

OPERACIÓN ÓPTIMA DE UNA CADENA DE PLANTAS HIDRAÚLICAS DE
GENERACIÓN CON EMBALSES

JOAN SEBASTIAN GIRALDO BETANCOURT

c.c 1.088.255.344

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2014

OPERACIÓN ÓPTIMA DE UNA CADENA DE PLANTAS HIDRAÚLICAS DE
GENERACIÓN CON EMBALSES

JOAN SEBASTIAN GIRALDO BETANCOURT

c.c 1.088.255.344

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Magister en
Ingeniería Eléctrica

Director

Ph.D Carlos Julio Zapata Grisales

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2014

Nota de aceptación:

Firma del director del trabajo

Firma del calificador-jurado

Firma del calificador-jurado

DEDICATORIA...

*A mis padres Gustavo Giraldo y Luz Stella Betancourt,
Que son los pilares de mi vida.
A Marcela Hurtado Ceferino.*

AGRADECIMIENTOS

Al profesor Carlos Julio Zapata Grisales por la excelente preparación y orientación con la que me respaldó durante la elaboración de este trabajo.

A todos los profesores de la facultad en especial Mauricio Granada y Ricardo Hincapié con quienes establecí buenas relaciones de amistad.

A los compañeros y amigos que hicieron parte de mi formación académica.

A la Universidad Tecnológica de Pereira por el apoyo académico.

A Oscar Danilo Montoya, Alejandro Grajales, Andrés Bedoya, Juan Guillermo Marín, Juan Guillermo Valenzuela, Geovanny Marulanda, Andrés Londoño, Andrés Domínguez, Carlos Zuluaga, Luis Fernando Rodríguez, Julián Gil, Cristian Grajales quienes son mis mejores amigos en la Universidad y me apoyaron brindándome la amistad y el ejemplo para culminar mis estudios.

A mis padres Gustavo Giraldo, Luz Stella Betancourt por su incondicional apoyo, amor y paciencia.

A mi novia Marcela Hurtado Ceferino por todo su amor, comprensión y acompañamiento en esta etapa de mi vida.

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

Contenido

OPERACION ÓPTIMA DE UNA CADENA DE PLANTAS HIDRAÚLICAS DE GENERACIÓN CON EMBALSES.....	2
RESUMEN.....	18
PALABRAS CLAVE	18
ABSTRACT.....	18
KEYWORDS	18
CAPITULO 1	11
GENERALIDADES	11
1.1. Introducción.....	11
1.2. Definición del problema.....	13
1.3. Antecedentes	14
1.4. Justificación.....	17
1.5. Objetivos	18
1.5.1. Objetivo General	18
1.5.2. Objetivos Específicos	18
CAPITULO 2	19
MARCO TEÓRICO	19
2.1. Partes que Constituye una Central Hidroeléctrica.....	19
2.1.1 Embalse	19
2.1.2. Presa.....	19
2.1.3 Canal de Derivación	19
2.1.4. Cámara de Presión.....	19
2.1.5. Tubería de Presión	19
2.1.6 Turbina	20
2.1.6.1. Turbina Pelton	20
2.1.6.2. Turbina Francis	21
2.1.6.3. Turbina Kaplan	21
2.1.7. Generador	23

2.1.8. Canal de Desagüe.....	23
2.1.9. Parque de Transformadores.....	23
2.1.10. Caudal.....	23
2.1.11. Bolsa de Energía.....	23
CAPITULO 3.....	24
METODOLOGÍA.....	24
3.1. Introducción.....	24
3.2. Aspectos Técnicos de una Central Hidroeléctrica.....	26
3.2.1. Eficiencia de la Energía Hidroeléctrica.....	26
3.2.2 Elevación de la Cámara de Carga.....	27
3.2.3 Elevación del Canal de Descarga.....	27
3.2.4 Tubería de Presión de Perdida de Carga.....	28
3.2.5 Eficiencia de la Turbina del Generador.....	28
3.3. Hidrología Básica.....	29
3.3. Algoritmo e Implementación.....	31
3.3.1. Simulación de Montecarlo.....	36
3.4. Ejemplo.....	38
3.4.1. Hidrología (Caudales).....	39
3.4.2. Precio de Energía.....	42
3.4.3 Criterios para Tener el Agua Almacenada Durante un Tiempo t.....	44
CAPÍTULO 4.....	46
RESULTADOS.....	46
4.1. Análisis de los Resultados.....	53
CAPÍTULO 5.....	54
CONCLUSIONES.....	54
TRABAJOS FUTUROS.....	55
APORTES DE LA INVESTIGACION.....	55
BIBLIOGRAFIA.....	56

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Cadena hidrológica (Garces Ruiz, 2008)	12
Figura 2 Cadena hidrológica	13
Figura 3 Turbina Pelton (Briceño, Escobar , & Ramirez , 2008)	20
Figura 4 Turbina Francis (Sanchez Dominguez, 2006).....	21
Figura 5 Turbina Kaplan (Fink, Beaty, & Carroll, 1981)	22
Figura 6 Diagrama para la Selección del tipo de turbina (Leon Rueda).....	22
Figura 7 Curva de la Colina (Arce, Ohishi, & Soares, 2002)	29
Figura 8 Escenarios de Decisión	30
Figura 9 Curva de Capacidad o Capabilidad de un Generador Síncrono	35
Figura 10 Procedimiento General de la Simulación (Zapata Grisales , 2012)	38
Figura 11 Ajuste de Datos a una Distribución de Probabilidad (LLinas Solano & Rojas Alvarez, 2006).....	41

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Escenarios Para la Generación de Energía Eléctrica	32
Tabla 2 Modelo de Ajuste Para Caudales de Cada Periodo.....	41
Tabla 3 Modelos de Distribución para los Caudales en las Diferentes Tácticas en el Año i.....	42
Tabla 4 Modelo de Ajuste Para los Precios de Energía de Cada Periodo	43
Tabla 5 Modelo de Distribución para los Precios de Energía en las Diferentes Tácticas en el Año i.....	44
Tabla 6 Potencia Generada y Lucro para el Año i	46
Tabla 7 Potencia Generada y Lucro Para Cada Subperiodo del año i.....	47
Tabla 8 Resultado 1	48
Tabla 9 Resultado 2.....	48
Tabla 10 Resultado 3.....	49
Tabla 11 Resultado 4.....	49
Tabla 12 Resultado 5.....	50
Tabla 13 Resultado 6.....	50
Tabla 14 Resultado 7.....	51
Tabla 15 Resultado 8.....	51
Tabla 16 Resultado 9.....	52
Tabla 17 Resultado 10.....	52
Tabla 18 Paralelo Entre Caso Base y Resultados para Determinar la Mejor Estrategia.....	53

RESUMEN

En este trabajo, se desarrolla una estrategia óptima de operación de una cadena de plantas hidráulicas de generación con embalses teniendo en cuenta la hidrología (caudales) y el precio de energía como variables fundamentales en la maximización del ingreso bruto por ventas de energía que puede tener el propietario de la planta. Dichas estrategias son comparadas con un caso base determinando así cual es la táctica más adecuada para generar; adicional a esto se determina la alternativa correcta para guardar el agua represada durante un tiempo prudente con el fin de generar cuando sea conveniente garantizando el despacho de las unidades de generación cuando el precio de energía este elevado.

PALABRAS CLAVE

Generación de energía hidroeléctrica, despacho de generación de energía, confiabilidad de sistemas de potencia, cadena de embalses, hidrología, precios de energía, simulación de Montecarlo, investigación de operaciones, programación lineal, modelo matemático, distribuciones de probabilidad.

ABSTRACT

In this work, an optimal strategy for operating a chain of hydraulic power plants with reservoirs considering hydrology (flow) and the price of energy as fundamental variables in the maximizing of the gross income from energy sales that can have the owner of the plant develops. These strategies are compared with a base case and determining which is the most adequate for generating tactic; Additional to this, the correct alternative is determined to keep the water dammed for a reasonable time in order to generate as appropriate ensuring the dispatch of generating units when the price of energy it's high.

KEYWORDS

Hydroelectric power generation, power generation dispatch, reliability of power systems, chain of reservoirs, hydrology, energy prices, Montecarlo simulation, operation research, linear Programming, mathematical model, probability distributions.

CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1. Introducción

Los sistemas de generación de energía, desempeñan cada vez un papel más importante en el desarrollo económico de los países, por tanto, el análisis de estos sistemas debe tener presente el impacto económico, social y ambiental. No obstante, para entender este impacto es necesario conocer de forma detallada el componente técnico en cuanto a la parte operativa.

Considerando los diferentes tipos de centrales de generación, se encuentra que las centrales hidroeléctricas son rentables económicamente, aunque su costo inicial de construcción es elevado, una vez puestas en funcionamiento los gastos de explotación y mantenimiento son relativamente bajos, siempre y cuando las condiciones pluviométricas medias del año sean plenamente favorables.

Cada central hidroeléctrica constituye un proyecto distinto a los demás. La central se ha de adaptar al terreno y a las características que ofrece el salto o caída de agua en la naturaleza, por lo que cada central hidroeléctrica será distinta la potencia instalada una de otra.

El lugar de emplazamiento, está totalmente sujeto a las características y distribución del terreno por el que fluye la corriente de agua que va a servir de materia prima, razón por la cual, en la mayoría de los casos, estas instalaciones están alejadas de los grandes centros de consumo.

El agua es originariamente retenida o almacenada para posteriormente de manera controlada; y debido a la gran energía cinética desarrollada en su descenso, acciona directamente las turbinas hidráulicas que mueven un generador produciendo así energía eléctrica.

Colombia presenta una capacidad instalada de 14559GW los cuales corresponden a un 65% de generación hidráulica y otro 35% que corresponden a generación térmica. No obstante el gran potencial del país en nuevas tecnologías de energía renovable (principalmente eólica, solar y biomasa) llevan poco tiempo en vigencia.

Algunas plantas hidráulicas se constituyen de un embalse y las unidades de generación, pero otras centrales hidroeléctricas poseen cadenas hidrológicas como la que se muestra en la figura 1 y figura 2, estos sistemas en cascada permiten un mayor aprovechamiento del recurso hídrico, debido a las afluencias que puede tener entre una cadena y otra.

Este proyecto permite el estudio de la operación óptima de una cadena de plantas hidráulicas con embalses teniendo en cuenta que es un solo embalse para la planta de mayor capacidad, y que la generación que se tenga de la otra central hidráulica aguas abajo, es dada por el agua turbinada de la primera.

