

EFFECTO DE LA RED DE TRANSMISION EN EL DESPACHO HIDROTERMICO
ANUAL CON HIDROLOGIA INCIERTA

SEBASTIAN BOTERO HERNANDEZ

cc 1088284153

UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE INGENIERIAS

PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA

PEREIRA

2013

EFFECTO DE LA RED DE TRANSMISION EN EL DESPACHO HIDROTERMICO
ANUAL CON HIDROLOGIA INCIERTA

SEBASTIAN BOTERO HERNANDEZ

cc 1088284153

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de Ingeniero
Electricista

DIRECTOR

Ph.D Antonio Hernando Escobar Zuluaga

UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE INGENIERIAS

PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA

PEREIRA

2013

A mis padres Guillermo y Amanda, y a mis hermanos
Lucas Paul y Jorge Iván.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente:

- Al Ph.D Antonio H. Escobar Zuluaga por la orientación y seguimiento en la realización de este trabajo.
- A mis padres Guillermo y Amanda, que me han criado en un ambiente de inmenso amor y apoyo para crecer en la academia, y tratar de ser mejor persona día a día.
- A mi hermano Lucas Paul por su amor, apoyo y constante preocupación durante mi formación académica y personal
- A mi hermano Jorge Iván por brindarme su amor y apoyo en este proceso.
- A todos los integrantes de mi familia por la motivación y cariño brindados constantemente.
- A mis amigos Nicolás, Laura, Alejandro, J. Santiago, Cristián G., Jhonatan, Samuel, Andrés F., Daniel A., Javier G., Lu, por compartir parte de sus vidas conmigo.
- A la Universidad Tecnológica de Pereira y el programa de Ingeniería Eléctrica que me han brindado las herramientas para lograr ser un elemento útil a la sociedad.

RESUMEN

Resumen del proyecto de grado presentado al programa de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingenierías, Universidad Tecnológica de Pereira, como parte de los requisitos necesarios para optar al título de Ingeniero Electricista.

EFFECTO DE LA RED DE TRANSMISION EN EL DESPACHO HIDROTERMICO ANUAL CON HIDROLOGIA INCIERTA

Sebastián Botero Hernández

Junio / 2013

Orientador: Prof. Dr. Antonio Hernando Escobar Z.

Línea de Investigación: Planeamiento en Sistemas Eléctricos

Palabras-clave:

Despacho Hidrotérmico, Sistema de Transmisión, Optimización, Planeamiento, Hidrología, Programación Lineal.

El presente trabajo está enfocado en la solución del Despacho Hidrotérmico (DHT) de mediano plazo usando optimización basada en programación lineal. Adicionalmente es propuesto un caso de estudio de un sistema de transmisión que permite la realización de diferentes análisis relacionados con el planeamiento operativo de los sistemas eléctricos.

Inicialmente es realizada una introducción que muestra las generalidades de los sistemas eléctricos en Colombia, el modo de funcionamiento, los marcos regulatorios, y la planeación realizada en los sistemas eléctricos. Posteriormente es presentada una visión del problema que se desea resolver.

El segundo capítulo muestra las características que definen el problema de Despacho Hidrotérmico, el horizonte de planeamiento, los componentes que conforman un modelo de despacho desde las centrales hidroeléctricas, centrales

termoeléctricas hasta los sucesos de operación de un sistema eléctrico, ya sea vertimiento, racionamiento, etc.

Posteriormente son mostrados los métodos populares usados en la solución del DHT así como el estado del arte del problema. La programación lineal presenta una alternativa eficiente para la solución de éste problema, es por esto, que en el trabajo es realizada una visión más profunda sobre el planteamiento del modelo de optimización de éste tipo, mostrando las restricciones del problema para cada uno de los elementos mencionados en el capítulo anterior.

Finalmente es resuelto el sistema eléctrico propuesto mediante el uso del lenguaje de programación AMPL en conjunto con el *solver* CPLEX, y gracias a la reducción de la complejidad en el planteamiento de los modelos matemáticos fueron realizados múltiples análisis en los que exploran diferentes sucesos posibles en la operación de un sistema eléctrico, donde la reducción del costo de la operación es un factor relevante en la realización del DHT.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
TABLA DE CONTENIDO	7
INDICE DE FIGURAS.....	10
INDICE DE TABLAS.....	12
CAPITULO 1.....	13
INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 DEFINICION DEL PROBLEMA.....	15
1.2 OBJETIVO GENERAL.....	17
1.3 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	17
DESPACHO HIDROTERMICO.....	19
2.1 INTRODUCCION.....	19
2.2 DIMENSIÓN TEMPORAL	20
2.2.1 DESPACHO HIDROTERMICO DE LARGO PLAZO (DHTLP).....	21
2.2.2 DESPACHO HIDROTERMICO DE MEDIANO PLAZO (DHTMP).....	21
2.2.3 DESPACHO HIDROTERMICO DE CORTO PLAZO (DHTCP).....	22
2.3 CARACTERISTICAS DEL PROBLEMA.....	23
2.3.1 DINAMICO.....	23
2.3.2 ESTOCASTICO.....	24
2.3.2.1 HIDROLOGIA.....	24
2.3.2.2 DEMANDA.....	26
2.3.2.3 NO LINEALIDADES.....	27
2.3.2.4 CADENAS HIDRAULICAS.....	27
2.4 CENTRALES HIDROELECTRICAS.....	28
2.4.1 CLASIFICACION.....	30
2.4.1.1 DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE GENERACION DE ENERGIA...30	30
2.4.1.2 CENTRALES A FILO DE AGUA.....	30
2.4.1.2 CENTRALES CON EMBALSE.....	30
2.1.4.3 TURBINAS	32
2.1.4.4 RELACION TURBINA GENERADOR	33
2.1.4.4 CAIDA LIQUIDA	34
2.5 CENTRAL TERMoeLECTRICA.....	36
2.5.1 CENTRAL TERMICA DE CICLO COMBINADO.....	38

2.5.2 CENTRAL NUCLEAR.....	38
2.5.3 COSTOS DE LAS CENTRALES TERMICAS.....	40
2.5.3.1 INVERSION.....	40
2.5.3.2 OPERACIÓN.....	40
2.6 VERTIMIENTO.....	41
MODELO MATEMATICO DEL DESPACHO HIDROTERMICO USANDO PORGRMACION LINEAL.....	42
3.1 ESTADO DEL ARTE DEL DESPACHO HIDROTERMICO.....	42
3.2 TECNICAS DE SOLUCION EN EL DESPACHO HIDROTERMICO.....	44
3.2.1 DESCOMPOSICION HEURISTICA.....	44
3.2.2 PROGRAMACION DINAMICA.....	44
3.2.3 PROGRAMACION DINAMICA ESTOCASTICA.....	45
3.2.4 RELAJACION LAGRANGEANA.....	45
3.2.5 TECNICAS BASADAS EN INTELIGENCIA ARTIFICIAL.....	46
3.3 PROGRAMACION LINEAL.....	46
3.3.1 INTRODUCCION.....	46
3.3.2 CONSIDERACIONES.....	47
3.3.3 DUALIDAD EN PROGRAMACION LINEAL.....	48
3.3.4 EL METODO SIMPLEX.....	49
3.3.5 EL METODO DUAL SIMPLEX.....	50
3.3.5.1 TEOREMA FUNDAMENTAL DE LA DUALIDAD.....	51
3.3.6 LENGUAJE DE PROGRAMACION AMPL (A MATHEMATICAL PROGRAMMING LANGUAGE).....	51
3.3.7 MODELO MATEMATICO DEL DESPACHO HIDROTERMICO USANDO PROGRAMACION LINEAL.....	53
3.3.7.1 BALANCE DE CARGA (PRIMERA LEY DE KIRCHHOFF).....	54
3.3.7.2 BALANCE HIDRAULICO.....	54
3.3.7.3 LIMITE DE VOLUMEN EN LOS EMBALSES.....	55
3.3.7.4 LIMITE DE TURBINAMIENTO.....	55
3.3.7.5 LIMITES DE GENERACION EN LAS CENTRALES.....	56
3.3.7.6 TRANSFORMACION DE ENERGIA EN LAS CENTRALES HIDRAULICAS.....	56
3.3.7.7 SEGUNDA LEY DE KIRCHHOFF EN LOS CORREDORES.....	56
3.3.7.8 CAPACIDAD DE LOS CORREDORES.....	57

3.3.7.9 LIMITE DE RACIONAMIENTO.....	57
3.3.7.10 ANGULO DEL NODO SLACK.....	57
3.3.8 MODELO MATEMATICO PARA LA OPERACIÓN EN NODO UNICO.	58
3.3.9 MODELO DEL DESPACHO CONSIDERANDO LA RED DE TRANSMISION.	59
3.3.10 META DE GENERACIÓN.	61
3.3.11 OPERACIÓN SIN CONSIDERAR EMBALSE.	61
ANALISIS Y RESULTADOS	62
4.1 CASO DE PRUEBA.....	62
4.2 ANALISIS EN NODO UNICO.	63
4.3 DESPACHO CONSIDERANDO LA RED DE TRANSMISIÓN.	67
4.4 OPERACIÓN SIN RESTRICCIÓN EN LA CAPACIDAD DE LAS LINEAS...72	
4.5 ESCENARIOS ALTOS Y BAJOS DE DEMANDA.	78
4.6 MODIFICACIONES EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LAS LINEAS.	79
4.6.1 CAPACIDAD AUMENTADA A 420 MW.....	80
4.6.2 CAPACIDAD DISMINUIDA A 380 MW.....	81
4.7 ESCENARIOS DE HIDROLOGIA.	82
4.8 OPERACIÓN SIN CONSIDERAR EMBALSE	85
CONCLUSIONES.	96
TRABAJOS FUTUROS.....	98
BIBLIOGRAFIA.....	99
APENDICE A. DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO PROPUESTO.	101
DEMANDA.	101
RED DE TRANSMISION.....	102
CENTRALES HIDROELECTRICAS.....	103
HIDROLOGIA.....	103
GENERADORES TERMoeLECTRICOS.....	107
COSTO DEL RACIONAMIENTO.	108

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Curva de caudal de un río.....	25
Figura 2. Curva de carga anual característica por tipo de día.	27
Figura 3. Potencial físico hidroenergético en Colombia.	28
Figura 4. Esquema básico de una central de generación hidroeléctrica.	29
Figura 5. Turbina Pelton.	33
Figura 6. Central termoeléctrica.....	37
Figura 7. Central termoeléctrica de ciclo combinado.	39
Figura 8. Curva de costos de una central termoeléctrica.....	41
Figura 9. Visualización gráfica del método Simplex.....	50
Figura 10. Sistema eléctrico propuesto.....	62
Figura 11. Sistema eléctrico en nodo único.	63
Figura 12. Rutas de Generación en nodo único de los generadores GH1, GH2 y GH3.	64
Figura 13. Rutas de almacenamiento en nodo único de los generadores GH1, GH2 y GH3.....	65
Figura 14. Rutas de generación en nodo único de los generadores GT1 y GT2. ..	66
Figura 15. Rutas de generación con red de transmisión de los generadores GH1, GH2 y GH3.	68
Figura 16. Operación del sistema eléctrico en el periodo 3.	69
Figura 17. Operación del sistema eléctrico en el periodo 11.	70
Figura 18. Operación del sistema eléctrico en el periodo 12.	71
Figura 19. Diferencia entre el costo de operación del despacho ideal y el despacho con red de transmisión.....	72
Figura 20. Ruta de almacenamiento de las centrales GH1, GH2 y GH3 en la operación sin restricción de capacidad de los corredores.	73
Figura 21. Ruta generación de las centrales GH1, GH2 y GH3 en la operación sin restricción de capacidad de los corredores.....	74
Figura 22. Operación del sistema eléctrico sin restricción de capacidad en los corredores, periodo 3.....	75
Figura 23. Operación del sistema eléctrico sin restricción de capacidad en los corredores, periodo 9.....	76
Figura 24. Operación del sistema eléctrico sin restricción de capacidad en los corredores, periodo 12.....	77
Figura 25. Cambio en la ruta de generación del despacho con escenario alto de demanda respecto del normal.....	79
Figura 26. Ruta de generación de los generadores GT1 y GT2 en el despacho con líneas de transmisión de 420 MW.....	80
Figura 27. Operación del sistema eléctrico en el periodo de estudio 3 con líneas de transmisión de 380 MW. (Todos los valores en MW).....	81
Figura 28. Rutas de almacenamiento y generación de GH1 ante la serie hidrológica 6.....	82
Figura 29. Rutas de almacenamiento y generación de GH2 ante la serie hidrológica 6.....	83

Figura 30. Rutas de almacenamiento y generación de GH3 ante la serie hidrológica 6.....	84
Figura 31. Rutas de generación de GT1 y GT2 ante la serie hidrológica 6.	84
Figura 32. Rutas de generación de GH1, GH2 y GH3 en la operación sin considerar el embalse.....	86
Figura 33. Vertimiento de la central GH3 en la operación sin considerar embalse.	86
Figura 34. Rutas de generación de GT1 y GT2 en la sin considerar embalse [MW].	88
Figura 35. Rutas de generación y almacenamiento de GH1 en la operación sin meta de generación.	89
Figura 36. Rutas de generación y almacenamiento de GH2 en la operación sin meta de generación.	90
Figura 37. Rutas de generación y almacenamiento de GH3 en la operación sin meta de generación.	90
Figura 38. Rutas de generación de GT1 y GT2 en la operación sin meta de generación.	91
Figura 39. Representación de una contingencia en el corredor L3.....	92
Figura 40. Rutas de generación de GH1, GH2 y GH3 ante una contingencia en el corredor L3.....	93
Figura 41. Rutas de generación y vertimiento del generador GH3 ante una contingencia en L5.....	94
Figura 42. Racionamiento del sistema eléctrico ante contingencias en L4 y L7, nodo 6.....	94
Figura 43. Demanda total en cada periodo de estudio.	101

INDICE DE TABLAS.

	Pág.
Tabla 1. Generación del despacho ideal menos generación del despacho considerando la red de transmisión [MW].....	68
Tabla 2. Escenario alto de demanda (5% superior) [MW].....	78
Tabla 3. Escenario bajo de demanda (5% inferior) [MW].....	78
Tabla 4. Racionamiento en la operación sin considerar embalse [MW].....	87
Tabla 5. Demanda del sistema de transmisión [MW].....	102
Tabla 6. Parámetros del sistema de transmisión propuesto.	102
Tabla 7. Parámetros de los generadores hidroeléctricos.....	103
Tabla 8. Escenario 1.....	103
Tabla 9. Escenario 2.....	104
Tabla 10. Escenario 3.....	104
Tabla 11. Escenario 4.....	104
Tabla 12. Escenario 5.....	105
Tabla 13. Escenario 6.....	105
Tabla 14. Escenario 7.....	106
Tabla 15. Escenario 8.....	106
Tabla 16. Escenario9.....	106
Tabla 17. Escenario10.....	107
Tabla 18. Generación máxima de los generadores termoeléctricos.	107
Tabla 19. Costo de generación de los generadores termoeléctricos.	107
Tabla 20. Costo del racionamiento en la operación del sistema eléctrico.....	108

CAPITULO 1.

INTRODUCCIÓN.

En Colombia existen grandes cantidades de recursos naturales de los cuales es posible obtener energía, necesaria para atender los requerimientos impuestos por los seres humanos ya sea para sus actividades cotidianas o para labores específicas enmarcadas en un proceso de desarrollo industrial.

A medida que transcurre el tiempo y la sociedad crece tanto en población como en infraestructura y tecnología, la demanda de los recursos energéticos crece, siendo necesaria la búsqueda de métodos que permitan utilizar aquellos recursos en la menor medida posible con el máximo beneficio, y a su vez teniendo en cuenta los posibles perjuicios sobre el medio ambiente.

En adición a lo anterior, en la actualidad se presenta la recuperación económica con tasas de crecimiento del PIB positivas y sostenidas, lo cual representa un mayor reto para el sector, a fin de satisfacer las necesidades de abastecimiento energético y contribuir al logro de resultados positivos de productividad y competitividad del País ((UPME), 2007).

Como uno de los medios para tal fin, el concepto de uso racional y eficiente de la energía ha adquirido inercia a través de los últimos años para incorporarse poco a poco dentro de los esquemas estratégicos del planeamiento energético nacional, de hecho el Congreso de la República mediante la Ley 697 de 2001 dictó las medidas jurídicas necesarias para promover el URE (Uso Racional y Eficiente de la Energía) (Unidad de Planeación Minero Energética, Estrategia energética integral 2003 - 2020, 2003).

El URE es entendido como el aprovechamiento óptimo de todas las formas de energía, y para lograr este objetivo se deben integrar los comportamientos de cada una de las variables energéticas para sus análisis entre sí, a su vez encontrando una verdadera política energética. En países con diversidad de recursos, el comportamiento de un determinado energético es influenciado por el comportamiento de otro(s), inclusive se ha comprobado que algunos indicadores que miden el crecimiento económico de un país afectan directamente algunos

sectores energéticos (Unidad de Planeación Minero Energética, Estrategia energética integral 2003 - 2020, 2003).

Este tipo de políticas han incursionado de la mano en el país junto con los modernos conceptos de globalización y liberación de mercados. En el plan energético nacional se confirma el hecho de que el uso racional y eficiente de la energía se logra a medida que existan ambientes competitivos en el que se permita una completa participación del capital privado nacional y extranjero. Las consecuencias se observan en la privatización del sector.

El anterior hecho es apoyado cuando se promulga la Constitución Política de 1991 en la cual se establece la obligación del Estado de proveer los servicios públicos domiciliarios, se permite que los privados puedan prestar los servicios públicos y se crea la entidad de control (Unidad de Planeación Minero Energética, Una visión del mercado eléctrico colombiano, 2004). De esta forma es cedido el poder sobre las actividades referentes a la energía eléctrica hacia posibles entidades con gran capacidad de inversión y soporte de capital.

Posteriormente son promulgadas las Leyes 142 y 143 de 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, fundamentadas en la búsqueda de la eficiencia para atender la demanda del servicio de energía eléctrica con buenas condiciones de calidad. Se fundamentan en la creación de condiciones de competencia en las actividades de generación y comercialización y monopolio regulado para la transmisión y distribución (Unidad de Planeación Minero Energética, Una visión del mercado eléctrico colombiano, 2004). También se establece al Mercado de Energía Mayorista (MEM) donde generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, venden y compran energía en grandes bloques dentro de un marco regulatorio establecido por el Estado.

De esta forma las actividades sobre las que funciona el sistema eléctrico Colombiano (Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización) son cedidas por parte del estado hacia entidades interesadas en realizar proyectos atractivos para el desarrollo de éste; ahora la función principal del estado es la de controlar y regular las actividades desde las reglamentaciones definidas por las leyes e intervenir cuando sea necesario.

En la electricidad, el Estado ha creado entidades que aportan a cumplir las funciones dictadas en la Constitución. Para esto se crearon instituciones estatales como: la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), la Unidad de Planeación Minero-

Energética (UPME), el Centro Nacional de Despacho (CND), el Concejo Nacional de Operación (CNO), el Comité de Aspectos Comerciales (CAC) (Mejía, 2005).

Todas estas entidades estatales y sus diferentes funciones están encaminadas hacia el abastecimiento de demanda de todos los tipos energía del país, con ciertos requisitos mínimos de calidad. Para el sector eléctrico es necesario que los recursos (hidrológicos, combustibles) de los que se obtiene la energía estén disponibles en todo momento; de aquí se desprende la posibilidad de realizar negociaciones con países vecinos cuando sea necesario adquirir alguno de los recursos mencionados. Este tipo de estrategias y decisiones son encontradas en el Plan Energético Nacional elaborado por la UPME. Para lograr llevar a cabo un Plan Energético Nacional (en electricidad) se debe acompañar la propuesta de un plan de expansión a largo plazo en el sistema de transmisión y en generación de energía eléctrica.

El mencionado crecimiento y desarrollo de las ciudades y su subsecuente crecimiento de la demanda es el punto de partida de los planes de expansión elaborados por la UPME.

Para la generación, los recursos naturales de los que se obtiene la energía eléctrica son analizados en cuanto a su disponibilidad en el largo plazo, así como los proyectos de ampliación de la capacidad de generación en proceso de construcción y aquellos que puedan ser atractivos para atender los posibles escenarios de demanda.

También es necesario realizar pruebas sobre el sistema interconectado nacional en lo que se conoce como operación de sistemas eléctricos. En este caso el sistema eléctrico existente es evaluado sobre distintos sucesos que además de la demanda involucran la disponibilidad de las centrales de generación, los fenómenos naturales que afectan la operación normal, entre otros. De aquí se obtienen resultados adicionales que permiten mejorar las propuestas de los planes de expansión, obteniendo aún más confiabilidad.

1.1 DEFINICION DEL PROBLEMA.

El despacho hidrotérmico (DHT) entrega la trayectoria de generación óptima para cada uno de los generadores del sistema eléctrico para un horizonte de planeamiento, donde el objetivo es minimizar el costo de operación del sistema,

satisfacer la demanda de energía eléctrica, emplear de la mejor forma los recursos hídricos, respetar los rangos de operación de las centrales térmicas e hidráulicas, utilizar de forma óptima el agua de los embalses y mantener una reserva de energía que garantice la confiabilidad del sistema (Mejía, 2005).

El problema del DHT es analizado para diferentes niveles temporales: corto, mediano y largo plazo, que interactúan entre sí.

El DHT asociado a un horizonte de tiempo anual puede ser realizado en periodos semanales, mensuales o anuales. Considera de forma separada a cada central hidráulica y térmica, y requiere del modelamiento detallado de las centrales para encontrar una estrategia adecuada para el manejo individual de los embalses. Además es necesario contar con información de las hidrologías de los ríos afluentes en cada uno de los embalses, sus niveles mínimos y máximos, los valores de metas de generación (estado de los embalses al final del periodo de análisis) y el valor de las demandas (Mejía, 2005).

El despacho hidrotérmico se caracteriza por ser *estocástico*, producto de las incertidumbres de las afluencias en los ríos; *dinámico*, por causa del acople que aparece en el tiempo, puesto que decisiones tomadas en el presente tienen consecuencias en la operación futura; *acoplado en el espacio*, debido a la existencia de embalses ubicados sobre una misma cuenca hidrográfica; *no separable*, ya que la productividad en la generación hidráulica sólo puede ser medida en términos de la economía obtenida al desplazar la generación térmica; y de *gran escala*, dada la cantidad de centrales hidráulicas y térmicas existentes. Adicionalmente deben considerarse las restricciones en los sistemas de transmisión y la necesidad de optimización multiperiodo (Jimenez & Paucar, 2007). Todas las características mencionadas, convierten al DHT en un problema de gran esfuerzo computacional.

Para resolver el problema del DHT anual considerando las restricciones impuestas por el sistema de transmisión, es necesario incluir en el problema un modelo adecuado para su estudio, en este caso puede utilizarse el modelo de flujo de carga DC. En este modelo todos los nodos del sistema deben satisfacer la primera ley de Kirchhoff y todos los lazos existentes deben satisfacer la segunda ley de Kirchhoff (Rueda, 2008).

La programación lineal es un conjunto de técnicas matemáticas de optimización, análisis y de solución de problemas, que puedan ser formulados a través de ecuaciones e inecuaciones lineales (los fenómenos se representan en forma

lineal). En este tipo de problemas, las restricciones indican los recursos disponibles y las proporciones en las que se deben combinar las variables de decisión para responder a exigencias técnicas, físicas, o de otro tipo, proporciones que de no cumplirse no conllevarían a una solución real (Escobar, Gallego, Toro, & Romero, 2010).

En este trabajo el problema del DHT anual que incluye el efecto de la red de transmisión, se modela como un problema de programación lineal, el cual puede resolverse usando un programa que utilice un lenguaje de modelamiento algebraico como AMPL (A Mathematical Programming Language) y *solvers* de programación lineal. Con los resultados obtenidos es posible establecer las diferencias entre un despacho ideal (sin la red de transmisión) y uno real. De la misma forma es posible reconocer los efectos sobre la operación del sistema cuando las hidrologías son cambiantes, lo que posteriormente permite determinar los periodos de tiempo en los que el sistema puede encontrarse en condiciones de racionamiento de energía eléctrica o vertimiento del agua de los embalses, situaciones que deben ser evitadas. Finalmente, para cada uno de los análisis antes mencionados, pueden realizarse análisis de sensibilidad que permitan reconocer los posibles beneficios o perjuicios que producen las diferentes variables en los costos de operación.

1.2 OBJETIVO GENERAL.

Aplicar un modelo matemático de programación lineal para la realización de un Despacho Hidrotérmico anual que considera el efecto de la red de transmisión.

1.3 OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- Construir un sistema de prueba tomando como referencia información disponible del sistema eléctrico colombiano.
- Implementar el modelo matemático en un lenguaje de modelamiento y resolver el problema lineal resultante usando un *solver* de programación lineal.

- Comparar los resultados del DHT ideal con los obtenidos cuando el DHT incluye la red de transmisión.
- Analizar la sensibilidad del sistema ante diferentes series hidrológicas.
- Determinar el grado de influencia de la red de transmisión sobre el despacho de generación, a partir de los costos de operación en cada uno de los casos.

CAPITULO 2.

DESPACHO HIDROTERMICO

2.1 INTRODUCCION.

El abastecimiento de la demanda de energía eléctrica es un proceso que debe cumplir con unos requerimientos mínimos de calidad, eficiencia, seguridad, lo que obliga a los entes que controlan la operación de los sistemas eléctricos elaborar estrategias efectivas y posibles de realizar; más aún cuando el crecimiento y desarrollo de las sociedades obliga a sostener sistemas eléctricos cada vez más grandes en cuanto extensión y densidad de la localización de la demanda.

En el pasado, la coordinación de los recursos energéticos era realizada mediante métodos que a pesar de tener en cuenta toda una gama de sensibilidades del problema (fenómenos naturales, técnicos, regulatorios, económicos) que tienen impacto sobre éste, eran poco elaborados puesto que solo tenían visión para el corto plazo, es decir, disponían completamente de todos los recursos sin importar lo que pudiese ocurrir en el futuro; por lo tanto, este tipo de estrategias no son las más adecuadas, ya que no ofrecen seguridad ante posibles contingencias o sucesos no planeados que ocurran en el largo plazo.

Es por ello que resulta necesario realizar análisis más profundos con métodos estructurados. Son entonces las técnicas de optimización las que permiten realizar planes efectivos para resolver infinidad de problemas de la vida cotidiana, sabiendo que es indispensable la búsqueda de la mejor calidad, seguridad, confiabilidad, usando la menor cantidad de recursos, y al menor costo posible (Mejía, 2005).

Todas estas técnicas están orientadas a la solución de diferentes problemas en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), uno de ellos corresponde al Despacho de Energía eléctrica; para el caso de Colombia, la fuente de generación de energía es predominantemente hidráulica y térmica (Sistemas hidrotérmicos), por lo que el problema es denominado Despacho Hidrotérmico (DHT). Cabe resaltar que existen otras fuentes de energía conocidas como FNCE (Fuentes no convencionales de energía) las cuales buscan lograr una seguridad energética más robusta en el mediano y largo plazo. Para ello, el país debe tener un soporte que tenga en cuenta la adecuada complementariedad e implementación de todas

las tecnologías y fuentes de energía con que cuenta (Unidad de Planeación Minero Energética, Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2010 - 2024, 2010), lo cual corresponde a estudios más específicos.

El DHT es un plan que coordina de la mejor manera posible el parque generador del sistema eléctrico. Todos los generadores del sistema son programados para un horizonte definido como el de planeamiento, de manera que en cada etapa del horizonte cada uno contribuya óptimamente al abastecimiento de la demanda de electricidad. Esto implica que una desagregación de la demanda por fracciones arbitrarias entre los diferentes generadores no necesariamente representa la alternativa más atractiva para el mediano y el corto plazo en función de garantizar el abastecimiento de la demanda en un periodo determinado (Mejía, 2005).

El principal objetivo de realizar un DHT será siempre crear esquemas de generación del parque generador los cuales permitan la atención de la demanda en el horizonte de planeamiento estudiado. En general estos esquemas evitan en lo posible: la realización de nuevos proyectos de generación para atender la demanda e importar energía proveniente de países vecinos, siempre y cuando los recursos disponibles hayan sido usados de la mejor manera posible.

De esta forma se puede reafirmar que los entes reguladores y los agentes directamente involucrados deben preocuparse por establecer metodologías que promuevan la investigación en el campo de la optimización de recursos y donde las nuevas alternativas de generación de electricidad empiecen a mostrarse importantes con la idea de desplazar la mayor cantidad de recursos energéticos no renovables (Mejía, 2005).

2.2 DIMENSIÓN TEMPORAL.

En el problema del despacho hidrotérmico (DHT) resulta atractivo la realización de planes que permitan conocer la cantidad de recursos hídricos y térmicos a utilizar en los sistemas eléctricos de potencia en el presente, y que tengan el menor impacto posible sobre la operación en el futuro. Para ello, y buscando la reducción de la complejidad matemática el problema es dividido de acuerdo al horizonte de tiempo en los siguientes:

- Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo (DHTLP).

- Despacho Hidrotérmico de Mediano Plazo (DHTMP).
- Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo (DHTCP).

Los información obtenida de cada uno de los subproblemas mencionados permite realizar estudios individualizados o bien interactuar entre ellos para obtener un plan integral de generación.

2.2.1 DESPACHO HIDROTERMICO DE LARGO PLAZO (DHTLP).

Es un problema cuyos análisis son realizados en periodos de tiempo de alrededor de cinco años, con etapas discretizadas anual o mensualmente; debido a esta diferencia temporal, no resulta eficiente involucrar el sistema de transmisión en los análisis, puesto que no existirá un comportamiento en la demanda que permita observar la operación del sistema en tiempo real. La red de transmisión es removida y todos los generadores y demandas son ubicadas en un sistema de nodo único para encontrar la ruta óptima de la generación total con el mínimo costo.

