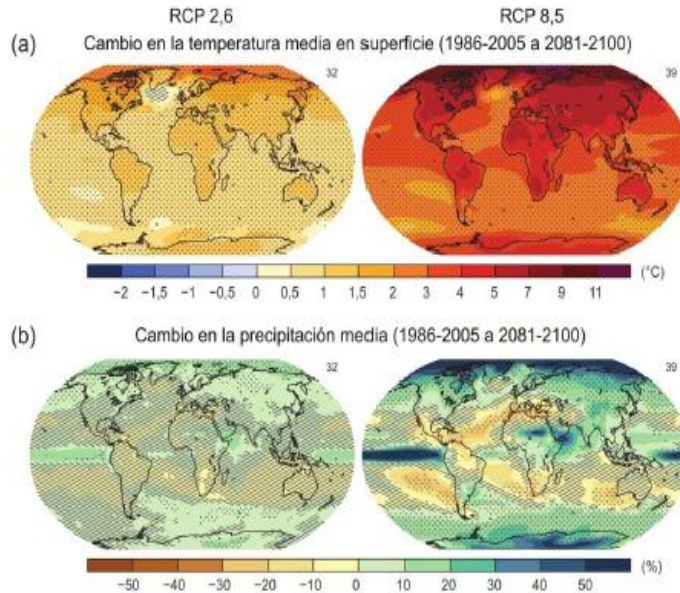


Figura 6-10: Variación de la temperatura para los distintos escenarios del IPCC. Tomado de: (IPCC, 2013)



De acuerdo con las Figura 6-10 y Figura 6-11, se tiene que el escenario de emisiones más optimista es el RCP2.6, mientras que el más pesimista es el RPC8.5, a continuación se presentan los mapas de cambios de temperatura media en superficie y la precipitación media (diferencia entre 1986-2005 y 2081-2100) esperados para los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.

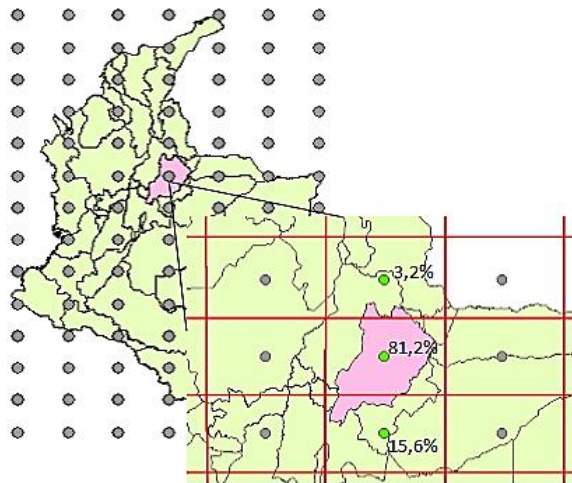
Figura 6-11: Cambio en temperatura y precipitación de 1986-2005 a 2081-2100 para escenarios RCP2.6 y RCP8.5. Tomado de: (IPCC, 2013)



Para la creación de la serie sintética de caudales se utilizaron los resultados del modelo HadGEM2-CC para los escenarios RCP2.6 y RCP8.5, los cuales representan las condiciones más extremas (optimista y pesimista, respectivamente) y permiten establecer comparaciones acerca de cómo las distintas cantidades de emisiones de GEI pueden afectar la cuenca tributaria a la central hidroeléctrica Sogamoso.

Para la estimación de la precipitación en la cuenca, el modelo HadGEM2-CC tiene una resolución de 1.875° de longitud y 1.25° de latitud. A continuación en la Figura 6-12 se presentan los pixeles con información del modelo que se encuentran sobre la zona de Colombia y de la cuenca tributaria a la central Hidroeléctrica Sogamoso.

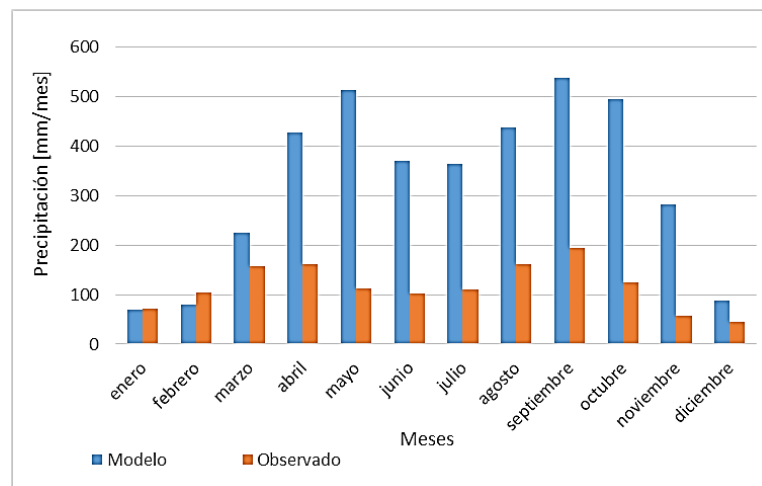
Figura 6-12: Píxeles del modelo HadGEM2-CC sobre Colombia y la cuenca de Sogamoso



En la Figura 6-12 se pueden observar los píxeles que cubren un área de la cuenca y los porcentajes aproximados de la participación de cada píxel sobre la cuenca. Se observa que el píxel cuyo nodo se encuentra ubicado aproximadamente en el centro de la cuenca en las coordenadas 6,25° N; 73,125° W es el que cubre una mayor área de la misma (81,2%), seguido por el nodo 5° N; 73,125° W ubicado al sur de la cuenca y que tiene una participación de 15,6%, y en una menor proporción el nodo 7,5° N; 73,125° W, al norte de la cuenca y con apenas una participación del 3,2% sobre el área total.

La precipitación promedio de la cuenca se calcula entonces a partir de los porcentajes establecidos para cada uno de los píxeles.

Figura 6-13: Ciclo anual de precipitaciones observadas y resultados del modelo

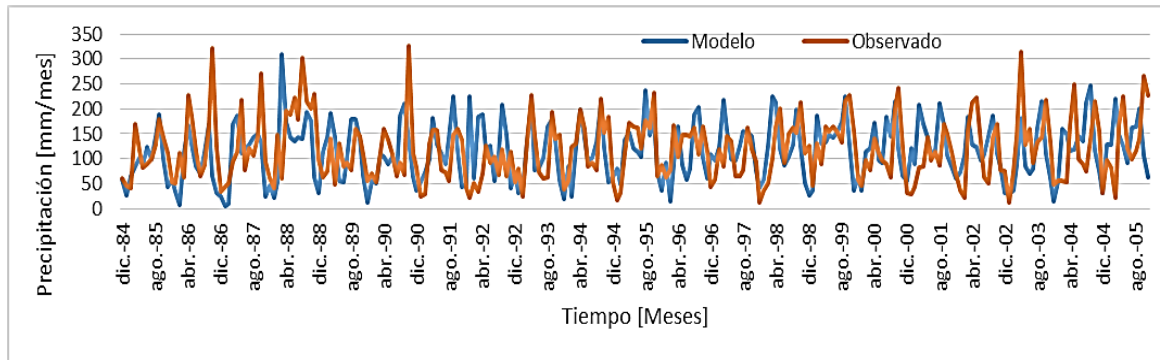


En la Figura 6-13 se presenta el ciclo anual de precipitaciones obtenido a partir de los 3 nodos del modelo y su comparación con el ciclo anual de precipitaciones observado, ambos calculados a partir de series de precipitaciones mensuales entre 1984 y 2005, el cual es el periodo de calibración del modelo. Se observa que el modelo representa correctamente la forma del ciclo anual observado. Sin embargo, las magnitudes de la precipitación del modelo en la mayoría de los meses mayores a la precipitación real, llegando en algunos casos a duplicar o incluso triplicar el valor observado.