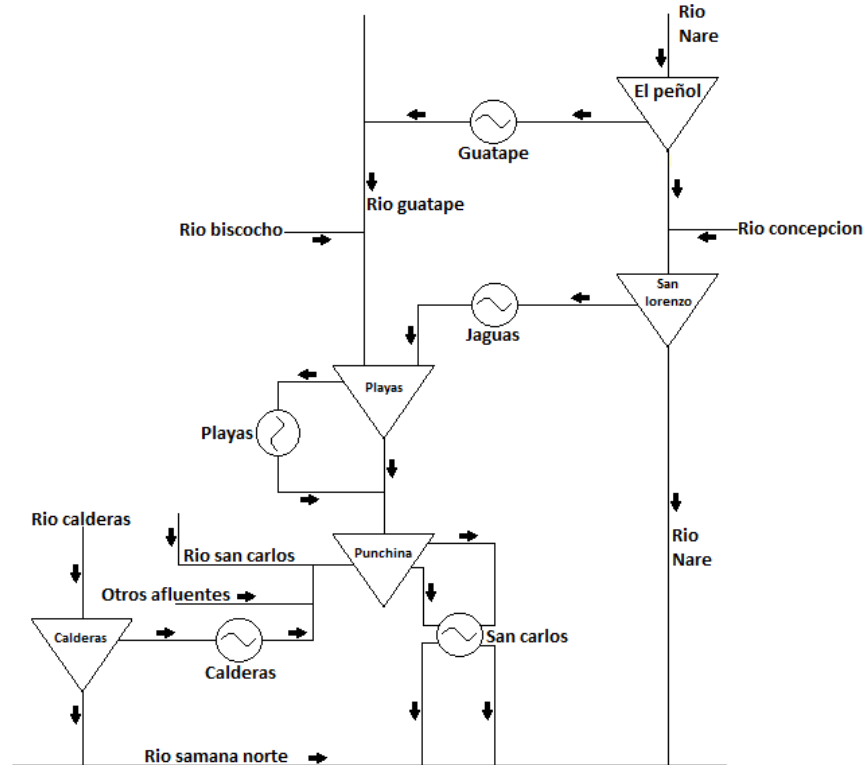


Figura 1 Cadena hidrológica (Garces Ruiz, 2008)

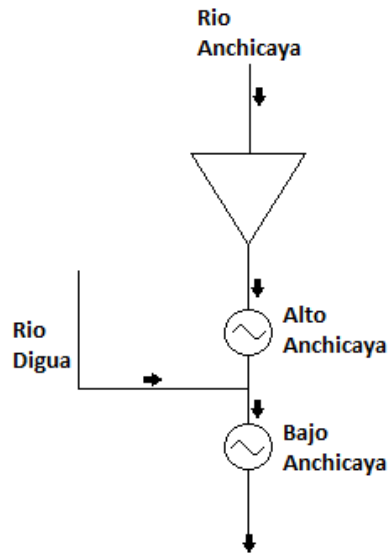


Figura 2 Cadena hidrológica

1.2. Definición del problema

Las centrales hidroeléctricas han desarrollado gran parte de la energía eléctrica en el mundo, pero la dedicación a su estudio ha sido muy poco según (Daza, 2007), el estudio a las unidades térmicas es más exhaustivo durante las últimas décadas, motivadas por los altos costos y numerosas restricciones operativas relacionadas con la puesta en marcha y parada de las centrales térmicas. El estudio de las centrales hidráulicas a pesar de que existe el compromiso de ser analizadas, ha recibido menor atención. Este trato desigual se debe probablemente a los bajos costos de puesta en marcha y parada de las unidades hidroeléctricas de generación y la existencia de menos restricciones operativas, lo que explicaría también por qué hay tan pocos documentos investigando la unidad hidráulica el cual es un problema de bastante interés.

La operación de un embalse resulta ser un problema bastante complejo ya que cabe dentro de la categoría de la investigación de operaciones y las técnicas de optimización, adicional a esto hay que tener en cuenta el estado del clima y la estación en que se encuentre el tiempo, ya que, en épocas de invierno o de verano varía considerablemente el despacho de las unidades de generación y la capacidad de los embalses puede aumentar o disminuir notoriamente (Eliasson, Ludvigsson, & Doujak, 1999).

Uno de los aspectos importantes para tratar en este proyecto es el precio en la bolsa del mercado de energía eléctrica, ya que, este no es constante durante todo el año debido a los cambios climáticos y las estaciones del tiempo como se mencionó anteriormente, también cabe anotar que es un problema la venta de energía dependiendo de los pronósticos de la demanda y conocer cuánto recurso hídrico almacenar, cuando aparezca una temporada de sequía con el fin de saber cómo distribuir la capacidad del embalse en el momento del despacho de las unidades de generación.

Adicional a esto es de resaltar que no se puede tomar la decisión de no entrar a generar cuando no es conveniente, lo cual es un problema para la central hidráulica buscar la manera más adecuada y la forma de enviar su precio de venta lo suficientemente alto como para no entrar en generación, esto se debe de hacer antes de las 08:00 horas de cada día, ya que si no se hace el CND¹ (Centro Nacional de Despacho) impone el precio del día anterior ya ofertado y es posible correr el riesgo de salir despachado cuando no es conveniente.

Por las razones mencionadas anteriormente se genera la siguiente pregunta de investigación: ¿Es posible establecer una estrategia de operación óptima de una cadena de plantas hidráulicas de generación con embalses?

1.3. Antecedentes

Los antiguos romanos y griegos aprovechaban ya la energía del agua; en un principio utilizaban ruedas hidráulicas para moler trigo. Sin embargo, la posibilidad de emplear esclavos y animales de carga retrasó su aplicación generalizada hasta el siglo 12. Durante la edad media, las grandes ruedas hidráulicas de madera generaban una potencia máxima alrededor de cincuenta caballos (hp). La energía hidroeléctrica debe su mayor desarrollo al ingeniero civil británico John Smeaton, quien construyó por primera vez grandes ruedas hidráulicas de *hierro colado* (Eliasson, Ludvigsson, & Doujak, 1999).

La hidroelectricidad tuvo mucha importancia durante la Revolución Industrial ya que impulsó las industrias textiles, del cuero y los talleres de construcción de máquinas

¹ **CND** (Centro Nacional de Despacho): Es el encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

a principios del siglo 19. Aunque las máquinas de vapor ya estaban perfeccionadas, el carbón era escaso y la madera poco satisfactoria como combustible, es en ese entonces como la energía hidráulica ayudó al crecimiento de las nuevas ciudades industriales que se crearon en Europa y América hasta la construcción de canales a mediados del siglo 19, que proporcionaron carbón a bajo precio.

Las presas y los canales eran muy importantes para la instalación de ruedas hidráulicas sucesivas cuando el desnivel era mayor de cinco metros (5m) según (Salmazo, 1997). La construcción de grandes presas de contención todavía no era posible; el bajo caudal de agua durante el verano y el otoño, unido a las heladas en invierno, obligaron a sustituir las ruedas hidráulicas por máquinas de vapor en cuanto se pudo disponer de carbón.

La primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña. El renacimiento de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo 20. En 1920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción total de electricidad. La tecnología de las principales instalaciones se ha mantenido igual durante el siglo 20 (Salmazo, 1997), (Garcia Sanchez & Herrero, 2006).

A principios de la década de los noventa, las primeras potencias productoras de hidroelectricidad eran Canadá y Estados Unidos. Canadá actualmente obtiene un 60% de su electricidad por medio de centrales hidráulicas. Cabe resaltar en este campo la presa de Asuán (presa del río Nilo), situada al sur de Egipto, cerca de la ciudad de Asuán, en uno de los lagos más grandes del mundo. La presa original se terminó en 1902, y se elevó en su altura en 1912 y 1934. La construcción de la nueva presa, situada 6km más arriba comenzó en 1960, y su coste total está estimado en más de mil millones de dólares. La antigua URSS sufragó una tercera parte de los gastos de su construcción, que empleó a 400 técnicos soviéticos. Se terminó a mediados de 1968, aunque las últimas de las doce turbinas soviéticas se instalaron en 1970. Esta gran presa tiene 111m de altura y una anchura de un kilómetro. El embalse se llamó lago Nasser en honor al presidente egipcio Gamal Abdel Nasser; cubre un área de 480km de largo y 16km de ancho, e inundó muchas poblaciones de la cuenca del Nilo. La capacidad de producción eléctrica es de 2.100 megavatios (Garcia Sanchez & Herrero, 2006).

En todo el mundo, la hidroelectricidad representa aproximadamente la cuarta parte de la producción total de electricidad según (Watts & Rudnick, 2002), y su importancia sigue en aumento. Los países en los que constituye fuente de

electricidad más importante son Noruega (99%), República Democrática del Congo (97%) y Brasil (96%). La central de Itaipú, situada en el río Paraná, está situada entre Brasil y Paraguay; se inauguró en 1982 y tiene la mayor capacidad generadora del mundo con una capacidad instalada de 14000MW. Como referencia, la presa Grand Coulee, en Estados Unidos, genera unos 6.500 MW y es una de las más grandes.

Colombia no podía quedarse atrás, el país cuenta con numerosas instalaciones hidroeléctricas que generan el 69,70% de la producción eléctrica. En 1997 la producción anual fue de 44.345 millones de Kwh. Los principales sistemas hidroeléctricos están localizados en Antioquia, Cundinamarca, Huila y Tolima. En el departamento de Boyacá se destaca la central hidroeléctrica de Chivor y en Antioquia la de Guatapé, la más grande del país (Eliasson, Ludvigsson, & Doujak, 1999).

En algunos países se han instalado centrales pequeñas, con capacidad para generar entre un kilovatio y un megavatio, por ejemplo en muchas regiones de China, estas pequeñas presas son la principal fuente de electricidad. Otras naciones en vías de desarrollo están utilizando este sistema con muy buenos resultados.

Teniendo en cuenta las diferentes estrategias empleadas para realizar un despacho de unidades de generación, con el fin de obtener un lucro atractivo son escasas, debido a que la gran mayoría de centrales hidráulicas lo que buscan es suplir con la demanda propuesta en ese día sin dejar a un lado ofertar a un precio que considere que es rentable para su generación. Otras centrales buscan tener un programa de “cargo por confiabilidad” (Dias Serna, 2011). Este programa consiste en tener una opción de energía firme y un conjunto de mecanismos que permiten, ante condiciones críticas, contar con la capacidad y la energía necesaria para atender la demanda.

La gran mayoría de centrales hidráulicas en cascada tienen afluencias de otros ríos a lo largo de su cadena hidrológica por lo tanto la(s) estrategia(s) empleada para maximizar la utilidad del propietario se basa en realizar una predicción de hidrología a corto y mediano plazo para saber si pueden entrar a generar en ese momento o si generan en un futuro, adicional a esto debido a la presencia de otros ríos en la cadena hidrológica se realiza un estudio para determinar con que unidad de generación es conveniente salir despachado y guardar las unidades de mayor peso para una generación futura. De esa forma consiguen maximizar la utilidad del cliente (Dias Serna, 2011).

En los embalses en cascada de Mazar y Amaluzá ubicados sobre el territorio ecuatoriano y de presencia de una afluencia en su cadena hidrológica, realizan predicciones a largo plazo del comportamiento de la hidrología determinando así temporadas de sequía o lluvia. Sin embargo la estrategia empleada para maximizar utilidad se basa en el riesgo, es decir, generan siempre y cuando puedan entrar a despachar a un precio alto pero considerable para la oferta, aun sabiendo los pronósticos y predicciones climatológicas que puedan tener a futuro. (Alzamora Alzamora, 2010)

1.4. Justificación

El mercado eléctrico es un tema que se ha ido fortaleciendo los últimos años; ya que no solo produce que los precios se autorregulen, sino que también permite incrementar la calidad del suministro y la mejora del medio ambiente. Además, se encuentra conformado por elementos como la bolsa de energía eléctrica, la cual establece y opera en un sistema de transacciones de energía en bloque que entrega incentivos económicos a los generadores para asegurar que se produzcan cantidades óptimas de electricidad en la forma más eficiente posible, proporcionando un conjunto de reglas que determinan las obligaciones y las acreencias financieras de los agentes participantes en la bolsa, por concepto de transacciones de energía y del suministro de servicios complementarios de energía (Camargo S, 2004).

Obtener la predicción del precio de la energía que se genera día a día es todo un proceso ya que la condición climática está cambiando constantemente, aunque con el avance de la tecnología se puede predecir el estado del tiempo, no basta con la proyección de un solo día si no que se debe de proyectar para todo el año para tener una respuesta lógica de la capacidad de los embalses de acuerdo en la estación que se encuentre (verano o invierno) (Vargas, Palma B, Moya A, & Torres A, 2003). Si se encuentra en invierno, es muy probable que la capacidad del embalse llegue a su tope por lo que hay que poner a producir las unidades de generación con el fin de disminuir la capacidad de este y no exceder los límites establecidos por la empresa y vender la energía a un precio que quizás no sea el más adecuado, caso contrario pasa si se encuentra en verano, ya que la escases de agua es bastante y las empresas generadoras de energía pueden ofrecer la venta la energía a un precio más alto, teniendo en cuenta la capacidad de agua del embalse y la cantidad de almacenamiento que haya tenido de acuerdo a los pronósticos y los estudios realizados durante el invierno de cuanto almacenar cuando se llegue época de sequía, es por tal razón la elaboración de este proyecto, ya que, lo que se busca es realizar un despacho óptimo de las unidades de

generación con base en una estrategia óptima de operación y comparar con varios escenarios hasta escoger la más adecuada y se pueda garantizar la maximización de las utilidades del dueño de la planta y no pensar en cómo puede afectar los fenómenos del clima a la hora de entrar al mercado eléctrico.