2.2.2 DESPACHO HIDROTERMICO DE MEDIANO PLAZO (DHTMP).

En este caso, la generación programada en el despacho de largo plazo será desagregada para cada una de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas pertenecientes al sistema interconectado. Por lo tanto, es necesario plantear un modelo en el cual sean descritos de forma detallada la intervención de cada una de las centrales individualmente para encontrar una estrategia óptima del manejo de cada una de ellas.

El horizonte de planeamiento para esta etapa puede variar entre varios meses y un año. Igual que en la etapa de largo plazo se debe contar con predicciones de demanda de energía que incluyan las pérdidas y las hidrologías (comportamiento) desagregadas por ríos y/o por afluencias netas en las diferentes centrales hidroeléctricas (Mejía, 2005). En este caso el sistema de transmisión puede o no ser involucrado en los análisis; incluirlo permite observar el sistema desde el punto de vista de la operación, pero a su vez aumenta la complejidad en su estudio. .

Cuando el tamaño de los sistemas de estudio no sea grande, es posible realizar un despacho que contenga características tanto de largo como del mediano plazo; el horizonte de tiempo es de algunos años y, es considerado en su totalidad y de forma individual cada una de las centrales de generación, buscando el mínimo costo de operación del sistema.

2.2.3 DESPACHO HIDROTERMICO DE CORTO PLAZO (DHTCP).

Es la etapa definitiva del planeamiento de la operación. Se considera como el planeamiento eléctrico de la operación. El objetivo es programar hora a hora cada planta generadora del sistema teniendo en cuenta la disponibilidad de estas, la capacidad del sistema de transmisión, las condiciones de calidad, de seguridad y de economía que debe cumplir un sistema eléctrico de potencia (Gil, 2001).

Esta etapa es la que considera la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos, entonces es necesario realizar constantes modificaciones de parámetros que permitan una operación adecuada ante eventos aleatorios; también es necesario considerar la realización de re-despachos en donde se trazan nuevamente las rutas de generación ante las nuevas condiciones presentadas para cumplir con las condiciones de calidad requeridas.

El horizonte de esta etapa del planeamiento puede ir desde una semana hasta un mes y deben alcanzarse las metas impuestas de generación y de las cotas de los embalses provenientes del DHTMP para finalmente llevar a cabo el uso eficiente de los recursos energéticos programado para el largo plazo.

Para países como Colombia donde el sector eléctrico está regido por un mercado competitivo de energía deben realizarse ajustes en los modelos matemáticos tradicionales o desarrollar metodologías acertadas en los que sea posible adecuar a un esquema de mercado las técnicas que asumen un sector eléctrico en forma vertical. Bajo estos esquemas se presentan diferentes tipos de transacciones entre los diferentes agentes y aspectos regulatorios que definen los compromisos a cumplir por los agentes en diferentes condiciones; características que pueden llegar a ser muy difícil modelarlas analíticamente para incorporarlas en las técnicas de solución del despacho Hidrotérmico (Mejía, 2005).

2.3 CARACTERISTICAS DEL PROBLEMA.

2.3.1 DINAMICO.

La coordinación de los recursos en las centrales de generación hidroeléctricas es un problema sensible a lo largo de las etapas del horizonte de planeamiento. Las acciones tomadas en el presente intervienen en la disminución del costo de operación (en términos de la generación térmica desplazada), pero a su vez pueden afectar drásticamente la operación futura dependiendo de los recursos restantes y los que se puedan obtener.

El comportamiento hidrológico de los ríos que alimentan los embalses son responsables del acople en el tiempo de estos sistemas, más aún en países como Colombia en los que predomina la generación hidráulica. Entonces es necesario conocer los escenarios que se pueden presentar de acuerdo al comportamiento hidrológico y las decisiones tomadas en cuanto al manejo de los embalses. Esto se muestra en el siguiente esquema.

Acciones realizadas hoy	Hidrología futura	Estado futuro
Ahorrar agua	Sequía	Normal
	Lluvia	Vertimiento
Generar energía	Sequía	Racionamiento
	Lluvia	Normal

De acuerdo con el esquema, con el objetivo de obtener una adecuada operación de los sistemas eléctricos deben ser analizados y tenidos en cuenta en los modelos los eventos que puedan ocurrir en el futuro. Por ejemplo, es sabido que a mayor generación de energía en las centrales hidroeléctricas es reducido el costo de operación, pero es necesario ser moderado en la utilización de esos recursos, pues es posible que en el futuro un periodo de sequía imposibilite el reabastecimiento de agua en los embalses, aumentando la generación de energía en las centrales termoeléctricas (aumentando el costo de la operación), o en el peor de los casos realizar cortes de energía (racionamiento) con cuantiosas pérdidas económicas.

Siguiendo el análisis no será adecuado ahorrar agua en los embalses cuando en el futuro los caudales de los ríos aumentan gracias a estaciones invernales,

puesto que esto provocará una operación ineficiente del sistema eléctrico. Cuando altos niveles de agua de los ríos alimentan embalses con grandes reservas, será necesario realizar vertimientos de agua para no superar los niveles máximos permitidos en los embalses generando pérdidas en términos de desperdicios de recursos que pudieron ser usados para la generación de energía.

En adición a lo anterior, las estrategias que sean usadas en los despachos hidrotérmicos deben asegurar que los recursos sean usados de forma adecuada y evitando situaciones que manifiesten deficiencias en la operación, es decir permitir que las rutas de generación obtenidas de los modelos ofrezcan niveles apropiados de seguridad.

2.3.2 ESTOCASTICO.

2.3.2.1 HIDROLOGIA.

Para poder establecer cuanta es la capacidad de generación de energía que tienen las centrales hidroeléctricas en el futuro es necesario conocer la cantidad de agua que podrá disponer el embalse de los ríos que lo alimentan, pero es sabido que el comportamiento de los ríos es un fenómeno natural cuyo comportamiento es incierto, haciendo del despacho hidrotérmico un problema estocástico.

A pesar de que los ríos tienen comportamiento incierto, existen estrategias para predecir su comportamiento partiendo del hecho que éstos tienen comportamientos repetitivos después de cierto tiempo, lo que se conoce como ciclo hidrológico. Por ello, Los modelos de series de tiempo han cobrado fuerza en las últimas décadas en aplicaciones de series hidrológicas. La filosofía de estos modelos estadísticos se basa en el hecho de que la gran mayoría de las series temporales, que derivan de procesos del ámbito de la física y la economía, muestran una fuerte correlación con sus valores en instantes pasados (Palacios Galindo, 2004).

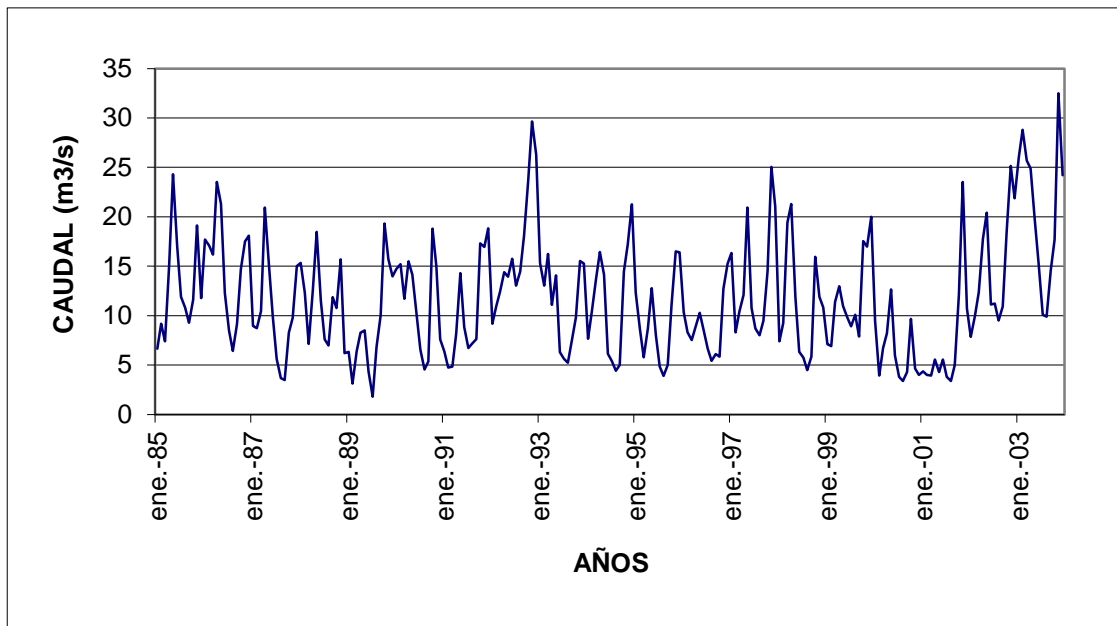


Figura 1. Curva de caudal de un río.

La efectividad de éste tipo de metodologías está relacionada con la cantidad de información que pueda disponerse del río a estudiar, entonces entre más información sobre los acontecimientos pasados pueda conocerse existe un mejor acercamiento de los comportamientos cíclicos del río, así como de los fenómenos intermitentes que intervienen sobre él (fenómeno del Niño, Niña, etc.).

Usando los resultados obtenidos de las series de tiempo es posible crear una propuesta más amplia de planeación generando una determinada cantidad de escenarios adicionales (simulando etapas de altos y bajos recursos) con los cuales se elevan las expectativas de obtener resultados precisos de los caudales de los ríos en el futuro.

Independiente de la metodología adoptada para el tratamiento de la variable aleatoria, resulta complicada su predicción 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 metereológico como El Niño o La Niña, de común aparición en 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 (Mejía, 2005).

2.3.2.2 DEMANDA.

Las necesidades de energía de una población en un sistema eléctrico están ligadas al comportamiento de sus habitantes. Es imposible predecir el momento preciso en que las personas utilizan las diferentes fuentes de energía de las que disponen, pero a diferencia de lo que ocurre con los ríos, el consumo de energía de las personas diariamente es muy similar. A su vez, el crecimiento anual que presenta la demanda es posible relacionarlo con el crecimiento económico del país.

Además del crecimiento económico de una población, la demanda es dependiente de las condiciones meteorológicas destacándose la temperatura, puesto que incentiva el uso de energía en sistemas de enfriamiento. De la misma forma, el calendario es un factor que condiciona el uso de la energía en las personas; aquí los comportamientos culturales marcan tendencias en el uso de la energía.

Es común caracterizar los datos de la demanda en una población en una curva de carga. Ésta representa el consumo de energía para un periodo de tiempo determinado (días, meses, años). En la curva es mostrada la característica del consumo de energía que tuvo Colombia durante un año, analizado en periodos diarios y para cada día de la semana. De acuerdo con lo mencionado anteriormente, el consumo en cada día de la semana presenta diferencias entre sí.

En el Despacho Hidrotérmico, en condiciones normales, la demanda de energía se puede calcular aplicando una tasa de crecimiento del 2% al 5% de la del año anterior, además, es necesario analizar la sensibilidad de Despacho ante cambios en la demanda real del 1% o 2% y de esta manera, detectar qué aspectos son sensibles ante estas perturbaciones (se adquieren las propiedades de una realimentación) (Mejía, 2005).

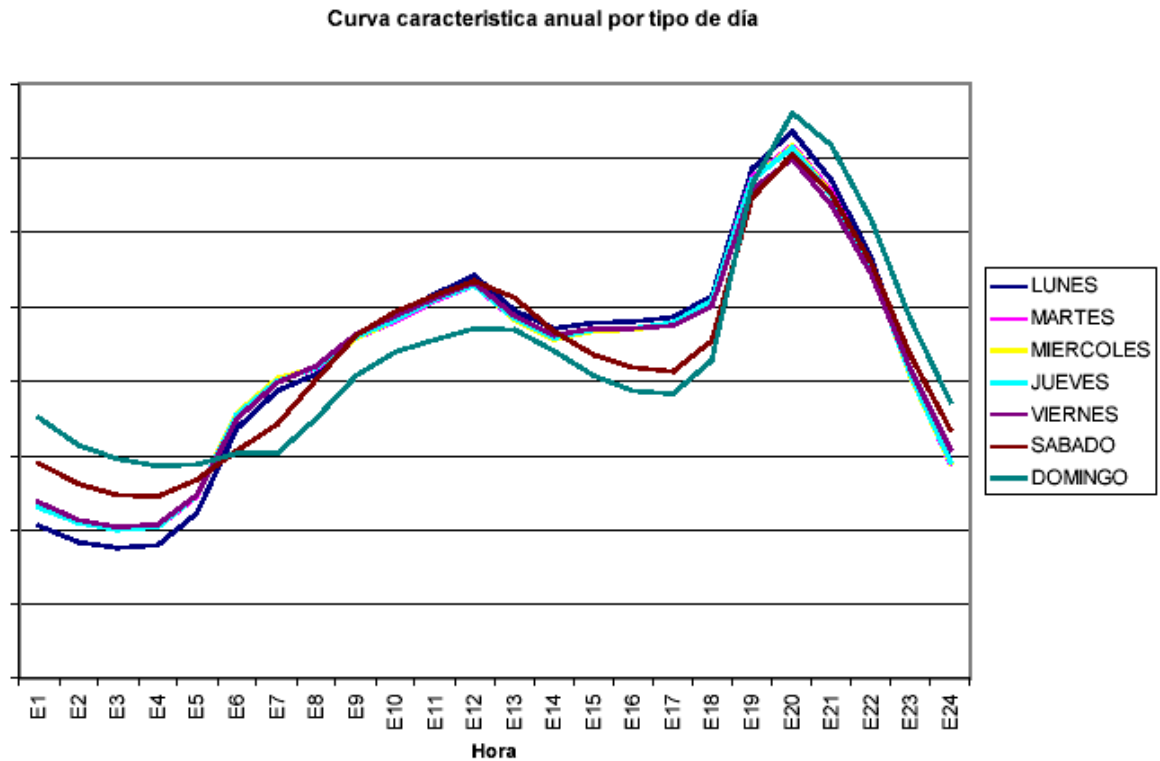


Figura 2. Curva de carga anual característica por tipo de día.

2.3.2.3 NO LINEALIDADES.

Muchos de los elementos y fenómenos involucrados en el Despacho Hidrotérmico pueden ser aproximados en expresiones matemáticas de segundo o mayor orden (en sus formas más precisas), lo que agrega dificultad en las metodologías usadas para su estudio. Por ejemplo, el costo de producción de energía de las centrales termoeléctricas puede ser aproximado a una ecuación cuadrática. También es necesario tener en cuenta que a la hora de elegir el horizonte de planeamiento, cada uno contiene expresiones particulares que permiten atender las necesidades que cada uno contiene.

2.3.2.4 CADENAS HIDRAULICAS.

Es posible encontrar centrales hidroeléctricas que se encuentran ligadas de forma que el agua que es usada por una de ellas desemboca en un río, que posteriormente alimenta el embalse de otra central, formando una cadena

hidráulica. Los modelos matemáticos que estudian este tipo de situaciones deben considerar que tomar una decisión en una de las centrales afecta significativamente lo que ocurrirá en la siguiente.

2.4 CENTRALES HIDROELECTRICAS.

La gran cantidad de fuentes fluviales que posee Colombia le ha permitido establecerse como un país cuya energía es obtenida en su mayoría a partir de las centrales hidroeléctricas (64,1% de la capacidad instalada); además, está en capacidad de utilizar muchos más recursos hídricos de los que ha dispuesto, lo que permite considerar en los planes de expansión el aumento de la generación hidráulica si fuese necesario.

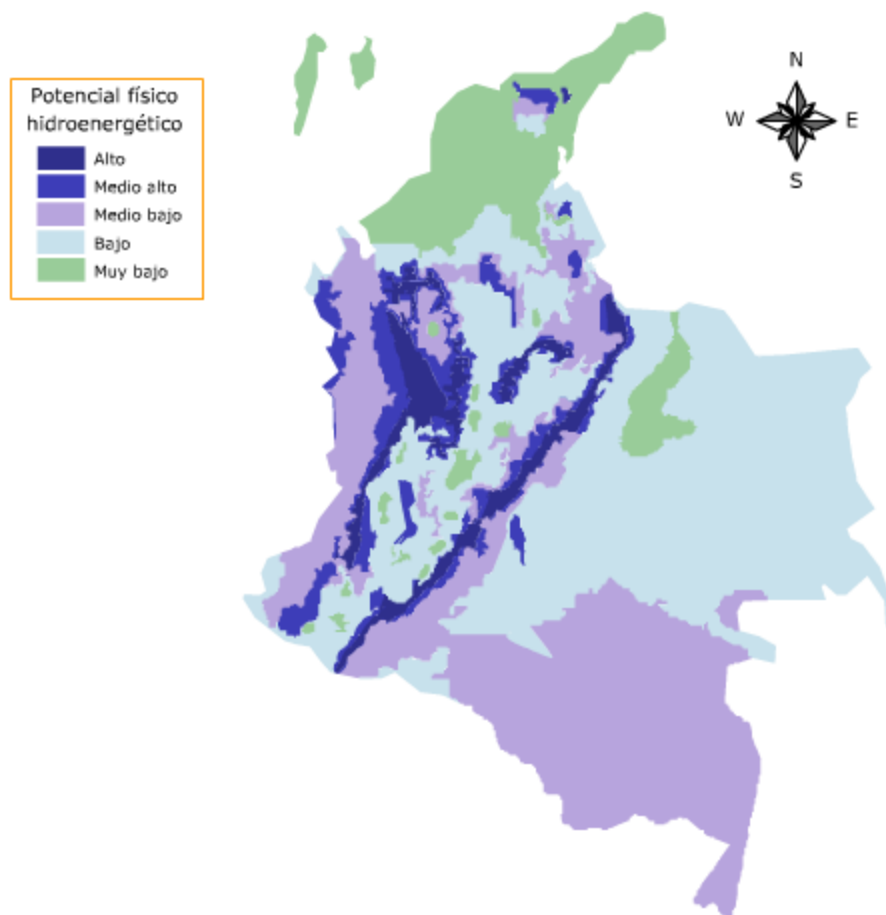


Figura 3. Potencial físico hidroenergético en Colombia.

La generación de energía en las centrales hidroeléctricas es posible gracias al almacenamiento de agua en embalses ubicados a gran altura que se traduce en energía potencial; posteriormente, el agua se deja caer reguladamente produciendo energía cinética, la cual es aprovechada por turbinas que giran y se encuentran acopladas a generadores eléctricos, en donde la energía mecánica es transformada en energía eléctrica.

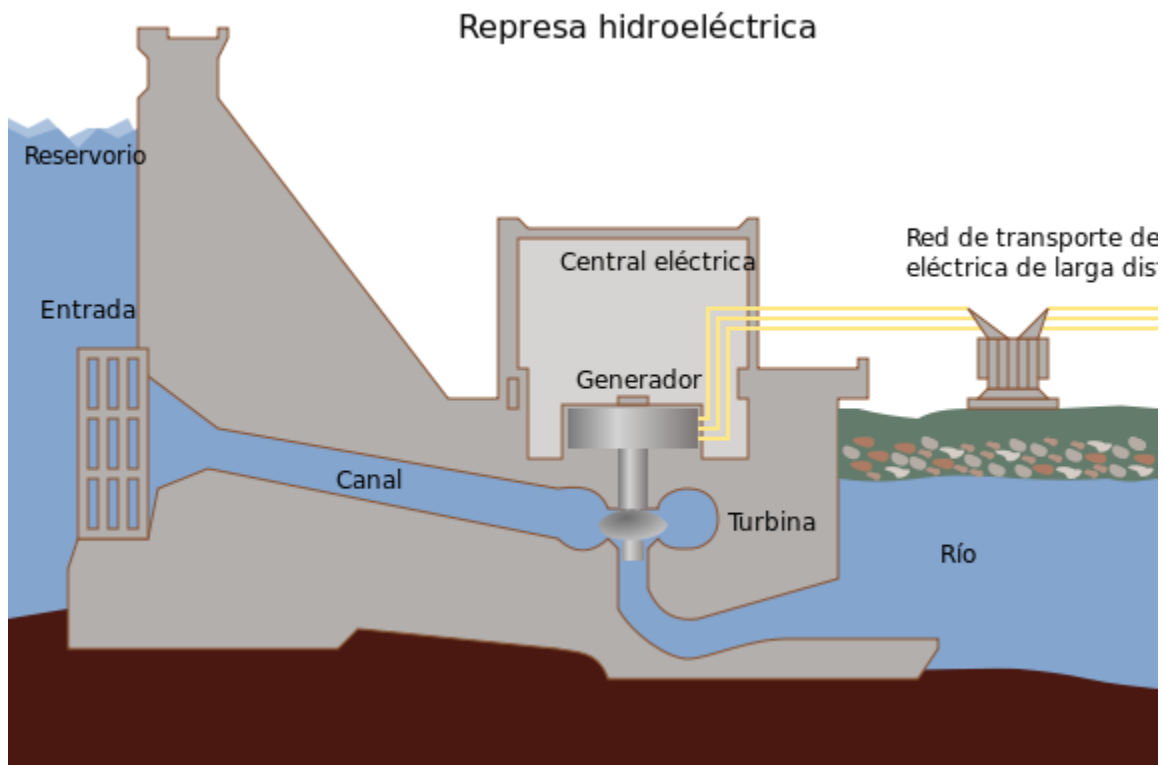


Figura 4. Esquema básico de una central de generación hidroeléctrica.

En la figura puede observarse con mayor facilidad el proceso mencionado anteriormente. El reservorio o embalse permite la acumulación de agua a grandes alturas; en el momento en que se desea producir energía eléctrica, el agua se deja pasar a través de un sistema de entrada y conducido por un canal hacia la casa de máquinas (central eléctrica) donde ha podido ganar velocidad para ejecutar el movimiento de los álabes de la turbina. Como la turbina se encuentra acoplada a un generador eléctrico, el eje de la turbina produce el giro del rotor del generador transformando la energía mecánica en eléctrica. Posteriormente sigue el proceso de acondicionamiento y transporte de la energía a través de las redes de transmisión.

2.4.1 CLASIFICACION.

2.4.1.1 DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE GENERACION DE ENERGIA.

Se dividen en tres grupos (UPME, 2003):

TIPO DE CENTRAL	RANGO DE POTENCIA [MW]
Grandes centrales Hidroeléctricas	Superiores a 100
Medianas centrales Hidroeléctricas	Entre 10 y 100
Pequeñas centrales centrales Hidroeléctricas	Menores a 10

2.4.1.2 CENTRALES A FILO DE AGUA.

También denominadas centrales de agua fluyente o de pasada, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan en forma continua porque tienen capacidad reducida para almacenar agua. Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada. En estos casos las turbinas pueden ser de eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente del río es baja.

2.4.1.2 CENTRALES CON EMBALSE.

Las centrales con embalse pueden almacenar energía a través del recurso hídrico. Este tipo de centrales permite regular la cantidad de agua que se destina para la producción de energía eléctrica y la cantidad de agua reservada para generación en períodos futuros. La estrategia empleada para la coordinación del embalse debe estar acorde con el proceso del planeamiento energético de la operación, de manera que se puedan satisfacer los requerimientos de uso racional y eficiente de los recursos energéticos (Mejía, 2005).

Un embalse es un depósito artificial construido para almacenar aguas de origen superficial o subterráneas para satisfacer necesidades como: Abastecimiento de agua para uso industrial y domestico (acueductos); Abastecimiento de agua para riegos (reservorios); Control de crecientes; Control de erosión; Generación de energía eléctrica; Estanques piscícolas; Otros usos (recreación, navegación, etc.).

En los análisis relacionados con el embalse, es necesario tener cuenta cuanto volumen de agua se encuentra disponible en términos del nivel de agua. Es por esto que entre los parámetros constructivos de los embalses es necesario considerar en los modelos matemáticos algunos de ellos, puesto que modifican y condicionan la cantidad de agua que en realidad puede usarse; estos parámetros son:

Cota de sedimentos: es común en los embalses encontrar en su parte más profunda todo tipo de partículas transportadas por los ríos, hecho que altera el suelo del embalse; por tanto, se define cierta altura sobre el embalse para remover los posibles errores dados por el depósito de sedimentos, los cuales modifican la capacidad de almacenamiento de agua.

Cota máxima de operación: corresponde a la zona crítica en la parte más alta del embalse; si en algún momento el agua del embalse supera este nivel, éste podría deteriorarse e incluso destruirse, generando pérdidas económicas, naturales, y poner en riesgo la vida de las personas.

Cota mínima de operación: es necesario que el agua que se encuentra en el embalse alimente en todo momento las turbinas cubriéndolas en su totalidad, de no ser así, la producción de energía se verá alterada así como la vida útil de las turbinas; la cota mínima de operación marca el nivel de agua que permite una operación correcta de las turbinas.

Volumen muerto: es el volumen de embalse disponible para acumular los sedimentos que transporta la corriente de agua durante un periodo de tiempo determinado. Es el volumen de agua existente entre la cota de sedimentos y la cota máxima de operación. El volumen muerto no puede ser considerado para la producción de energía eléctrica.

Volumen útil: Es el volumen disponible para abastecer las necesidades de agua durante un periodo de funcionamiento del embalse. Representa la cantidad de agua almacenada en forma de energía potencial para ser transformada en

electricidad. Es el volumen almacenado entre la cota máxima y la cota mínima de operación. La cota mínima de operación está por encima de la cota de sedimentos para satisfacer requerimientos hidráulicos en la entrada de agua a la tubería de presión.

Volumen total: Equivale a la suma del volumen muerto y el volumen útil.

Volumen mínimo: Es el mínimo volumen permitido para que el embalse opere en condiciones normales. Además, es el almacenado por debajo de la cota mínima de operación.

Volumen máximo: Es el máximo volumen permitido para que el embalse opere en condiciones normales (nominales). Esta almacenado por debajo de la cota máxima de operación.

Borde libre: Es el volumen destinado para almacenar caudal debido a crecidas superiores a las de diseño y para contener el volumen en el embalse debido al oleaje causado por el viento.

2.1.4.3 TURBINAS

Son los elementos mecánicos encargados de transformar la energía potencial en energía cinética rotacional usando la caída de agua sobre sus alabes. De acuerdo a la variación de presión estática en el rotor, las turbinas se clasifican en turbinas de acción y turbinas de reacción. Estas son las más modernas y usadas a nivel mundial en grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas.

En muchos proyectos existe la dificultad de seleccionar el tipo de turbina, generalmente la Pelton y la Francis son las que muestran mejores desempeños, donde la primera es más fácil de reparar cuando sus alabes han sido erosionados por residuos sólidos arrastrados por las aguas. En proyectos de grandes caídas de agua la Pelton es más eficiente que la Francis (UPME, 2003), pero esta última requiere menor espacio físico para su instalación y el alternador requerido es más económico. De esta forma se nota que para la elección del tipo de turbina es importante detallar el comportamiento técnico de cada uno de los diferentes tipos de turbinas existentes en el mercado y las condiciones bajo las cuales operaría el embalse.

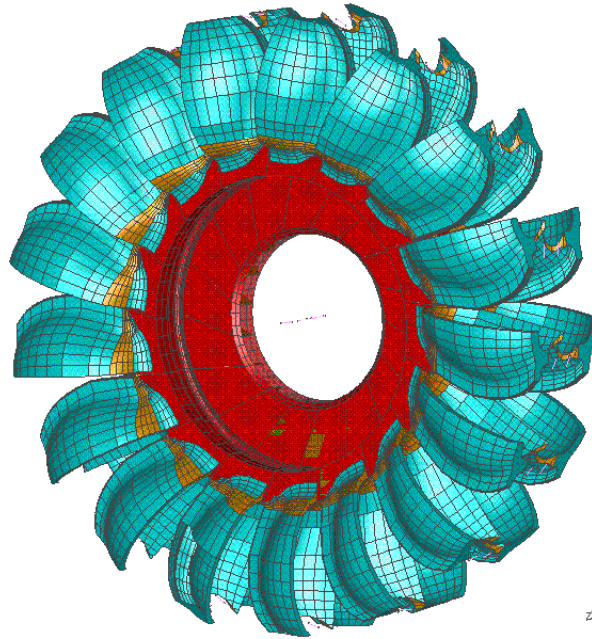


Figura 5. Turbina Pelton.

La elección de las turbinas para las centrales hidroeléctricas debe tener en cuenta los caudales disponibles de acuerdo con los estudios de la hidrología, ya que éstas están diseñadas para soportar una determinada cantidad de agua, de lo contrario se verán deterioradas. Por otro lado, usar una turbina en aguas cuyo caudal es mucho menor al valor nominal de las turbinas produce pérdidas económicas, puesto que los elementos usados se encuentran sobredimensionados.

2.1.4.4 RELACION TURBINA GENERADOR

El caudal a turbinar en una central es una variable que afecta directamente los resultados del DHT y lo ideal sería que una unidad tuviera la capacidad de procesar cualquier nivel de descarga para maximizar la potencia generada. La capacidad de turbinamiento varía de una central a otra por factores como características técnicas del equipo electro-mecánico, tipo de turbina, curvas de capacidad de las turbinas en función de la caída bruta, capacidad del generador, entre otras.

Entonces para lograr un modelamiento de la capacidad máxima se requiere de información detallada de la operación de los equipos, rangos de operación,

rendimientos, etc. Por esta razón, a partir de la información suministrada por los fabricantes del equipo electro-mecánico, se logra extraer un modelo matemático que se debe satisfacer en función de garantizar que los equipos durante la vida útil operen bajo condiciones ideales. Para las turbinas, comúnmente se presentan gráficas de la región permitida en términos de caudal y caída líquida (bruta) para cada tipo de turbina (Mejía, 2005).

Las especificaciones técnicas proporcionadas por los fabricantes de los equipos son conocidos como parámetros nominales, pero dependiendo de las condiciones y forma de construcción del proyecto, estos pueden tornarse algo distintos en la operación. Por esta razón es necesario definir los valores efectivos (de la operación) de algunos parámetros de interés para el modelamiento interno de los conjuntos turbina-generador.

Potencia efectiva: Es la potencia máxima que puede desarrollar un generador en régimen permanente cuando se ha puesto en operación.

Caída líquida efectiva: Es la caída mínima para la cual se puede obtener la potencia máxima en el conjunto turbina-generador

Caudal efectivo: Es el caudal que expuesto a una caída efectiva es capaz de producir la potencia efectiva del conjunto.