Por lo anterior, se decide utilizar unos factores de corrección o escalamiento para las magnitudes de la precipitación, los cuales permiten que se siga conservando el ciclo anual para que las magnitudes sean coherentes con lo observado en la cuenca. Dichos factores se calculan a partir de los datos en el periodo de calibración del modelo (1984 a 2004) y servirán para la corrección de las magnitudes de la precipitación en las proyecciones para los años 2005 a 2100.

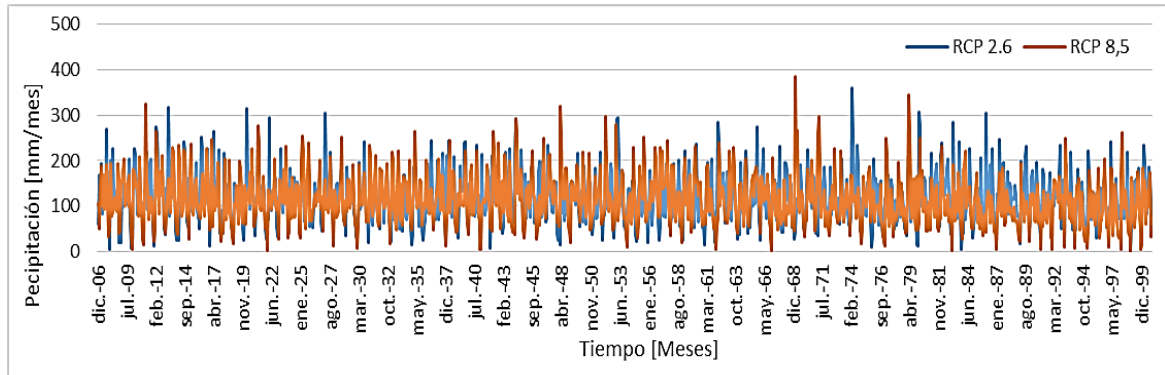
En la Figura 6-14 se presentan la serie de precipitación del modelo, corregida con los factores y la serie observada para el periodo de 1984 a 2004.

Figura 6-14: Precipitaciones mensuales del modelo alteradas por el factor de corrección



Igualmente, se presentan en la Figura 6-15 las series de precipitación proyectadas (corregidas por los factores) del año 2006 al 2100 para los escenarios RCP2.6 y RCP8.5. Sin embargo, no se alcanzan a observar mayores diferencias entre las series proyectadas con los escenarios RCP2.6 y RCP8.5, lo cual se debe principalmente a la gran cantidad de datos (94 años) que se encuentran graficados y que no permite identificar tendencias o cambios en las series.

Figura 6-15: Proyección de precipitaciones del modelo para los escenarios RCP2.6 y RCP8.5 en el periodo 2006 - 2100.



Por lo descrito anteriormente, se realizan algunos análisis a las series, con el fin de caracterizarlas e identificar las principales diferencias entre las proyecciones de ambos escenarios.

Tabla 6-5: Características series de precipitación proyectada bajo los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.

Serie	Periodo	Media [mm/mes]	Desviación estándar [mm/mes]
Observada	1959 - 2014	117,37	61,53
RCP2.6	2006 - 2100	118,71	56,38
RCP8.5	2006 - 2100	113,78	55,98

En la Tabla 6-5 se observa que las series tienen características similares y que el promedio de la serie proyectada del escenario RCP8.5 es menor a la del escenario RCP2.6, sin embargo, las diferencias no son significativas.

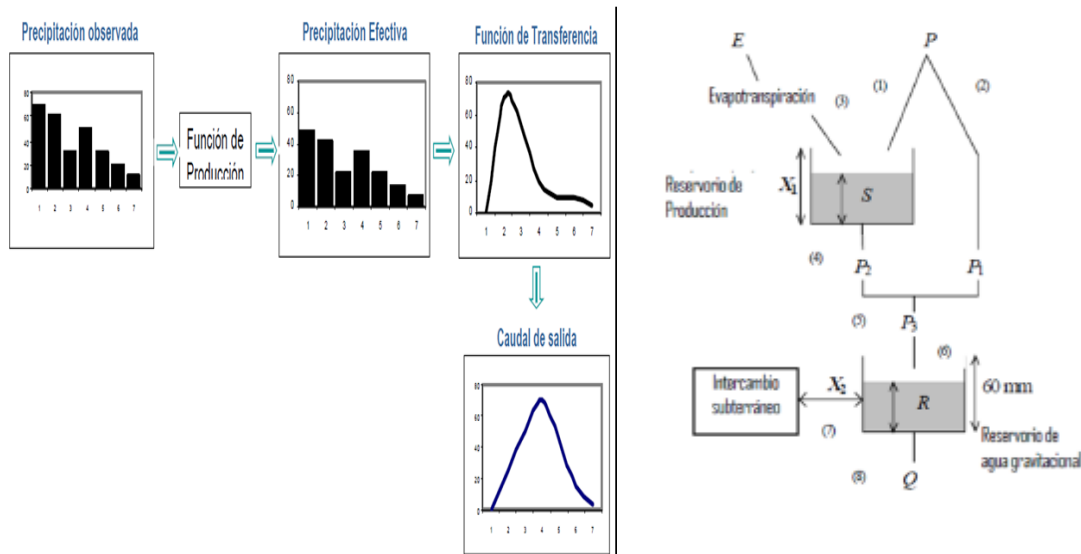
Se realizará una comparación de la simulación del modelo HIDENTICC con relación a otro modelo de simulación de generación energética, basado en la denominada Regla Normal de Operación – RNO, dado a que éste último permite simular con un factor de conversión variable y observar el comportamiento del embalse en el tiempo.

De acuerdo con Matondo et al. (2004), la estimación de los efectos del cambio climático en los recursos hídricos es posible llevarla a cabo mediante la utilización conjunta de los

MCG y los modelos hidrológicos. Estos últimos brindan las herramientas para transformar las proyecciones de precipitación entregadas por los MCG en series de caudales esperados en el futuro. Para calcular las series de caudales es necesario entonces convertir la precipitación en caudal; para tal fin se utilizó un modelo lluvia – escorrentía.

Para este trabajo se utilizó el modelo GR2M desarrollado por el Centro de Investigación Agrícola e Ingeniería Ambiental de Francia (CEMAGREF). El modelo GR2M permite reproducir caudales a partir de la precipitación y la evapotranspiración a escala mensual, a partir de la aplicación de dos funciones: una función de producción y una de transferencia. La función de producción del modelo se organiza alrededor de un reservorio llamado reservorio-suelo y la función de transferencia está gobernada por un reservorio de agua gravitacional donde el aporte es instantáneo al inicio del paso de tiempo y se va vaciando gradualmente, determinando a partir de su nivel el caudal que puede liberar. En la Figura 6-16 se observa la estructura y el funcionamiento del modelo GR2M.

Figura 6-16: Estructura y funcionamiento del modelo GR2M. Fuente: Mouelhi et al., 2006



El modelo está estructurado de tal forma que parte de la precipitación es absorbida por el reservorio suelo y otra se dirige al reservorio de agua gravitacional.

El proceso de calibración, se basa en la búsqueda de los parámetros hidráulicos más adecuados del modelo hidrológico, tal que se logre que este la capacidad de representar

de la manera más fiel posible, la serie de caudales históricos, dada una serie de lluvia como principal elemento de entrada al modelo.

La calidad de la calibración se evalúa a partir de la comparación gráfica de la serie simulada con la serie histórica, de los parámetros de ajuste entre la serie simulada y la calibrada y mediante la comparación de otro tipo de gráficas que permiten identificar que la serie simulada conserva las mismas propiedades básicas de la serie histórica, tales como la gráfica de doble masa, la curva de duración de caudales y la gráfica del ciclo anual de los caudales medios.

La calibración del modelo también incluye como restricción el cumplimiento del cierre de balance a largo plazo, de tal forma que el valor de precipitación media de la cuenca (estimada con información histórica de estaciones pluviométricas de la zona de influencia) sea similar a la precipitación media de la simulación.