Cabe mencionar que no es de interés el comportamiento del sistema eléctrico en cuanto a las líneas de transmisión y la demanda, dadas las condiciones, el proyecto no tiene en cuenta restricciones de transmisión y restricciones de demanda y más aún restricciones de la ubicación del sitio donde se construye la central hidráulica.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

- Desarrollar una estrategia de operación óptima de una cadena de plantas hidráulicas de generación con embalses de tal manera que se maximice el ingreso bruto por ventas de energía para el propietario de la planta hidráulica.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Revisar el estado del arte para verificar las estrategias empleadas en la operación óptima de las plantas hidráulicas con embalses.
- Describir los factores o los aspectos que están involucrados y que se deben tener en cuenta en el planteamiento de una estrategia óptima de operación de una planta hidráulica.
- Plantear una estrategia óptima que maximice el ingreso bruto por ventas de energía para el operador de la planta hidráulica.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

Para tener un contexto amplio de lo que se quiere llevar a cabo con este trabajo de investigación, se darán a continuación algunas definiciones de los conceptos fundamentales del proyecto.

2.1. Partes que Constituye una Central Hidroeléctrica

2.1.1 Embalse: Depósito artificial que almacena aguas de ríos o arroyos mediante un dique o presa. Su propósito es, suministrar o abastecer a las poblaciones en la producción de energía eléctrica.

2.1.2. Presa: Una presa de embalse es simplemente una pared que se coloca en un sitio determinado del cauce de una corriente natural con el objeto de almacenar parte del caudal que transporta la corriente. Los tipos de presa más utilizados en la actualidad son los de gravedad en concreto, de arco en concreto, y de tierra y escollera.

2.1.3 Canal de Derivación: Es un conducto que canaliza el agua desde el embalse. Puede ser abierto (canal), como los que se construyen siguiendo la ladera de una montaña, o cerrado (tubo), por medio de túneles excavados. Las conducciones deben ser lo más rectas y lisas posibles para reducir al mínimo las pérdidas por fricción, necesitando además un sistema para regular el caudal (compuertas, válvulas).

2.1.4. Cámara de Presión: Es el punto de unión del canal de derivación con la tubería de presión. En esta cámara se instala la chimenea de equilibrio. Este dispositivo consiste en un depósito de compensación cuya misión es evitar las variaciones bruscas de presión debidas a las fluctuaciones del caudal de agua provocadas por la regulación de su entrada a las turbinas. Estas variaciones bruscas reciben el nombre de golpe de ariete.

2.1.5. Tubería de Presión: También llamada tubería forzada, se encarga de conducir el agua hasta las turbinas. Las tuberías de este tipo se pueden construir con diferentes tipos de materiales como son: palastro de acero, cemento-amianto y hormigón armado.

2.1.6 Turbina: La turbina es una maquina compuesta esencialmente por rodete con álabes o palas y un eje central giratorio. La misión que cumple este dispositivo es transformar la energía cinética del agua en energía cinética de rotación del eje. El alternador, cuyo eje es la prolongación del eje de la turbina, se encarga de transformar la energía cinética de rotación de este en energía eléctrica. Los elementos básicos de una turbina son los siguientes:

- *Canal de admisión:* Conducto por donde penetra el agua.
- *Distribuidor:* Paredes perfiladas que permiten encauzar el agua hacia el elemento móvil.
- *Rodete:* Dispositivo portador de los álabes, perfilados para absorban con la mayor eficacia posible la energía cinética del agua.

Según las características del salto del agua, se emplean tres tipos de turbinas: Pelton, Francis y Kaplan.

2.1.6.1. Turbina Pelton: Son turbinas de flujo transversal, y de admisión parcial. Directamente de la evolución de los antiguos molinos de agua, y en vez de contar con álabes o palas se dice que tiene cucharas. Están diseñadas para trabajar con saltos de agua muy grandes, pero con caudales pequeños. (Turbina de acción). Posee una eficiencia de hasta el 90% y puede utilizarse en saltos de altura superior a 200 metros, pero requiere una altura mínima de 25 metros (Sanchez Dominguez, 2006).

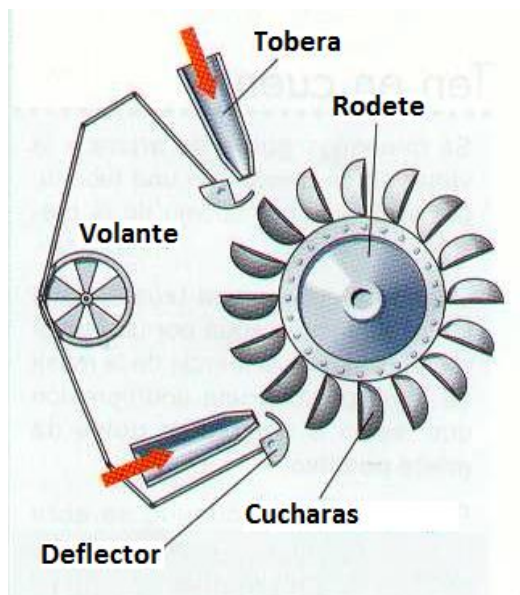


Figura 3 Turbina Pelton (Briceño, Escobar , & Ramirez , 2008)

2.1.6.2. Turbina Francis: Son turbinas de flujo mixto y de reacción. Existen algunos diseños complejos que son capaces de variar el ángulo de sus álabes durante su funcionamiento. El agua es conducida hasta la periferia del rodete por un distribuidor y se evacua por un canal que sale a lo largo del eje, posee un rendimiento del 90%. Están diseñadas para trabajar con saltos de agua medios entre los 20 metros y los 200 metros con caudales medios (Mejia Giraldo, 2005).

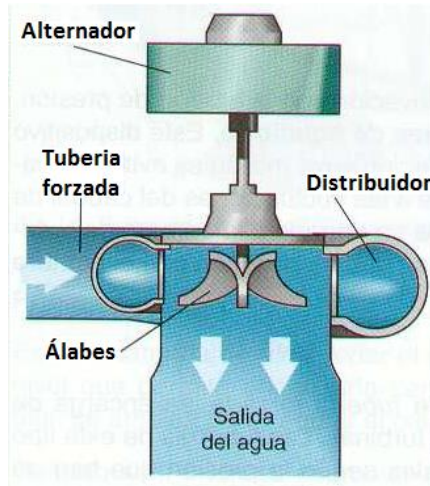


Figura 4 Turbina Francis (Sanchez Dominguez, 2006)

2.1.6.3. Turbina Kaplan: son turbinas axiales, que tienen la particularidad de poder variar el ángulo de sus palas durante su funcionamiento. Están diseñadas para trabajar con saltos de agua inferiores a 20 metros y puede llegar a trabajar eficazmente con saltos de solo 5 metros, adicional a esto trabaja con grandes caudales. (Turbina de reacción). Tiene una eficiencia del 93% y el 95% (Sanchez Dominguez, 2006).

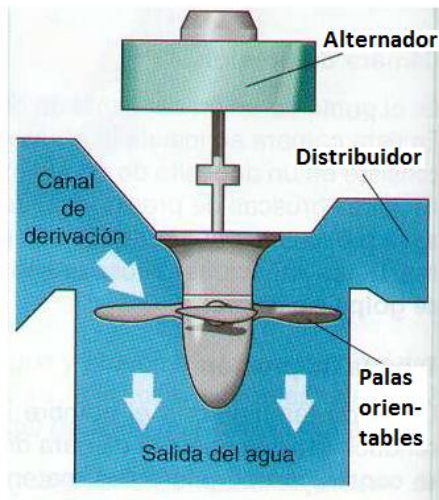


Figura 5 Turbina Kaplan (Fink, Beaty, & Carroll, 1981)

Para la selección de la turbina adecuada depende del salto que se pueda aprovechar en el sitio; a continuación la figura 6 permite realizar la selección, de acuerdo con la cabeza neta y el caudal disponible.

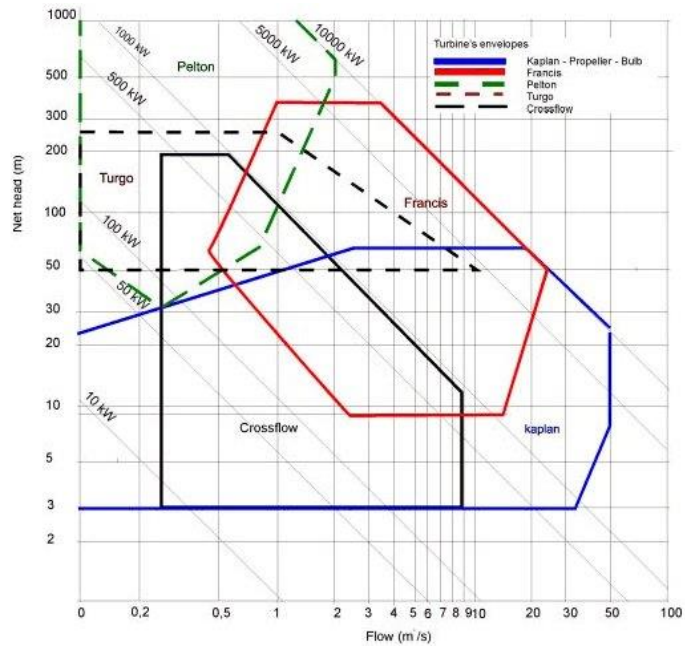


Figura 6 Diagrama para la Selección del tipo de turbina (Leon Rueda)

2.1.7. Generador: Es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica.

2.1.8. Canal de Desagüe: Se encarga de devolver el agua utilizada en las turbinas hasta el cauce del río. El agua sale a gran velocidad, por lo que se protege la salida y las paredes laterales con refuerzos de hormigón para evitar la erosión, que podría poner en peligro la propia presa.

2.1.9. Parque de Transformadores: Los generadores producen energía eléctrica inferior a los 20kV. En estas condiciones se producirían pérdidas de tensión en el transporte a largas distancias, por lo que se hace necesario elevar tensiones a valores no inferiores a los 200kV. Este aumento de tensión se lleva a cabo en el parque de los transformadores.

2.1.10. Caudal: Es la cantidad de fluido que pasa en una unidad de tiempo. Normalmente se identifica con el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo.

2.1.11. Bolsa de Energía: Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (Dependiente del CND), sometido a las reglas que adelante aparecen, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

CAPITULO 3

METODOLOGÍA

3.1. Introducción

Las centrales hidroeléctricas en cascada, cuentan con varias centrales de generación a lo largo del cauce de un río o de una cuenca hidrográfica. Su interdependencia a nivel hidrológico y en cuanto a la programación del despacho, hace que la generación individual de cada central esté ligada a la de otras centrales en el sistema.

El proyecto está encaminado a evitar reboses en los embalses, y a su vez lograr una solución óptima para la distribución de generación de las centrales que conforman la cascada hidroeléctrica, de manera que se cumpla con la programación de potencia dada por el Centro Nacional de Despacho (CND).