2.1.4.4 CAIDA LIQUIDA

Es la diferencia de alturas neta causante de la energía potencial representada por el almacenamiento de agua en el embalse. La caída líquida es un parámetro que varía en el tiempo paralelamente a la operación de la central en función del volumen de agua, de las pérdidas por filtración, de las pérdidas por evaporación, de la cantidad de aguas vertidas, de las pérdidas en el canal de conducción y del caudal turbinado en la casa de máquinas (Mejía, 2005).

La caída líquida es obtenida de acuerdo con la caída bruta y las pérdidas de carga.

Caída bruta: La caída bruta es la altura física existente en la central dada por la diferencia entre la cota del embalse y la cota de la salida producida por las defluencias. También se expresa como la distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga (defluencias), en las turbinas de reacción como la Francis, o el eje de toberas en las de turbinas de acción como la Pelton.

La cota del embalse generalmente es una expresión polinomial de cuarto orden que modela en forma aproximada las variaciones de la cota del embalse en función de la geometría de este. Sus coeficientes son diferentes para cada central y dependen básicamente de la forma física del embalse. Las cotas de los embalses con grandes áreas inundadas son menos sensibles a los cambios en el volumen ya que el agua tiende a expandirse sobre toda la superficie. Este tipo de embalses son más propensos a sufrir pérdidas de agua por evaporación gracias a la acción del viento que este puede ejercer con cierta libertad.

La cota de salida de las afluencias representa la cota existente como resultado de las aguas turbinadas y de las aguas vertidas en la central. Este polinomio intenta modelar el efecto de que grandes caudales turbinados pueden llegar a disminuir significativamente la caída bruta de la planta y por consiguiente reducir la capacidad de producción de energía eléctrica en centrales con turbinas sumergidas como las de reacción (Mejía, 2005).

Pérdidas de carga: Son pérdidas correspondientes al paso del agua desde el embalse hacia la casa de máquinas a través de los canales de conducción. Estas pérdidas se encuentran en las siguientes zonas:

- Pérdidas en la rejilla de toma de agua.
- Pérdidas en la entrada de la tubería.
- Pérdidas por fricción en la conducción del agua hasta las turbinas.
- Pérdidas en las curvas.
- Pérdidas en las secciones cónicas.

Para relacionarlo con la caída líquida, las pérdidas de carga son transformadas matemáticamente como una altura adicional de agua cuya energía asociada permite contrarrestar dichas pérdidas.

2.5 CENTRAL TERMoeLECTRICA.

El principio básico del funcionamiento de las centrales termoeléctricas está basado en que los seres vivos (plantas y animales) toman energía del sol para transformarla y almacenarla. Esta energía bien puede transformarse en electricidad, en combustibles, en químicos o en alimento para otros seres vivos. Cuando un ser vivo recibe este alimento o al morir, las plantas y animales producen residuos compuestos por carbón y oxígeno que producen grandes cantidades de calor al quemarse. En este sentido, la gran mayoría de centrales termoeléctricas usan combustibles fósiles extraídos de animales que desaparecieron hace millones de años como petróleo, gas y carbón (UPME, 2003).

Una central termoeléctrica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor mediante la combustión de algún combustible fósil como petróleo, carbón, gas natural, fuel oil, gas oil en una caldera diseñada a tal efecto. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Las denominadas centrales termoeléctricas clásicas difieren de otro tipo de centrales termoeléctricas, como las nucleares, ya que las éstas generan energía a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados en la producción de energía eléctrica y también por la tecnología diferente que utilizan unas y otras.

El esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas es similar independientemente del combustible utilizado. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado. Una central termoeléctrica clásica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza. Si se trata de una central termoeléctrica de carbón es previamente triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión. De los molinos es enviado a la caldera de la central mediante chorro de aire precalentado.

Si es una central termoeléctrica de fuel-oil, éste es precalentado para que fluidifique, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de combustible. Si es una central termoeléctrica de gas los quemadores están asimismo concebidos especialmente para quemar dicho combustible.

Una vez en la caldera, los quemadores provocan la combustión del carbón, fuel-oil o gas, generando energía calorífica. Esta convierte a su vez, en vapor a alta temperatura, el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual se encuentra acoplada a un generador eléctrico, donde se realiza la transformación de la energía calorífica en mecánica y posteriormente en energía eléctrica.

Por su parte, el vapor (ahora con una presión debilitada) es enviado a unos condensadores. Allí es enfriado y convertido de nuevo en agua. Esta es conducida otra vez a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo puede volver a iniciarse (Argentina, 2008).

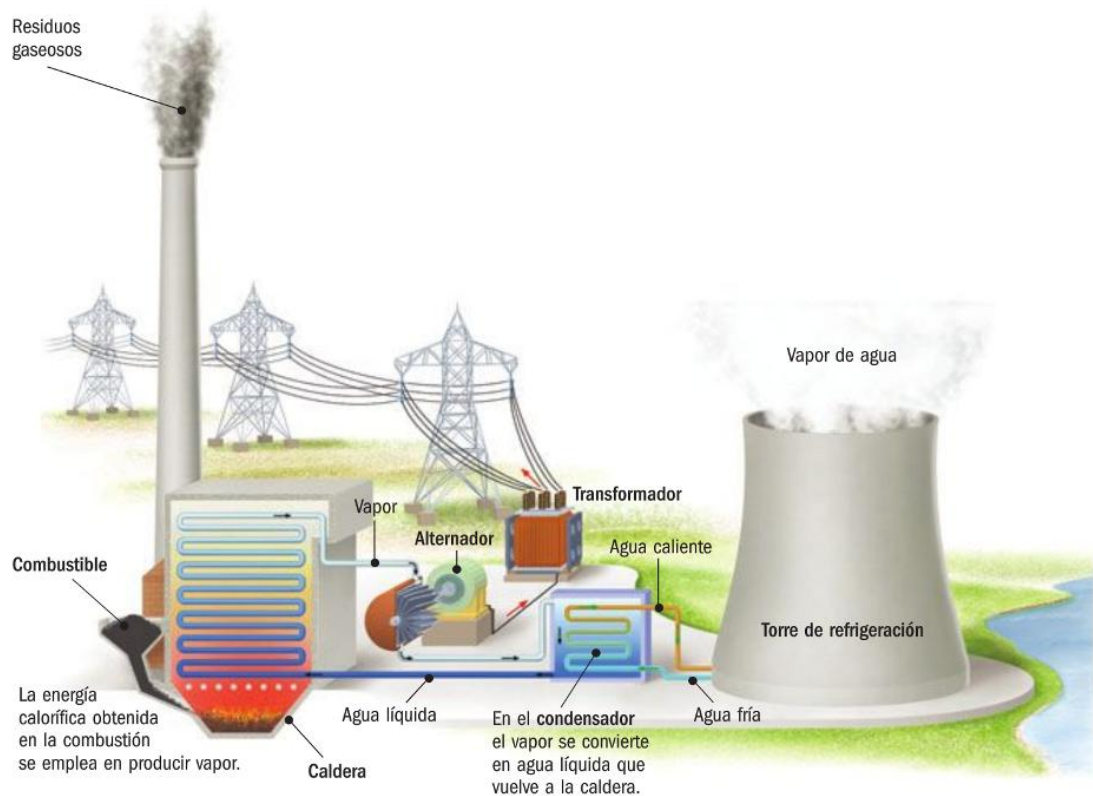


Figura 6. Central termoeléctrica.

2.5.1 CENTRAL TERMICA DE CICLO COMBINADO.

Las centrales termoeléctricas de ciclo combinado o de sistemas de cogeneración don sistemas de producción conjunta de electricidad y de energía térmica útil partiendo de un único combustible. El gas natural es la energía primaria más utilizada para el funcionamiento de las centrales de cogeneración de electricidad calor, las cuales funcionan con turbinas o motores de gas. De todas formas, también se pueden utilizar fuentes de energía renovables y residuos como biomasa o residuos que se incineran.

La ventaja sobre una central térmica convencional es que tienen un mejor aprovechamiento de la energía que produce el quemado del combustible, lo que les permite alcanzar mayor eficiencia. Una central térmica convencional funciona mediante un solo ciclo térmico y su rendimiento ideal llega a un 33%, las otras dos partes de la energía se expulsan al medio en forma de calor.

El combustible se inyecta, mezclado con aire, a una turbina donde se produce la combustión. La turbina gira por la fuerza de expulsión de los gases y su giro se aprovecha para mover un alternador y producir electricidad. El calor remanente de los gases que expele la turbina se usa para hervir agua a través de un intercambiador de calor y un generador de vapor. Este es usa en un ciclo térmico convencional: mueve otra turbina, que también produce electricidad al hacer girar un alternador. Finalmente, los gases que resultan de la combustión se expulsan a la atmósfera y el vapor se condensa mediante un foco de frío que ha de ser una masa de agua (Argentina, 2008).

2.5.2 CENTRAL NUCLEAR.

Los elementos con número atómico alto tienen densos núcleos con gran cantidad de protones y neutrones. Algunos isótopos poseen núcleos inestables, como los del Uranio, que si hacen colisionar con un neutrón se escinden en dos partes produciendo gran cantidad de energía y dos o tres neutrones que a su vez se pueden generar más núcleos. De esta manera se puede generar más energía y más neutrones listos para colisionar con otros núcleos. Las plantas nucleares están compuestas de 2, 4 o 6 reactores nucleares, los cuales se pueden clasificar como (Mejía, 2005):

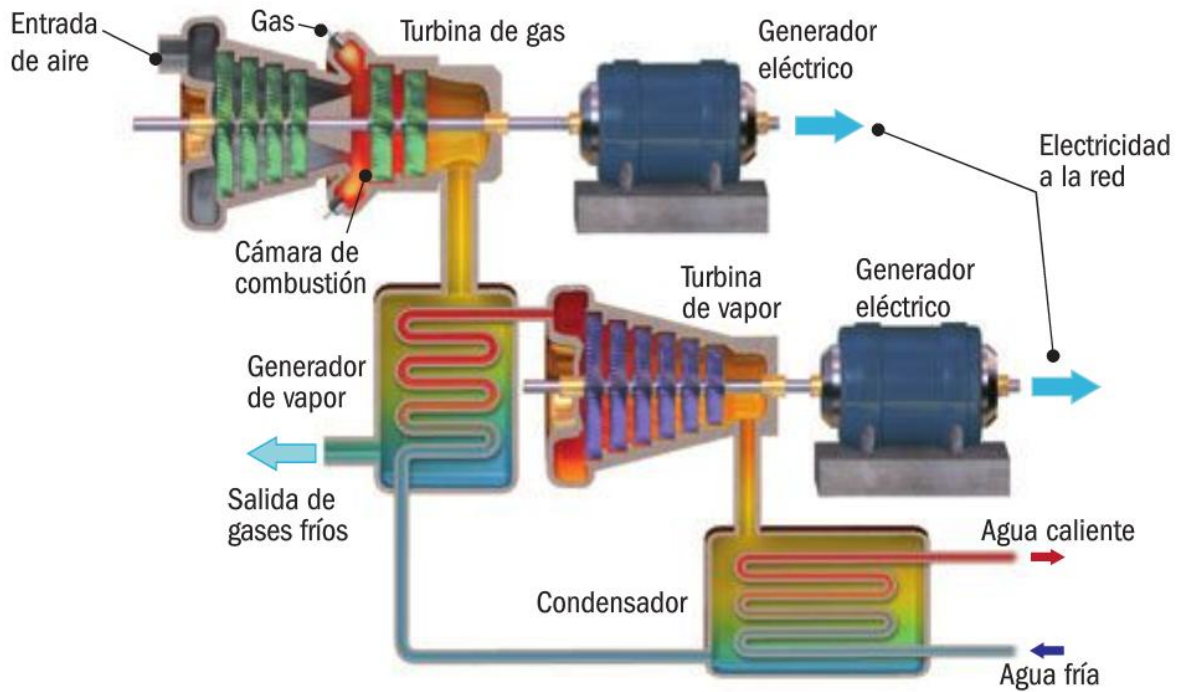


Figura 7. Central termoelectrónica de ciclo combinado.

- PWR: Pressurized Water Reactor (Reactores de agua a presión) de 900MW a 1400MW. Son las más utilizadas en el mundo, usan el agua como refrigerante y como combustible UO₂ (dióxido de Uranio).
- BWR: Boiling Water Reactor (Reactores de agua en ebullición) de 450MW a 1400MW. También usan el agua como refrigerante y como combustible UO₂ (dióxido de Uranio).
- Natural Uranium Graphite-Gas.
- Fast Neutron Reactor.
- Heavy-Water Reactor.

2.5.3 COSTOS DE LAS CENTRALES TERMICAS.

2.5.3.1 INVERSION.

Las centrales termoeléctricas se caracterizan por poseer costos de infraestructura menores que las centrales hidroeléctricas pero son más costosas en cuanto a la obtención de los recursos necesarios para la transformación de la energía (el agua inicialmente se supone un recurso sin costo monetario). Por ello, es de vital importancia evaluar en qué condiciones resulta más económico en el futuro la construcción de un tipo de central de generación determinado.

Una de las ventajas de la inversión de las centrales termoeléctricas tiene que ver con la disponibilidad del combustible, pues siempre será posible disponer de éste en cualquier momento determinado, a diferencia de las centrales hidroeléctricas las cuales dependen del factor de estocabilidad del agua de los ríos.

Otro factor influyente a la hora de la inversión de las centrales termoeléctricas es el impacto ambiental asociado a su operación. Debido a que usan combustibles fósiles para el calentamiento y vaporización del agua, envían constantemente residuos contaminantes al ambiente, y a su vez, éstos combustibles son finitos, lo que incentiva la búsqueda de alternativas para la generación de energía eléctrica a partir de las conocidas fuentes renovables de energía.

2.5.3.2 OPERACIÓN.

Los costos de operación de las centrales termoeléctricas están representados por los costos del combustible, los costos de operación y los costos de mantenimiento; los dos últimos son fijos y por tanto no están sujetos a optimización mientras que los costos del combustible están dados en función de la potencia generada por dicha planta y se obtiene a partir de datos empíricos o cálculos de diseño.

Normalmente estos datos pueden ser ajustados mediante una curva polinomial, una curva cuadrática o incluso una curva lineal por tramos. Todas estas opciones son aproximaciones igualmente válidas para representar la función de costos de una central térmica.

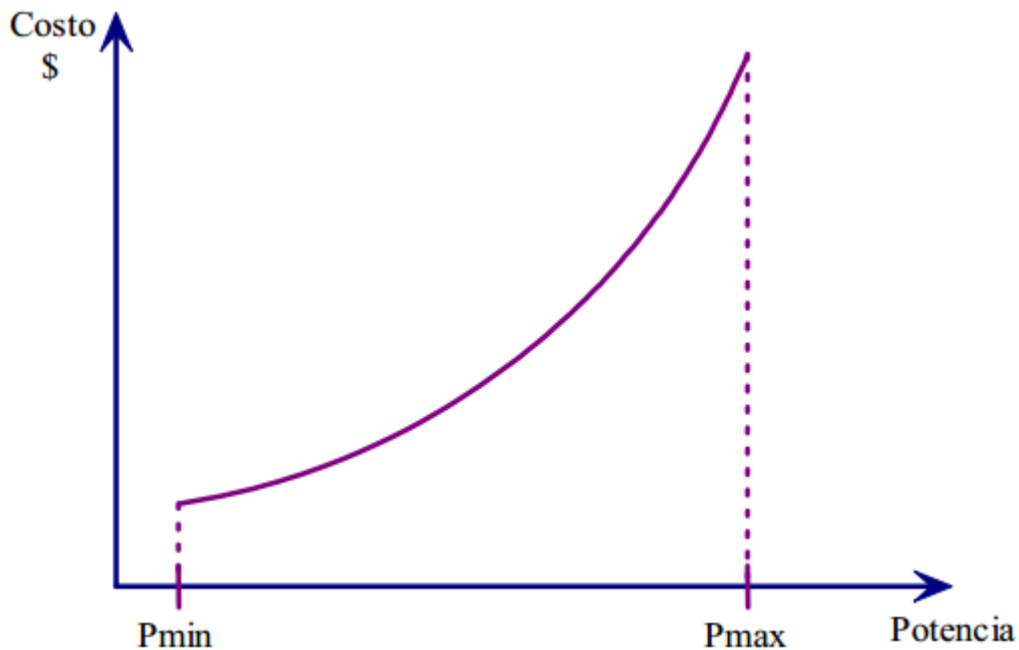


Figura 8. Curva de costos de una central termoeléctrica.

2.6 VERTIMIENTO

La operación eficiente de los sistemas eléctricos requiere una utilización eficiente de los recursos energéticos, y a partir de esta observación no es difícil darse cuenta que los vertimientos de agua van en detrimento de la construcción de una estrategia económica de operación de embalses. Por tanto, se puede pensar que una solución óptima en el DHT es aquella que aprovecha al máximo los recursos hídricos tratando de turbinar la máxima cantidad posible y verter la mínima cantidad de agua posible (Cicogna, 1999).

En este sentido se puede plantear que el caudal a turbinar debe ser el máximo posible teniendo presente la cantidad de caudales que llegan y las limitaciones impuestas por el conjunto turbina generador. Pero en situaciones de operación real la existencia de un vertedero en los embalses es de vital importancia para aumentar la seguridad del sistema, dado que la ocurrencia de fenómenos naturales como el de “La niña” supone aumentos indefinidos en los caudales de los ríos, lo que podría provocar el aumento del volumen del embalse a niveles riesgosos, y cuando las turbinas no pueden vaciar con rapidez el embalse, el vertedero deberá ser usado para reducir el nivel del agua presente en la construcción.

CAPITULO 3

MODELO MATEMATICO DEL DESPACHO HIDROTERMICO USANDO PORGRMACION LINEAL

3.1 ESTADO DEL ARTE DEL DESPACHO HIDROTERMICO.

Dado el gran tamaño y complejidad asociado al despacho hidrotérmico, existen gran cantidad de metodologías para su solución, las cuales incluyen métodos de de optimización lineales, no lineales, discretos, etc.

En el caso colombiano, las referencias históricas muestran periodos de tiempo en los que fue necesario realizar racionamientos de energía eléctrica considerables por la inexistencia de un planeamiento de los recursos térmicos e hidráulicos en el largo, mediano y corto plazo.

Una de las estrategias matemáticas propuestas para la solución del problema de despacho es la denominada Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE) la cual trabaja el fenómeno hidrológico con un modelo probabilístico. Es una metodología propuesta para programar la operación de sistemas hidrotérmicos en el mediano y largo plazo. Los modelos que se asumen son lineales. La estrategia que sigue es que se planea una función de costo futuro para el final de cada semana representada por hiperplanos. Esta característica permite que se puedan manipular más variables en el problema y por tanto hacer un análisis más detallado de los embalses individualizados. Los coeficientes de los hiperplanos son asociados al valor marginal del agua (Mejía, 2005).

En la actualidad, la utilización de herramientas computacionales, como el MPODE, ha permitido considerar aspectos como el uso de los recursos hidráulicos, el manejo de reservas de energía y la programación de costo mínimo, en el planeamiento operativo y de la expansión del sistema. Esta herramienta ha sido usada por parte del centro nacional de despacho (CND) para la realización de las rutas del despacho de energía. En un sistema como el colombiano donde la intervención del mercado de energía mayorista (MEM) afecta los parámetros de los modelos, el MPODE deja de ser la herramienta ideal para encontrar soluciones óptimas.

Las referencias (Mejía, 2005), (Galvis, Garcés, & Escobar, 2005), (Garcés & Gómez, 2008) mencionan propuestas realizadas en Colombia para abordar el problema del DHT. En general las técnicas de optimización son vitales para su solución; cuando el problema es tratado como uno de gran tamaño y complejidad son usados los algoritmos heurísticos y no lineales.

Dada la cantidad de recursos hídricos y embalses que disponen en Brasil, la producción de propuestas y documentos es significativamente mayor que en otros países.

En la referencia (Carneiro, 1991) se presenta un análisis detallado de cómo es la operación de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidráulicos, un problema que es de poco estudio debido a que la operación de los sistemas es en general de predominio en la generación térmica. Posteriormente es presentada una propuesta para la operación del sistema brasileiro que incluye planeamiento adaptativo.

En la referencia (Soares, Franco, & Carvalho, 1994) se propone un modelo para el DHTCP donde predomina la generación hidráulica (95%). A su vez son consideradas en el modelo las cadenas hidráulicas las cuales producen mayor complejidad en este tipo de sistemas. Además ofrece como alternativa de solución la división en subproblemas de la generación hidráulica y térmica, estrategia popular en los casos donde alguna de las dos generaciones sea muy superior a la otra (Ohishi, 1990). En la referencia (Ferreira, 1997) se propone la solución del DHT fusionando los modelos propuestos en el mediano y corto plazo, usando dos modelos: uno a partir de un flujo de red específico considerando funciones no lineales; el otro modelo está basado en trayectorias óptimas de reservas obtenidas con algoritmos de coordinación determinísticos hidrotérmicos. La referencia (Santos & Diniz, 2012) propone el uso del modelo de flujo DC para la aproximación e inclusión del sistema de transmisión en un DHT de corto plazo, lo que permite acercar más a este tipo de problemas a la operación real del sistema.

En (Jimenez & Paucar, 2007) el problema de despacho hidrotérmico de largo plazo se resuelve para el sistema eléctrico peruano usando programación lineal, e incluye las pérdidas de transmisión del problema, lo cual aumenta de manera considerable su tamaño.

3.2 TECNICAS DE SOLUCION EN EL DESPACHO HIDROTERMICO.

3.2.1 DESCOMPOSICION HEURISTICA.

Los métodos de descomposición heurística dividen el problema de despacho hidrotérmico en dos subproblemas: uno térmico y otro hidráulico. El subproblema de optimización hidráulico usa la función de costo térmico o el costo marginal del sistema térmico para ubicar eficientemente los recursos de agua dentro del horizonte de tiempo; la solución es encontrada generalmente mediante métodos de flujo de redes lineal.

Una vez definidas las contribuciones de generación hidráulica restados de los requisitos de carga, el problema térmico se soluciona usando el método de lista de prioridades para reducir los requerimientos computacionales.

Los métodos heurísticos son rápidos y fáciles para su implementación pero, en general, determinan rutas de generación con costos de operación relativamente altos, ya que son impuestas numerosas simplificaciones al modelo (Jimenez R. , 2007).

3.2.2 PROGRAMACION DINAMICA.

Esta técnica fue introducida en los años 60 para la solución de problemas de despacho de energía eléctrica. El problema de optimización es dividido primero en varias etapas, entonces, son designados un número de estados para cada etapa. Posteriormente, es definida una política de optimización para el problema, que luego es usada en cada uno de los estados de cada etapa; todas las soluciones son combinadas y comparadas permitiendo encontrar la solución global del problema.

La programación dinámica es extensamente usada para resolver los problemas de despacho hidrotérmico ya que permite modelar con precisión la mayoría de las características de las centrales hidroeléctricas. Desafortunadamente, este método presenta una desventaja conocida como la “maldición de la dimensión”, que limita su desempeño para sistemas que poseen múltiples reservas y embalses hidroeléctricos en cascada.

3.2.3 PROGRAMACION DINAMICA ESTOCASTICA.

El método de programación dinámica estocástica ha sido muy usado en la solución del despacho hidrotérmico de largo plazo, debido a su capacidad de manejar aspectos estocásticos y relaciones no lineales. Éste método tiene la ventaja de descomponer problemas complejos en una serie de problemas que son resueltos recursivamente bajo la hipótesis de que el costo funcional de cada fase satisface la condición de separabilidad (Jimenez R. , 2007).

El problema se divide en etapas y la mejor decisión es determinada de acuerdo con la situación (estado) en que se encuentra el sistema. La optimalidad está basada en el conocimiento previo de todas las posibilidades futuras y sus consecuencias. Así, el costo tal de operación está dado por el costo de decisión en el estado propio con el costo futuro pre determinado a partir del estado siguiente (Jimenez R. , 2007).

3.2.4 RELAJACION LAGRANGEANA.

Es una herramienta matemática para problemas de programación entero-mixto. La idea básica del método es relajar los requerimientos de demanda y reserva usando los multiplicadores de Lagrange generando un nuevo problema conocido como problema dual.

El método de relajación lagrangeana descompone el problema en un subproblema por unidad térmica, y un subproblema por sistema hidroeléctrico, que pueden ser fácilmente resueltos por técnicas de solución convencionales. Para maximizar la función dual, los multiplicadores de Lagrange son ajustados iterativamente. La relajación de las restricciones causa una diferencia entre la solución del problema primal y dual; la solución óptima dual raramente satisface las restricciones de volumen y balance de potencia, lo que produce errores entre la posible operación real y los resultados obtenidos matemáticamente.

3.2.5 TECNICAS BASADAS EN INTELIGENCIA ARTIFICIAL.

La inteligencia artificial es un área de estudio con aplicaciones en diversas áreas del conocimiento. La ventaja de emplear estas técnicas radica en que la implementación es menos compleja, no precisa de una función objetivo explícita, poseen tiempos de ejecución razonables, entre otros. Algunas técnicas usadas en la solución del despacho hidrotérmico son:

- Algoritmos genéticos.
- Redes neuronales artificiales.
- Búsqueda tabú.

3.3 PROGRAMACION LINEAL

3.3.1 INTRODUCCION.

El problema del despacho hidrotérmico consiste en establecer una estrategia de operación óptima del sistema para un horizonte de planeamiento determinado. Éste problema es resuelto generalmente por modelos que usan métodos no lineales. Debido a que estos modelos usan funciones no lineales para representar los elementos del sistema, su implementación resulta compleja y requiere de información muy detallada que en muchos casos no está disponible y puede impedir la representación de algunos elementos. La programación lineal permite representar todos los elementos del sistema utilizando modelos lineales, que para estudios de mediano-largo plazo permiten obtener aproximaciones razonables sin perder mucha precisión en los resultados que se desean obtener.

La programación lineal en el despacho hidrotérmico de mediano-largo plazo representa dos ventajas: permite representar las características de un mayor número de elementos del sistema que resulta suficiente a partir de una información básica de cada elemento; la posibilidad de incluir una gran cantidad de restricciones y variables, sin aumentar de forma considerable el esfuerzo computacional y de programación.

3.3.2 CONSIDERACIONES.

Para el despacho hidrotérmico de mediano o largo plazo es posible modelar las características de los elementos de un sistema hidrotérmico de potencia de forma lineal. Entonces, las simplificaciones realizadas deben procurar tener el menor impacto sobre las variables de interés en el estudio.

La programación lineal es una herramienta matemática que contiene características muy atractivas, dentro de las cuales se pueden destacar:

- Gran capacidad para tratar problemas de gran tamaño.
- Convergen en una solución óptima global.
- No requieren soluciones iniciales.
- La teoría de dualidad asociada se desenvuelve bien para análisis de sensibilidad.
- Los códigos de programación son de fácil elaboración.

Un problema de programación lineal se caracteriza por la existencia de una función objetivo la cual está condicionada por restricciones lineales de igualdad o desigualdad y compuesto por variables cuyos valores óptimos se encuentran ubicados en un único punto, global para todo el problema.

Generalmente, los problemas resueltos usando la programación lineal son representados mediante una forma estandarizada, mostrada a continuación:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{sujeto a} \quad & Ax \leq b \\ & x \geq 0 \end{aligned}$$

Donde:

A: matriz de coeficientes de las restricciones, dimensión $m \times n$.
x: vector de las variables de decisión; tamaño n .
b: vector de los recursos de cada restricción; tamaño m .
 c^t : vector de los coeficientes de la función objetivo; tamaño r .

$c^t x$ representa la función objetivo del problema. Allí se ubica el fenómeno de importancia del problema el cual se desea optimizar; generalmente es asociado a expresiones que suponen costos monetarios.

Las restricciones del problema representan las condiciones y los fenómenos característicos del problema a solucionar, por lo tanto, para un problema específico son los expertos los llamados a establecer el modelo adecuado a partir de los conocimientos adquiridos.

Las variables de decisión son aquellas que necesitan ser ajustadas para generar el menor costo asociado con la función objetivo. Cada una de las variables posee diferentes rangos de operación y características que deben ser definidas en los modelos.

Cualquier problema lineal puede ser convertido a la forma estandarizada introduciendo variables adicionales, llamadas variables de holgura o artificiales y transformando las restricciones de desigualdad en la forma mostrada.

3.3.3 DUALIDAD EN PROGRAMACION LINEAL.

Uno de los conceptos más importantes en la programación lineal es la dualidad. Cualquier problema de PL tiene asociado otro problema de PL, llamado problema dual. El problema original es denominado problema primal.

Así, dado un problema lineal de minimización primal, existe otro problema equivalente asociado, el problema dual. Ambos comparten los parámetros de la matriz A, así como los vectores v y c :

$$\begin{aligned} & \max b^T y \\ & \text{sujeto a } yA \leq c \\ & y \geq 0 \end{aligned}$$

Analizando conjuntamente los problemas primal y dual, se tiene que:

- A cada variable del problema primal le corresponde una restricción del problema dual.
- A cada restricción del problema primal le corresponde una variable del problema dual.
- El vector de recursos del problema primal (b) se transforma en el vector de costos del problema dual (c).
- El vector de costos del problema primal (c) se transforma en el vector de recursos del problema dual (b).
- Si el problema primal corresponde a uno de maximización, entonces el problema dual corresponderá a un problema de minimización, y viceversa.

Una de las dudas presentes en la programación lineal es cuál de los problemas, primal o dual, debe ser usado para la optimización. Es posible demostrar que la solución óptima de ambos problemas, representan el mismo valor en la función objetivo. Por lo tanto, la elección entre las dos formulaciones depende del problema propiamente dicho y de los análisis que se desean realizar basados en los resultados obtenidos.

Sin embargo, en la práctica la mayoría de los software de optimización resuelve los problemas primal y dual simultáneamente utilizando una clase de algoritmos conocidos como primal-dual. Esta clase de algoritmos son utilizados en el método de solución popular de la programación lineal, el método Simplex.