Para realizar lo anterior, se selecciona un período con registros simultáneos de lluvia y de caudal en el sitio o estación de interés, donde los registros de precipitación deben ser obligatoriamente continuos en dicho período de tiempo, y los registros de caudal deben ser lo más completo posible.

Junto con las series históricas antes mencionadas, se tienen como parámetros de entrada en el proceso de calibración, la precipitación media anual sobre la cuenca, la temperatura media anual en la cuenca, el área de drenaje al punto donde se tienen los registros de caudal, y dos parámetros hidráulicos, la capacidad del reservorio suelo (x_1) y el coeficiente de intercambios subterráneos (x_2).

Así mismo, se deben elegir unas condiciones iniciales del reservorio de producción y del reservorio de agua gravitacional, las cuales están limitadas por la capacidad de los reservorios, teniendo en cuenta que para el de agua gravitacional la capacidad máxima es de 60 mm y para el de producción se tiene la capacidad que se había escogido en el parámetro (x_1) del modelo.

Parámetros climáticos de la cuenca del río Sogamoso:

Con el fin de utilizar el modelo hidrológico descrito anteriormente se requieren los siguientes parámetros de entrada: área total de la cuenca hasta el sitio de medición, precipitación media de la cuenca, evapotranspiración media de la cuenca y temperatura media de la cuenca. Dichos valores se presentan en la Tabla 6-6.

Tabla 6-6: Parámetros hidroclimáticos de la cuenca

Área de drenaje (km ²)	21405
Precipitación media anual (mm)	1552
Temperatura Media (°C)	14,9
Evapotranspiración Potencial media mensual (mm)	88,0
Caudal medio de la cuenca (m ³ /s)	475,3

Calibración del modelo:

Para la calibración del modelo se considerará un periodo aproximado del 70% de los registros disponibles, mientras que el 30% restante se usará para la validación del mismo. De acuerdo con esto se tiene un periodo de calibración entre enero de 1975 y diciembre de 2000 (26 años) y un periodo de validación que va de enero de 2001 hasta diciembre de 2012 (12 años).

Para el modelo se requiere la serie de precipitación media de la cuenca a nivel mensual durante todo el periodo de calibración. Dicha precipitación media de la cuenca se calcula a partir de una interpolación con polígonos de Thiessen, utilizando las estaciones de precipitación y obteniendo los factores de interpolación que se presentan a continuación en la Tabla 6-7.

Tabla 6-7: Estaciones para la interpolación de la precipitación.

Estación	Factor de ponderación
Carcasi	0,20
Santa Isabel	0,37
Palermo	0,22
Valle San José	0,21

Así mismo, se usó para la calibración del modelo, la serie de caudales oficial en el sitio de presa de la central hidroeléctrica Sogamoso entre 1975 y 2000 en resolución mensual.

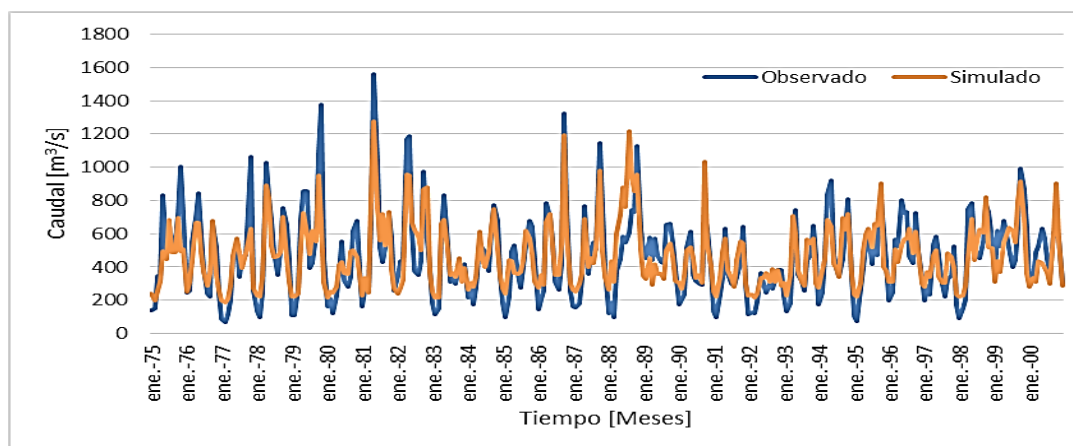
Luego de realizar la calibración del modelo, se obtienen los siguientes parámetros y condiciones iniciales descritos en Tabla 6-8.

Tabla 6-8: Parámetros de calibración del modelo GR2M

Parámetros	Valor
Capacidad del reservorio suelo	403
Coefficiente de intercambios subterráneos	5
Condiciones iniciales	Valor
Reservorio de Producción	1
Reservorio de agua gravitacional	60

A continuación se presenta la serie observada y la serie simulada con el modelo para el periodo de calibración (1975-2000). Se observa un buen ajuste entre la serie de caudales simulados y los observados, sin embargo, se observa que el modelo tiende a subestimar los máximos y sobrestimar los mínimos.

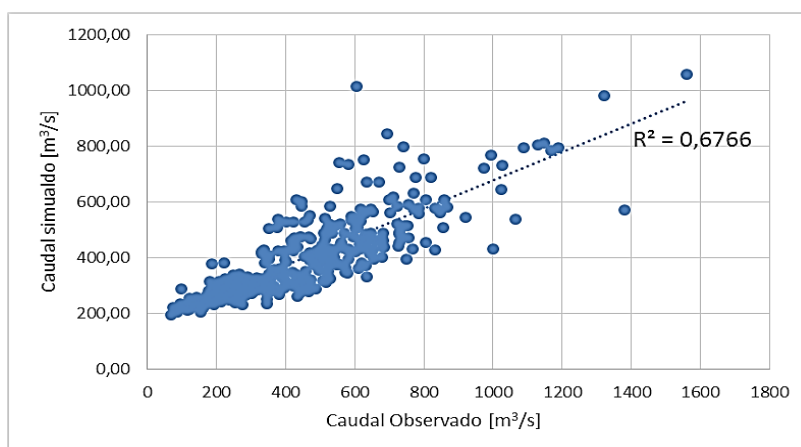
Figura 6-17: Serie de caudales simulados y observados en el periodo de calibración del modelo (1975-2000).



Así mismo, en la Figura 6-18 se presenta el diagrama de dispersión entre la serie simulada y la serie observada, donde se puede observar el coeficiente de determinación entre

ambas series. Se observa que se obtiene un coeficiente de determinación de 0,68, lo cual corresponde a un coeficiente de correlación de 0,82; el cual permite concluir que los caudales simulados conservan una alta relación con los caudales observados.

Figura 6-18: Diagrama de dispersión entre caudales simulados y observados en el periodo de calibración del modelo (1975-2000).



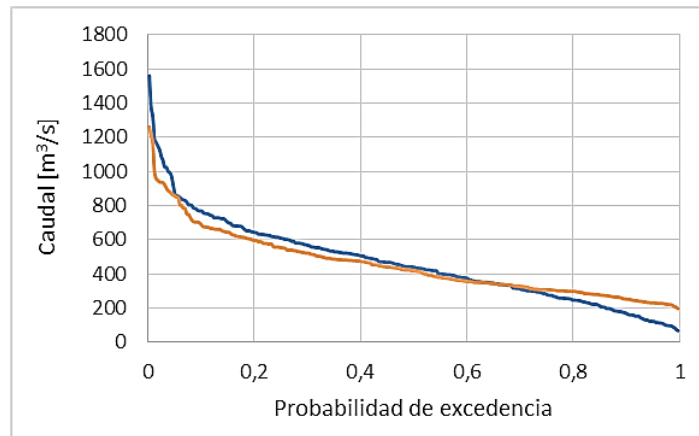
Igualmente, con el fin de establecer la calidad del ajuste de la serie simulada con la observada, se presentan en la Tabla 6-9 el coeficiente de calibración, el criterio de Schultz y la eficiencia de Nash-Sutcliffe calculados para el periodo de calibración.