El proceso operativo de despacho hidráulico empieza con un *Plan Operativo Indicativo*, el cual tiene como objetivo establecer el costo de oportunidad del agua, a modo indicativo, teniendo en cuenta las opciones de sustitución térmica o posibilidades de racionamiento en el futuro, de acuerdo con las características de regulación de sus diferentes embalses (Duran, Croceri, Maciel, Mosconi, & Sottosanto, 1997). En el largo plazo (mayor a cinco años con resolución mensual), se usa Programación Dinámica Estocástica para encontrar las decisiones de generación que resulten en una operación de mínimo costo. Se consideran 100 posibles hidrologías para cada uno de los ríos del sistema. Uno de los resultados que se obtienen con este modelo son los valores esperados promedio de los costos marginales mensuales de corto plazo.

En el mediano plazo (un mes con resolución horaria y semanal) se usan métodos de Programación Lineal para encontrar las decisiones óptimas y utiliza una proyección de los caudales para cada uno de los ríos.

Una vez culmine el plan operativo indicativo entra entonces la declaración de *Disponibilidad y Precio de Oferta*. Todos los días antes de las 08:00 horas en forma confidencial, cada agente generador hace una oferta de precio (en \$/MWh) y la declaración de disponibilidad (en MW) de cada uno de sus recursos de generación,

para cada una de las 24 horas siguientes, en un buzón electrónico dispuesto para ese efecto en el Centro Nacional de Despacho (CND) en Medellín. Luego de las 08:00 horas se abre el buzón para establecer el programa de generación. Para los recursos que no se hayan realizado ofertas, se toma la oferta del día anterior. Las ofertas y la disponibilidad de cada agente son de consulta pública (Garces Ruiz, 2008).

En algunas ocasiones el nivel del embalse se encuentra por debajo del nivel mínimo operativo superior (MOS), la oferta se interviene cambiándose por el valor de la oferta más alta más 1 \$/MWh. Esto se hace para cubrir la demanda con adecuada confiabilidad, asegurando un nivel de reservas.

Finalmente viene la etapa del *despacho económico* que se encarga establecer el programa de generación para cubrir la demanda esperada de modo que a cada hora se utilicen los recursos de menor precio, cumpliendo las condiciones límite que tiene el sistema: requisitos de reserva rodante, inflexibilidades de las plantas y restricciones del sistema.

El programa de generación, conformado por la cantidad de energía estimada que cada una de las plantas hidráulicas debe generar en cada hora, se comunica a los agentes generadores para su aplicación al día siguiente.

Hay momentos que durante el día se pueden presentar eventos en el sistema que requieren un cambio en el programa inicial que da origen al *redespacho* en tiempo real. Son causas de redespacho la salida de unidades, aumento de disponibilidad por entrada de unidades que se encontraban en mantenimiento, cambio de los límites de transferencia ocasionados por el cambio en la configuración de la red, cambios mayores de 20 MW en la demanda y aumento o disminución de aportes a las centrales filo de agua. El agente encargado hace la solicitud una hora y media antes de iniciar la vigencia de la modificación (Mejía Giraldo, 2005).

El despacho programado es el resultante de los redespachos realizados durante el día de operación. Se utiliza como referencia para identificar las desviaciones que presenta la generación real de cada unidad térmica o planta hidráulica. La información de despacho programado y de otras variables de estado del sistema es suministrada a los agentes diariamente y pueden ser usadas para definir las ofertas del día siguiente.

3.2. Aspectos Técnicos de una Central Hidroeléctrica

Para el estudio de dicho proyecto, es necesario conocer cierto modelo para hacer su correspondiente análisis de producción de energía. A continuación se presenta un modelo detallado de la eficiencia de la generación de energía hidroeléctrica.

3.2.1. Eficiencia de la Energía Hidroeléctrica.

La potencia de salida de una unidad hidroeléctrica generadora de energía puede estar representada por la siguiente ecuación (Arce, Ohishi, & Soares, 2002):

$$P = g * \rho * n_t * n_g * h_l * 10^6 * Q$$

En donde:

P → Potencia del generador (MW)

g → Gravedad (m/s^2)

ρ → Peso específico del agua (Kg/m^3)

n_t → Eficiencia de la turbina (%)

n_g → Eficiencia del generador (%)

h_l → Cabeza efectiva del agua (m)

Q → Caudal (m^3/s)

La cabeza efectiva del agua (h_l) está dada por:

$$h_l = h_f - h_t - h_p$$

En donde:

h_f → Elevación de la cámara de carga (m)

h_t → Elevación del canal de descarga (m)

h_p → Tubería de presión de pérdida de carga (m)

Como muestran estas ecuaciones, la potencia de salida de una unidad hidroeléctrica generadora depende de varias variables. Ahora, la eficiencia de la energía hidroeléctrica con frecuencia se expresa como una relación de entrada y salida ($\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$) que depende de la cabeza efectiva del agua y de la eficiencia de la turbina y el generador. Una forma de representar la eficiencia de la energía hidroeléctrica consiste en calcular la pérdida de generación de energía debido a una disminución en la cabeza efectiva del agua y la eficiencia de la turbina y el generador, para representar la eficiencia de la energía hidroeléctrica mediante una función de pérdida de potencia de generación, es necesario investigar la influencia de cada variable en la generación de energía (Salmazo, 1997).

3.2.2 Elevación de la Cámara de Carga

La elevación cámara de carga juega un papel importante en el medio y largo plazo en la planificación operativa de los sistemas hidroeléctricos. En este período de planificación, que abarca uno o más años, la gestión del almacenamiento de agua en los embalses se ha optimizado. En la planificación a corto plazo, que consiste en una sola semana por horas, los cambios en la elevación de la cámara de carga se observa, sobre todo en el caso de los grandes embalses (Bayron Arnau & Otero Cortes, 2003).

3.2.3 Elevación del Canal de Descarga

La elevación del canal de descarga, puede cambiar considerablemente en la planificación a corto plazo de la operación como una consecuencia del total de agua descargada de la planta. Para algunas plantas hidroeléctricas, la elevación del canal de descarga también depende de la elevación de la cámara de carga de una planta inmediatamente aguas abajo.

El aumento de la descarga total de agua de una planta por un número determinado de unidades generadoras en operación, también aumenta la potencia de salida de la eficiencia energética actual. Este aumento, sin embargo, es proporcionalmente menor, debido al aumento en la elevación del canal de descarga y la consiguiente disminución en la cabeza efectiva del agua. La pérdida de generación de energía debido al aumento en la elevación del canal de descarga se puede calcular por la ecuación (Arce, Ohishi, & Soares, 2002):

$$P_{tn} = g * \rho * n_t * n_g * \Delta h_t * q_n * 10^6$$

Donde P_{tn} es la pérdida de la potencia generada (MW) con n unidades de generación operando y Δh es dado por:

$$\Delta h = h_t(q_n) - h_t(q_{min})$$

Donde q_{min} es el total de agua mínima descargada y q_n es el total de agua descargada con n unidades de generación operando.

3.2.4 Tubería de Presión de Pérdida de Carga

La tubería de presión de pérdida de carga está asociada con la fricción del agua en la tubería de carga y se considera una función cuadrática de la descarga de agua, $P_h = k * q^2$, donde k es una constante que expresa las características de la compuerta. La tubería de presión de pérdida de carga (m) se puede transformar en la pérdida de la tubería de carga de potencia (MW) por la siguiente ecuación (Arce, Ohishi, & Soares, 2002):

$$P_{pn} = (k * q^2) * g * \rho * n_t * n_g * \Delta h_l * q_n * 10^6$$

Donde P_{pn} es la pérdida de potencia en la tubería de presión con n unidades de generación operando.

3.2.5 Eficiencia de la Turbina del Generador

La eficiencia del generador es una medida de la relación entre la energía eléctrica y mecánica producida. La eficiencia de la turbina se suele representar como una función de la altura de descarga efectiva del agua y el agua, por lo general se conoce como "curva de la colina", es importante aclarar que dicha curva no se utiliza en este trabajo (figura 12) (Bayron Arnau & Otero Cortes, 2003).

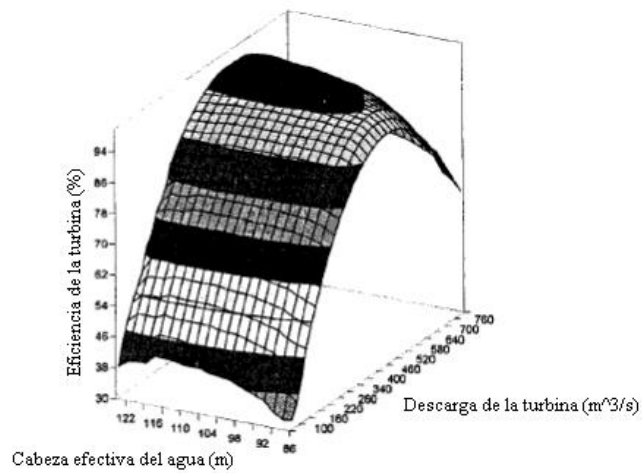


Figura 7 Curva de la Colina (Arce, Ohishi, & Soares, 2002)

Hay que tener en cuenta que a medida que aumenta la descarga y en consecuencia la potencia, la eficiencia de la turbina también se incrementa hasta un valor máximo n_{max} . Un rango permisible de variación de la descarga se define para cada cabeza efectiva del agua con el fin de evitar la vibración y la cavitación.

La pérdida de generación de energía debido a una reducción en la eficiencia de la turbina puede ser evaluada utilizando el punto máximo de eficiencia para la elevación de la cámara de carga como un punto de referencia. La operación de la turbina en otro punto causara pérdida de generación de energía que puede ser expresada mediante la ecuación (Arce, Ohishi, & Soares, 2002):

$$P_{\eta n} = g * \rho * (\eta_{max} - \eta) * \eta_g * h_l * q_n * 10^6$$

Donde $P_{\eta n}$ es la pérdida de generación de energía (MW) asociados con la reducción de la eficiencia de la turbina y η_{max} es la máxima eficiencia de la turbina.

3.3. Hidrología Básica

Definición: La hidrología es una ciencia que juega un papel bastante importante a la hora de estudiar los sistemas de generación, ya que, permite establecer la capacidad real de la planta y planear el funcionamiento de la misma teniendo en cuenta el comportamiento de las afluentes.

El comportamiento hidrológico es el causante del ajuste temporal existente en los sistemas que cuentan con centrales hidráulicas con embalses. En este sentido, surgen ciertas preguntas como ¿Cuánta agua se tendrá la próxima semana en el embalse? ¿Es adecuado ahorrar agua para pasado mañana o debe ser empleada hoy en su totalidad?. Al momento de realizar el análisis y tomar alguna decisión al respecto, surgen escenarios en los que se puede determinar (visualizar) los efectos presentes y futuros ante diferentes comportamientos hidrológicos. En la figura 13 se muestra un esquema de escenarios.