3.3.4 EL METODO SIMPLEX

El método simplex es un algoritmo popular para solucionar los problemas de programación lineal. En forma resumida, busca la solución óptima del problema

caminando sobre los vértices de la región factible, moviéndose de un vértice determinado a otro que representa una solución mejor. La búsqueda de un mejor vértice se fundamenta en el concepto del gradiente, además de la derivada direccional relacionada con las variables de decisión (Escobar, Gallego, Toro, & Romero, 2010).

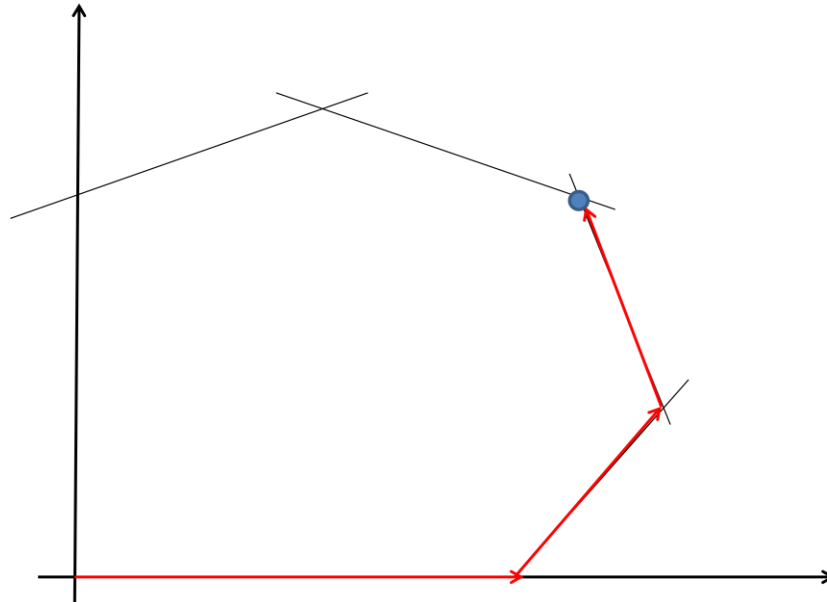


Figura 9. Visualización gráfica del método Simplex.

Es un método matricial que utiliza operaciones elementales de matrices en la búsqueda del punto óptimo. Para su aplicación es necesario que el problema esté expresado en la forma estándar, es decir, todas las restricciones deben estar expresadas en forma de igualdad y que todas las variables de decisión sean mayores o iguales que cero. El método Simplex es un método muy valioso que permite determinar la solución óptima de un problema, si esta existe. Si no existe solución óptima el método informa que el problema no es factible.

3.3.5 EL METODO DUAL SIMPLEX

Conocidas ya las relaciones entre las formulaciones de los problemas primal y dual, es posible resolver el problema dual usando la representación del problema primal. Por tanto es necesario tener en cuenta cómo se relacionan las soluciones de ambos problemas, esto es posible a partir del teorema fundamental de la dualidad.

3.3.5.1 TEOREMA FUNDAMENTAL DE LA DUALIDAD.

En relación a los problemas primal y dual, exactamente una de las siguientes afirmaciones es verdadera (Escobar, Gallego, Toro, & Romero, 2010):

- Ambos poseen solución óptima.
- Si un problema tiene valor de la función objetivo ilimitada entonces en ese caso el otro problema es infactible.
- Ambos problemas son infactibles.

Así el teorema de la dualidad muestra que la dualidad no es una propiedad completamente simétrica. Por lo tanto, una forma equivalente de expresar la propiedad de dualidad es la siguiente:

Primal óptimo \leftrightarrow Dual óptimo.

Primal (Dual) ilimitado \leftrightarrow Dual (Primal) infactible

Primal (Dual) infactible \leftrightarrow Dual (Primal) ilimitado o infactible

Primal (Dual) infactible \leftrightarrow Dual (Primal) ilimitado en forma homogénea.

Teniendo en cuenta las relaciones entre las soluciones del problema primal y dual es posible aplicar el método simplex para la solución del problema dual de una forma similar a cómo se soluciona el problema primal.

3.3.6 LENGUAJE DE PROGRAMACION AMPL (A MATHEMATICAL PROGRAMMING LANGUAGE)

Los lenguajes de modelamiento matemático tienen como función ser una interfaz entre el usuario y el *solver*, esto con el objetivo de facilitar el desarrollo de los modelos matemáticos de la investigación, así como de las técnicas de solución para resolverlo. Algunos lenguajes de modelamiento populares son: GAMS, LINGO, AMPL, entre otros.

Una de las mayores ventajas que ofrece AMPL (A Mathematical Programming Language) es la facilidad de síntesis del problema, ya que se asemeja en gran medida al planteamiento de un problema de optimización convencional (función Objetivo y restricciones). El planteamiento de un problema de optimización en AMPL cuenta con la siguiente estructura básica:

- Definición de conjuntos: Formados por los elementos del problema que definen el tamaño de los vectores y matrices que son ingresados al *solver*. Para el problema del despacho hidrotérmico los conjuntos representan los periodos de tiempo del estudio, las barras y los corredores del sistema de transmisión.
- Definición de parámetros: Valores constantes característicos del sistema. En el despacho, los parámetros permiten representar características de las centrales de generación, afluencias de los ríos, sistema de transmisión, etc.
- Declaración de variables: Son las incógnitas del problema a resolver. En este caso, la generación energética, volumen de los embalses, entre otros, son de vital importancia para los análisis del problema.
- Definición de la función objetivo: Es la función que relaciona las variables del problema a ser optimizadas, como lo es el costo de operación del sistema.
- Definición de restricciones: Son expresiones matemáticas de igualdad o desigualdad que limitan el valor de las variables del problema. Según el modelo se definieron como restricciones la primera y la segunda ley de Kirchhoff, límites de generación, y demás restricciones derivadas de las condiciones de operación de los generadores.

Un *solver* es un programa matemático (disponible en forma de librería o como programa independiente) que resuelve un problema matemático. Los *solvers* cuentan con algoritmos para solucionar diferentes tipos de problemas y son especializados.

AMPL constituye la interfaz entre el usuario y el *solver* (técnica exacta de solución que se desea utilizar). Una vez el usuario realiza la descripción del problema en AMPL, se indica el *solver* que se desea emplear. El problema es traducido por el AMPL a un formato que el *solver* pueda comprender y el AMPL recibe la solución entregada por el *solver* y se la presenta al usuario usando formatos simples. AMPL soporta una gran cantidad de *solvers*, incluidos CPLEX y KNITRO, empleados en este trabajo, y que resuelven problemas de optimización de PLE y PNLE.

CPLEX es un programa de computador desarrollado por IBM capaz de resolver problemas de programación lineal (PL) y problemas de programación lineal entera (PLE) usando el método SIMPLEX o sus variantes, el método de punto interior y métodos de programación lineal entera como *Branch and Cut*.

3.3.7 MODELO MATEMATICO DEL DESPACHO HIDROTERMICO USANDO PROGRAMACION LINEAL.

El problema de DHT puede resolverse considerando que la función objetivo considera la minimización del costo de la energía eléctrica a lo largo de periodo de tiempo de análisis. En este caso, los costos de operación dependen de la energía generada en las centrales termoeléctricas, así como de la penalización económica relacionada con el racionamiento de energía (generación ficticia). De acuerdo con esto, la función objetivo asume la siguiente forma:

$$\min z = \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T c_{it} GT_{it} + \sum_{t=1}^T r_t$$

Donde:

c_{it} : es el costo de generación de la central térmica i en el periodo de tiempo t en unidades monetarias / MW-mes.

GT_{it} : es la potencia eléctrica generada por la central térmica i en el periodo de tiempo t de duración mensual [MW].

r_t : es la demanda no atendida para el periodo de tiempo t de duración un mes (racionamiento) [MW-mes].

m : número de plantas térmicas del sistema

T : periodos de tiempo del estudio.

A continuación son mostradas las expresiones que forman el conjunto de restricciones.

3.3.7.1 BALANCE DE CARGA (PRIMERA LEY DE KIRCHHOFF)

La primera Ley de Kirchhoff establece que la energía generada en un determinado nodo (generadores reales y ficticios) sumada al transporte de energía en las líneas de transmisión, debe ser igual a la demanda en un periodo de tiempo determinado.

$$Sf + GT + GH + r = d$$

f_{lm} : flujo de potencia entre el nodo l y el nodo m en el periodo de tiempo t [MW].

GT_{it} : generación térmica de la planta i en el periodo de tiempo t [MW].

GH_{it} : generación hidráulica i en el periodo de tiempo t [MW].

r_t : es la demanda no atendida para el periodo de tiempo t de duración un mes (racionamiento) [MW-mes].

d_t : demanda en el periodo de tiempo t [MW].

En la expresión anterior, S representa la matriz incidencia nodo-rama del sistema, f es el vector de flujos de potencia activa en los corredores de transmisión, GT es el vector de generación térmica nodal del sistema, GH es el vector de generación hidráulica nodal del sistema, r es el vector de generación ficticia, el cual representa la potencia activa no suministrada en cada periodo de tiempo y d es el vector de demandas nodales.

3.3.7.2 BALANCE HIDRAULICO.

$$V_{i(t+1)} = V_{it} + A_{it} - \mu_{it} - S_{it}$$

V_{it+1} : volumen de la central hidráulica i en el periodo de tiempo $t+1$. [Hm^3].

V_{it} : volumen de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm^3].

A_{it} : afluencia de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm^3].

μ_{it} : agua turbinada por la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm^3].

S_{it} : agua vertida en la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm^3].

El volumen de la central hidráulica i en el periodo de tiempo $t+1$ es igual al volumen de la central i en el periodo de tiempo t más la afluencia que llega al embalse de la central i en el periodo t menos el agua turbinada por la central i en el periodo t menos el vertimiento de la central i en el periodo t . El vertimiento representa la cantidad de agua que pasa por la central sin ser aprovechada para generar electricidad.

3.3.7.3 LIMITE DE VOLUMEN EN LOS EMBALSES

$$V_{i\min} \leq V_{it} \leq V_{i\max}$$

$V_{i\min}$: volumen de agua mínimo permitido por la central hidráulica i [Hm^3].

$V_{i\max}$: volumen de agua máximo permitido por la central hidráulica i [Hm^3].

El volumen del embalse de la central i en el periodo de tiempo t está limitado por un límite inferior asociado a la ubicación de la toma de agua de la turbina y por un límite superior asociado a la capacidad de almacenamiento del embalse.

3.3.7.4 LIMITE DE TURBINAMIENTO

$$u_{it} \leq u_{i\max}$$

$u_{i\max}$: turbinamiento máximo permitido de la central hidráulica i . [m^3/s].

El agua que es llevada a las turbinas hidráulicas no puede superar el caudal máximo permitido para estos elementos.

3.3.7.5 LIMITES DE GENERACION EN LAS CENTRALES

$$GT_{it \min} \leq GT_{it} \leq GT_{it \max}$$

$$GH_{it \min} \leq GH_{it} \leq GH_{it \max}$$

$GT_{it \max}$: generación máxima de la central térmica i en el periodo de tiempo t [MW].
 $GH_{it \max}$: generación máxima de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t [MW].

Las plantas de generación de centrales hidráulicas y térmicas sólo pueden generar entre unos límites mínimos y máximos definidos por características técnicas, ambientales o económicas.

3.3.7.6 TRANSFORMACION DE ENERGIA EN LAS CENTRALES HIDRAULICAS

$$GH_{it} = \rho_i \mu_{it}$$

ρ_i : factor de turbinamiento de la central hidráulica i [MW/m³/s].
 μ_{it} : turbinamiento de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [m³/s].

La cantidad de energía eléctrica obtenida en los generadores de las plantas hidráulicas es igual al factor de productividad de la planta por el turbinamiento.

3.3.7.7 SEGUNDA LEY DE KIRCHHOFF EN LOS CORREDORES.

$$f_{lmt} - (\theta_{lt} - \theta_{mt}) n_{lm}^0 / x_{lm} = 0$$

f_{lmt} : flujo de potencia entre el nodo l y el nodo m en el periodo de tiempo t [MW].
 θ_{lt} : ángulo de la tensión en el nodo l en el periodo de tiempo t .
 X_{lm} : reactancia de la línea conectada entre los nodos l - m .
 n_{lm}^0 : número de líneas existentes entre los nodos l - m .

El flujo de potencia activa en el corredor de transmisión lm para el periodo de tiempo t está asociado a la abertura angular existente entre sus extremos en el periodo t , a la cantidad de elementos conectados en paralelo en dicho corredor y a la reactancia de un elemento que está conectado entre los nodos lm .

3.3.7.8 CAPACIDAD DE LOS CORREDORES

$$f_{lmt} \leq n_{lm}^0 f_{lmt \max}$$

$$-f_{lmt} \leq n_{lm}^0 f_{lmt \max}$$

n_{lm}^0 : número de líneas existentes entre los nodos l - m .

$f_{lmt \max}$: flujo de potencia máximo permitido entre el nodo l y el nodo m [MW].

Cada corredor de transmisión tiene una capacidad límite asociada al número de elementos conectados en paralelo y a la capacidad de cada elemento.

3.3.7.9 LIMITE DE RACIONAMIENTO

$$r_t \leq d_t$$

El racionamiento en cada periodo no puede ser mayor a la demanda de dicho periodo.

3.3.7.10 ANGULO DEL NODO SLACK

$$\theta_k = 0 \rightarrow k \text{ slack}$$

El ángulo del nodo slack se toma como referencia.

3.3.8 MODELO MATEMATICO PARA LA OPERACIÓN EN NODO UNICO.

La operación en nodo único se caracteriza por descartar de los análisis los parámetros y variables referentes al sistema de transmisión. Dicho esto, el modelo para este caso de la operación viene representado por el siguiente conjunto de ecuaciones:

El modelo en forma compacta toma la siguiente forma:

$$\min z = \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T c_{it} GT_{it} + \sum_{t=1}^T r_t$$

Sujeto a

$$GT + GH + r = d$$

$$V_{i(t+1)} = V_{it} + A_{it} - \mu_{it} - s_{it}$$

$$V_{i\min} \leq V_{it} \leq V_{i\max}$$

$$u_{it} \leq u_{i\max}$$

$$GT_{it\min} \leq GT_{it} \leq GT_{it\max}$$

$$GH_{it\min} \leq GH_{it} \leq GH_{it\max}$$

$$GH_{it} = \rho_i u_{it}$$

Dónde:

c_{it} : es el costo de generación de la central térmica i en el periodo de tiempo t en unidades monetarias / MW-mes.

GT_{it} : es la potencia eléctrica generada por la central térmica i en el periodo de tiempo t de duración mensual [MW].

r_t : es la demanda no atendida para el periodo de tiempo t de duración un mes (racionamiento) [MW-mes].

m : número de plantas térmicas del sistema

T : periodos de tiempo del estudio.

f_{imt} : flujo de potencia entre el nodo l y el nodo m en el periodo de tiempo t [MW].

GT_{it} : generación térmica de la planta i en el periodo de tiempo t [MW].

GH_{it} : generación hidráulica i en el periodo de tiempo t [MW].

d_t : demanda en el periodo de tiempo t [MW].

V_{it} : volumen de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm^3].

A_{it} : afluencia de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm^3].

μ_{it} : agua turbinada por la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm^3].

S_{it} : agua vertida en la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm^3].

$V_{i \min}$: volumen de agua mínimo permitido por la central hidráulica i [Hm^3].

$V_{i \max}$: volumen de agua máximo permitido por la central hidráulica i [Hm^3].

$\mu_{i \max}$: turbinamiento máximo permitido de la central hidráulica i . [m^3/s].

$GT_{i \max}$: generación máxima de la central térmica i en el periodo de tiempo t [MW].

$GH_{i \max}$: generación máxima de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t [MW].

ρ_i : factor de turbinamiento de la central hidráulica i [MW/ m^3/s].

3.3.9 MODELO DEL DESPACHO CONSIDERANDO LA RED DE TRANSMISION.

A diferencia del modelo de operación en nodo único, la operación considerando el sistema de transmisión incluye un conjunto adicional de restricciones que corresponden al modelo DC de un flujo de carga. El modelo de optimización toma la siguiente forma:

$$\min z = \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T c_{it} GT_{it} + \sum_{t=1}^T r_t$$

Sujeto a

$$Sf + GT + GH + r = d$$

$$V_{i(t+1)} = V_{it} + A_{it} - \mu_{it} - s_{it}$$

$$V_{i \min} \leq V_{it} \leq V_{i \max}$$

$$u_{it} \leq u_{i \max}$$

$$GT_{it \min} \leq GT_{it} \leq GT_{it \max}$$

$$GT_{it \min} \leq GH_{it} \leq GH_{it \max}$$

$$GH_{it} = \rho_i u_{it}$$

$$f_{lmt} - (\theta_{lt} - \theta_{mt}) n_{lm}^0 / x_{lm} = 0$$

$$f_{lmt} \leq n_{lm}^0 f_{lmt \max}$$

$$-f_{lmt} \leq n_{lm}^0 f_{lmt \max}$$

$$r_t \leq d_t$$

$$\theta_k = 0 \rightarrow k \text{ slack}$$

c_{it} : es el costo de generación de la central térmica i en el periodo de tiempo t en unidades monetarias / MW-mes.

GT_{it} : es la potencia eléctrica generada por la central térmica i en el periodo de tiempo t de duración mensual [MW].

r_t : es la demanda no atendida para el periodo de tiempo t de duración un mes (racionamiento) [MW-mes].

m : número de plantas térmicas del sistema

T : periodos de tiempo del estudio.

f_{lmt} : flujo de potencia entre el nodo l y el nodo m en el periodo de tiempo t [MW].

GT_{it} : generación térmica de la planta i en el periodo de tiempo t [MW].

GH_{it} : generación hidráulica i en el periodo de tiempo t [MW].

d_t : demanda en el periodo de tiempo t [MW].

V_{it} : volumen de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm³].

A_{it} : afluencia de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm³].

μ_{it} : agua turbinada por la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm³].

S_{it} : agua vertida en la central hidráulica i en el periodo de tiempo t . [Hm³].

$V_{i \min}$: volumen de agua mínimo permitido por la central hidráulica i [Hm³].

$V_{i \max}$: volumen de agua máximo permitido por la central hidráulica i [Hm³].

$\mu_{i \max}$: turbinamiento máximo permitido de la central hidráulica i . [m³/s].

$GT_{i \max}$: generación máxima de la central térmica i en el periodo de tiempo t [MW].

$GH_{i \max}$: generación máxima de la central hidráulica i en el periodo de tiempo t [MW].

ρ_i : factor de turbinamiento de la central hidráulica i [MW/m³/s].

θ_{it} : ángulo de la tensión en el nodo i en el periodo de tiempo t .

X_{lm} : reactancia de la línea conectada entre los nodos l - m .

n_{lm}^0 : número de líneas existentes entre los nodos l - m .

3.3.10 META DE GENERACIÓN.

Para definir la meta de generación en términos del volumen de agua presente en el último periodo de estudio, es necesario agregar una restricción adicional que obligue al *solver* a realizar el proceso de optimización correspondiente. La restricción adicional se presenta a continuación:

$$V_{iT} = Vf_i$$

Vf_i : meta de generación de la central hidroeléctrica i [Hm^3].

3.3.11 OPERACIÓN SIN CONSIDERAR EMBALSE.

Para la operación de las centrales hidroeléctricas sin considerar embalse, es necesario agregar a los modelos generales una restricción en la cual el *solver* es obligado a mantener el volumen en los embalses en un valor fijo durante todos los periodos del estudio. Entonces, la restricción adicional toma la siguiente forma:

$$V_{it} = Vf_{ilo_i}$$

Vf_{ilo_i} : nivel del embalse para la operación sin considerar embalse [Hm^3].

CAPITULO 4

ANALISIS Y RESULTADOS

4.1 CASO DE PRUEBA.

Para la realización del despacho hidrotérmico de mediano plazo en conjunto con el lenguaje de programación AMPL y el *solver* CPLEX, es propuesto un sistema eléctrico conformado por cinco centrales de generación de energía (tres hidroeléctricas y dos termoeléctricas) y un sistema de transmisión conformado por seis nodos, conectados a través de siete líneas de transmisión. (Los datos de este sistema de prueba aparecen en el apéndice A)

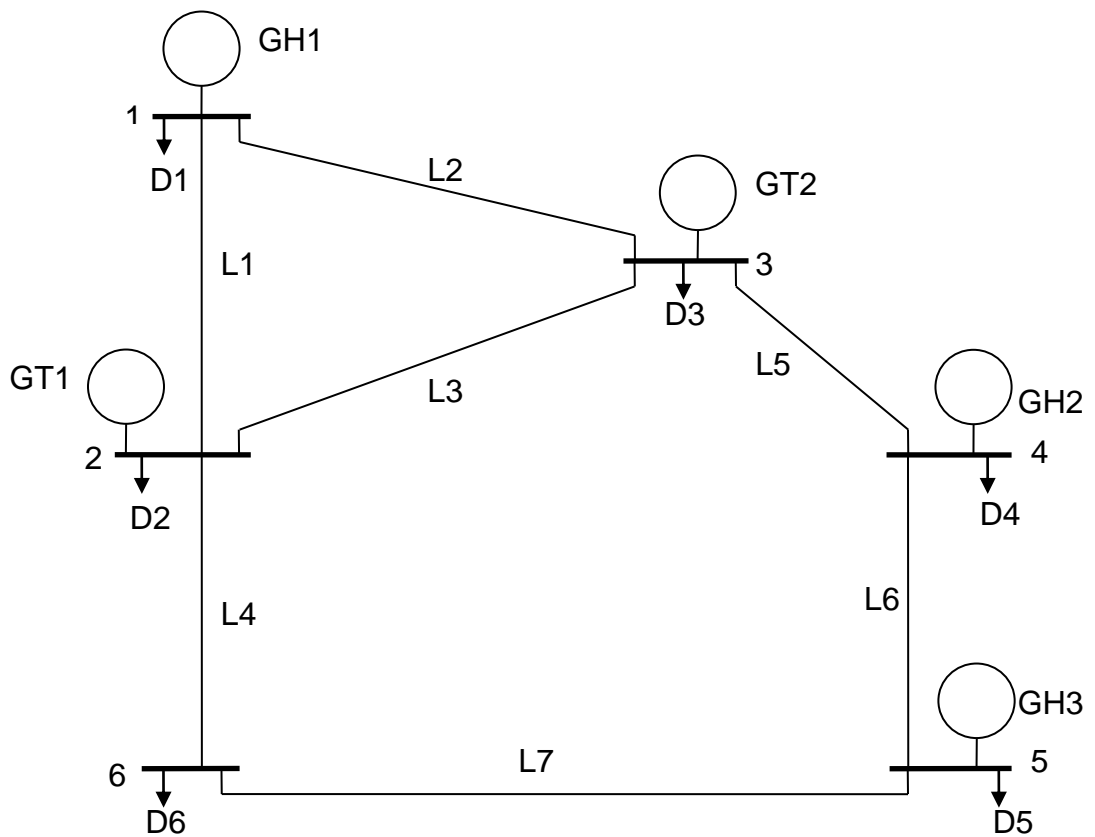


Figura 10. Sistema eléctrico propuesto.

El horizonte de planeamiento corresponde al mediano plazo, con etapas divididas mensualmente, durante un año.

El uso del lenguaje de programación AMPL en conjunto con el *solver* CPLEX permiten la simplificación de los modelos matemáticos en cuanto a la complejidad de los códigos de programación computacional, lo que contribuye a la realización del despacho hidrotérmico y adicionalmente involucrar una serie de evaluaciones que tienen en cuenta los sistemas de transmisión, problemas que en conjunto suponen mayores esfuerzos para su realización en otros lenguajes de programación.

4.2 ANALISIS EN NODO UNICO.

Para conocer la disponibilidad de los recursos de generación ante la demanda de energía que deberá ser atendida, es posible simplificar el modelo del Despacho Hidrotérmico en un sistema que desprecia las pérdidas y contingencias dadas por el sistema de transmisión conocido como sistema de nodo único.

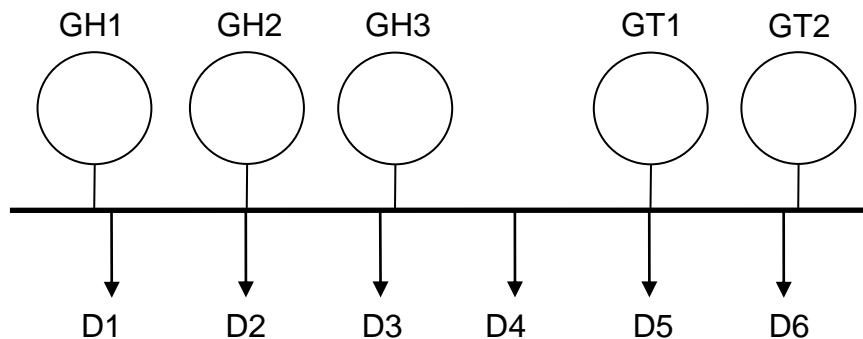


Figura 11. Sistema eléctrico en nodo único.

Este despacho, conocido también como ideal, otorga libertad a los generadores para trabajar sin ninguna restricción de transporte a la hora de entregar la energía, lo que les permite trabajar conjuntamente para atender una nueva demanda total que representa las necesidades globales de una región particular.

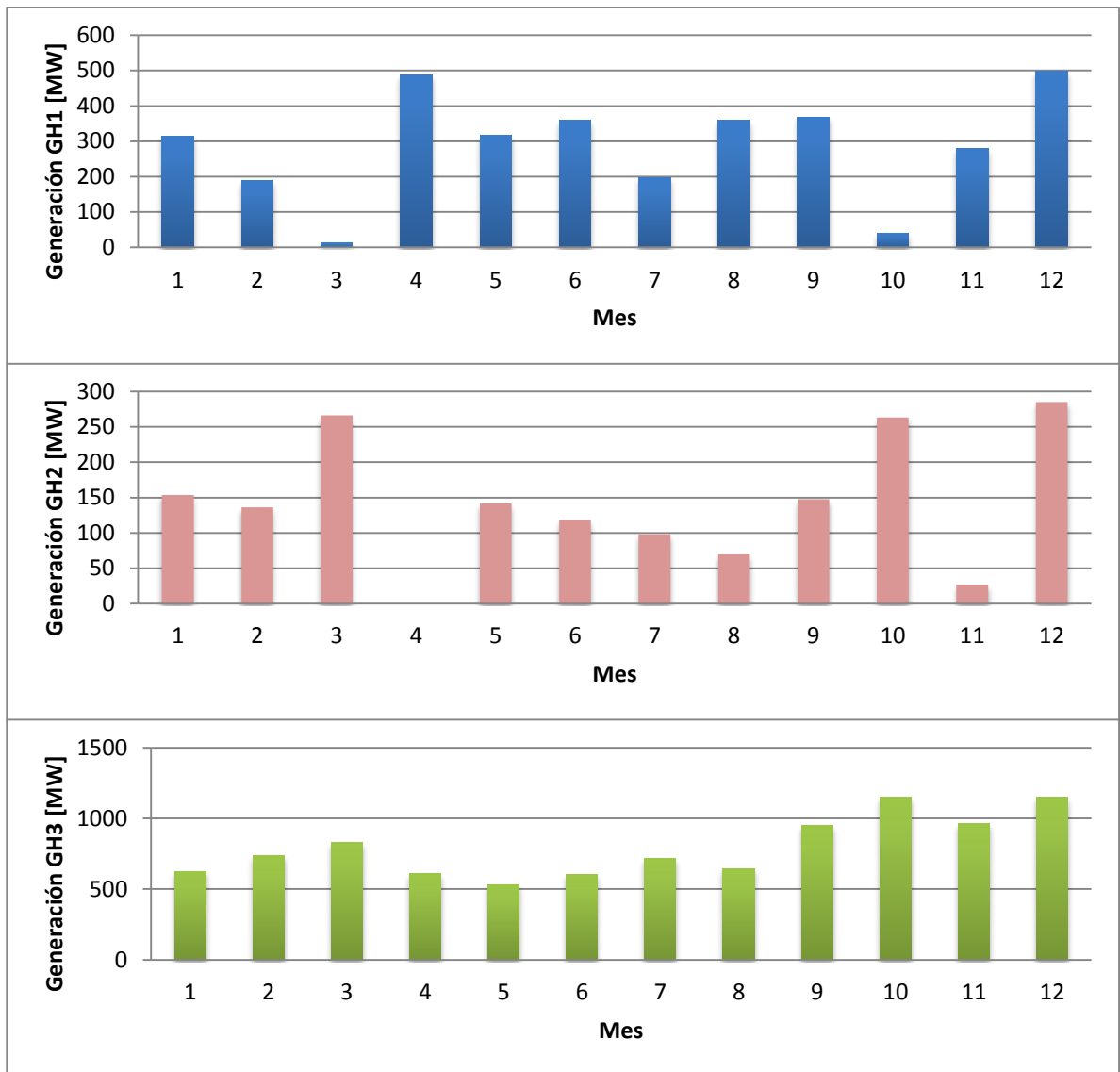


Figura 12. Rutas de Generación en nodo único de los generadores GH1, GH2 y GH3.

A la hora de observar los comportamientos de los generadores en el despacho es muy común encontrar valores similares de generación durante todo el periodo de estudio. En este caso el generador GH3 es el que más se acerca al comportamiento esperado.

De la ruta de generación mostrada en la figura, y observando el comportamiento de la afluencia (ver tabla 8), en los últimos periodos del estudio el generador GH3 se encuentra en capacidad de aumentar la generación de energía dado que existe un periodo seco y para evitar algún tipo de pérdidas futuras, los generadores

invierten más recursos para la generación de energía en éstos periodos para que en la próxima estación invernal el embalse posea espacio suficiente para no realizar vertimientos; es necesario considerar también que el generador GH3 es el que posee mayor capacidad de generación y ante un aumento en la demanda debe contribuir con mayor cantidad de recursos.