Tabla 6-9: Criterios de bondad de ajuste del modelo para el periodo de calibración.

Criterio	Valor	Calificación
Coeficiente de calibración	0,82	Muy bueno
Criterio de Schultz	0,05	Muy bueno
Eficiencia de Nash-Sutcliffe	0,55	Bueno

Finalmente, se calcularon las curvas de duración de caudales de ambas series, las cuales se presentan a continuación en la Figura 6-19.

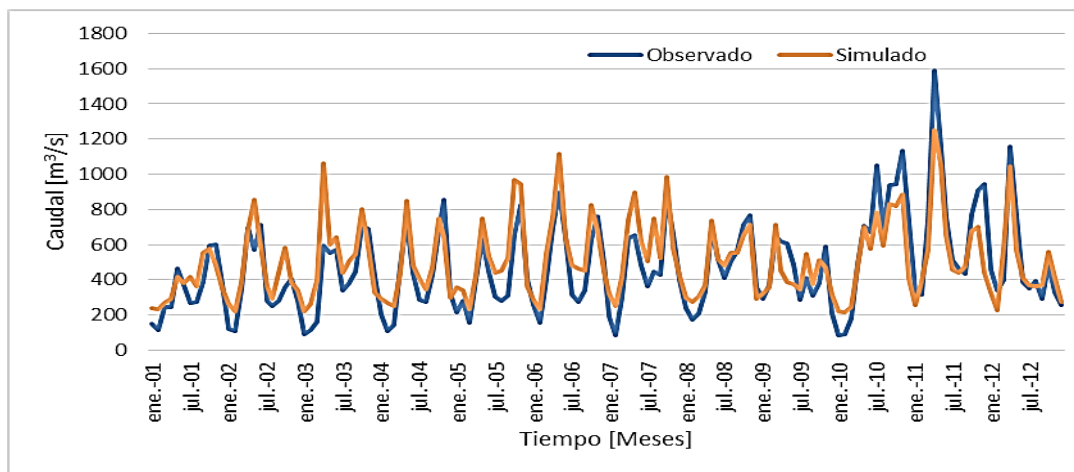
Figura 6-19: Curvas de duración de los caudales observados y simulados para el periodo de calibración del modelo (1975-2000).



En la Figura 6-19 se observa que el modelo simula con bastante precisión los caudales medios, sin embargo, los caudales máximos y los mínimos especialmente no se alcanzan a ver bien representados. Lo anterior debido a que este tipo de modelos lluvia – escorrentía agregados son apropiados para la simulación de caudales medios, pero no logran una buena precisión para los caudales extremos (mínimos y máximos).

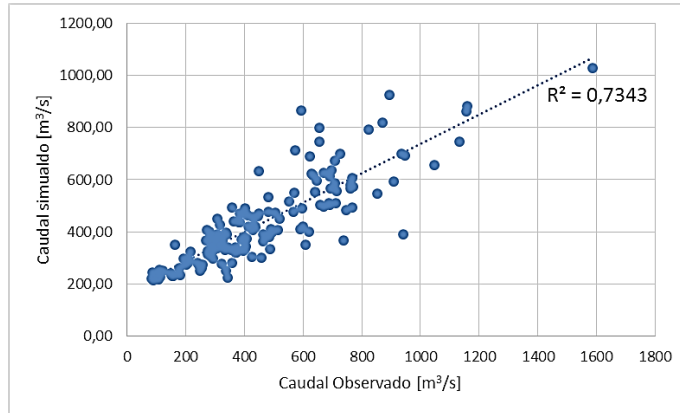
La validación del modelo se hizo en el periodo entre enero de 2001 y diciembre de 2012. A continuación en la Figura 6-20 se presentan las series de caudal simulado y observado durante el periodo de validación.

Figura 6-20: Serie de caudales simulados y observados en el periodo de validación del modelo (2001-2012)



Igualmente, en la Figura 6-21 se presenta el diagrama de dispersión entre la serie simulada y la observada para el periodo de validación.

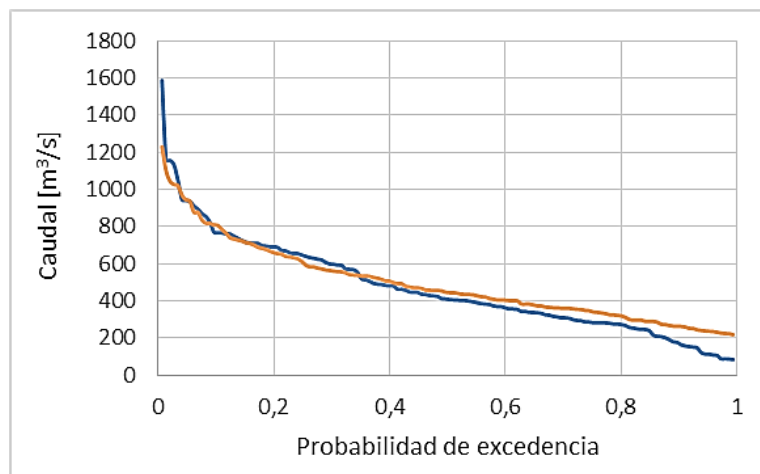
Figura 6-21: Diagrama de dispersión entre caudales simulados y observados en el periodo de validación del modelo (2001-2012).



En la Figura 6-21 se observa que para la validación se obtiene igualmente un alto coeficiente de determinación (0,73), el cual es incluso mayor al obtenido para el periodo de calibración.

La curva de duración de las series simulada y observada para el periodo de validación se presenta a continuación.

Figura 6-22: Curvas de duración de los caudales observados y simulados para el periodo de validación del modelo (2001-2012).



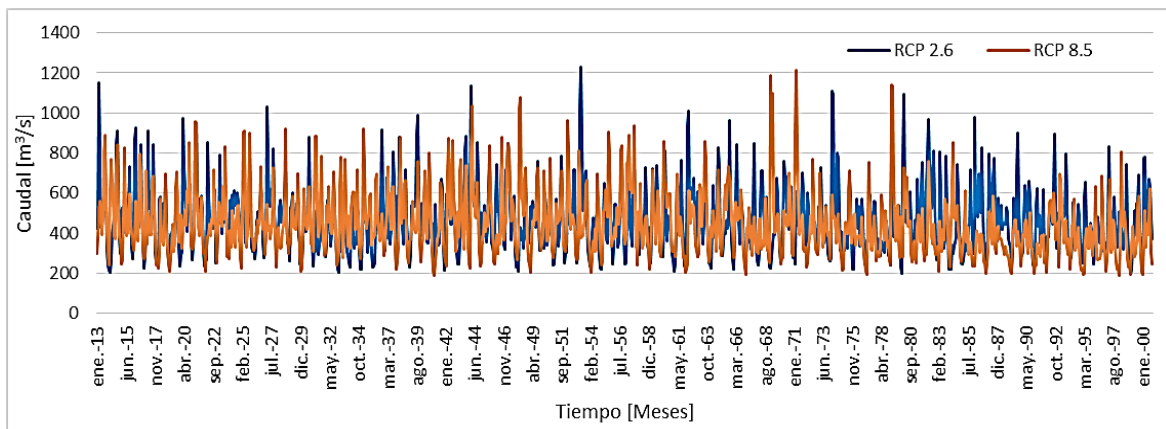
En la Figura 6-22 se observa que para el periodo de validación se alcanzan a representar con mayor precisión los caudales máximos, sin embargo, los caudales mínimos se ven sobreestimados por el modelo, tal como se observó en el periodo de calibración.

Simulación de escenarios de cambio climático:

Con la precipitación obtenida del modelo climático HadGEM2-CC entre los años 2006 y 2100 para los dos escenarios de cambio climático considerados (RCP2.6 y RCP8.5) y el modelo GR2M previamente calibrado con la información histórica de la cuenca, es posible simular los caudales medios mensuales hasta el 2100 para cada uno de los casos de proyección de emisiones de gases de efecto invernadero.