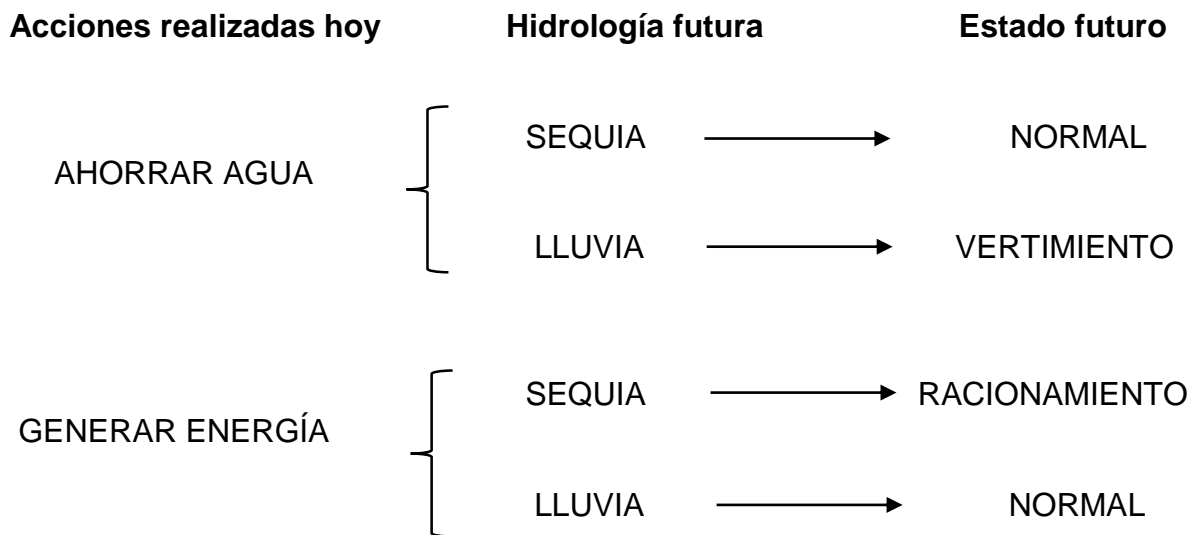


Figura 8 Escenarios de Decisión

La figura explica y muestra que para una apropiada programación de uso de recursos no se puede tener un objetivo a muy corto plazo. Cuando se está pretendiendo aprovechar toda el agua almacenada en un embalse se está reduciendo los costos operativos del sistema de generación en ese periodo, pero hay que tener en cuenta que si los próximos periodos son de escasas afluencias (baja hidrología) habría poca oferta de energía hidráulica y se tendría que recurrir a la generación térmica para tratar de suplir la demanda, en el mejor de los casos a costos demasiado altos. Si la reserva térmica no es alta, se podría llevar el sistema a un racionamiento de energía, generando enormes pérdidas a los sectores involucrados (Garces Ruiz, 2008) (Mejia Giraldo, 2005).

Por otro lado, impedir el consumo de los recursos hidráulicos resulta en una mala decisión cuando en los periodos posteriores se presentan grandes niveles de afluencias. En estos casos los niveles de los embalses sobrepasan los límites máximos permitidos y los sobrantes se convierten en caudal vertido que a su vez

representa pérdidas de energía, energía que debería estar disponible para ser transformada en electricidad a través de la central de generación y luego en rentabilidad, pero que finalmente fue transformada en energía cinética a través del vertedero. En este escenario, los costos de operación actuales del sistema pueden verse afectados por el ahorro de energía hidráulica, que debe ser equilibrado con cierta cantidad de generación térmica u otro tipo de generación de energía para el abastecimiento de la demanda.

3.3. Algoritmo e Implementación

El algoritmo se compone de 4 fases principales explicadas a continuación:

Fase 1: La fase uno se encarga de crear la disponibilidad de las unidades de generación para todo el año (8760 horas), es decir, se crea un vector de 1X8760 donde los valores allí son unos (1) y ceros (0) respectivamente; si en el año n en la hora i el valor es un cero (0) quiere decir que esa unidad de generación no está disponible para generar; pero si en el año n en la hora i el valor es un uno (1), entonces esa unidad está disponible para su generación. La indisponibilidad es obtenida utilizando modelos de confiabilidad exponencial para determinar los tiempos de falla de cada unidad, luego se utiliza un modelo Lognormal para determinar los tiempos de reparación y así determinar cuándo las unidades no están disponibles. Una vez se tengan las horas de disponibilidad de cada generador se pasa entonces a la fase 2.

Fase 2: La fase dos es la etapa de generación. La generación de la primera central hidroeléctrica es controlada a través de un número aleatorio que se obtiene de una probabilidad, dicha probabilidad se logra al comparar la central hidroeléctrica de jaguas (Mercados, 2013) de características similares a la mencionada en la sección 3.4, ese valor conseguido se denomina μ_i y se saca a partir de la siguiente relación.

$$\mu_i = \frac{\text{Horas de despacho}}{\text{Horas de oferta}} * 100\%$$

Tanto para la planta uno como para la planta dos se trabaja entonces con un modelo lineal entero mixto (Bazaraa, 1999) encargado de realizar el despacho ideal y obtener la potencia que se genera en la hora i .

Se cuenta con algunos de los escenarios de generación de energía eléctrica como se puede observar en la tabla 1.

Escenario	Planta 1 (Maestra)		Entra a Generar		Planta 2 (Esclava)		Entra a Generar	
	Disponibilidad Hora t				Disponibilidad Hora t			
	Unidad 1	Unidad 2	Si	No	Unidad 1	Unidad 2	Si	No
1	1	1	X		1	1	X	
2	1	1	X		1	1	X	
3	1	1	X		1	1	X	
4	1	1	X		1	1	X	
5	1	1		X	1	1		X
6	1	1		X	1	1		X
7	1	1		X	1	1		X
8	1	1		X	1	1		X
9	1	0	X		1	0	X	
10	1	0	X		1	0	X	
11	1	0	X		1	0	X	
12	1	0	X		1	0	X	
13	1	0		X	1	0		X
14	1	0		X	1	0		X
15	1	0		X	1	0		X
16	1	0		X	1	0		X
17	0	1	X		0	1	X	
18	0	1	X		0	1	X	
19	0	1	X		0	1	X	
20	0	1	X		0	1	X	
21	0	1		X	0	1		X
22	0	1		X	0	1		X
23	0	1		X	0	1		X
24	0	1		X	0	1		X
25	0	0		X	0	0		X
26	0	0		X	0	0		X
27	0	0		X	0	0		X
28	0	0		X	0	0		X

Tabla 1 Escenarios Para la Generación de Energía Eléctrica

La tabla anterior indica que la planta esclava genera si y solo si la planta maestra genera, independientemente de la disponibilidad de las unidades de generación que se puede tener para los generadores de cada planta. Hay que resaltar que se dispone de 2 fallas al año para cada generador y que la reparación de cada unidad tarda 60 horas, por tal razón la tabla anterior muestra algunos escenarios de los 8760 posibles.

El modelo matemático implementado para la generación es el siguiente:

$$Max z = \sum_{t=1}^{8760} Y_{t,1} * X_{unidad_{t,1,i}} \left(\sum_{i=1}^2 G_{1,i} * Q_{1,i} + X_{unidad_{t,2,i}} (G_{2,i} * Q_{2,i}) \right)$$

Sujeto a

$$G_{j,i} * Q_{j,i} \leq P_{max j,i} \quad \forall i,j = 1,2$$

$$\sum_{i=1}^{Ng1} Q_{1,i} \leq Caudal_Util$$

$$Q_{1,i} \geq Q_{min,i}$$

$$Q_{1,i} \leq Q_{max,i}$$

$$Y_t \geq (0.77 - U_1)$$

$$Y_t \leq (U_1 - 0.77)$$

$$Y_t \geq 0; \text{ Binaria}$$

$$X_{unidad_{t,2,i}} [0 - 1]$$

$$X_{unidad_{t,1,i}} [0 - 1]$$

Donde:

j → Pertenece al número de plantas.

i → Pertenece al número de generadores de la planta j .

$Ng1$ → Numero de generadores de la planta 1.

t → Número de horas que tiene un año (8760).

Y_t → Variable binaria que controla la entrada de generación de la planta 1 durante todas las horas de año con respecto a la probabilidad de U_1

$X_{unidad,t,1,i}$ → Variable que controla la disponibilidad de los generadores de la planta 1 durante todas las horas de año.

$X_{unidad,t,2,i}$ → Variable que controla la disponibilidad de los generadores de la planta 2 durante todas las horas del año.

$Q_{1,i}$ → Caudal de entrada de los generadores de la planta 1.

$Q_{2,i}$ → Caudal de entrada de los generadores de la planta 2.

Q_{mini} → Caudal mínimo de entrada de los generadores.

Q_{maxi} → Caudal máximo de entrada los generadores.

$P_{maxj,i}$ → Potencia Máxima de los generadores de cada planta

$G_{1,i}, G_{2,i}$ → Constante de generación dada por la siguiente ecuación.

$$G_{1,i} = G_{2,i} = 9.81 * \frac{0.98}{1000} * h$$

h → Cabeza neta del embalse que varía después de la hora 2; en la hora 1 se asume que la altura del embalse es máxima; luego de haber transcurrido la hora 1 de ahí en adelante la cabeza se altera con la siguiente ecuación.

$$hp = -\frac{1}{0.0083} * \log\left(1 - \frac{V_{Rep}}{1.8^9}\right)$$

$Caudal_Util$ → Caudal que está en función del volumen de la represa y el volumen mínimo por medio de la siguiente expresión.

$$Caudal_Util = \frac{(V_{Rep} - V_{Min})}{3600}$$

V_{Rep} → Volumen de la represa que varía después de la hora 2; durante la hora 1 se asume que el volumen es máximo; luego de haber transcurrido la hora 1 de ahí en adelante el volumen de la represa se representa mediante la siguiente ecuación.

$$V_{Rep} = V_{Max} = 1.8^9 * (1 - \exp(-0.0083 * AlturaMaxima)) \quad \text{Hora 1}$$

$$V_{Rep} = V_{Rep} + Caudalin * 3600 - (q(1) + q(2)) * 3600 \quad \text{Hora 2, \dots, Hora 8760}$$

$$V_{Min} = 1.8^9 * (1 - \exp(-0.0083 * AlturaMinima))$$

Caudalin → Caudal que varía con respecto al modelo de distribución propuesto en el capítulo 3, sección 3.4.1. (Tabla 2).

En la figura 9, se muestra la curva de capacidad o curva de capacidad de un generador síncrono de forma aproximada.

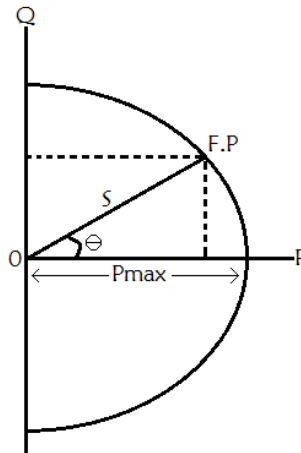


Figura 9 Curva de Capacidad o Capabilidad de un Generador Síncrono

La grafica anterior muestra que para un generador síncrono según su potencia aparente y su factor de potencia nominal (f.p), se va a tener una generación de potencia activa y potencia reactiva. Para este trabajo de investigación solo se está teniendo en cuenta la potencia activa.

Fase 3: La etapa 3 constituye el criterio de parada. Se disponen de dos criterios de parada. El primer criterio de parada es por coeficiente de variación (CV) obtenido por la desviación estándar del valor esperado de la potencia generada por toda la planta (es uno de los resultados obtenidos que arroja la simulación), sobre la media de este mismo dato. Este resultado es comparado con un error que se define al

inicio del algoritmo que suele estar entre el 1% y el 5%, si el CV es menor al error el programa finaliza y muestra los resultados obtenidos, si el CV es mayor al error el proceso se repite una iteración más.

El segundo criterio de parada es por un número de realizaciones o número de iteraciones determinadas. Es necesario mencionar que cada realización es un año y que dentro de esa iteración el proceso se ejecuta 8760 veces. Este criterio de parada se manifiesta cuando el CV no converge y el algoritmo ya lo ha hecho n cantidad de veces.

Fase 4: La última fase constituye los resultados obtenidos por el algoritmo que son: el número de realizaciones (N_r (años)) necesarias para la convergencia i , el valor esperado de la potencia generada de toda la planta (VEPgT [Mw-h]) en el año i y el valor de ingreso esperado de la potencia generada de toda la planta (VIE_PgT [\$]) en el año i .

Es importante mencionar que la fase 2 y la fase 3 están dentro de la estructura base utilizada para el desarrollo del algoritmo, La simulación de Montecarlo, es entonces, el pilar utilizado para que se lleve a cabo el desarrollo del problema.