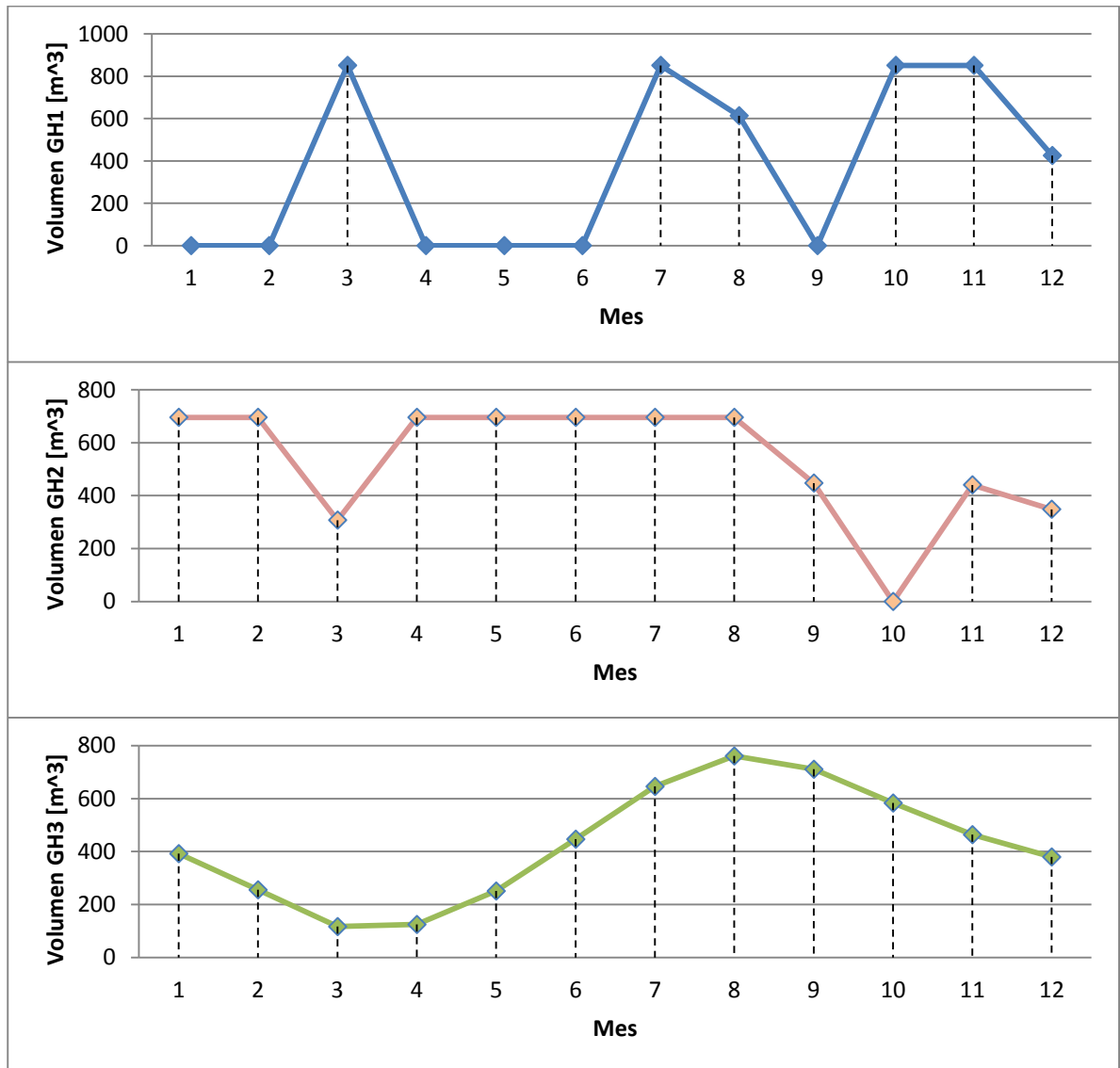


Figura 13. Rutas de almacenamiento en nodo único de los generadores GH1, GH2 y GH3

A partir de las programaciones del volumen de las centrales a lo largo del periodo de estudio es posible observar la capacidad de manejar las afluencias que

alimentan sus embalses, así como la flexibilidad que poseen ante cambios bruscos en el comportamiento de los ríos.

En este caso el generador GH1 posee una ruta de almacenamiento crítica, puesto que constantemente camina sobre las cotas máximas y mínimas de almacenamiento que posee; esto implica que cualquier posible cambio brusco en la hidrología o cualquier otro evento natural (accidente geográfico, cambio climático, etc.) obligue a la central a realizar vertimientos de agua o inclusive ubicarse aún más debajo de la cota mínima permitida, lo que afecta tanto la transformación de la energía, así como a la vida útil de las turbinas y el bienestar de la central.

El generador GH3 por el contrario posee un comportamiento esperado en su ruta de almacenamiento; recordando que es adecuado para los embalses recibir las estaciones húmedas con poco volumen de agua (para no desperdiciar las altas cantidades de agua que lo llenarán), es precisamente ésto lo que ocurre entre los periodos cuatro y nueve donde se ubica la estación húmeda del río que llega al generador GH3.

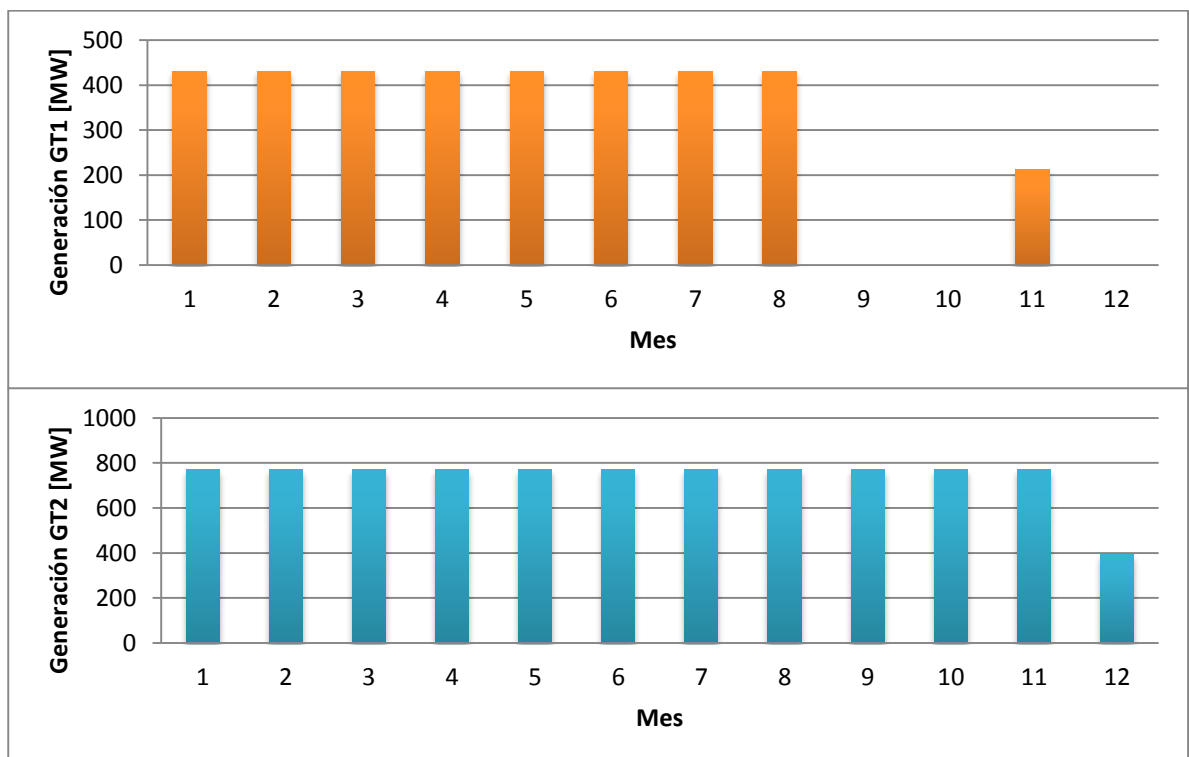


Figura 14. Rutas de generación en nodo único de los generadores GT1 y GT2.

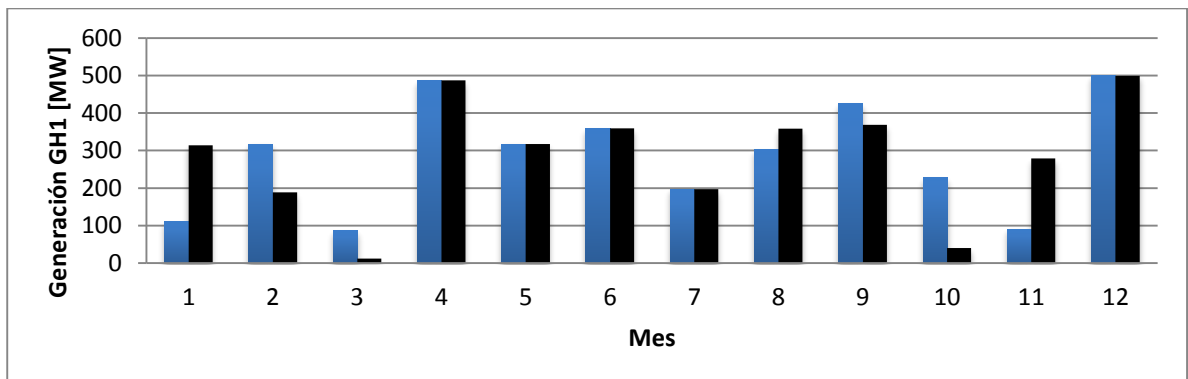
El comportamiento de los generadores térmicos permite observar que la generación se encuentra equilibrada con la demanda dado que éstos trabajan a su máxima capacidad de generación durante la mayor parte del tiempo del periodo de estudio.

En cuanto al proceso de optimización es posible observar la economía que produce el modelo matemático sobre el generador térmico GT1 el cual reduce la entrega de energía en los últimos cuatro periodos, donde ésta posee mayores costos de producción respecto del generador GT2 (ver tabla 19).

4.3 DESPACHO CONSIDERANDO LA RED DE TRANSMISIÓN.

Los sistemas eléctricos que poseen fuentes de energía hidráulica están condicionados a ubicar los embalses, turbinas, y demás elementos donde se encuentran las fuentes fluviales, las cuales normalmente se encuentran alejadas de los centros de consumo. Por lo tanto, es necesario generar vías de comunicación entre los generadores y los centros de consumo, de allí es donde aparecen las líneas de transmisión.

De los datos correspondientes al sistema de transmisión propuesto es posible observar la limitante que las líneas presentan en cuanto a la potencia que pueden transportar (ver tabla 6), hecho que restringe el problema aún más a la hora de buscar soluciones económicas y optimizadas.



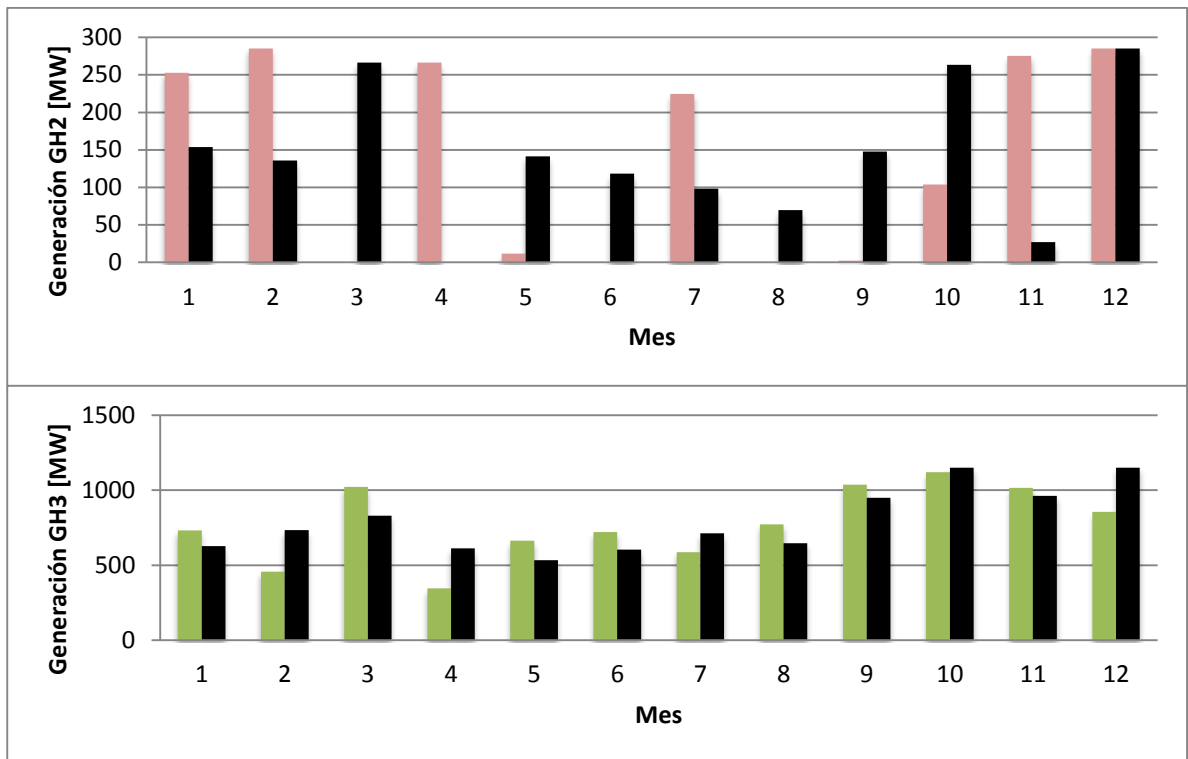


Figura 15. Rutas de generación con red de transmisión de los generadores GH1, GH2 y GH3.

Las barras en negro representan las rutas obtenidas en el despacho de nodo único.

Periodo\generador	$\Delta GH1$	$\Delta GH2$	$\Delta GH3$
1	203,766	-99,248	-104,518
2	-129,127	-149,025	278,152
3	-74,6382	266,4	-191,761
4	0	-266,4	266,4
5	0	129,8726	-129,873
6	0	118,4	-118,4
7	0	-126,502	126,502
8	56,849	69,6525	-126,501
9	-56,85	145,38784	-88,54
10	-188,5376	159,734	28,8
11	188,5375	-248,2721	-54,161
12	0	0	295,205

Tabla 1. Generación del despacho ideal menos generación del despacho considerando la red de transmisión [MW].

La adición de la red de transmisión en el problema obligó a la realización de un redespacho de los generadores hidráulicos. En este caso, la solución conocida como la más económica no está en capacidad de atender las necesidades de energía del sistema que ahora se encuentran distribuidas en cada uno de los nodos, y cada uno contiene comportamientos totalmente diferentes (ver tabla 5).

En cuanto a los flujos de potencia presentados en el redespacho, son observados congestionamientos en las líneas de transmisión (trabajan a la máxima potencia permitida). Este hecho contribuye a que la solución encontrada en comparación con la entregada por el despacho ideal sea más costosa.

A continuación se muestran algunas etapas del despacho acompañadas de los flujos de potencia para una mejor apreciación del problema.

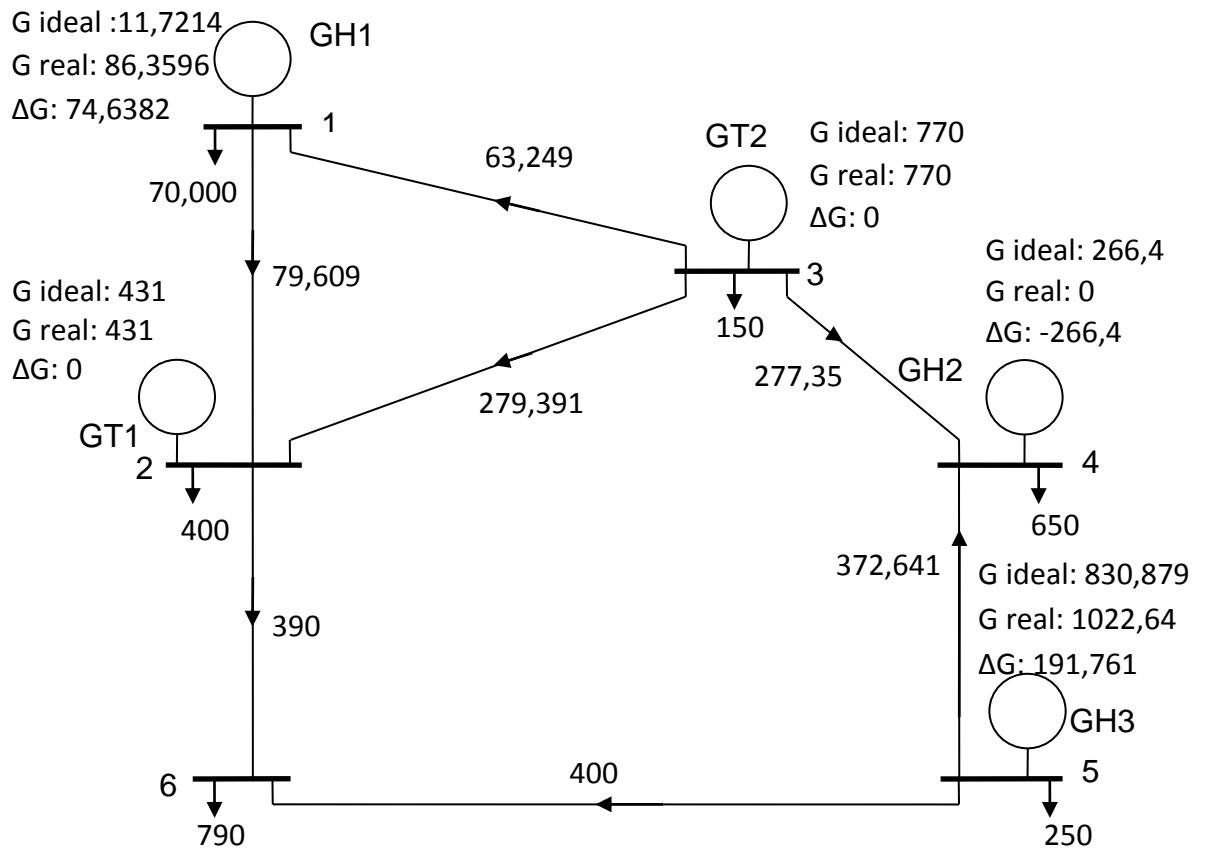


Figura 16. Operación del sistema eléctrico en el periodo 3.

G ideal: generación del despacho ideal [MW].

G real: generación del despacho con la red de transmisión [MW].

ΔG : cambios entre la generación del despacho ideal y el despacho con la red de transmisión [MW].

Los flujos de potencia y demandas corresponden al despacho con red de transmisión [MW].

En el periodo de estudio tres, la alta demanda presente en el nodo 6, obliga a que la generación de GH3 aumente considerablemente para ser transportada a través del corredor L7; si éste corredor tuviese mayor capacidad en cuanto a la potencia que permite transportar, el generador GH3 aumentaría aún más la cantidad de potencia generada para contribuir a la atención de la demanda, lo que permitiría mejorar el rendimiento en cuanto al costo de la operación.

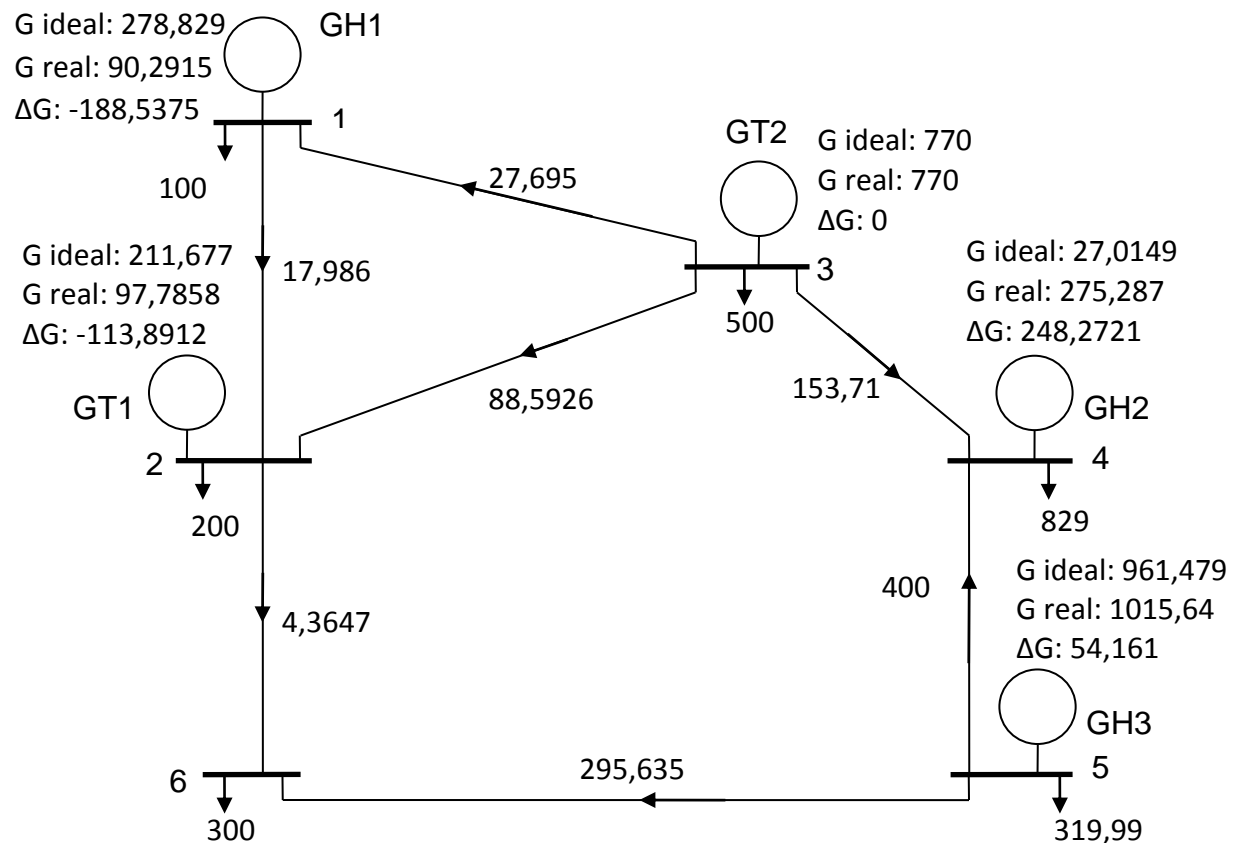


Figura 17. Operación del sistema eléctrico en el periodo 11.

En el periodo de estudio 11, el nodo cuatro posee mayor demanda que la capacidad de generación del generador GH2 lo que obliga al generador GH3 a aumentar la generación respecto del despacho ideal para suplir ese exceso de demanda; el congestionamiento del corredor L6 y el uso reducido en transmisión

de potencia del corredor L5 se debe a que el generador GT2 usa la mayor parte de la energía producida para atender la demanda local, dejando un excedente limitado de potencia para transportar hacia el nodo cuatro.

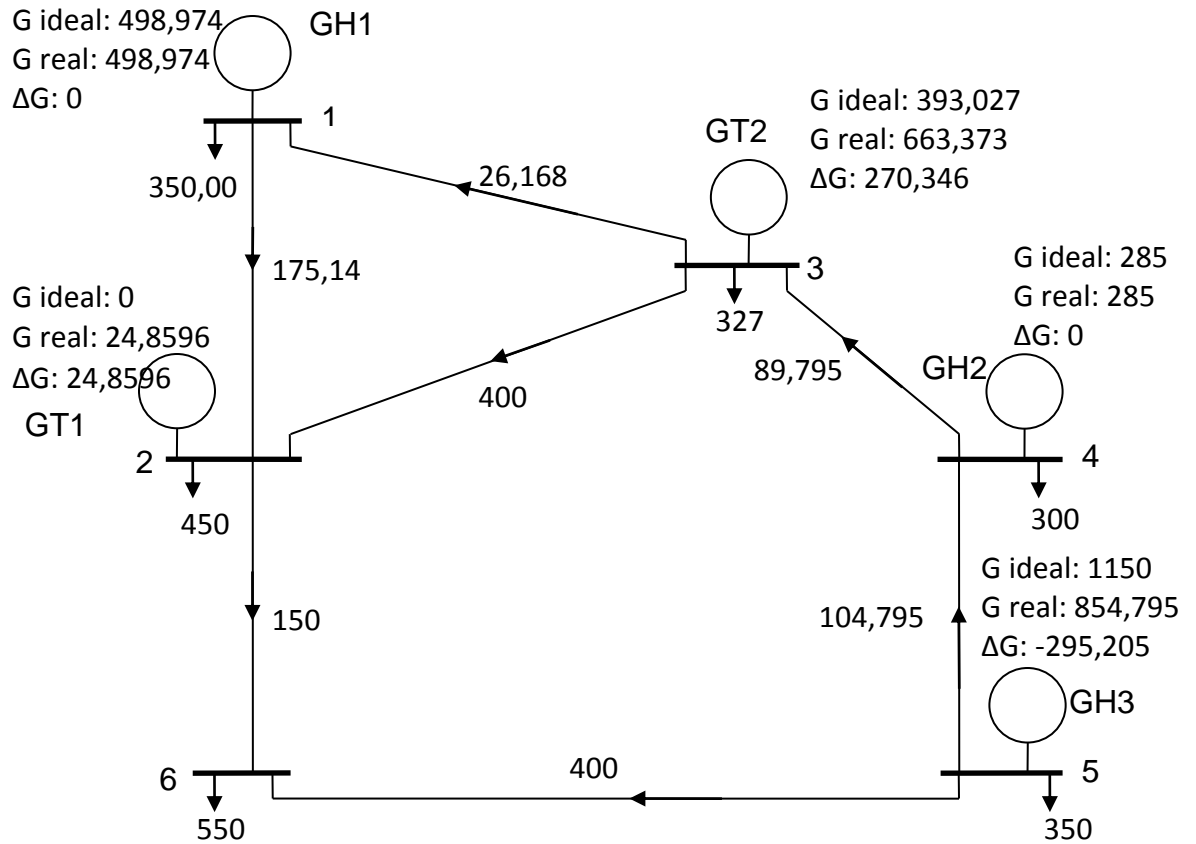


Figura 18. Operación del sistema eléctrico en el periodo 12.

En el periodo de estudio 12, los generadores hidráulicos GH2 y GH3 se encuentran trabajando a su máxima capacidad, y el generador GT2 presenta una alta generación de energía, produciendo el aumento en el costo de la operación del sistema respecto del despacho ideal. El congestionamiento del corredor L3 se debe a que la producción de energía en el generador GT2 es más económico que en el generador GT1, por lo que es mejor usar la potencia del generador GT2 para atender las demandas en los nodos dos y seis.

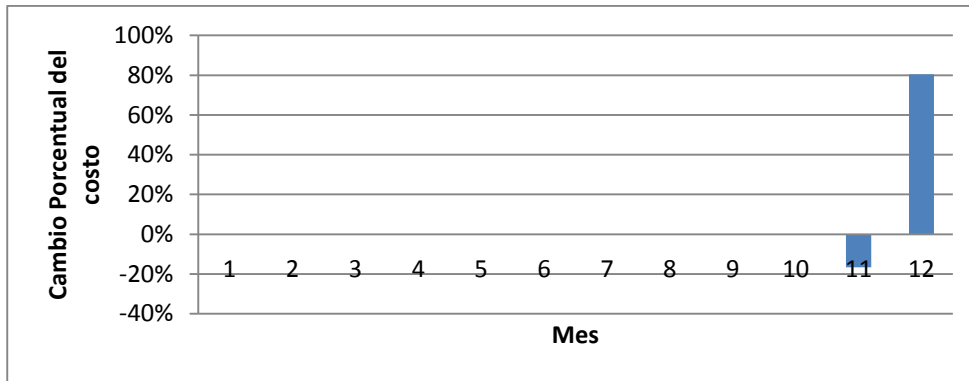


Figura 19. Diferencia entre el costo de operación del despacho ideal y el despacho con red de transmisión.

De acuerdo con la función objetivo, el costo de la operación del sistema depende de la generación de potencia que exista en los generadores térmicos. En este caso el cambio en los costos no fue muy elevado, pero aumentó. Es necesario tener presente que sólo se ha tenido en cuenta un escenario medio en cuanto a las afluencias de los ríos, donde se supone debe existir una operación correcta del sistema. De haber existido inconvenientes considerables en la operación en este caso, sería necesario buscar con rapidez soluciones alternativas que lleven al sistema a un punto de equilibrio (adición de parques generadores, aumento en la capacidad o adición de corredores de transmisión, etc.).

4.4 OPERACIÓN SIN RESTRICCIÓN EN LA CAPACIDAD DE LAS LINEAS.

El permitir a los corredores de transmisión transportar cualquier cantidad de potencia, tiene como objetivo evaluar cómo es el congestionamiento durante los periodos de estudio, realizando comparaciones con respecto a lo que sucede en el despacho que considera el sistema de transmisión en su normalidad.

Con esta estrategia se obtiene información que permite establecer posibles inversiones para realizar modificaciones en el sistema de transmisión, siempre y cuando éstas resulten económicas en el futuro comparado con las reducciones que provoquen en el costo de la operación.