A continuación se presentan en la Figura 6-23 las gráficas de las series de caudales proyectados para los años 2012 a 2100, los cuales se obtienen a partir de las proyecciones de precipitación para los escenarios RCP2.6 y RCP8.5, ingresadas en el modelo GR2M.

Figura 6-23: Caudales proyectados de 2013 a 2100 bajo los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.



Igualmente se presentan a continuación en la Tabla 6-10 los principales parámetros y características de las series simuladas.

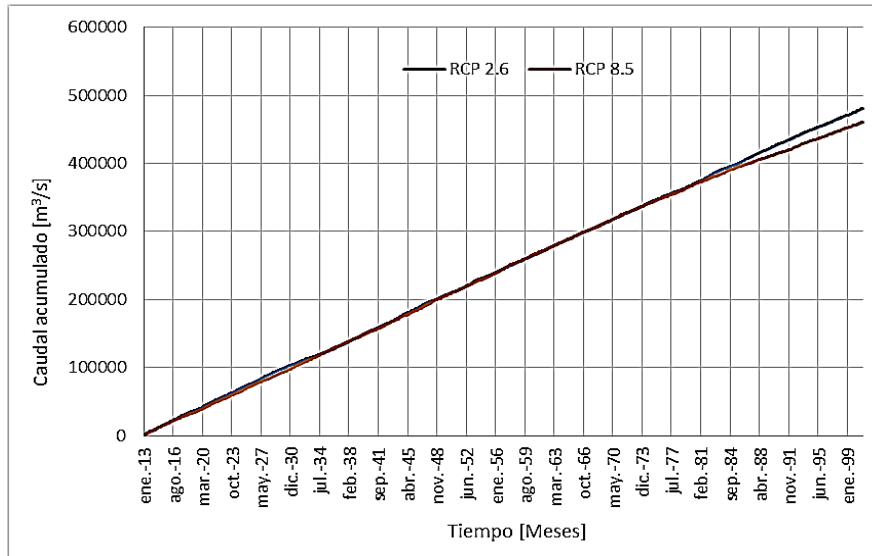
Tabla 6-10: Características de series de caudal proyectadas bajo los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.

Serie	Periodo	Media [m³/s]	Desviación estándar [m³/s]	Diferencia con media observada [1959-2012]
RCP 2.6	2013 - 2040	460,89	161,03	3,0%
	2041 - 2070	460,04	165,36	3,2%
	2070 - 2100	445,84	155,23	6,2%
RCP 8.5	2013 - 2040	457,69	152,41	3,7%
	2041 - 2070	462,54	171,30	2,7%
	2070 - 2100	389,26	139,68	18,1%

En la Tabla 6-10 se observa que las disminuciones del caudal medio para ambas proyecciones en los periodos de 2013 a 2040 y 2041 a 2070 son mínimas (por debajo del 4%), mientras que el periodo entre 2070-2100 en comparación con la información histórica presenta una disminución de 6,2% del caudal medio para el escenario RCP2.6 y del 18,1% para el escenario RCP8.5.

En la Figura 6-24 se presenta la curva de masa de los resultados de ambas proyecciones. Se observa que los caudales obtenidos de la proyección del escenario RCP8.5 presentan un cambio en la media alrededor de 2080 y que se mantiene hasta el 2100. Esta reducción responde a que para este escenario, al continuar aumentando la emisión de gases de efecto invernadero, la temperatura tiende a ser cada vez mayor, por lo que en estos últimos años las condiciones esperadas bajo este escenario son mucho más extremas que en el resto del tiempo.

Figura 6-24: Curva de masa de los caudales proyectados por los escenarios RCP2.6 y RCP8.5.



Comparación ENFICC serie natural vs. series sintéticas escenarios cambio climático:

Luego de realizar las diferentes simulaciones se encontró que la ENFICC en algunos casos supera el valor base calculado con la serie original. La simulación sugiere el mismo comportamiento presentado anteriormente, consumiendo el embalse y considerándolo como si la central fuera de tipo filo de agua.

Tabla 6-11: Análisis ENFICC Serie Natural vs. ENFICC Series sintéticas escenarios cambio climático

Período	1959-2014	SOGAMOSO 2.6	SOGAMOSO 6	SOGAMOSO 8.5
ENFICC 95%PSS (GWh) (GWh)	3.750	3.944	4.105	3.711
ENFICC Base	3.225	3.508	3.712	3.260
Diferencia 95%PSS	-	5% adicional	9% adicional	1% menor
Diferencia Base	-	8% adicional	13% adicional	1% mayor

Este resultado es previsible si tenemos en cuenta los siguientes aspectos:

- La serie sintética resultante tiene valores mínimos mayores a los de la serie natural. Esto se debe a que en un modelo lluvia – escorrentía los valores extremos encierran una dificultad a la hora de realizar la calibración. Dichos modelos tienen mejores comportamientos para caudales medios. Esto se puede observar desde la Figura 6-17 hasta la Figura 6-20.
- Los porcentajes de incremento podrían ser de negativos si se calibra el modelo en función de que los caudales simulados se asemejen más a los máximos y disminuyan en los mínimos.
- Se deberá realizar un análisis detallado por sub periodos de registros.
- Cómo el F.C. es constante la variación del nivel no es representativa para el cálculo de la ENFICC.

En conclusión la variabilidad de la serie hidrológica al agregar la información a nivel mensual reviste una debilidad del modelo HIDENFICC, dado a que los datos diarios en el futuro incrementarán su varianza, haciendo mayores los máximos y menores los mínimos y en un modelo a resolución mensual esto no se ve reflejado.

En este capítulo pudo observarse bajo los diferentes escenarios y sensibilidades asociadas a los parámetros principales que el modelo actual para el cálculo de la ENFICC es conservador desoptimizando energéticamente la regulación que proveen los embalses en centrales de este tipo, olvidando el impacto de la variabilidad y el cambio climático en las series hidrológicas y omitiendo que la eficiencia energética siempre estará determinada por la energía potencial disponible (variación del factor de conversión). En el siguiente capítulo se presenta una propuesta preliminar que pretende eliminar parte de los sesgos que no solo son y deberían ser ajustados en el modelo de cálculo de la ENFICC actual sino en la normatividad por parte de los entes reguladores.

Capítulo 7. Propuesta Alternativa para el cálculo de la ENFICC de centrales hidráulicas

A partir de los diferentes elementos descritos anteriormente y particularmente luego del análisis de sensibilidad de los parámetros principales con los que se ejecuta el modelo HIDENFICC, es necesario plantear una propuesta alternativa para el cálculo de la ENFICC más acordes a la realidad de las características técnicas y operativas de una central hidroeléctrica con embalse regulador.

7.1 Comparación del comportamiento de una simulación energética entre el modelo HIDENFICC y un modelo de Regla Normal de Operación

En este caso nuevamente se toma la central Sogamoso como referencia, tomando las características principales de la central.

7.1.1 Modelo de simulación de producción energética de una central hidroeléctrica basado en Regla Normal de Operación

Para estimar la producción energética media y firme de la central Sogamoso, se utilizó un modelo de simulación energética basado en la Regla Normal de Operación de embalses, considerando la operación aislada del proyecto Sogamoso.

A continuación se describen los criterios, supuestos y la metodología en los que se fundamenta el modelo de simulación energética utilizado; se definen los parámetros iniciales o de entrada para el modelo (para cada proyecto), el criterio o regla de operación del embalse, las restricciones asociadas y los resultados o datos de salida del modelo.