3.3.1. Simulación de Montecarlo

Se denomina simulación al proceso de evaluar en forma numérica, indirecta o artificial un modelo matemático que permite estimar el comportamiento de un sistema o proceso.

Se denomina simulación de Montecarlo al experimento de generar números aleatorios de cualquier distribución de probabilidad o proceso estocástico para evaluar en forma numérica, indirecta o artificial un modelo matemático que permite estimar el comportamiento de un sistema o proceso que involucra variables estocásticas (Taha Handy, 2004).

El nombre “Montecarlo” proviene del principio de “suerte” o “azar” del procedimiento, similar al de los juegos de azar que hicieron famosa a la ciudad del mismo nombre.

De estas definiciones es claro que para simular primero se debe obtener el modelo matemáticos que describen el fenómeno bajo estudio.

Para resolver modelo matemático anterior se recurre a la técnica de Monte Carlo la cual es un método no determinístico o estadístico numérico, usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar con exactitud. Montecarlo consiste en probar con experimentos las miles de posibilidades, y en cada etapa, determinar por casualidad, por un número aleatorio distribuido según las probabilidades, que sucede al totalizar todas las posibilidades y tener una idea de la conducta del proceso real. Además el método de Montecarlo posee múltiples ventajas ante otras opciones de evaluación, como la analítica, tales como (Garces Ruiz, 2008) (Zapata Grisales , 2012):

- Toma en cuenta factores y partes del proceso que en otros métodos deben de aproximarse para incluirse dentro del estudio.
- La precisión de la simulación de Monte Carlo es determinada por los factores probabilísticos y el número de muestras requeridas, lo que hace que el método sea independiente del tamaño del sistema, lo que lo hace apropiado para sistemas de gran escala.
- Las simulaciones pueden fácilmente adecuarse a cualquier distribución de probabilidad referida al funcionamiento de los componentes, a diferencia de los demás métodos que solo dependen de probabilidades individuales.
- Además de calcular índices de confiabilidad, es posible obtener la distribución de probabilidad de estos.
- Factores de naturaleza distinta a la eléctrica pueden incluirse dentro de la simulación, siendo esto ventajoso para el análisis de sistemas de potencia, los cuales se ven claramente afectados por factores externos a él, como la hidrología y las fuentes de incertidumbre antes mencionadas.

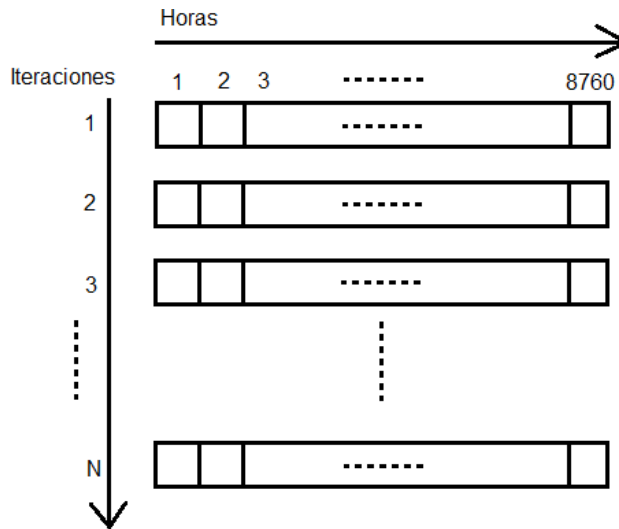


Figura 10 Procedimiento General de la Simulación (Zapata Grisales , 2012)

El algoritmo de solución empleado en el trabajo de investigación se desarrolló en MATLAB, un lenguaje de programación empleado para resolver grandes problemas donde involucren un número de cálculos que requieran de ciertas iteraciones para lograr su convergencia. Es el caso de la simulación de Montecarlo donde surge la necesidad de utilizar software de programación.

3.4. Ejemplo

Se ha desarrollado un ejemplo, donde se maneja una planta principal denominada planta madre y en cascada una planta secundaria de menos capacidad que la primera, donde la generación de la segunda planta depende del agua turbinada por la primera. En la tabla 1 mencionada en la sección 3.3 se aprecia la generación de cada una de las plantas con respecto a la disponibilidad de cada unidad de generación y el despacho de cada planta teniendo en cuenta que la entrada de la planta dos depende del despacho de la planta madre, independientemente si hay o no disponibilidad de las unidades de generación de la planta 2.

Los datos de la planta principal (planta madre) son los siguientes.

- Numero de generadores: dos.
- Capacidad de cada unidad de generación: 75MW
- Altura máxima del embalse: 120m

- Altura mínima del embalse: 20m
- Embalse el peñol.
- Rio de alimentación: Guatape
- Caudal máximo: 142.82m³/s
- Caudal mínimo: 7.21m³/s
- Caudal de entrada a la turbina (caudalin): Sujeto al modelo de distribución (Lognormal) presentado en la siguiente sección.
- Precio de la energía: Sujeto al modelo de distribución (Lognormal) presentado en la siguiente sección.

Los datos de la segunda planta en cadena con relación a la primera no varían significativamente, pues solo se ve reflejado en la capacidad de las unidades de generación que son dos unidades, y cada una con una potencia de 33.2MW; esta planta tiene un embalse más pequeño que el de la plata principal y no tiene afluencias de otros ríos por lo que su generación se limita solo al caudal turbinado por la planta madre que se encuentra aguas arriba. El precio de energía y el caudal sigue siendo el mismo durante la hora de generación.

Para completar los datos que son utilizados por la simulación de Montecarlo se realiza un análisis previo a las variables que se modelan que son la hidrología (caudales) y el precio de energía.

3.4.1. Hidrología (Caudales)

Cuando se plantea que un planeamiento energético requiere prever el comportamiento de la hidrología de un sistema eléctrico, se está estableciendo que existe la incertidumbre en cuanto a recursos.

Para lograr el equilibrio en el manejo de recursos, se debe contar con un conocimiento acertado de la cantidad de recursos hídricos disponibles para un periodo futuro. Es difícil tener tal conocimiento y en muchas ocasiones se suponen escenarios del comportamiento de los caudales en los ríos asociados a las centrales de generación hidráulicas.

A partir de series de tiempo de años anteriores, se ha comprobado que en los datos (caudales) de los ríos se presenta un fenómeno periódico año tras año, no obstante, es difícil suponer o extraer el caudal medio mensual a partir de datos históricos que más se aproxime a la realidad (Balairon Perez , 2002). Dada la dificultad en el comportamiento de esta variable, en el problema del despacho hidráulico se han realizado diferentes trabajos en el que se han propuesto distribuciones de

probabilidad para modelar los caudales, simulación de diferentes escenarios, predicción de hidrologías para un tratamiento posterior en forma determinística.

Independiente de la metodología adoptada para el tratamiento de la variable aleatoria, resulta complicado dado que la variable caudal depende de muchos factores, y muchos de estos, también aleatorios. El clima de un país puede verse afectado por algún fenómeno meteorológico como El Niño o La Niña que acontecieron a Colombia y cada uno de estos con diferentes efectos sobre el sector energético. También, hay otros factores que son más determinísticos como la disminución del caudal de los ríos debido a la destrucción del medio ambiente, de las emisiones de gas, de la tala de bosque, etc (Instituto de Hidrología, 2014).

Dadas estas características, el modelamiento acertado del comportamiento hidrológico requiere más que metodologías analíticas donde se puedan relacionar aspectos climáticos y ambientales de manera que la mayor cantidad posible de información interactúe para acondicionar el modelo.

En este trabajo para modelar los caudales, se hace necesario la utilización de las distribuciones de probabilidad como herramienta básica de trabajo, ya que, la distribución de probabilidad de una variable aleatoria es una función que asigna a cada suceso definido sobre la variable aleatoria la probabilidad de que dicho suceso ocurra. La distribución de probabilidad está definida sobre el conjunto de todos los sucesos, cada uno de los sucesos es el rango de valores de la variable aleatoria (LLinas Solano & Rojas Alvarez, 2006).

Para el caso de los caudales se han sacado los datos de la página de neon XM (Mercados, 2013), los caudales se tomaron para todo el año 2013 del río Guatapé y se ajustaron a una distribución de probabilidad. El ajuste del modelo se realizó mediante el programa datafit.m, un programa elaborado en MATLAB que se encarga de arrojar todas las posibles distribuciones de probabilidad de ajuste de los datos con sus correspondientes parámetros, siempre y cuando cumpla con ciertas pruebas que son necesarias para dicho ajuste (Zapata Grisales, 2012). Los datos correspondientes a los caudales son posibles modelarlos para todo el año, pero se toma la decisión de tomar el año y partirlo en 4 periodos y cada subperiodo ajustarlo a un modelo de distribución de probabilidad. Este tipo de modelamiento asume que los datos de la muestra son independientes entre sí, condición esta que debe verificarse antes de aplicar el procedimiento de ajuste a una distribución, el cual puede consultarse en libros de probabilidad y estadística.

Si la muestra global de los datos se ajusta a una distribución de probabilidad, se pierde la secuencia cronológica en que ocurren los valores de la variable aleatoria. Una alternativa para conservar la secuencia cronológica de los valores de la variable aleatoria bajo estudio es ajustar una distribución de probabilidad a los datos de cada subperiodo (LLinas Solano & Rojas Alvarez, 2006).

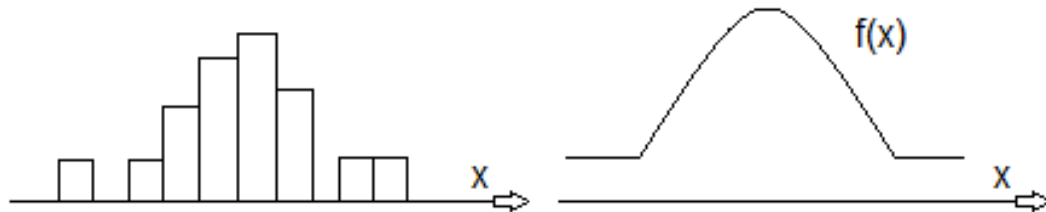


Figura 11 Ajuste de Datos a una Distribución de Probabilidad (LLinas Solano & Rojas Alvarez, 2006)

Para evitar que el modelo arroje datos negativos se hace el ajuste con la distribución de probabilidad lognormal.

Como se mencionó anteriormente, el año se divide en 4 periodos de la siguiente manera con su correspondiente modelo de ajuste y sus parámetros 1 y 2 que pertenecen a la media (parámetro 1) y desviación estándar (parámetro 2) como se observa en la tabla 3.

		Modelo de Ajuste
Periodo	Mes	Lognormal
1	1 de Enero	Parámetro 1=3.4397
	4 de Abril	Parámetro 2=0.4930
2	5 de Abril	Parámetro 1=3.7678
	2 de Julio	Parámetro 2=0.4778
3	3 de Julio	Parámetro 1=3.1892
	2 de Octubre	Parámetro 2=0.5136
4	3 de Octubre	Parámetro 1=3.5731
	31 de Diciembre	Parámetro 2=0.5075

Tabla 2 Modelo de Ajuste Para Caudales de Cada Periodo

También se han planteado distribuciones de probabilidad para diferentes tácticas de acuerdo a los días de generación, dichas tácticas son los siguientes.

Táctica 1: generar los días de la semana del año i (lunes, martes, miércoles, jueves y viernes).

Táctica 2: generar solo los fines de semana en el año i (sábados y domingos).

Táctica 3: generar solamente los días festivos del año i .

Cada uno de las tácticas anteriores se ha modelado con la distribución Lognormal para los caudales, cabe resaltar que este tipo de modelamiento es para todo el año i con la finalidad de observar cual es la mejor táctica para generar energía.