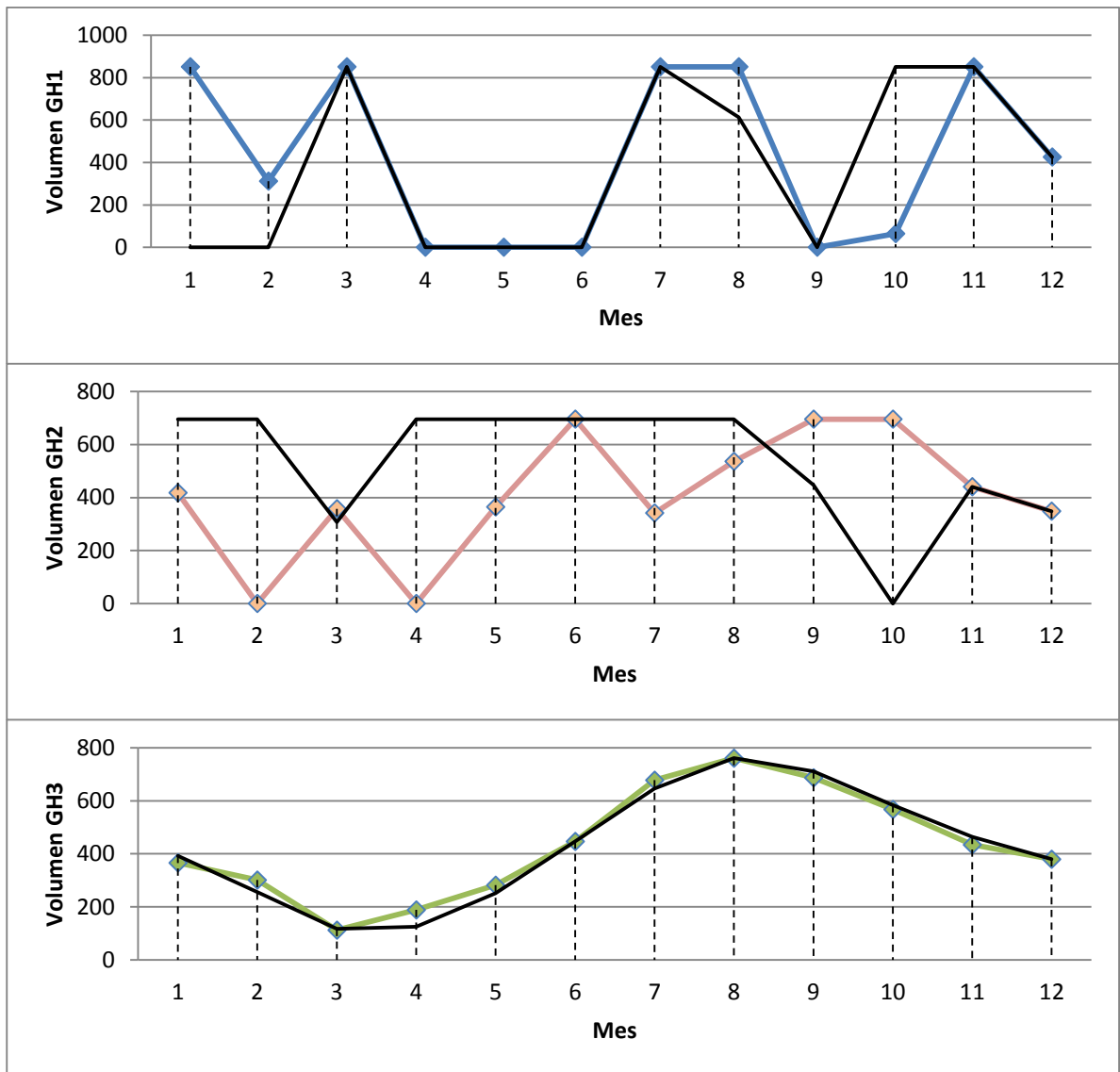


Figura 20. Ruta de almacenamiento de las centrales GH1, GH2 y GH3 en la operación sin restricción de capacidad de los corredores.

Las líneas en negro representan la ruta obtenida en el despacho ideal.

Los costos de operación entre éste análisis y los entregados por el despacho ideal fueron los mismos (las rutas de despacho de los generadores térmicos fueron las mismas). A pesar de que ambos esquemas produjeron el mismo costo de la operación, la operación con la obligación de transportar energía condiciona el uso de los embalses de las centrales hidroeléctricas.

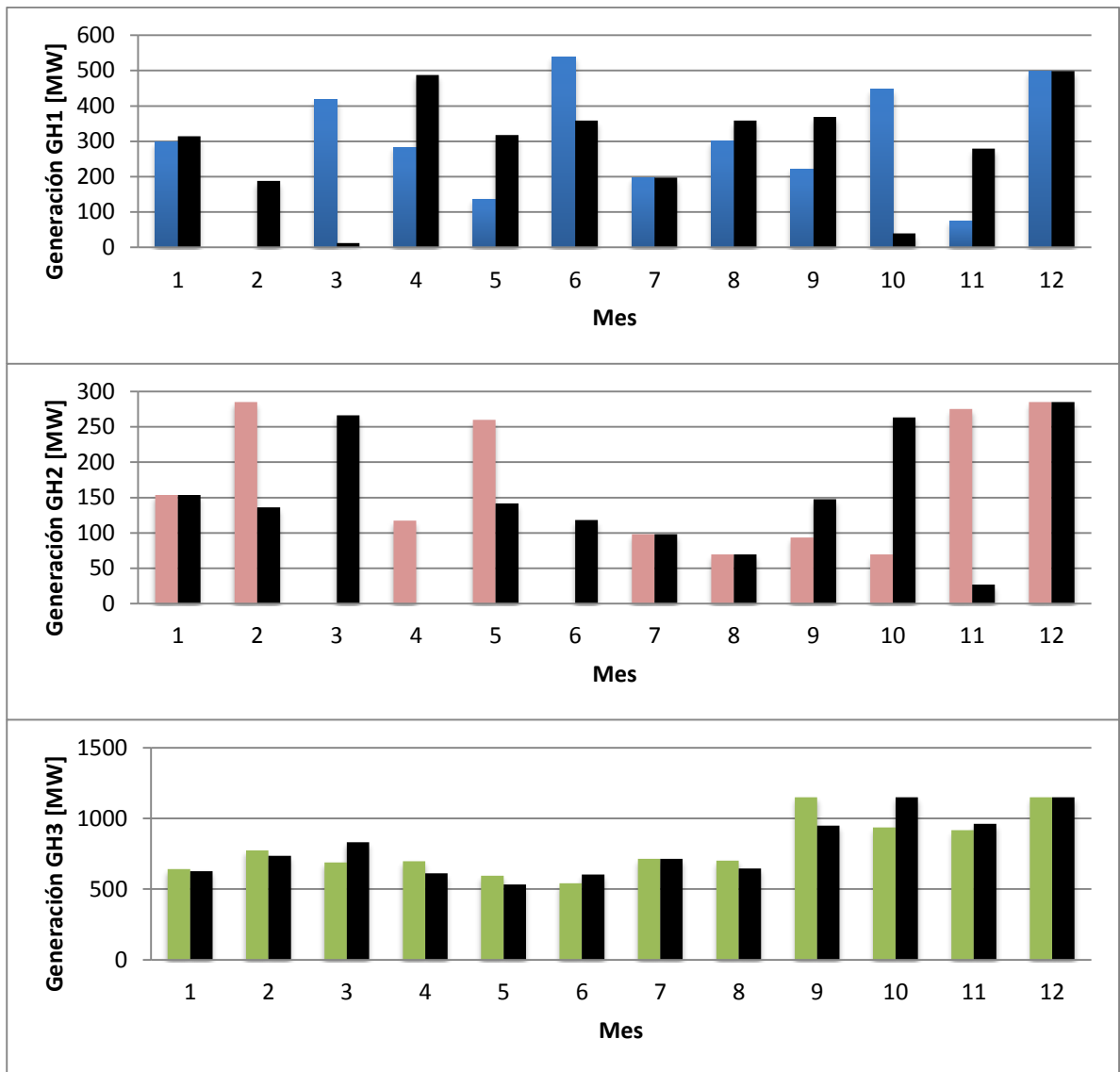


Figura 21. Ruta generación de las centrales GH1, GH2 y GH3 en la operación sin restricción de capacidad de los corredores.

En negro: rutas de generación del despacho ideal.

A pesar de que las rutas de generación entre el despacho ideal y el despacho con el sistema de transmisión sin restricción en las líneas fueron diferentes, la suma total de la generación en cada uno de los casos es la misma.

De la misma forma que fue exhibido anteriormente, a continuación son mostrados los esquemas del sistema eléctrico completo donde se encuentran los flujos de potencia a través de las líneas.

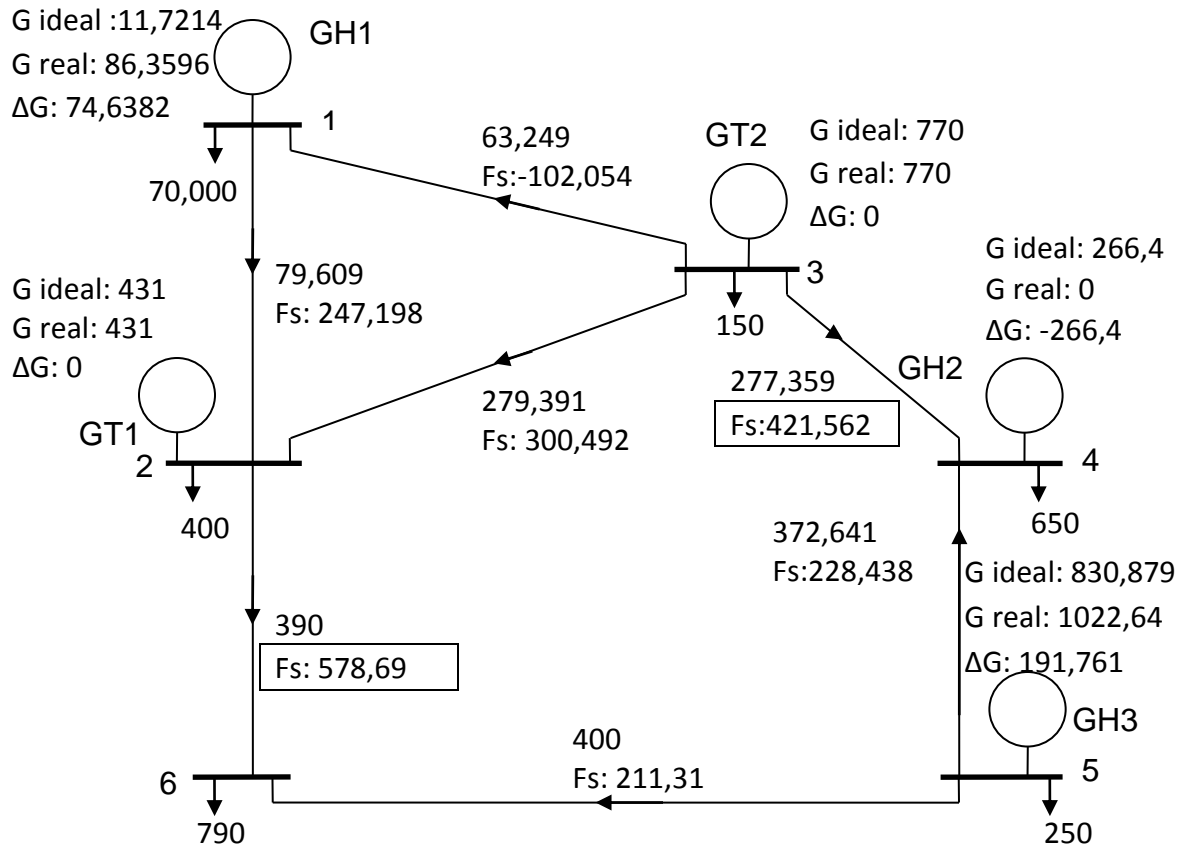


Figura 22. Operación del sistema eléctrico sin restricción de capacidad en los corredores, periodo 3.

G ideal: generación del despacho ideal [MW].

G real: generación del despacho con la red de transmisión [MW].

ΔG: cambios entre la generación del despacho ideal y el despacho con la red de transmisión [MW].

Los flujos de potencia y demandas corresponden al despacho con red de transmisión [MW].

Fs: Flujos de potencia para la operación sin restricción en la capacidad de transmisión.

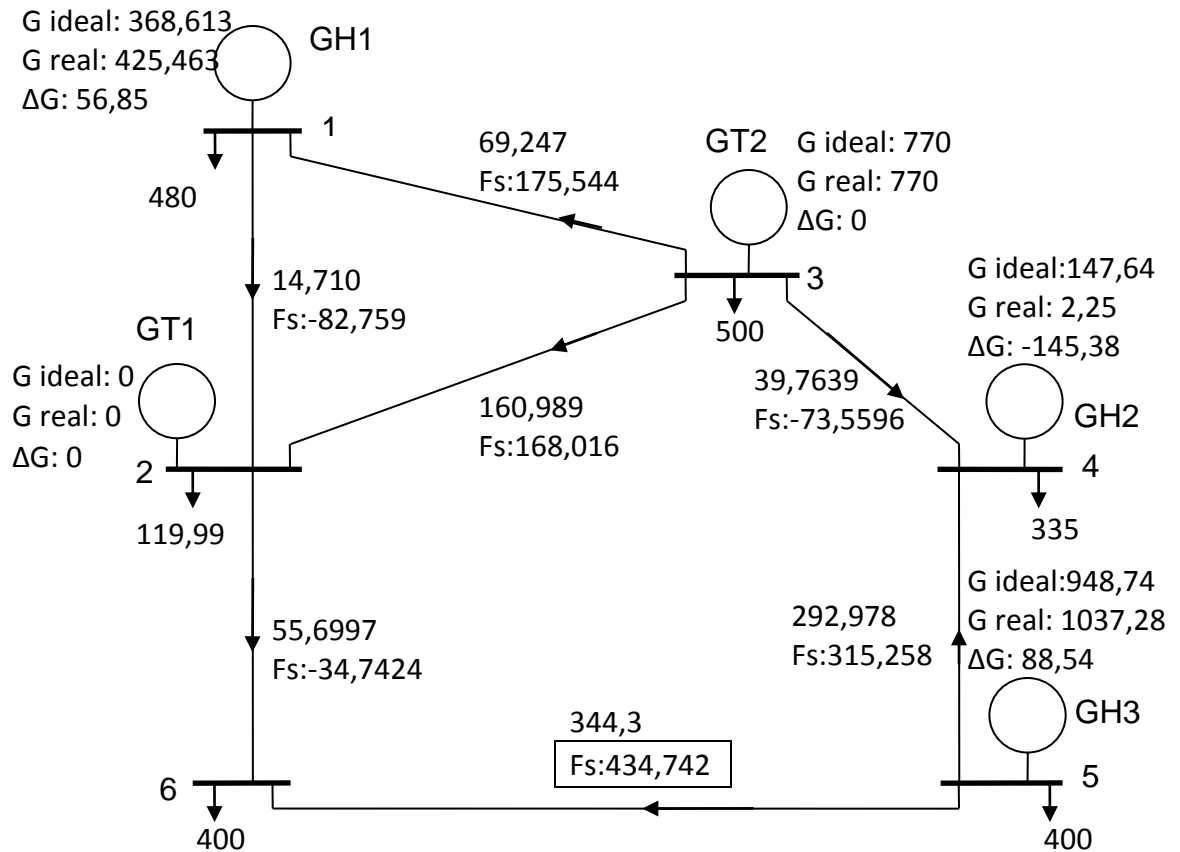


Figura 23. Operación del sistema eléctrico sin restricción de capacidad en los corredores, periodo 9.

G ideal: generación del despacho ideal [MW].

G real: generación del despacho con la red de transmisión [MW].

ΔG : cambios entre la generación del despacho ideal y el despacho con la red de transmisión [MW].

Los flujos de potencia y demandas corresponden al despacho con red de transmisión [MW].

Fs: Flujos de potencia para la operación sin restricción en la capacidad de transmisión.

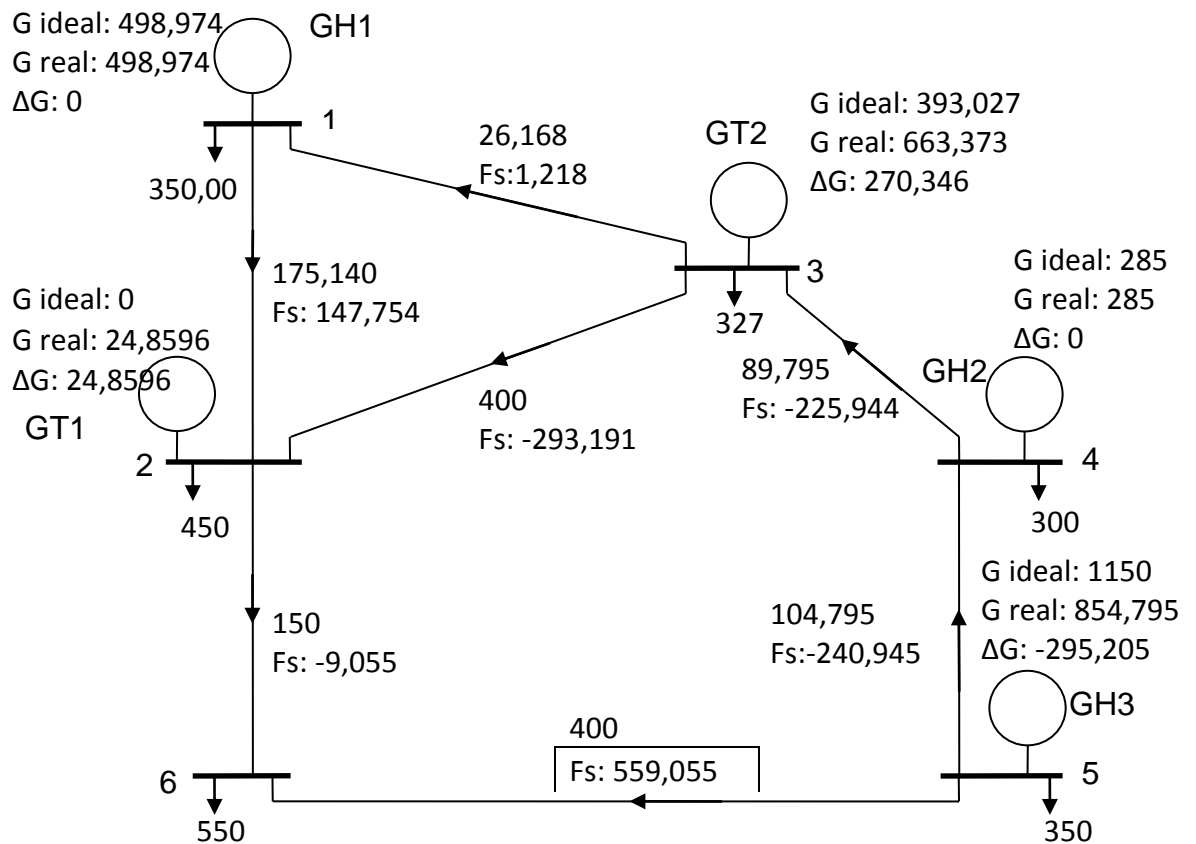


Figura 24. Operación del sistema eléctrico sin restricción de capacidad en los corredores, periodo 12.

Las figuras anteriores muestran los cambios de los flujos del despacho con el sistema de transmisión operando normalmente y el despacho que desprecia la capacidad de las líneas de transmisión. Las líneas presentan una sobre carga que oscila entre el 5% y el 40%. Para este caso, el nodo seis requiere una atención especial pues al no tener generación local y además poseer una demanda relativamente alta, obliga a los corredores L4 y L7 a sobrecargarse con mayor ocurrencia que los demás; entonces, si se desea obtener mejores resultados en cuanto al costo de la operación éstos dos corredores son los más atractivos para su modificación, ya sea aumentando el número de líneas conectadas en paralelo, o bien sea sustituyendo las líneas existentes por otras de mayor capacidad.

4.5 ESCENARIOS ALTOS Y BAJOS DE DEMANDA.

Así como la hidrología debe ser analizada desde el punto de vista de posibles cambios que puedan ocurrir con ella, lo mismo ocurre con la demanda pues ambos son fenómenos estocásticos, es decir, en cualquier momento pueden desviarse de las predicciones que se han hecho con ellas.

Para éste caso particular, han sido propuestas dos alternativas en cuanto a la demanda, una supone un escenario en donde los requerimientos de potencia del sistema son mayores, y viceversa.

tiempo\nodo	1	2	3	4	5	6
1	525	210	420	420	205	630
2	315	263	630	525	431	210
3	74	420	158	683	263	830
4	420	630	315	315	473	263
5	210	315	525	578	368	308
6	735	630	252	548	137	95
7	158	315	735	641	315	158
8	525	294	315	415	273	567
9	504	126	525	352	420	420
10	357	368	182	630	431	368
11	105	210	525	870	336	315
12	368	473	343	315	368	578

Tabla 2. Escenario alto de demanda (5% superior) [MW].

tiempo\nodo	1	2	3	4	5	6
1	475	190	380	380	185	570
2	285	238	570	475	390	190
3	67	380	143	618	238	751
4	380	570	285	285	428	238
5	190	285	475	523	333	278
6	665	570	228	496	124	86
7	143	285	665	580	285	143
8	475	266	285	375	247	513
9	456	114	475	318	380	380
10	323	333	164	570	390	333
11	95	190	475	788	304	285
12	333	428	311	285	333	523

Tabla 3. Escenario bajo de demanda (5% inferior) [MW].

En el escenario alto de demanda en el periodo 3, el nodo 6 presenta una demanda de 830 MW, la cual es superior que la capacidad de los dos corredores que le suministran potencia, generando un racionamiento de 30 MW. Debido a esto, el costo de operación es aumentado en un 21% puesto que el racionamiento es penalizado con costos mucho más elevados que los de producción de energía de las centrales térmicas.

En adición, al encontrar este tipo de situaciones como la mencionada anteriormente se obtiene una ventaja para la prevención de operaciones indeseadas; ahora es conocido con antelación un momento crítico del horizonte de planeamiento y se pueden tomar las medidas necesarias para estar preparado ante una situación inesperada en el comportamiento de la demanda.

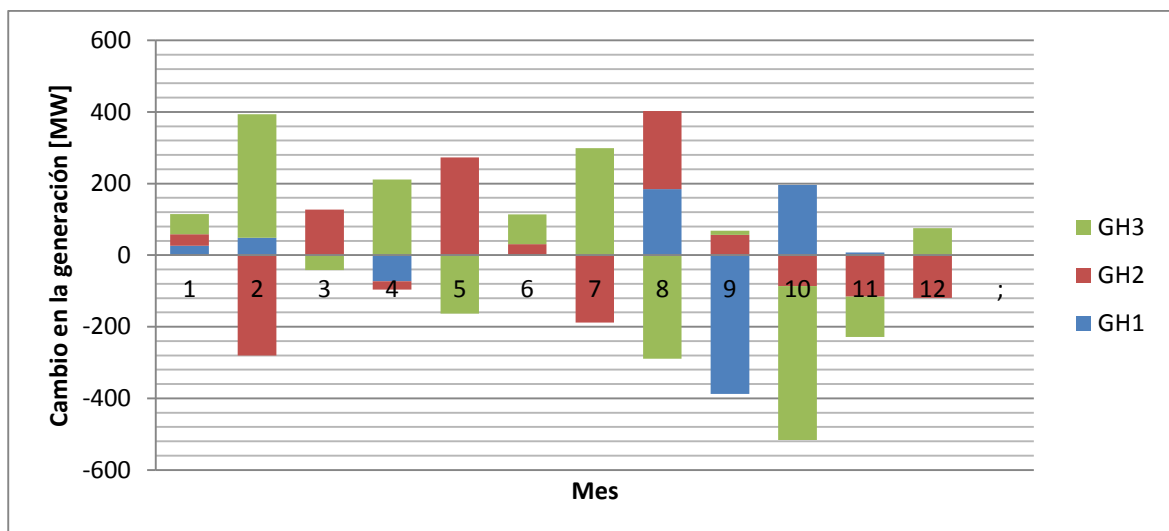


Figura 25. Cambio en la ruta de generación del despacho con escenario alto de demanda respecto del normal.

4.6 MODIFICACIONES EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LAS LINEAS.

Realizar estudios del despacho realizando leves cambios (aumentos y disminuciones) de la capacidad de las líneas de transmisión, permite establecer qué tan crítica es la operación actual del sistema mirando si aquellos cambios suponen cambios significativos en los costos de operación del sistema; aumentar

o disminuir la capacidad de las líneas puedan provocar que el sistema se vea obligado a realizar racionamientos, vertimientos, etc.

4.6.1 CAPACIDAD AUMENTADA A 420 MW.

Al permitir a los corredores transportar 420 MW individualmente, los resultados muestran un descongestionamiento del sistema en casi todos los periodos de la operación, excepto en el periodo 12 en el cual el corredor L7 continúa trabajando a máxima capacidad.

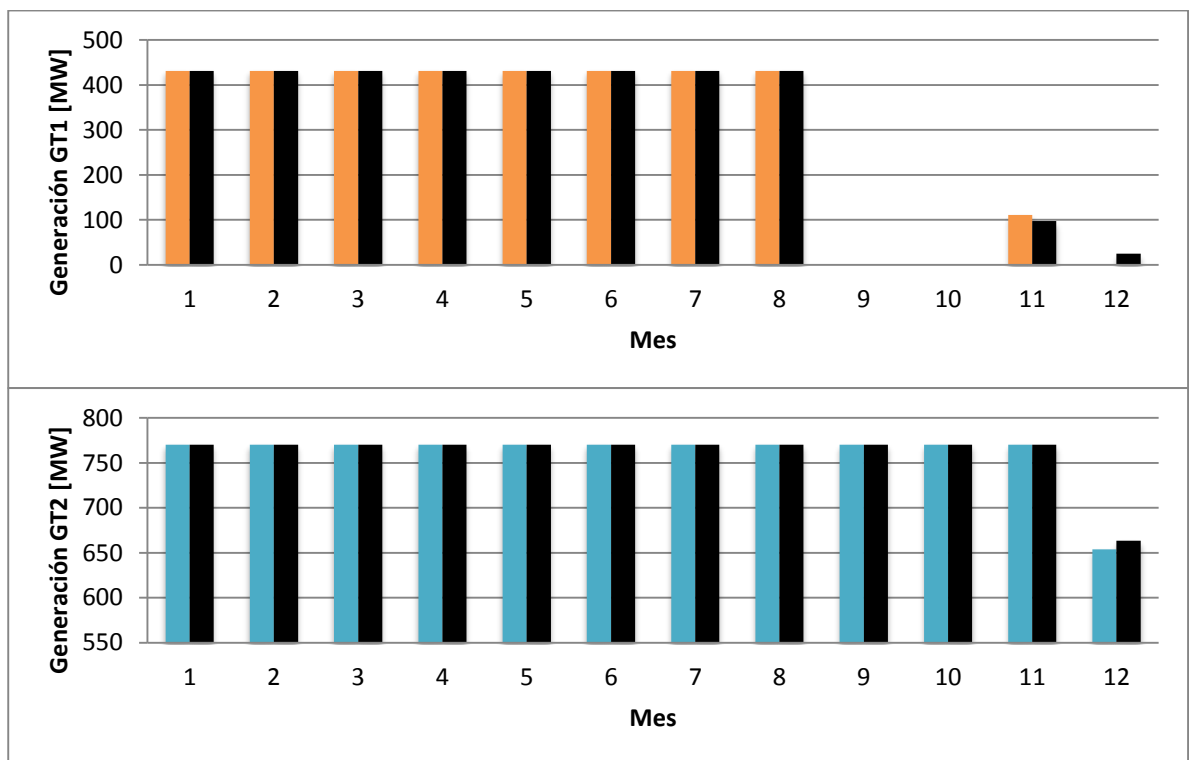


Figura 26. Ruta de generación de los generadores GT1 y GT2 en el despacho con líneas de transmisión de 420 MW.

Las rutas de los generadores son muy similares respecto de las obtenidas con las líneas trabajando a 400 MW (líneas en negro). Esto se traduce en una economía del 1% en el costo de operación del sistema, que representa una ganancia poco significativa si se deseara aumentar la capacidad de los corredores del sistema.

4.6.2 CAPACIDAD DISMINUIDA A 380 MW.

El hecho más significativo de reducir la capacidad de transmisión de las líneas a 380 MW recae en la existencia de un racionamiento de 30 MW en el nodo 6 periodo 3; la ocurrencia de éste racionamiento se debe a que la suma total de los corredores que alimentan el nodo 6 (360 MW) es menor que la demanda que éste presenta en el periodo 3 (790 MW). Nuevamente existen problemas de operación que involucran al nodo 6, afirmando el hecho de que deben ser evaluadas propuestas de inversión para mejorar la confiabilidad del sistema.

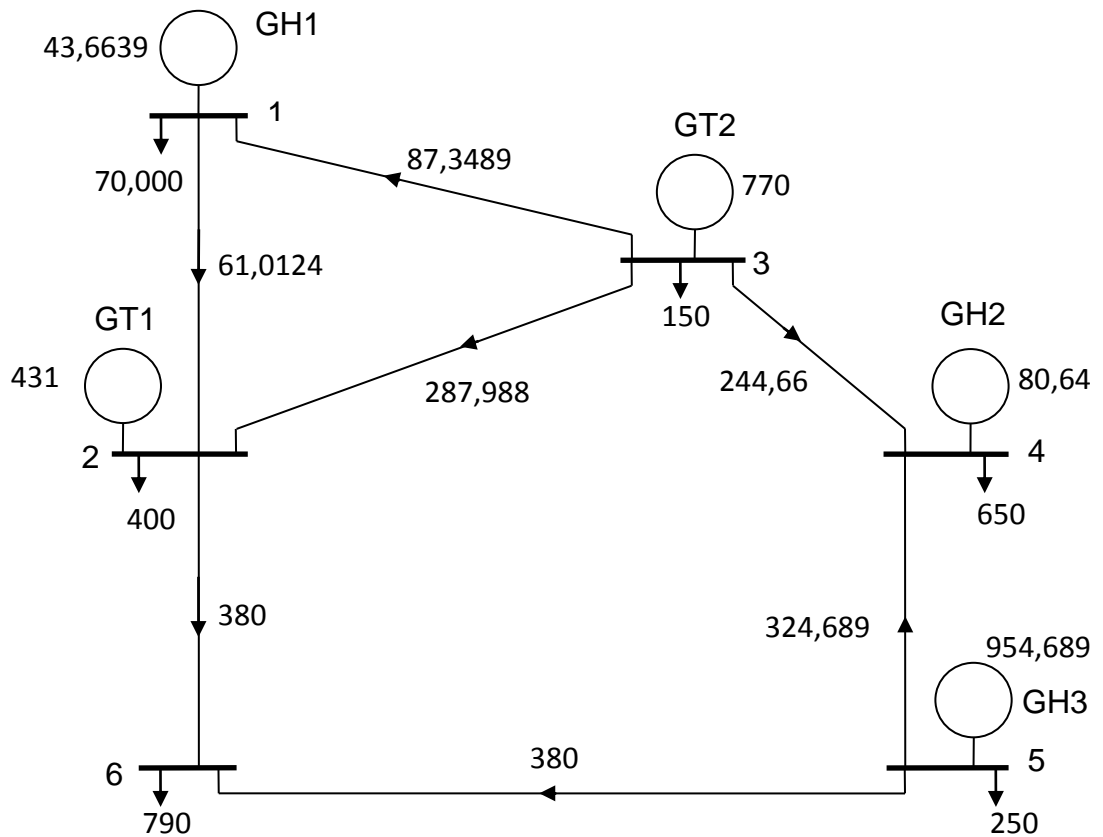


Figura 27. Operación del sistema eléctrico en el periodo de estudio 3 con líneas de transmisión de 380 MW. (Todos los valores en MW).