Las características generales del modelo de simulación energética utilizado son las siguientes:

- **Tipo de Operación:** Se consideró la operación aislada y bajo la utilización de la Regla Normal de Operación (RNO).
- **Resolución Temporal y series hidrológicas:** La resolución temporal del modelo puede ser diaria o mensual, de acuerdo a la información disponible.
- **Regla de Operación:** La operación del embalse se basa en la Regla Normal de Operación (RNO), en función de los caudales disponibles por almacenamiento o por aportes del río, la cual permite maximizar la producción de energía firme (confiable) del proyecto y minimizar los vertimientos, a partir del cumplimiento de una meta con un 95% de confiabilidad.
- **Variables de la simulación:** El modelo representa las principales variables dinámicas del proceso de generación, tales como:
 - **Relación Volumen del embalse cota de operación del mismo.** El modelo permite obtener el volumen asociado (en Mm^3) a cada nivel de operación a través de la curva de calibración del embalse (Cota – Volumen). Para las evaluaciones realizadas se consideró una relación lineal entre la cota de operación, el volumen útil y salto bruto (y neto) asociado.
 - **Se consideran las pérdidas en energía por fricción sobre el salto bruto aprovechable en cada una de las alternativas.** Las pérdidas friccionales fueron calculadas teniendo en cuenta las longitudes y características principales de las conducciones: área, perímetro, tipo de material de revestimiento, etc. Las pérdidas locales se consideraron como igual al 10% de las pérdidas por fricción.

- **Restricciones.** Las principales restricciones que considera el modelo de simulación son:

Caudal Ecológico: El modelo considera una disminución en el caudal afluente por el efecto del caudal ecológico (se puede considerar una variación mensual). Para el análisis energético del Proyecto no se consideró el caudal ecológico por tener descarga a pie de Presa y no estar obligado a entregar un caudal ecológico. Sin embargo si se consideró un caudal mínimo turbinable de 80 m³/s todo el año exceptuando el mes de mayo, en el cual la central debe cumplir 300 m³/s.

Capacidad máxima de operación: La máxima capacidad de operación de la planta está asociada a la operación de la misma bajo los condicionantes de caudal de diseño y máxima cota de operación, es decir, cuando la potencia reportada es igual a potencia instalada de la Central.

Serie Hidrológica de caudales promedios mensuales: la serie de datos hidrológicos de entrada al modelo corresponde a los caudales promedios mensuales afluentes al embalse.

Eficiencias: El modelo considera eficiencias constantes para los equipos electromecánicos así: Generador: 98%, Transformador: 99.5% y Turbinas: 92%. Es importante considerar que en la operación real de la planta la eficiencia de las turbinas depende del nivel de operación del embalse y que en este análisis no se consideró este efecto sobre la generación energética.

- **Funcionamiento del Modelo**

El modelo de simulación parte de los parámetros básicos anteriormente mencionados, como son: la serie hidrológica de caudales medios diarios, el caudal de diseño seleccionado, las eficiencias de los equipos electromecánicos, la altura de la presa (salto bruto), entre otros.

Con respecto al cálculo de las pérdidas de energía por fricción, se considera que la geometría de la conducción es de tipo circular y se adopta un n de manning por tramo de tipo de material de revestimiento, a partir de estos, se calcula el coeficientes total de pérdidas hidráulicas “ K ” el cual considera el total de las pérdidas de energía (pérdidas por fricción y pérdidas locales).

La expresión matemática utilizada es: $H_f = KQ^2$; donde Q es el caudal de diseño considerado en m^3/s y H_f son las pérdidas hidráulicas (locales y friccionales).

Teniendo en cuenta los parámetros básicos y el modelo calcula la variación de los saltos netos asociados a los niveles de operación del embalse y su potencia (MW) y la energía (GWh-mes) asociada para cada mes agregando las energías medias diarias.

Al finalizar la modelación y realizando la agregación mensual se obtiene la Energía Media Anual del Proyecto en unidades de GWh-año.

- **Regla de Operación del Embalse**

La regla utilizada es la Regla Normal de Operación (RNO) para embalses, la cual se utiliza para maximizar la producción de energía firme y minimizar los vertimientos.

El funcionamiento de la regla consiste en atender para cada mes (o período simulado) una “meta” de caudal (m^3/s) preestablecida.

Las simulaciones realizadas deben cumplir con el 95% de confiabilidad para todo el período considerado y la meta en otras palabras corresponderá a la Energía Firme de la simulación.

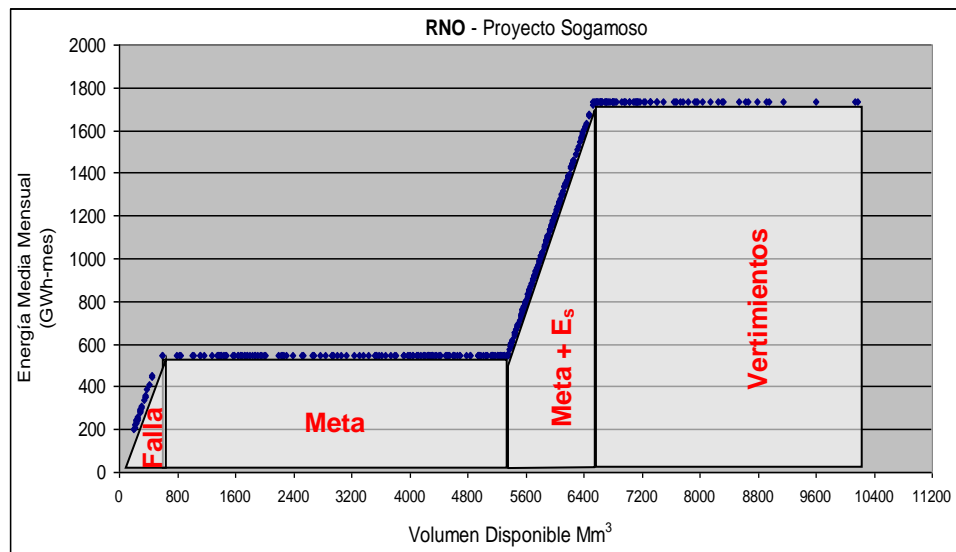
Para cada día simulado, se parte de un volumen o caudal necesario para generar la meta y se compara con las disponibilidades de agua definidas en la RNO del embalse. Si la disponibilidad, la cual corresponde al volumen almacenado de agua más el caudal afluente en un período establecido de tiempo, menos el caudal ecológico considerado, es menor que la meta, se presentará una falla y queda registrado para su posterior conteo y cálculo de confiabilidad. Si la disponibilidad es mayor o igual que la meta, se cumple la meta y se

genera esa cantidad de agua y se almacenan los excedentes sin sobrepasar la capacidad establecida del embalse.

Ahora bien, si se presenta una disponibilidad mayor que la meta y el embalse está a máxima capacidad, se genera cumpliendo la meta, pero como el embalse está en su nivel máximo, los excedentes permiten generar energía secundaria manteniendo la capacidad total del embalse al final del período y minimizando los vertimientos. En este caso la generación estará restringida por el caudal de diseño de la planta. Si la disponibilidad del recurso excede el volumen útil del embalse y la capacidad máxima de turbinamiento, se genera la meta de energía, más toda la energía secundaria posible para ese período de tiempo y adicionalmente los excedentes se vierten.

De esta manera se presentarán vertimientos en la planta cuando se presente la combinación de las restricciones de volumen máximo del embalse y el turbinamiento máximo asociado al caudal de diseño. Ver Figura 7-1.

Figura 7-1: Regla Normal de Operación del Proyecto Sogamoso – Operación del embalse con la serie base



- **Confiabilidad en la Meta**

Para calcular la energía generada, el modelo realiza los cálculos a partir de una meta mensual en volumen preestablecida y de acuerdo a la confiabilidad calculada se define

augmentar o disminuir la meta con el fin de alcanzar la confiabilidad deseada. El proceso es de tipo iterativo para evaluar la alternativa deseada y permite ajustar la meta para la confiabilidad media del 95%.