		Modelo de Ajuste
Táctica	Descripción	Lognormal
1	Días de la Semana	Parámetro 1= 3.5520
		Parámetro 2= 0.4181
2	Fines de Semana	Parámetro 1= 3.5360
		Parámetro 2= 0.4949
3	Días Festivos	Parámetro 1= 3.4839
		Parámetro 2= 0.5794

Tabla 3 Modelos de Distribución para los Caudales en las Diferentes Tácticas en el Año i

3.4.2. Precio de Energía

Los datos de los precios de la energía, también fueron obtenidos de la página de neon XM (Mercados, 2013) para todo el año 2013 día a día. El modelamiento de estos datos es complicado debido a que los programas encargados de sacar los modelos de ajustes de probabilidad no lograban llegar a una convergencia ya que no pasaban la prueba de aleatoriedad e independencia de estos.

En la teoría de probabilidad se dice que dos sucesos aleatorios son independientes entre sí cuando la probabilidad de cada uno de ellos no está influida porque el otro suceso ocurra o no, es decir, cuando ambos sucesos no están relacionados (Zapata Grisales , 2012) (LLinas Solano & Rojas Alvarez,

2006). En el caso de los precios de energía la independencia no se logra dar ya que el dato del día de hoy depende altamente del dato del día anterior o en su defecto del clima. Cabe resaltar que lo anterior sucede si se toma todo el periodo 2013 y aun partiendo el año en 2 sub-periodos de 6 meses cada uno; por tal razón y para guardar coherencia con la variable de la hidrología, se toma la decisión de fraccionar el año en 4 sub-periodos iguales así como se realizó con los caudales. Adicional a esto se hace para no perder la secuencia cronológica de los datos.

El modelo de ajuste escogido fue la distribución de probabilidad lognormal para evitar precios negativos que puedan afectar el desarrollo del algoritmo de despacho.

En la tabla 4 se muestra el modelo de ajuste con sus correspondientes parámetros 1 y 2 que pertenecen a la media (parámetro 1) y desviación estándar (parámetro 2) para la variable de los precios:

		Modelo de Ajuste
Periodo	Mes	Lognormal
1	1 de Enero	Parámetro 1=4.3401
	4 de Abril	Parámetro 2=0.4358
2	5 de Abril	Parámetro 1=4.0965
	2 de Julio	Parámetro 2=0.3613
3	3 de Julio	Parámetro 1=4.8543
	2 de Octubre	Parámetro 2=0.3713
4	3 de Octubre	Parámetro 1=5.1852
	31 de Diciembre	Parámetro 2=0.1434

Tabla 4 Modelo de Ajuste Para los Precios de Energía de Cada Periodo

De la misma manera se plantean las mismas tácticas del caso anterior, con la misma distribución de probabilidad con la finalidad de obtener el mejor escenario para generar energía.

		Modelo de Ajuste
Táctica	Descripción	Lognormal
1	Días de la Semana	Parámetro 1= 4.6560
		Parámetro 2= 0.4644
2	Fines de Semana	Parámetro 1= 4.5788
		Parámetro 2= 0.4951
3	Días Festivos	Parámetro 1= 4.5059
		Parámetro 2= 0.5124

Tabla 5 Modelo de Distribución para los Precios de Energía en las Diferentes Tácticas en el Año i

3.4.3 Criterios para Tener el Agua Almacenada Durante un Tiempo t

Una vez se tenga todos los datos anteriores organizados de forma clara para realizar un despacho ideal, surge la siguiente pregunta. ¿Cómo es posible o bajo qué criterios se puede tener el agua almacenada durante mucho tiempo sin que los generadores salgan despachados?.

Para responder esa pregunta se podría pensar entonces en dos alternativas como pueden ser la ejecución de planes de mantenimiento (Martinez Sanchez, 2013) en los generadores o en la oferta del precio de energía.

Alternativa 1. Hay que tener en cuenta que el mantenimiento se divide en tres clases; mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo y mantenimiento predictivo.

Mantenimiento Correctivo: es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de haber ocurrido una avería en el sistema con el objetivo de poner en servicio la operatividad de éste. Para evitar en lo posible este tipo de mantenimiento, surge la necesidad de realizar habitualmente el mantenimiento preventivo, para todos los componentes del equipo (Martinez Sanchez, 2013).

Mantenimiento Preventivo: se puede definir como una programación de tareas para la revisión de los equipos, tanto de maniobra como de limpieza y calibración, que deben realizarse en forma periódica con respecto a un plan de protección y control de calidad. El propósito de este mantenimiento es prevenir las fallas,

manteniendo los equipos en condiciones adecuadas de operación (Devroome, 1976).

Mantenimiento Predictivo: es un tipo de mantenimiento para predecir el punto futuro de falla de ciertos componentes de una máquina, de tal manera que ese componente pueda ser cambiado con respecto a un plan justo antes de que la avería se presente. Así, el tiempo fuera de operación del equipo se minimiza y el tiempo de vida útil del componente se maximiza.

En Colombia, el mantenimiento más empleado es el preventivo y quien expide las normas para realizar dicho mantenimiento es la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Como es de esperarse en Colombia no se puede disponer de planes de mantenimiento a largo plazo, ya que se debe de evitar grandes indisponibilidades de los generadores que pueden traer consecuencias serias como son altos sobrecostos en el sistema eléctrico generando así grandes lapsos de tiempo con demanda no atendida, además si se tiene un programa de mantenimiento de varios meses como estrategia para que los generadores de una planta no salgan despachados, es el Código de Redes en acuerdo con el Centro Nacional de Operación (CNO) quien toma la decisión de aceptar o no aceptar la propuesta hecha por el ente generador. Adicional a esto en Colombia no se disponen de muchos grupos de trabajo altamente capacitados para realizar un mantenimiento como tal, por tal razón la cuadrilla debe programarse para solo efectuar mantenimientos a corto plazo garantizando así los márgenes de seguridad y la confiabilidad del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) (CREG, 2012).

Alternativa 2: Es quizás la estrategia más adecuada para preservar el embalse y generar en el subperiodo donde se puede obtener un mayor lucro, ya que, el CND empresa encargada del despacho de las centrales hidroeléctricas en Colombia, no obliga a los generadores establecer un precio de oferta lo suficientemente bajo como para que la planta entre a generar, la condición que el CND impone es enviar los precios de oferta antes de las 08:00 horas para así evitar que asigne el precio del día anterior. Teniendo esto en cuenta los encargados de la central pueden ofertar un precio de energía bastante alto para no salir despachados con el fin de llegar con el embalse lleno a generar toda su capacidad en el periodo o en los días donde se obtenga la mayor ganancia de dinero y posiblemente en tiempos de sequias causadas por el fenómeno del niño.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

En este capítulo se mostraran varios escenarios de los resultados, donde se llevara a cabo cual es el mejor espacio para obtener un mayor ingreso bruto por ventas de energía durante todo el año, teniendo en cuenta las condiciones climáticas y los fenómenos meteorológicos que suelen suceder en Colombia.

La estrategia propuesta en este trabajo es obtener la mayor rentabilidad posible y generar si y solo si cuando la oferta de despacho sea conveniente, es decir, cuando el precio de energía este bastante alto.

Los primeros resultados tienen que ver con la generación en las diferentes tácticas mencionadas en la sección anterior, allí se observa que días son los más apropiados para generar energía con el propósito de obtener el mayor ingreso bruto por ventas de energía.

Táctica	Resultados	
1	Nr (Años)	5
	VEPgT [Mw-h]	27.078
	VIE_PgT [\$] Millones	3.137
2	Nr (Años)	5
	VEPgT [Mw-h]	14.129
	VIE_PgT [\$] Millones	1.532
3	Nr (Años)	5
	VEPgT [Mw-h]	2.996
	VIE_PgT [\$] Millones	298

Tabla 6 Potencia Generada y Lucro para el Año i

Como se puede apreciar en la tabla 6 la mejor táctica para obtener un mayor ingreso es la táctica 1 que corresponde a la generación de energía solamente en los días de semana. Vale la pena decir que esa generación de energía aprovecha toda la capacidad del embalse en un 100% por encima del volumen mínimo requerido.

Una vez se tenga la táctica definida se procede entonces a determinar cuál es el escenario o subperiodo del año i en donde se tendrá un mayor ingreso bruto por ventas de energía. Esta generación de energía se vuelve a realizar aprovechando toda la capacidad del embalse por encima de su volumen mínimo.

Periodo	Mes	Resultados	
1	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
		VEPgT [Mw-h]	10.715
		VIE_PgT [\$] Millones	901
2	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
		VEPgT [Mw-h]	11.866
		VIE_PgT [\$] Millones	763
3	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
		VEPgT [Mw-h]	7.930
		VIE_PgT [\$] Millones	1.091
4	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
		VEPgT [Mw-h]	11.033
		VIE_PgT [\$] Millones	1.987

Tabla 7 Potencia Generada y Lucro Para Cada Subperiodo del año i

Como se puede observar en la tabla anterior el mejor escenario para obtener el mayor ingreso es generando la electricidad en el último periodo del año i .

Se tiene entonces la táctica y el subperiodo ideal para que el propietario de la planta de generación maximice su ingreso monetario.

A continuación se presentaran varios resultados poniendo a generar la planta, variando la capacidad del embalse en porcentaje con los diferentes subperiodos del año i , tomando como caso base los resultados de la tabla 7 para entrar a comprar con los resultados que se van a obtener y verificar si hay o no una ganancia en porcentaje.

Resultado 1: los tres primeros periodos con el 16.66% de la capacidad del embalse y el último periodo con el 50% de la capacidad del embalse.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	16.66	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.942
			VIE_PgT [\$] Millones	165
2	16.66	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.399
			VIE_PgT [\$] Millones	153
3	16.67	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.937
			VIE_PgT [\$] Millones	266
4	50	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	3.035
			VIE_PgT [\$] Millones	543

Tabla 8 Resultado 1

Resultado 2: los cuatro periodos con el 25% de la capacidad del embalse.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	25	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.552
			VIE_PgT [\$] Millones	214
2	25	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	3.456
			VIE_PgT [\$] Millones	221
3	25	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.679
			VIE_PgT [\$] Millones	370
4	25	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.325
			VIE_PgT [\$] Millones	421

Tabla 9 Resultado 2

Resultado 3: Primeros tres periodos con el 30% de la capacidad del embalse y el último periodo con el 10%.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	30	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.464
			VIE_PgT [\$] Millones	207
2	30	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.428
			VIE_PgT [\$] Millones	153
3	30	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.255
			VIE_PgT [\$] Millones	314
4	10	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.461
			VIE_PgT [\$] Millones	265

Tabla 10 Resultado 3

Resultado 4: Los dos primeros periodos con el 30% de la capacidad del embalse y los dos últimos con el 20%.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	30	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	3.392
			VIE_PgT [\$] Millones	281
2	30	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.958
			VIE_PgT [\$] Millones	126
3	20	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.224
			VIE_PgT [\$] Millones	304
4	20	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.561
			VIE_PgT [\$] Millones	463

Tabla 11 Resultado 4

Resultado 5: Primer periodo 50% de la capacidad del embalse y los otros periodos con el 16.66%.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	50	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	5.655
			VIE_PgT [\$] Millones	474
2	16.66	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.161
			VIE_PgT [\$] Millones	138
3	16.66	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.087
			VIE_PgT [\$] Millones	209
4	16.67	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.833
			VIE_PgT [\$] Millones	333

Tabla 12 Resultado 5

Resultado 6: Los dos primeros periodos con el 40% de la capacidad del embalse y los últimos dos con el 10% de la capacidad del embalse.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	40	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	4.477
			VIE_PgT [\$] Millones	371
2	40	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.181
			VIE_PgT [\$] Millones	140
3	10	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.449
			VIE_PgT [\$] Millones	199
4	10	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.791
			VIE_PgT [\$] Millones	324

Tabla 13 Resultado 6

Resultado 7: Los dos primeros periodos con el 10% de la capacidad del embalse y los dos últimos periodos con el 40% de la capacidad del embalse.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	10	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.664
			VIE_PgT [\$] Millones	139
2	10	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.843
			VIE_PgT [\$] Millones	118
3	40	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.879
			VIE_PgT [\$] Millones	391
4	40	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	3.182
			VIE_PgT [\$] Millones	575

Tabla 14 Resultado 7

Resultado 8: Los tres primeros periodos con el 10% de la capacidad del embalse y el último periodo con el 70% de la capacidad del embalse.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	10	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.411
			VIE_PgT [\$] Millones	121
2	10	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.844
			VIE_PgT [\$] Millones	118
3	10	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.342
			VIE_PgT [\$] Millones	187
4	70	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	7.062
			VIE_PgT [\$] Millones	1.276

Tabla 15 Resultado 8

Resultado 9: Los tres primeros periodos con el 15% de la capacidad del embalse y el último periodo con el 55% de la capacidad del embalse.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	15	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.865
			VIE_PgT [\$] Millones	156
2	15	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	2.062
			VIE_PgT [\$] Millones	131
3	15	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.618
			VIE_PgT [\$] Millones	222
4	55	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	5.387
			VIE_PgT [\$] Millones	971

Tabla 16 Resultado 9

Resultado 10: El primer periodo con el 10% de la capacidad del embalse, el segundo periodo con el 5% de la capacidad del embalse, el tercer periodo con el 10% de la capacidad del embalse y el último periodo con el 75% de la capacidad del embalse.