El racionamiento presente en el nodo 6 genera una penalización económica en el costo de operación, ya que es un evento no deseado. Con esto, el costo de operación total aumenta un 2%.

4.7 ESCENARIOS DE HIDROLOGIA.

Para fortalecer la confiabilidad del sistema en cuanto a la operación es necesario realizar múltiples despachos que involucren cambios en las afluencias de los ríos que alimentan los embalses, ya sea que simulen escenarios altos de hidrología (periodos invernales más pronunciados), o por el contrario escenarios de baja hidrología (periodos de sequía más pronunciados).

Esta evaluación fue realizada a través de diez series hidrológicas que contienen información diferente para cada uno de los tres ríos que alimentan sus respectivos embalses.

4.7.1 SERIE HIDROLOGICA 6

De todas las afluencias del problema, las pertenecientes a la serie hidrológica 6 representan el periodo invernal más pronunciado. Algunos resultados se muestran a continuación.

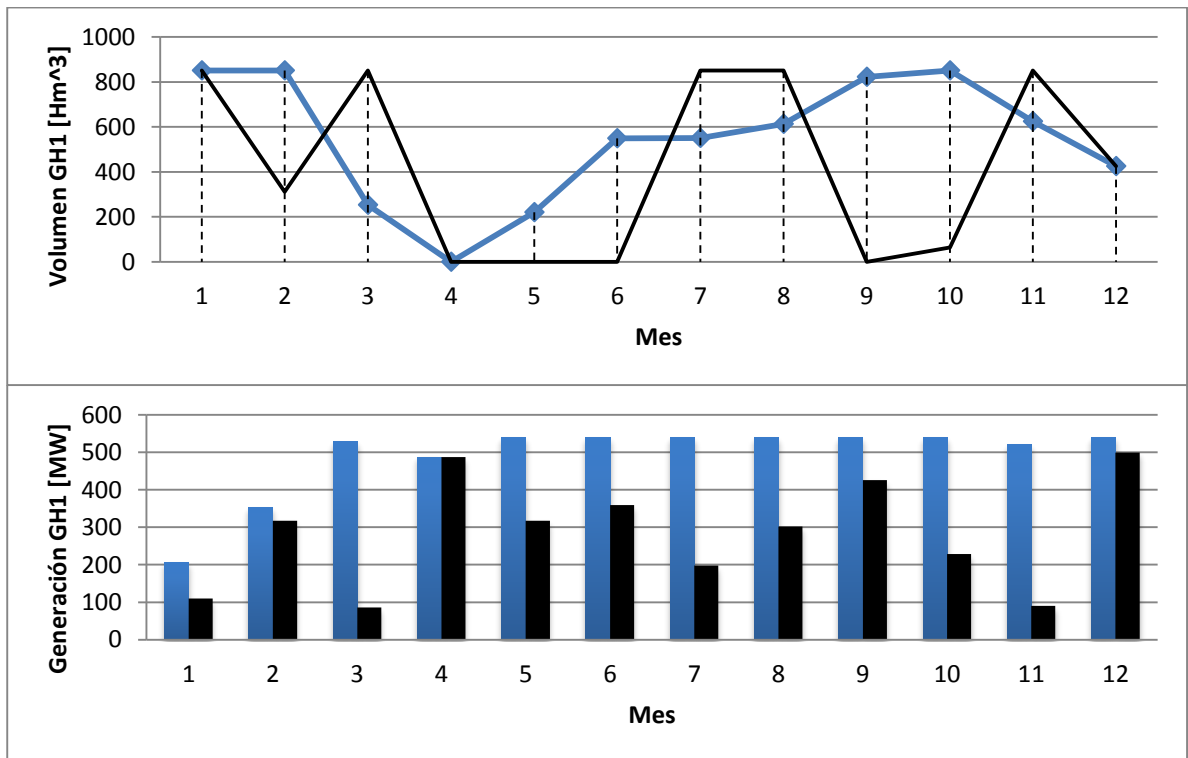


Figura 28. Rutas de almacenamiento y generación de GH1 ante la serie hidrológica 6.

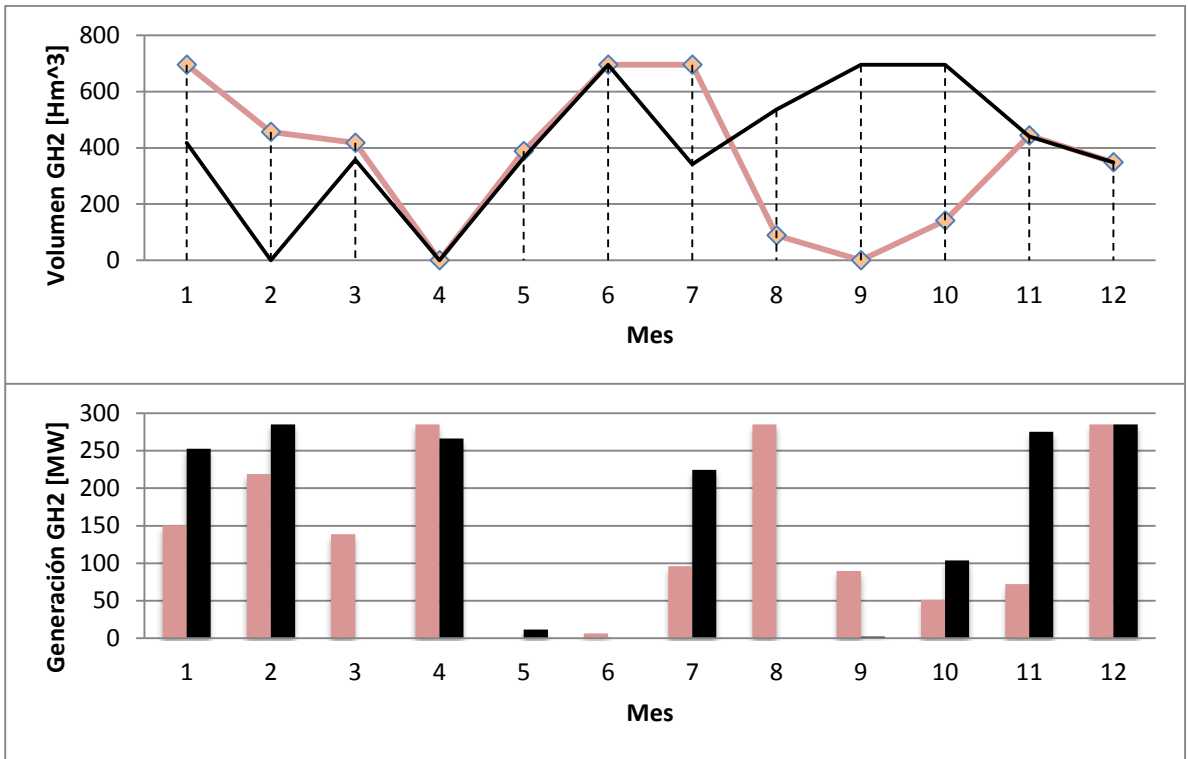


Figura 29. Rutas de almacenamiento y generación de GH2 ante la serie hidrológica 6.

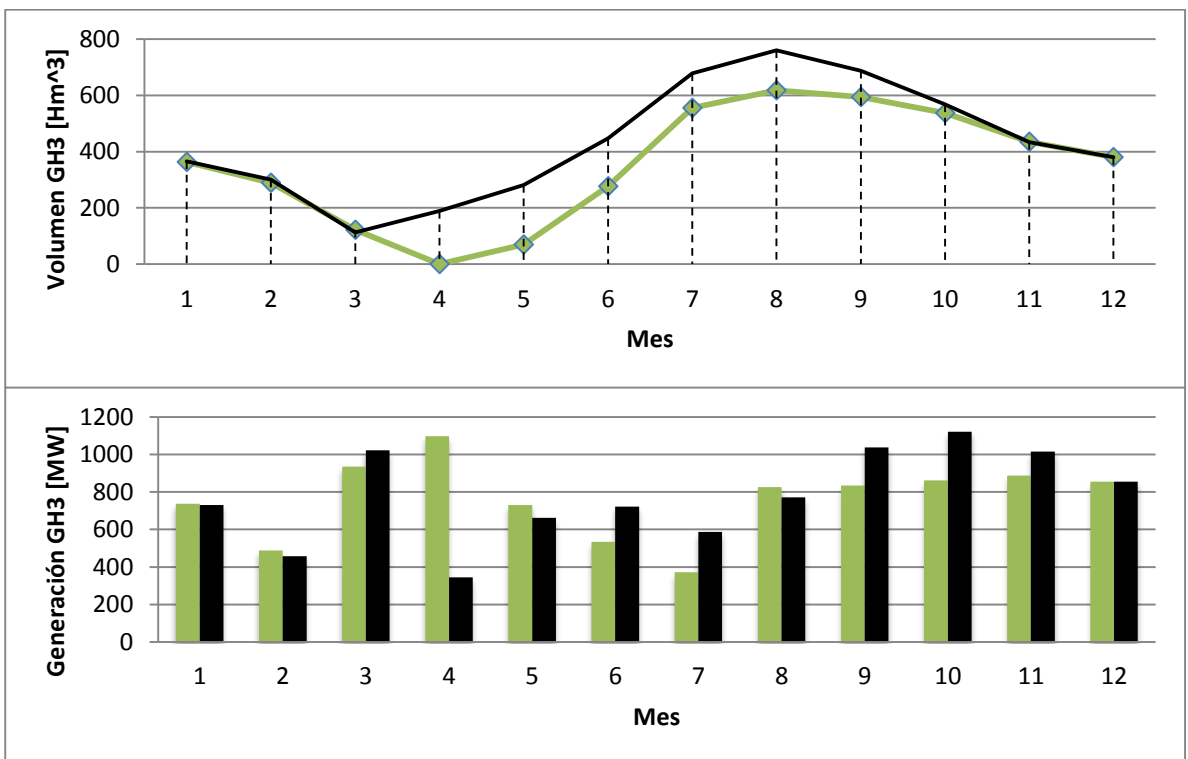


Figura 30. Rutas de almacenamiento y generación de GH3 ante la serie hidrológica 6.

En negro: ruta de almacenamiento del despacho con red de transmisión normal.

Para los generadores hidráulicos, el que mayores cambios en la generación presenta es GH1, ya que la afluencia que alimenta su embalse es considerablemente mayor que las de los otros generadores; esto implica que sea éste generador el que trabaje constantemente a su máxima capacidad, y dada su cercanía respecto de los generadores térmicos puede contribuir a la obtención de una operación más económica.

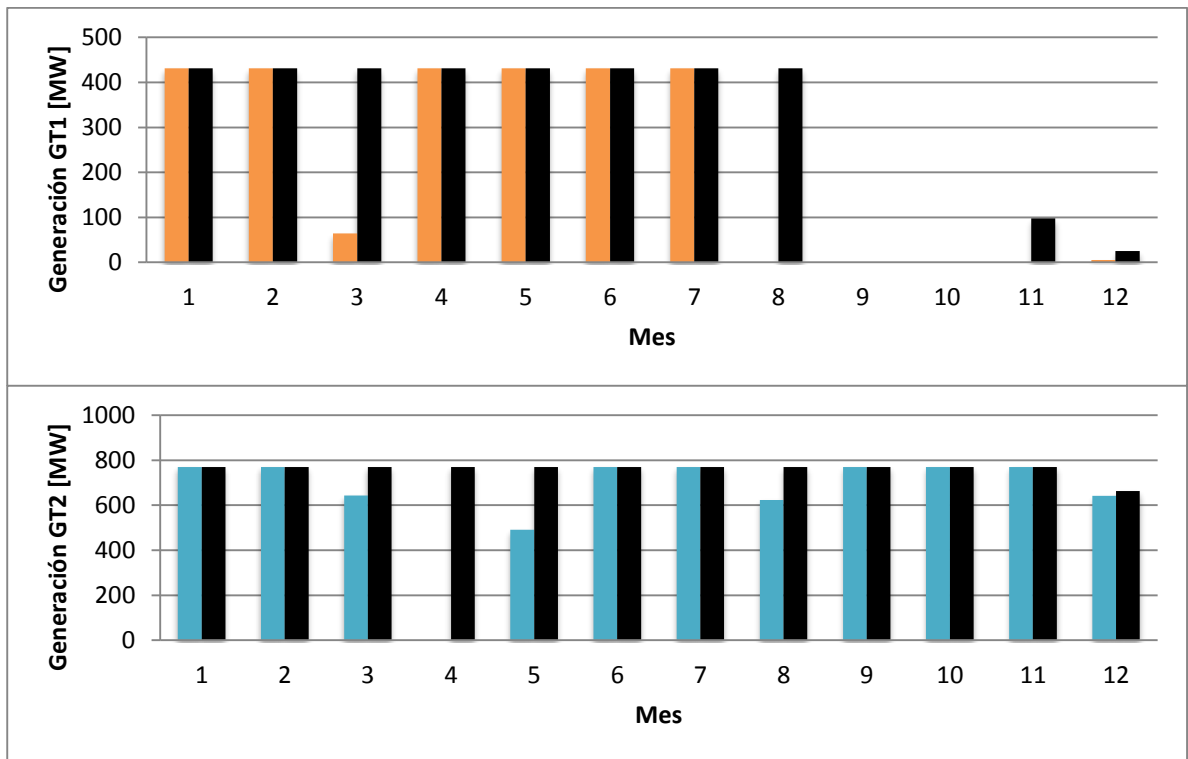


Figura 31. Rutas de generación de GT1 y GT2 ante la serie hidrológica 6.

En negro: ruta de generación térmica con red de transmisión normal.

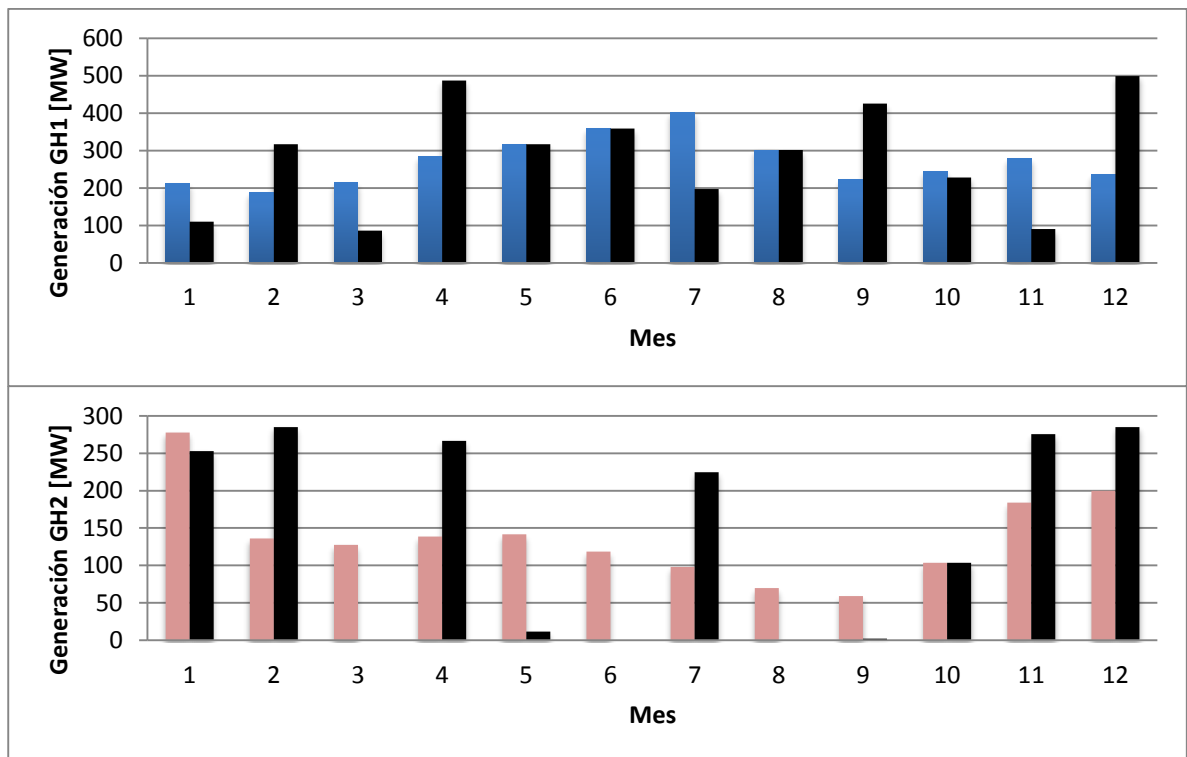
Durante el despacho de los generadores térmicos, la contribución de la alta hidrología genera una reducción importante del uso de recursos, sobre todo en las últimas etapas de trabajo donde los costos de producción son más elevados en todo el tiempo de trabajo. Dado que el generador GT1 es el que presenta costos más elevados de la producción en los periodos finales del proceso, es éste el que presenta mayores reducciones en cuanto a la generación entregada; de la misma

forma, al ser más costosa la producción de energía en los periodos iniciales por parte del generador GT2, la reducción del uso de recursos es más significativa en los periodos mencionadas. La operación para este caso fue un 22% más económica respecto de la operación normal.

Cabe mencionar que en éste análisis existe la presencia de un vertimiento de aguas por parte del generador GH1 en el periodo 5, debido a que el generador ya trabaja al máximo de su capacidad.

4.8 OPERACIÓN SIN CONSIDERAR EMBALSE

Para realizar el despacho de los generadores operando como unidades que no pueden almacenar ni usar agua del embalse, es necesario obligar a cada uno de los embalses mantener el volumen de agua constante durante todo el periodo de estudio.



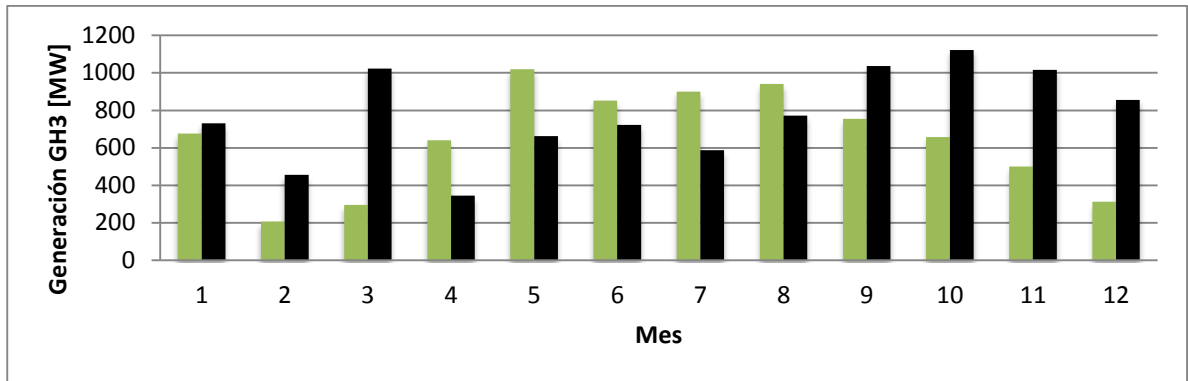


Figura 32. Rutas de generación de GH1, GH2 y GH3 en la operación sin considerar el embalse.

En negro: ruta de generación térmica con red de transmisión normal.

Como los generadores hidroeléctricos no tienen capacidad de almacenar o gastar agua, las rutas de generación de éstos tienen un comportamiento similar al de la hidrología, haciendo uso de toda el agua proveniente de los ríos.

Es posible que en un momento determinado del estudio el agua que llega a uno de los embalses posea un caudal superior al nominal con el que trabajan las turbinas, lo que obligaría a la central a desperdiciar agua por el vertedero, produciendo pérdidas económicas.

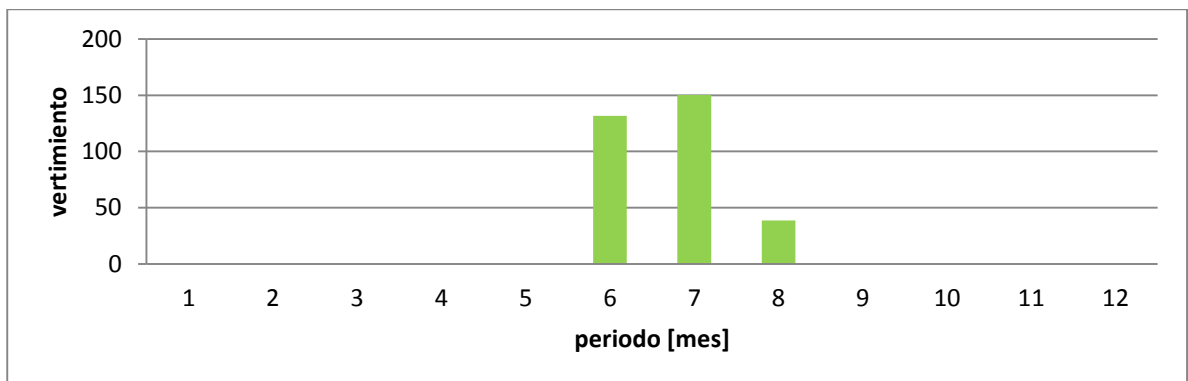


Figura 33. Vertimiento de la central GH3 en la operación sin considerar embalse.

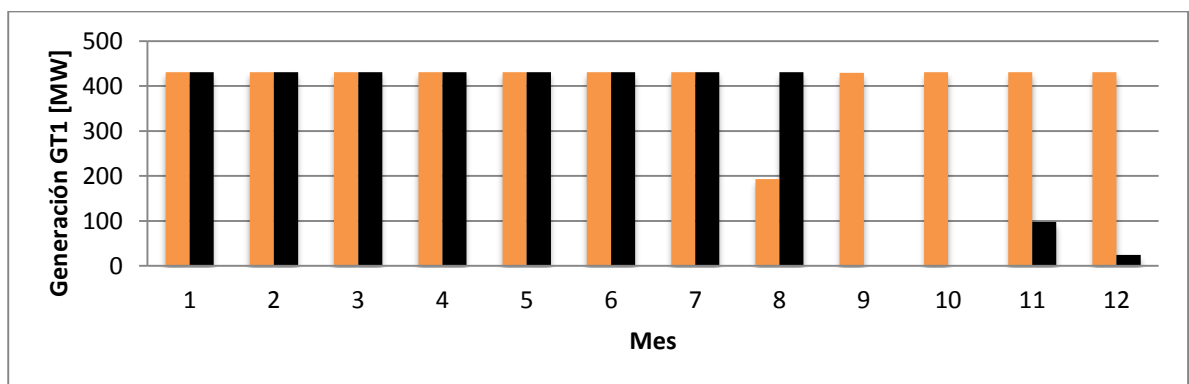
También es posible que las necesidades de generación de una central hidroeléctrica sean satisfechas con una cantidad de agua menor que la que proviene de los ríos, dejando correr el excedente de agua por los vertederos

asumiendo pérdidas de economía en la operación. La figura muestra el vertimiento que debió realizarse en el generador hidroeléctrico GH3 durante los periodos de estudio 6, 7, 8. Éste suceso también se apoya en el hecho que durante los periodos mencionados las afluencias de los ríos corresponden a las del periodo invernal.

Otra situación que modifica el costo de la operación de las centrales cuando no usan el embalse es la insuficiencia de recursos hídricos para atender la demanda en un periodo de estudio determinado. Debido a que sólo son usados los recursos que provienen de los ríos, la generación de energía eléctrica es menor que la demanda, sumado a esto, la red de transmisión puede impedir que las centrales contribuyan entre sí para aumentar la entrega de energía eléctrica en un nodo determinado. A continuación, es presentada una tabla que muestra los múltiples racionamientos ocurridos en la operación del sistema.

tiempo\nodo	1	2	3	4	5	6
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	118,862	410	0
3	0	0	0	0	100,885	368,979
4	0	0	0	0	35,453	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	16,9684	0	0	0
11	0	0	0	28,3468	0	55,7491
12	0	0	0	29,463	350	0

Tabla 4. Racionamiento en la operación sin considerar embalse [MW].



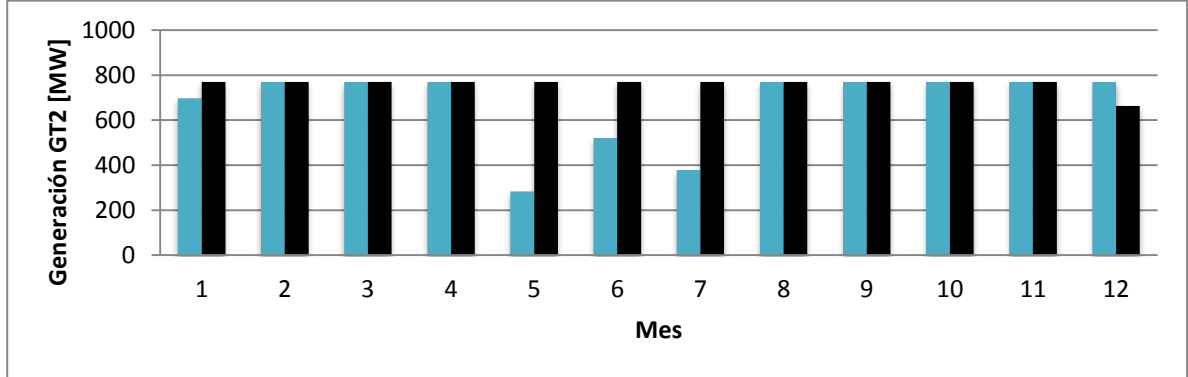


Figura 34. Rutas de generación de GT1 y GT2 en la sin considerar embalse [MW].

En negro: ruta de generación térmica con red de transmisión normal.

El cambio de la ruta de generación que presenta el generador GT2 durante los periodos de estudio 5, 6 y 7 muestra que el uso total del agua que proviene de los ríos para la generación hidroeléctrica es mayor que en la operación normal del sistema (con uso del embalse), lo que redujo la cantidad de energía entregada por parte de la central termoeléctrica GT2.

En el caso del generador GT1 dado que los recursos hídricos usados son menores respecto de la operación normal (con uso del embalse), los periodos de estudio 9, 10, 11 y 12 presentan una mayor intervención en la generación de energía del generador termoeléctrico GT1.

Los cambios producidos en la generación de energía en las centrales termoeléctricas, junto a los diferentes racionamientos presentados durante los periodos de estudio, significaron un aumento del costo de operación del 165%. Este resultado exhibe la importancia que poseen los embalses en el despacho hidrotérmico, ya que permiten controlar el uso del agua en cualquier momento y de esta forma, controlar la generación de las centrales hidroeléctricas. De la misma forma, dado que la demanda no posee el mismo comportamiento que las afluencias de los ríos, los embalses sirven de enlace para reducir las diferencias presentes en dichos comportamientos. Por el contrario, si los resultados obtenidos con la operación filo de agua permitieran una operación correcta del sistema, la operación del sistema usando el embalse sería innecesaria y la inversión realizada para su construcción sería considerada como pérdidas económicas.

4.9 OPERACIÓN SIN META DE GENERACION.

A diferencia del despacho con operación normal del sistema de transmisión, en éste caso el nivel de almacenamiento en el último periodo del estudio no está definido, permitiendo que el proceso de optimización decida la ubicación de éstos niveles para la operación óptima y económica del sistema.