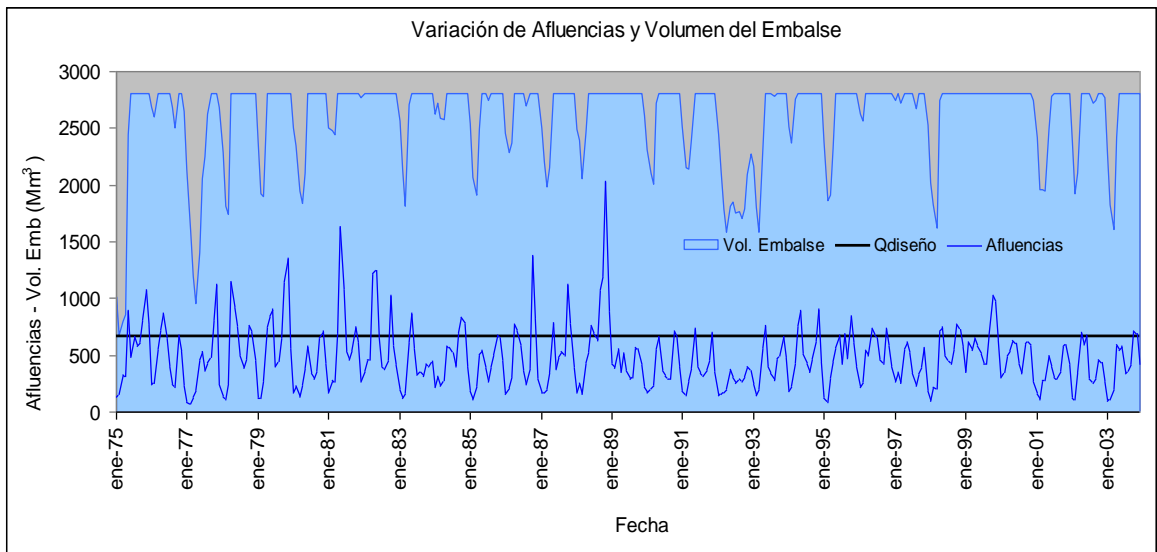
- **Resumen de características Técnicas del Proyecto Sogamoso**

Altura de la Presa:	190 m
Caudal de diseño:	660 m ³ /s
Capacidad instalada:	820 MW
Salto Neto:	140,5 m
Número y tipo de turbinas:	3 Francis de Eje Vertical
Caudal medio:	470,8 m ³ /s
Área del Embalse:	6960 ha
Volumen total:	4800 hm ³ (o millones de metros cúbicos Mm ³)
Volumen útil:	2801 hm ³
Eficiencia Turbina:	0,92%
Eficiencia Generador:	0,983%
Eficiencia Transformador:	0,99%

7.1.2 Análisis de resultados de la simulación con RNO y comparativos con HIDENFICC

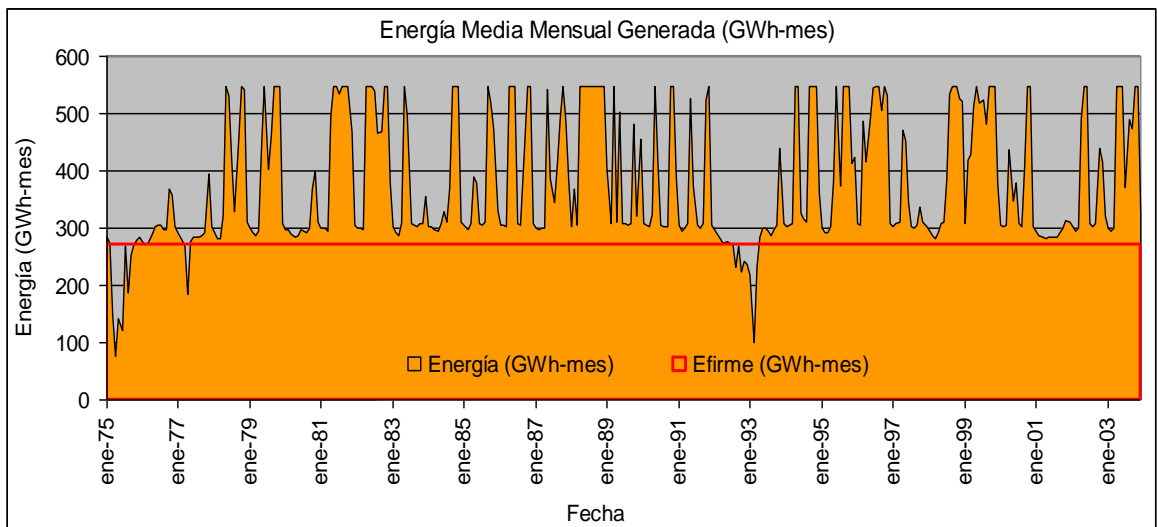
En la **Figura 7-2** se presenta la operación del modelo con la información hidrológica base y con las características presentadas en el numeral anterior.

Figura 7-2: Comportamiento del embalse de la central Sogamoso bajo simulación con RNO



Como se observa en las Figura 7-2 y **Figura 7-3**, el modelo RNO no agota el embalse y guarda para los períodos críticos, incluso para El Niño 91-92 logra el embalse cumplir con la meta de energía programada.

Figura 7-3: Comportamiento de la generación de la central Sogamoso bajo simulación con RNO

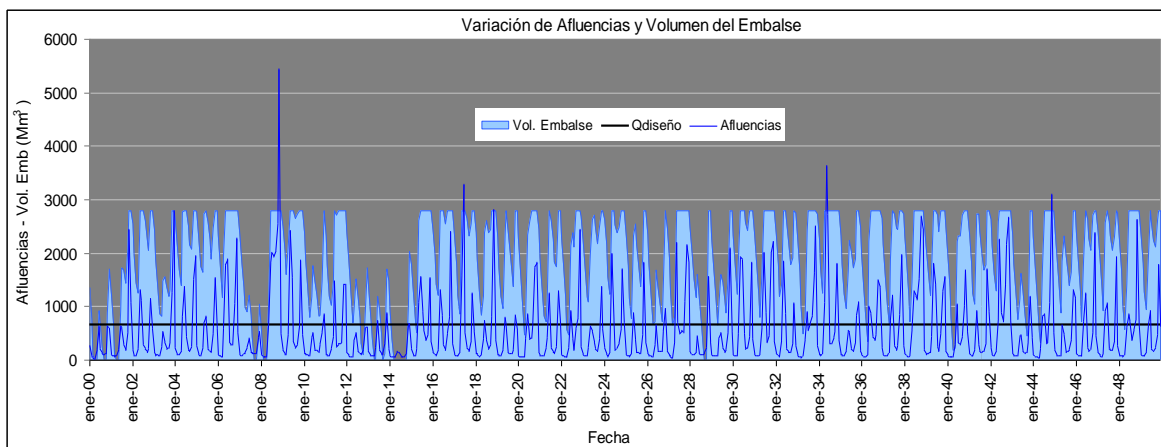


En la Tabla 7-1 se presenta la comparación de los resultados en ENFICC base en HIDENFICC y bajo la simulación del modelo Regla Normal de Operación. En esta tabla se resumen el comportamiento real de una simulación con un embalse regulador. Aunque no es muy representativo, el modelo con RNO entrega una mayor energía firme en un periodo de hidrología normal con relación al modelo HIDENFICC y la disminuye en un periodo de hidrología con máximos y mínimos extremos llegando incluso a más de un 20% de disminución con respecto al modelo HIDENFICC. Incluso se puede observar en la Figura 38 el comportamiento real de un embalse cuando los caudales afluentes tienen alta variabilidad, producto (según lo que se ha expuesto en este trabajo) del impacto del cambio climático.