Periodo	% del embalse	Mes	Resultados	
1	10	1 de Enero 4 de Abril	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.441
			VIE_PgT [\$] Millones	122
2	5	5 de Abril 2 de Julio	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.743
			VIE_PgT [\$] Millones	115
3	10	3 de Julio 2 de Octubre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	1.342
			VIE_PgT [\$] Millones	187
4	75	3 de Octubre 31 de Diciembre	Nr (Años)	5
			VEPgT [Mw-h]	9.321
			VIE_PgT [\$] Millones	1.683

Tabla 17 Resultado 10

4.1. Análisis de los Resultados

Para realizar el análisis de los resultados se va a comparar el caso base con cada resultado obtenido (caso nuevo) anteriormente, de tal manera que el lucro obtenido se ve reflejado si es positivo o negativo con cada estrategia propuesta determinando cual es la mejor táctica para generar en un año. Hay que tener en cuenta que el caso base es para todo el año i y que, en el caso nuevo se debe de sumar el lucro de cada periodo para así tener el de todo el año i .

La fórmula de la ganancia que se va a utilizar es la siguiente:

$$G = \frac{Cn - Cb}{Cb} * 100\%$$

Donde:

G → Ganancia.

Cn → Caso nuevo

Cb → Caso base

Estrategia	Caso nuevo [Millones]	Caso base [Millones]	Ganancia [%]
Resultado 1	1.127	1.987	-43.2
Resultado 2	1.226	1.987	-38.2
Resultado 3	939	1.987	-52.7
Resultado 4	1.174	1.987	-40.9
Resultado 5	1.154	1.987	-41.9
Resultado 6	1.034	1.987	-47.9
Resultado 7	1.223	1.987	-38.4
Resultado 8	1.702	1.987	-14.3
Resultado 9	1.480	1.987	-25.5
Resultado 10	2.107	1.987	6.1

Tabla 18 Paralelo Entre Caso Base y Resultados para Determinar la Mejor Estrategia

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

- Se puede observar que si se desea generar toda la capacidad del embalse en un año i , se puede realizar en el último periodo que corresponde a los meses de octubre a diciembre dando como resultado una utilidad bastante alta para el propietario de la central con un ingreso bruto por ventas de energía de \$1.987 millones.
- Tomando como caso base la tabla 7 y comparando con los resultados obtenidos haciendo variar la capacidad del embalse en un año, se lograron obtener diferentes estrategias de generación buscando quizás obtener un mayor ingreso que el caso base, sin embargo se debe tener cuidado con la alteración del embalse ya que pueden resultar infinitas transiciones pero solo muy pocas alternativas que puedan dar una ganancia positiva con respecto al caso base.
- Como se observa en la tabla 18, la única estrategia de las 10 que se llevaron a cabo y que sobrepasa el caso base en cuanto al ingreso es el resultado 10, brindando un 6.1% de ganancia con respecto al caso base, ese 6.1% equivale aproximadamente a \$120 millones. Cabe resaltar que ese resultado se obtiene haciendo variar la capacidad del embalse tal como se representa en la tabla 17.
- El peor escenario dentro de los 10 resultados obtenidos, es la táctica empleada en el resultado 3, donde se dispone de una muy poca generación en el periodo 4; periodo en el cual, ha mostrado ser muy eficiente cuando se emplea a generar el 50% o más del 50% de la capacidad del embalse obteniendo resultados interesantes en cuanto a los mega vatios generados y el dinero ingresado.
- En la generación de electricidad, es posible tener una relación de proporcionalidad o no, ya que, en algunos resultados se observa una generación más de megavatios y un menor lucro o viceversa.

TRABAJOS FUTUROS

Un primer trabajo futuro es que se podría considerar dentro de la investigación la demanda del sistema, permitiendo así tener restricciones de demanda y restricciones del sistema de transmisión nacional en donde se pueda valorar la confiabilidad del sistema utilizando la misma técnica manejada en esta investigación.

Por otro lado, se podría pensar en una investigación similar teniendo en cuenta que las plantas en cascada aguas abajo de la planta principal, tengan afluencias de otros ríos permitiendo caudales diferentes en cada central hidroeléctrica, de tal manera que se puedan avanzar a modelos quizás no lineales que involucren efectos de variación en los niveles de los embalses.

Por último se puede tener en cuenta el despacho óptimo, despacho ideal maximizando el lucro del dueño de la central hidroeléctrica considerando generación distribuida.

APORTES DE LA INVESTIGACIÓN

A nivel profesional: el aporte adquirido es un nuevo conocimiento dentro del gran campo de la generación de electricidad a base de agua, pues se logra entender el funcionamiento completo de una central hidráulica y la operación de estas cuando tienen embalses en cascada. Adicional a esto, se logra observar el movimiento que tiene el mercado eléctrico y las predicciones del clima que juegan un papel bastante importante para realizar el despacho.

Aporte significativo: El aporte significativo más relevante tiene que ver con las diferentes estrategias empleadas para maximizar la utilidad del propietario de la central cuando se desee variar la capacidad del embalse, o, simplemente generando toda su capacidad en un solo periodo. Se puede decir que estas estrategias sirven para centrales de un solo embalse o con embalses en cascada. Este trabajo abre las puertas para futuras investigación de las cuales algunas fueron mencionadas anteriormente.

BIBLIOGRAFIA

- Alzamora Alzamora, M. P. (2010). Operacion Optima de los Embalses en Cascada de Mazar y Amaluza y su Afluencia en el Sistema Electrico Ecuatoriano. *CIER*, 1-10.
- Arce, A., Ohishi, T., & Soares, S. (2002). Optimal Dispatch of Generating Units of the Itaipu Hydroelectric Plant. *IEEE transaction of power system*.
- Balairon Perez , L. (2002). *Gestion de Recursos Hidricos*. Catalunya: Universidad Politecnica de Catalunya.
- Bayron Arnau, L., & Otero Cortes, J. (2003). *Modelos y Metodos Matematicos en Optimizacion Hidrotermica*. Oviedo: Universidad de Oviedo.
- Bazaraa, M. (1999). *Programacion Lineal y Flujo en Redes*.
- Briceño, E., Escobar , R., & Ramirez , S. (2008). *Manual de Capacitacion en Operacion y Mantenimiento de Pequeñas Centrales Hidraulicas*. Peru: Luis Andrade.
- Camargo S, L. (2004). *Oportunidades del Sector Financiero en el Mercado Mayorista*. Medellin: Universidad de Medellin.
- Castells, X. (2012). *Energias Renovables*. Madrid: Diaz de Santos.
- CREG. (09 de Septiembre de 2012). [www.creg.gov.co](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/indice01/codigos-1995-res.025-1995.cod.redes.-.cod.operacion?opendocument). Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/indice01/codigos-1995-res.025-1995.cod.redes.-.cod.operacion?opendocument>
- Daza, A. (2007). Evolucion de la Generacion Hidroelectrica. *Escuela de Ingenieria, Universidad de Antioquia*.
- Devroome, H. (1976). *Electrical Plant Maintenance a Modern Approach*.
- Dias Serna, F. J. (2011). Programacion de la operación hidroelectrica para un sistema de embalses en cascada a lo largo de la cuenca del rio duero en España. En F. J. Dias Serna, *Optimizacion de la Operacion y Evaluacion de la Eficiencia Tecnica de una Empresa de Generacion Hidroelectrica en Mercados de Corto Plazo* (págs. 91-136). Bogota: Universidad Nacional de Colombia.
- Diez Cascon, J., & Bueno Hernandez, F. (2001). *Ingenieria de Presas*. Cantabria-España: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Cantabria.
- Duran, A., Croceri, G., Maciel, M., Mosconni, I., & Sottosanto, G. (1997). Aplicacion de un Modelo de Optimizacion en un Proceso de Operacion de un Embalse. *Mecanica Computacional*, 12.

- Eliasson, J., Ludvigsson, G., & Doujak, E. (Agosto de 1999). Global Optimisation of Hydropower Plants. *International Hydropower & Dams Conference*, 12.
- Fink, D., Beaty, W., & Carroll, J. (1981). *Manual Practico de Electricidad para Ingenieros*. Barcelona: Reverté S.A.
- Garces Ruiz, A. (2008). *Sistemas de Generación de Energía*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Garcia Sanchez, J., & Herrero, R. M. (2006). *Gestion de la Energia*. Valencia España: Universidad Politecnica de Valencia.
- Instituto de Hidrologia, M. y. (2014). *IDEAM*. Obtenido de IDEAM: <http://institucional.ideam.gov.co/jsp/index.jsf>
- Juana Sardon, J. (2003). *Energias Renovables para el Desarrollo*. Lima: Paraninfo.
- Leon Rueda, D. M. (2011). *Dimensionamiento de Unidades de Plantas de Generacion con Embalse*. Bogota: Universidad de los Andes.
- LLinas Solano, H., & Rojas Alvarez, C. (2006). *Estadistica Descriptiva y Distribuciones de Probabilidad*. Colombia: Uninorte.
- Martinez Sanchez, A. (2013). *Planeacion del mantenimiento anual de las unidades de generacion en sistemas hidrotermicos usando heurísticas*. Pereira: Universidad Tecnologica de Pereira.
- Mejia Giraldo, D. (2005). *Coordinacion Hidrotermica de Sistemas Electricos Usando Prediccion de Caudales Afluentes*. Pereira: Universidad Tecnologica de Pereira.
- Mercados, E. e. (2013). *XM*. Obtenido de XM: <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>
- Salmazo, S. S. (1997). Minimum loss predispach model for hydroelectric power system. *IEEE*.
- Sanchez Dominguez, U. (2006). *Maquinas Hidraulicas*. España: Club universitario.
- Taha Handy, A. (2004). *Investigación de Operaciones*. Mexico: Pearson Education.
- Vargas, L., Palma B, R., Moya A, O., & Torres A, R. (2003). A Scenario Simulation Approach for Market Power Analysis in Hydrothermal Systems. *IEEE transaction of power system*.
- Watts, D., & Rudnick, H. (2002). Market Power and Competition in a Hydrothermal System. *PowerCon IEEE-PES/CSEE*.
- Zapata Grisales , C. (2012). *Confiabilidad de Sistemas Electricos de Potencia*. Pereira.