Tabla 7-1: Análisis Energía Firme HIDENFICC vs. RNO

Período	HIDENFICC Serie Real	RNO Serie Real	HIDENFICC Serie Sintética hasta 2050	RNO Serie Sintética hasta 2050
ENFICC Base	3.225	3.308	3.244	2.486
Diferencia	-	3% adicional		24% menor

Figura 7-4: Comportamiento del embalse de la central Sogamoso con afluencias sintéticas bajo simulación con RNO



7.2 Propuesta para el cálculo de la Energía Firme

Considerando los diferentes aspectos descritos anteriormente se propone para el cálculo de la energía firme de las centrales hidroeléctricas despachadas centralmente dentro del Sistema Interconectado Nacional – SIN lo siguiente:

- Utilizar un modelo de optimización en función de disminuir los vertimientos y maximizar la energía firme. Este modelo podría ser uno que siga las características de una Regla Normal de Operación y teniendo en cuenta las características propias de cada planta. Es importante mencionar que para centrales nuevas el modelo será mucho más significativo. Caso contrario a plantas existentes en las cuales se tienen registros de caudal turbinado, niveles de embalse y energía generada que permitirán establecer una curva del factor de conversión de acuerdo al nivel de embalse.
- Definir que cada agente deberá presentar mínimo 40 años de información de series hidrológicas mensuales (Se consideran 40 años dado a que en ese periodo de tiempo se han presentado varios eventos ENSO, La Niña y El Niño). Se podría incluso evaluar series a resolución mensual. De cualquier modo, en caso tal el promotor del proyecto o el agente del mercado no disponga de dicha información deberá sustentarla ante los organismos técnicos como el CNO y la CREG o quién a esta última designa. El período de 40 años no deberá entenderse como una limitación, la serie presentada deberá ser toda la disponible siempre y cuando cumpla con los criterios de consistencia hidrológica.
- Consecuente con el primer punto el modelo deberá considerar la variación de los volúmenes característicos de cada embalse y en su defecto calcular el Factor de Conversión asociado.
- Revisar el impacto del parámetro de Indisponibilidad Histórica Forzada.

Conclusiones y recomendaciones

Es clara la dependencia del Sistema Interconectado Nacional en su estructura actual al recurso hidroeléctrico lo que enmarca un riesgo ante eventos macroclimáticos como el ENSO sobre todo en su fase cálida o El Niño.

Ante la eventual modificación de la participación de fuentes renovables de generación de energía no convencionales, la definición de ENFICC deberá ser ajustada a un enfoque que incluya las demás fuentes, en otras palabras, la ENFICC deberá ser la capacidad de tener un recurso de generación de entregar su energía en sus períodos críticos o de baja disponibilidad de la fuente. Sin embargo el Mercado y el Sistema deberán aprovechar las ventajas de la complementariedad entre los recursos, hidro – eólico, hidro – solar, hidro entre diferentes regiones, o la canasta que diversifique y le dé mayor confiabilidad al SIN como un todo.

En el caso de continuar con el modelo actual para el cálculo de la ENFICC, HIDENTICC será necesario implementar varios ajustes tanto en su proceso de optimización como en sus parámetros y la normativa que rige los procedimientos y las características de dichos parámetros.

Se identificó que el modelo es insensible a la variación del volumen útil y dentro de su optimización no almacena para utilizar en los periodos críticos, se ejecuta como si las centrales fueran a filo de agua. Este elemento sugeriría que no importa el tamaño de un embalse dentro de la confiabilidad del principal recurso de generación del SIN. De cualquier forma, si la directriz o el optimizador del modelo pretenden agotar el recurso para encontrar la condición más crítica debería considerar el cambio del factor de conversión el cual está asociado al nivel del embalse.

Es clara la relación entre el nivel de embalse y el Factor de Conversión – F.C. producto de variación en el salto neto de la central. La relación entre el F.C. y la ENFICC es directamente proporcional, a menor F.C. menor ENFICC. El modelo HIDENTICC debería asumir el F.C. dependiendo el volumen del mes inmediatamente anterior y comportándose

más acorde a la operación real de una central dentro del Sistema Interconectado Nacional.

Otro aspecto importante es la longitud de la serie utilizada dentro de la simulación. El análisis demuestra que dependiendo de la longitud y periodo continuo de caudales medios mensuales la ENFICC base podría bajar incluso hasta más de un 20% y la del 95% PSS alrededor del 7%. Este punto deja abierta la posibilidad que el reporte de este parámetro busque el período hidrológico de mayores caudales. Se encontró una sensibilidad el modelo, como es de esperarse a la variabilidad climática producto del incremento de la varianza de los caudales medios (mayores máximos y menos mínimos) en diferentes escenarios de cambio climático y en un modelo de resolución mensual éste comportamiento no se ve reflejado.

Dadas las conclusiones anteriores se propone una metodología basada en una regla de operación de los embalses donde todos los parámetros muestren el real comportamiento de una central hidroeléctrica y dónde la hidrología reviste un papel importante en cuanto a longitud de los registros y su resolución.

Bibliografía

- Cabrera, J. (2010). Modelos Agregados GR2M. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Climate Prediction Center – National Oceanic and Atmospheric Administration. Annual Assessment, (1997). Disponible en <http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/assessments>.
- Comisión de Resolución de Energía y Gas - CREG. (2006). Resolución CREG-071 de 2006 - Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Página WEB de la CREG. www.creg.gov.co.
- Consejo Nacional de Operación – CNO. (2014) Acuerdo No. 694 del 6 de agosto de 2014, por la cual se aprueba una modificación al protocolo para la estimación del factor de conversión de plantas hidráulicas..
- Cramton Peter y Stoft Steven, (2007), Colombia Firm Energy Market.
- CREG, (2014). Manual del programa para calcular la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC y EDH) Modelo HIDENFICC v4.0. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/>.
- Fereidoon P. Sioshansi, (2013). Evolution of Global Electricity Markets. New paradigms, new challenges, new approaches. Editado por Elsevier.
- Fevzi Onen, Mahmut Eminoglu, (2013). Planing Of Small Hydropower Plants And Kezer River. Annual International Interdisciplinary Conference. Azores, Portugal.
- IDEAM (2015) Nuevos Escenarios de cambio climático para Colombia 2011-2100. 3ra Comunicación Nacional de Cambio Climático.

- IPCC. Working Group II Contribution to the Fifth Assessment Climate Change, (2014) Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change -, Impacts, Adaptation and Vulnerability. Cambridge University Press 2014.
- Jiménez, J. et al. (2011). Efectos del Cambio Climático en los Recursos Hídricos para la Generación de Energía Eléctrica. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- López, et. al, (2008). Cálculo de la Energía Firme de las usinas de Yguazú y Acaray. VIII Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo – CIGRÉ. Paraguay.
- Parada Javier, Ospina Juan Pablo, (2004). Análisis y Evaluación del Cargo por Capacidad en la Generación de Energía Eléctrica en Colombia. Trabajo de Grado. Universidad Javeriana.
- Parra, Emerson, (2012) Modelamiento y manejo de las interacciones entre la hidrología, la ecología y la economía en una cuenca hidrográfica para la estimación de caudales ambientales. Tesis de Maestría Recursos Hidráulicos – Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
- Pérez, Ignacio J., (2013) Regulation of the Power Sector. Springer.
- Pfeifenberger Johannes, Spees Kathleen, Schumacher Adam, (2009) A Comparison of PJM’s RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs , The Brattle Group.
- Restrepo M.I, Et al, (2012). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. Cuadernos de Economía. vol. 31 no. 56 Bogotá.

- Rodriguez, A.O. (2012) Evaluación de las simulaciones de precipitación y temperatura de los modelos climáticos globales del proyecto CMIP5 con el clima presente en Colombia. IDEAM, Subdirección de Meteorología.
- Salazar, José Enrique (2008), Simulación del Cargo por Confiabilidad y de la expansión del Mercado de Generación en Colombia. Tesis de Maestría. Universidad Pontificia Comillas.
- Sierra, J.P., et al. (2014). Precipitation over Northern South America and its seasonal variability as simulated by the CMIP5 Models. *Advances in Meteorology* 2015 p 1-22.
- UPME, (2015). Plan de Expansión de Referencia Generación–Transmisión 2015–2029. Disponible en http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/.
- Villareal Julio E., Córdoba María Jimena, (2008). Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en Colombia. *Revista Ingeniería e Investigación* vol. 28 No. 3.
- XM, (2009). Informe Especial Resolución CREG 135/97 - Noviembre 2009. Disponible en <http://www.xm.com.co/Pages/HistoricodeInformesEspeciales.aspx>.