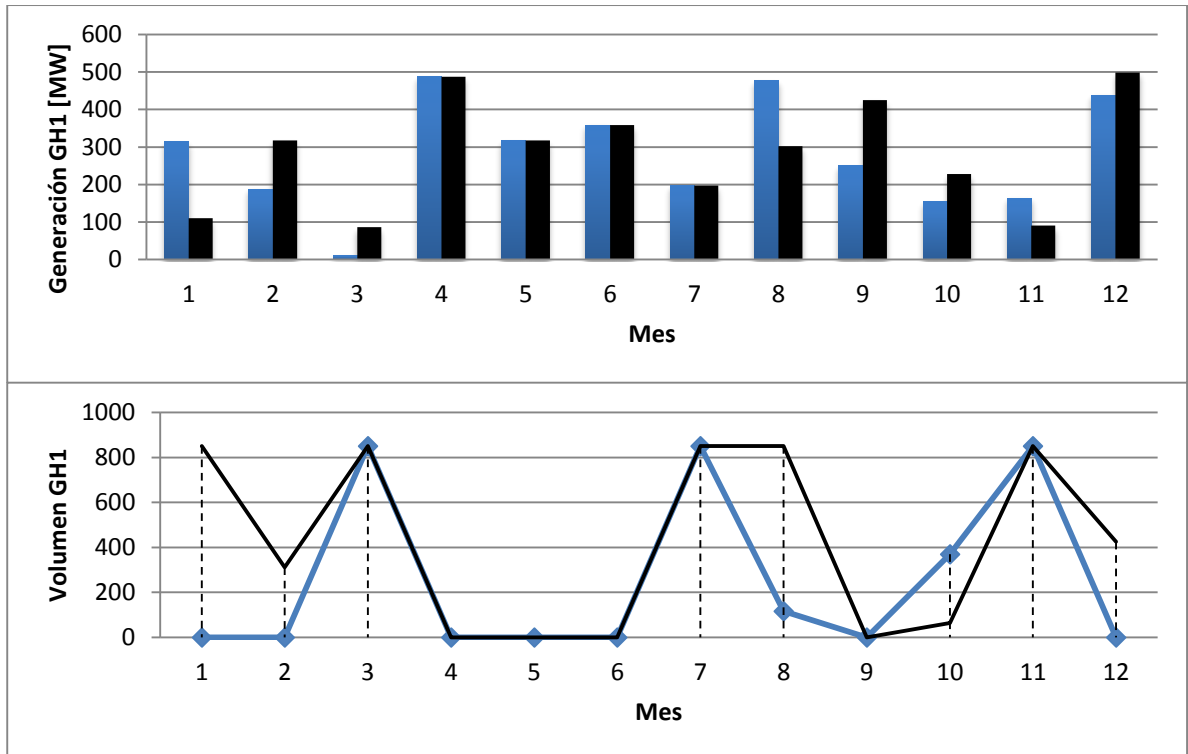
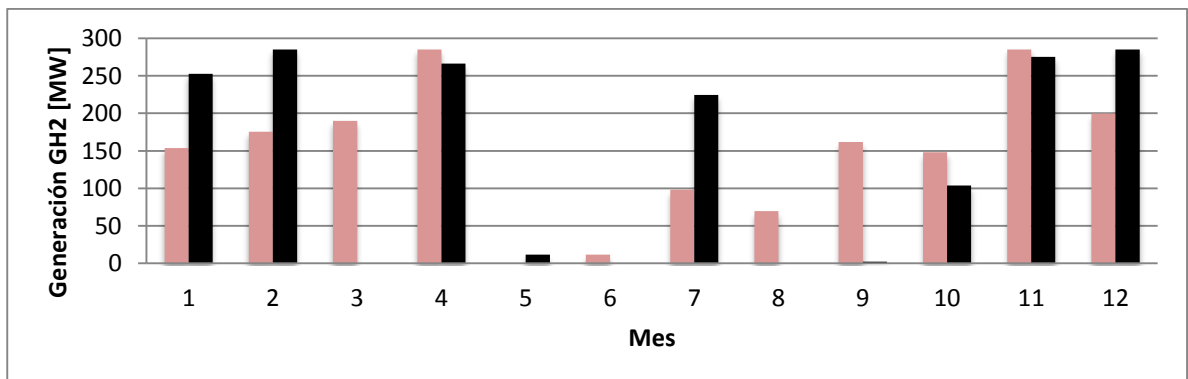


Figura 35. Rutas de generación y almacenamiento de GH1 en la operación sin meta de generación.



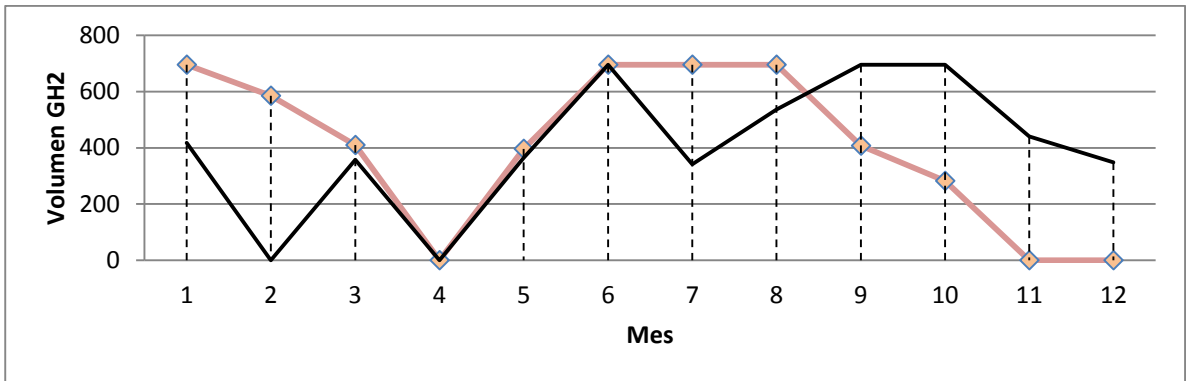


Figura 36. Rutas de generación y almacenamiento de GH2 en la operación sin meta de generación.

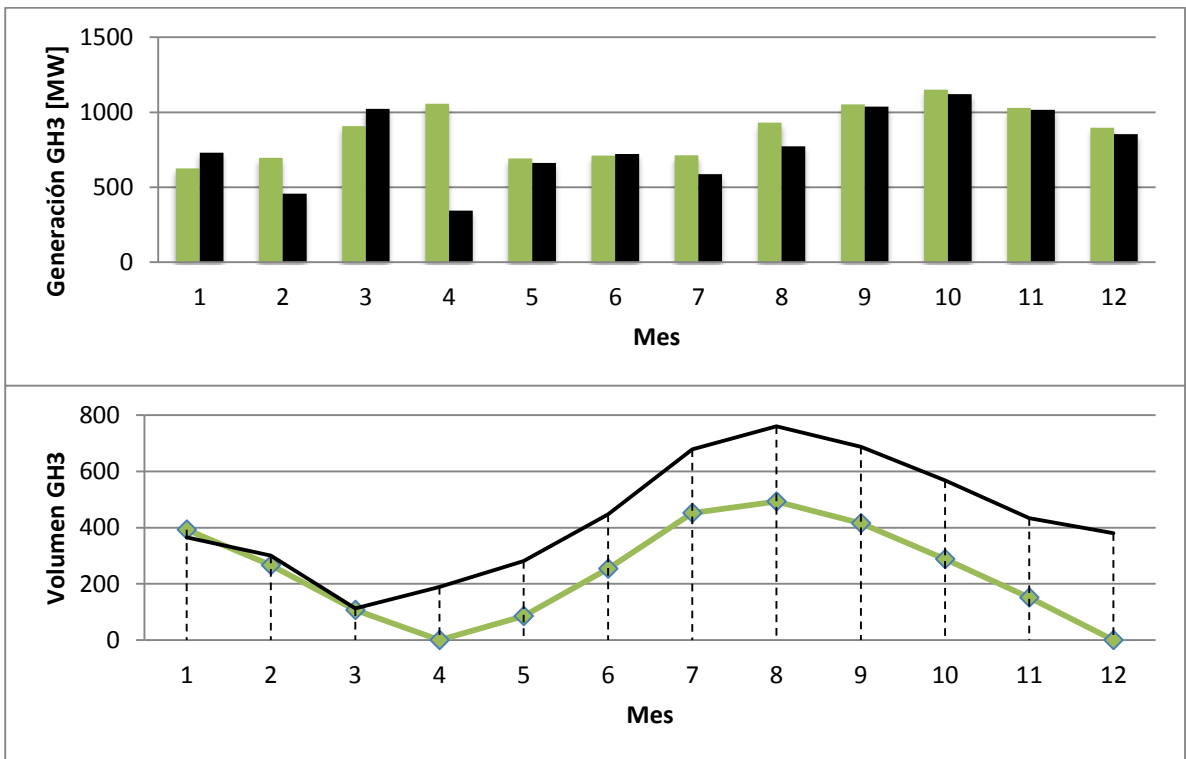


Figura 37. Rutas de generación y almacenamiento de GH3 en la operación sin meta de generación.

En negro: ruta de generación térmica con red de transmisión normal.

Las rutas de almacenamiento de los embalses de las centrales muestran que la decisión del proceso de optimización es la de dejar vacíos los embalses en el último periodo del estudio; esta situación no es deseada para el funcionamiento correcto de los embalses, puesto que en el largo plazo la operación de los sistemas continúan y existen riesgos de que ocurran operaciones no deseadas.

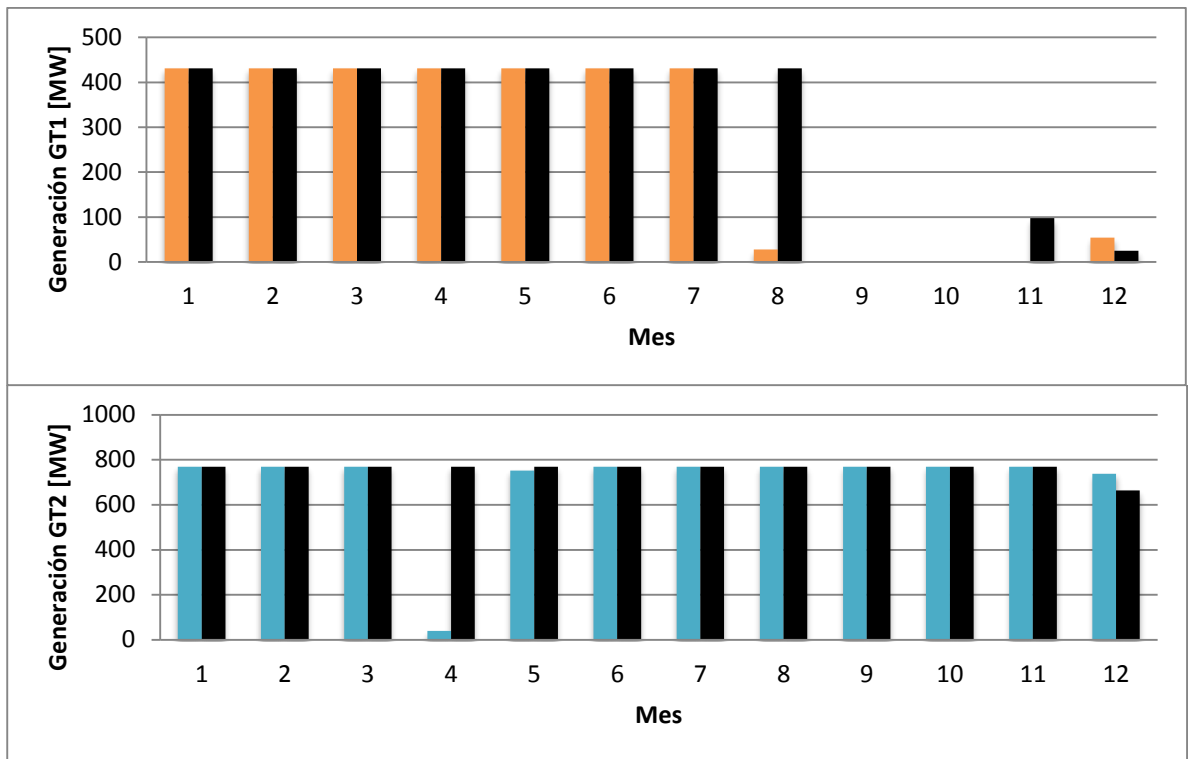


Figura 38. Rutas de generación de GT1 y GT2 en la operación sin meta de generación.

Las rutas de generación de las centrales termoeléctricas muestran una reducción del aporte de energía, entregando una economía del 13%.

4.10 CONTINGENCIA N-1.

Dentro de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos, es necesario simular instantes en los que ocurren fallas y observar el comportamiento del sistema. Con este tipo de análisis es posible identificar puntos específicos que presentan mayor sensibilidad ante dichos cambios, y así conocer los lugares en los que deban considerarse el fortalecimiento de los elementos que conforman el sistema eléctrico.

Las contingencias n-1 corresponden a la salida individual de cada uno de los corredores del sistema de transmisión. Por cada salida de un corredor, se realiza un despacho para observar el comportamiento en la atención de la demanda.

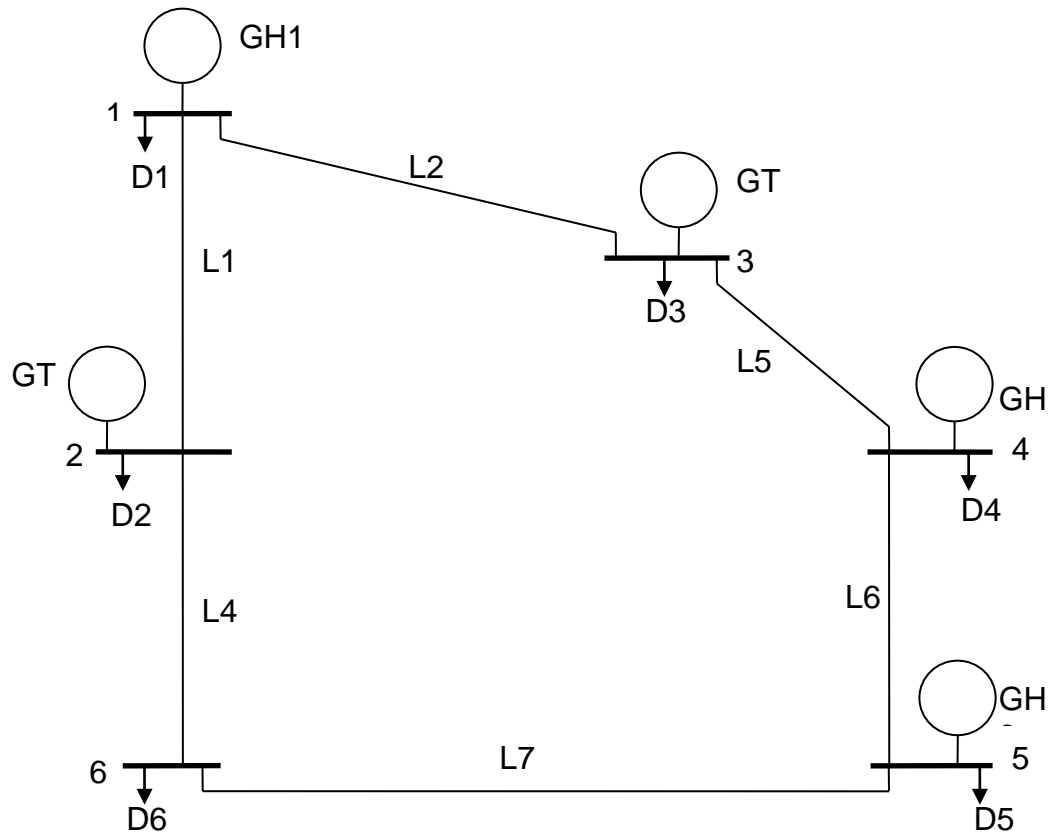


Figura 39. Representación de una contingencia en el corredor L3.

La figura muestra el momento que simula una falla en el corredor L3. En este caso el sistema modificado no presenta inconveniente en la operación, puesto que la ubicación del corredor tiene como principal objetivo mejorar la confiabilidad del sistema. Éste hecho es apoyado en las rutas de generación.

La contingencia obliga al modelo a realizar el redespacho de generación, donde el costo total de la operación aumenta en 1% respecto de la operación normal del sistema. Nuevamente, gracias a que éste corredor es usado para mejorar la confiabilidad la operación no sufre cambios significativos.

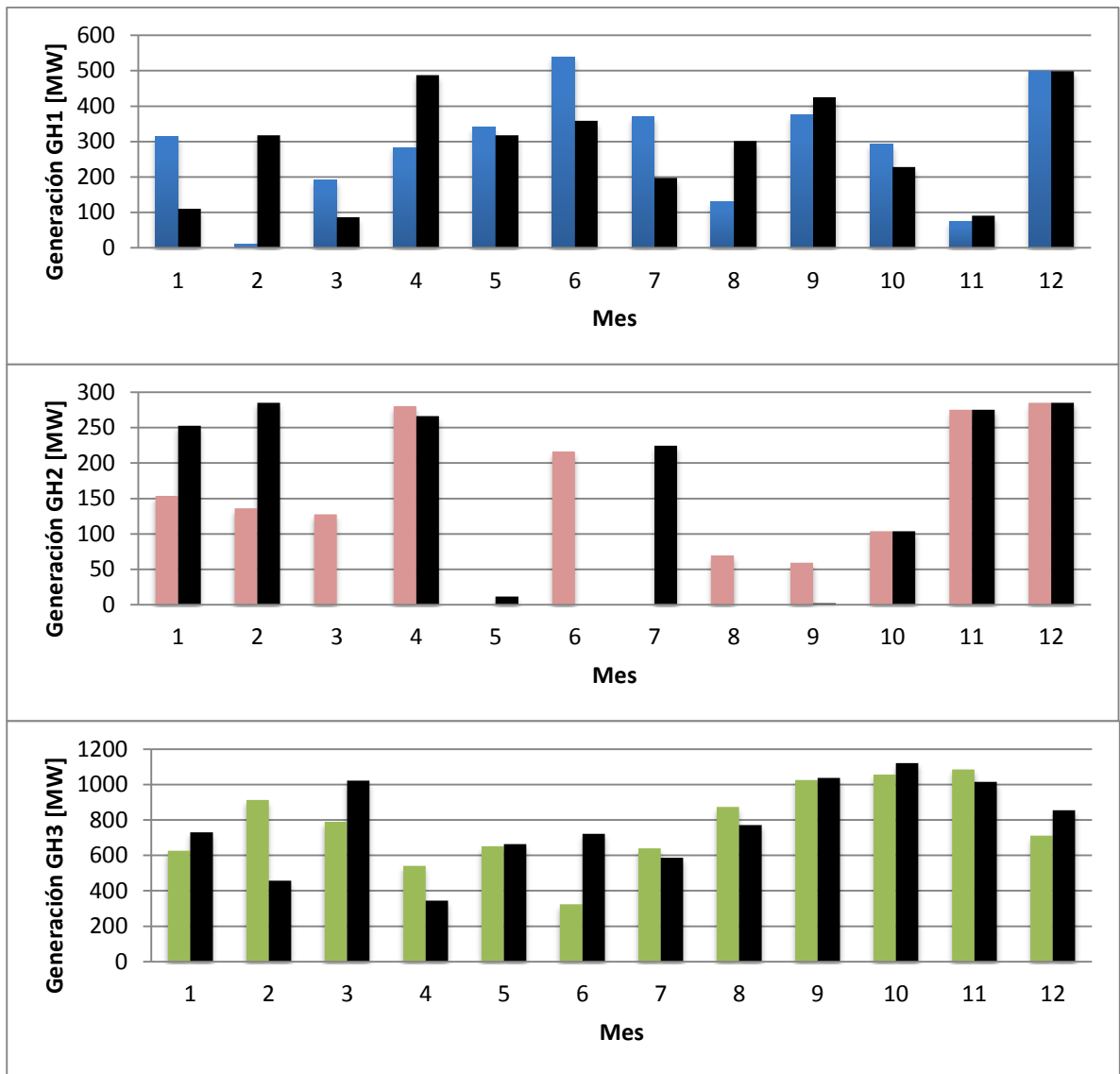


Figura 40. Rutas de generación de GH1, GH2 y GH3 ante una contingencia en el corredor L3.

Quando las contingencias se presentan alrededor del generador GH2 (corredores L5 y L6), existen racionamientos de energía en el nodo 4. En este caso, la capacidad de generación del generador GH2 no es suficiente para atender la demanda del nodo mencionado, además, sólo está siendo alimentado por un corredor cuya capacidad de transmisión es limitada. El racionamiento ocurre en el periodo de estudio 11 (144 MW en el nodo 4). El costo de operación presenta un aumento del 28%.

Cuando la contingencia ocurre en L6 el generador GH3 es limitado para generar cantidades importantes de energía eléctrica, gracias a que sólo dispone de un corredor de transmisión para el envío de energía, que también obligó al vertimiento de aguas sin generar energía; puede decirse entonces que las fallas pueden obligar a las centrales tanto al aumento como a la disminución de la capacidad de entregar energía.

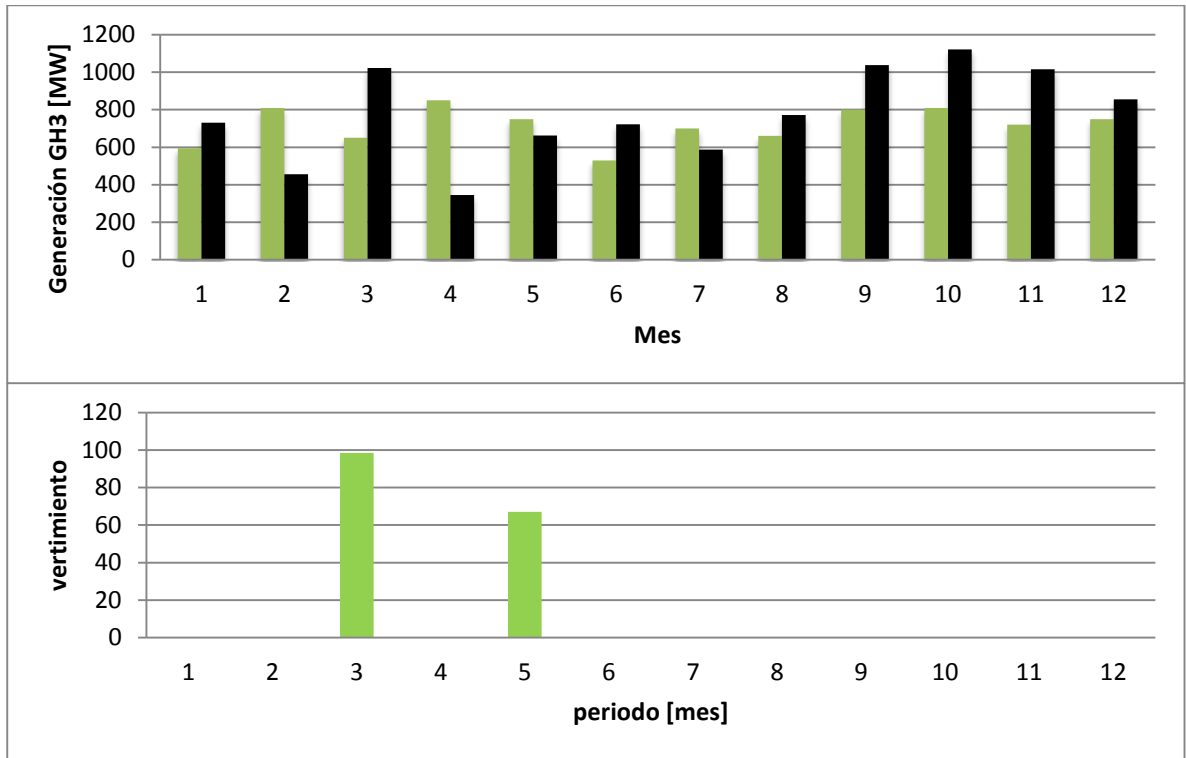


Figura 41. Rutas de generación y vertimiento del generador GH3 ante una contingencia en L5.

Las contingencias en los corredores L4 y L7 representan un caso crítico en la operación del sistema. El nodo 6, al no poseer generación localizada depende del envío de los generadores en los nodos adyacentes, pero debido a las contingencias sólo dispone de uno de los corredores para atender la demanda, que constantemente es superior a la capacidad del corredor de transmisión (400 MW).

Periodo [mes]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Racionamiento [MW]	200	0	390	0	0	0	0	140	0	0	0	150

Figura 42. Racionamiento del sistema eléctrico ante contingencias en L4 y L7, nodo 6.

En este caso el costo de la operación presenta un aumento del 76% para la falla en L4, y 88% para la falla en L7.

Del análisis realizado en las diferentes contingencias, puede decirse que el sistema tiene un punto sensible en el nodo 6, donde la demanda presente allí es muy alta para no tener un generador localizado allí; es por esto, que los corredores de transmisión que lo alimentan (L4 y L7) deben permanecer en operación continua en todo momento para que la operación no presente situaciones de riesgo elevado.

CONCLUSIONES.

1. Fue determinado el estado del arte referente al despacho hidrotérmico, donde las propuestas establecen a los métodos de optimización como los llamados a la solución del problema. La localización de las propuestas es mayor en países con gran cantidad de recursos hídricos disponibles.
2. El sistema eléctrico propuesto permitió realizar los análisis correspondientes al despacho hidrotérmico junto con el sistema de transmisión. Además, sirve como base de trabajo para trabajos realizados en el futuro.
3. El uso del lenguaje de programación AMPL junto con el *solver* CPLEX permitió la implementación del despacho hidrotérmico considerando el sistema de transmisión, y de la misma forma, al reducir la complejidad de los códigos de programación fue posible la realización de una buena cantidad de análisis posteriores.
4. El despacho hidrotérmico en nodo único permite tener una visión de la capacidad del parque generador para atender una demanda determinada. Al involucrarse el sistema de transmisión la dificultad adicionada del transporte de la energía, obliga al modelo matemático a realizar el despacho de generación, aumentando los costos de la operación.
5. El análisis del sistema de transmisión donde las líneas no tienen restricción en el flujo de potencia permitió conocer puntos del sistema en donde es atractivo considerar modificaciones en los corredores, que pueden significar operaciones más económicas. También fue posible establecer una solución óptima alternativa que permite una operación económica del despacho ideal que no fue determinada en su análisis correspondiente.
6. Los cambios de las afluencias de los ríos son determinantes en la operación del sistema. El sistema eléctrico debe ser evaluado con cada uno de los escenarios de los ríos para definir el riesgo de la operación en términos de la capacidad de generación en las centrales hidroeléctricas. A mayor afluencia menor es el costo de la operación.
7. El proceso de optimización permitió verificar la operación de las centrales hidroeléctricas, en donde en las estaciones de sequía aumenta la

generación de energía, para que en las estaciones de lluvia los embalses se encuentren vacíos.

8. La operación sin considerar embalse de agua permitió conocer la importancia del embalse en las centrales hidroeléctricas, pues en este caso los procesos de optimización tienen un manejo más restringido sobre la cantidad de energía a generar; éste resultado es apoyado en el hecho de que la operación en filo de agua obligó a la realización de vertimientos y racionamientos de energía, los cuales aumentaron en gran manera los costos de la operación.
9. La operación sin meta de generación genera una solución económica, con la consecuencia de dejar desocupados los embalses de las centrales hidroeléctricas generando riesgos en la operación futura, puesto que ante cualquier necesidad inmediata de entregar energía encarece la operación (mayor intervención de las centrales termoeléctricas) o produce racionamientos de energía.
10. El estudio de las contingencias en un sistema eléctrico permite conocer los lugares y los instantes de tiempo más sensibles ante la presencia de una falla, lo que supone una ventaja en la preparación del sistema para la atención de dichos eventos.

TRABAJOS FUTUROS.

El uso de herramientas como el lenguaje de programación AMPL tiene la ventaja de reducir la complejidad del planteamiento de los modelos matemáticos, pero a la hora de la solución de sistemas de gran tamaño los tiempos de solución no son de gran efectividad. Por ello, puede ser de gran utilidad para el futuro elaborar los modelos matemáticos en lenguajes de programación de propósito general.

Para la obtención de respuestas aún más acertadas en el Despacho Hidrotérmico pueden ser propuestos modelos que consideren las no linealidades presentes en fenómenos como los costos de las centrales térmicas ó el rendimiento del conjunto turbina – generador de una central hidroeléctrica.

Dadas las características aleatorias presentes en las demandas de energía y en las afluencias de los ríos que alimentan los embalses de las centrales hidroeléctricas, pueden ser propuestos modelos del Despacho Hidrotérmico que usen técnicas de predicción para generar posibles escenarios de ocurrencia de éstos fenómenos; estas técnicas involucran el uso de redes neuronales artificiales, modelos ARIMA, series de tiempo, etc.

BIBLIOGRAFIA

(UPME), U. d. (Abril de 2007). *Contextos y Estrategias, 2006-2025*. Obtenido de www.upme.gov.co

Argentina, U. I. (2008). *Generación Termoeléctrica, Tierra del Fuego*. Obtenido de <http://www.cofecyt.mincyt.gov.ar/>

Carneiro, A. (1991). *Contribusao ao planejamento da operacao energética de sistemas hidrotérmicos de potencia*. Sao Pablo: UNICAMP, Tesis de Doctorado.

Cicogna, M. (1999). *Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotermicos a usinas individualizadas orientado por objetos*. Sao Pablo: UNICAMP, Tesis de Doctorado.

Escobar, A., Gallego, R., Toro, E., & Romero, R. (2010). *Programación Lineal y Flujo en Redes*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Ferreira, R. (1997). *Contribusoes ao Planejamento da Operasao Energética de Sistemas de Energia Elétrica com Enfase ao Acoplamento Entre os Planejamentos de Médio e Longo Prazo*. Sao Pablo: UNICAMP, Tesis de Doctorado.

Galvis, J., Garcés, A., & Escobar, A. (2005). Aplicación del Algoritmo de Búsqueda Tabú al Problema de Despacho Hidrotérmico. *Sciencia et Technica XI*, 26-30.

Garcés, A., & Gómez, O. (2008). Solución al problema del despacho hidrotérmico mediante simulación de Monte Carlo y punto interior. *Fac. Ing. Universidad de Antioquia*, 132-147.

Gil, E. (2001). *Programación de la Generación de Corto Plazo en Sistemas Hidrotérmicos usando Algoritmos Genéticos*. Valparaíso: Universidad Tecnica Federico Santa Maria, Tesis de Maestría.

Jimenez, R. (2007). *Desenvolvimento de uma Metodologia Para A Coordenacao Hidrotermica de Longo Prazo em Mercado Electrico Competitivo*. Sao Luis: UFMA, Tesis de Maestría.

Jimenez, R., & Paucar, V. (2007). Long term hydrothermal scheduling linear programming model for large scale power systems. *Power Engineering, Large Engineering Systems Conference*, 96-100.

Mejía, D. (2005). *Coordinación Hidrotérmica de Sistemas Electricos Usando Predicción de Caudales Afluentes*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, Tesis de Maestría.

Ohishi, T. (1990). *Planejamento da operasao de curto prazo de sistemas hidroelectricos predominantemente hidráulicos*. Sao Pablo: UNICAMP, Tesis de Doctorado.

Palacios Galindo, E. S. (2004). *Modelo para Manejo de la Incertidumbre Hidrológica en la Planificación de la Operación del SIC*. Santiago de Chile: Universidad de Chile, Tesis de Maestría.

Rueda, A. C. (2008). *Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Transmisión con Incertidumbre en la Demanda e Incorporando Pérdidas Usando Búsqueda Tabú*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, Tesis de Maestría.

Santos, T., & Diniz, A. (2012). Alternative approaches to consider DC-power flowwith losses in a linear program for short term hydrothermal scheduling. *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Sixth IEEE/PES* , 1-6.

Soares, S., Franco, M., & Carvalho. (1994). A network flow model for short-term hydro-dominated hydrothermal scheduling problems. *IEEE Transactions on Power Systems* , 116-122.

Unidad de Planeación Minero Energética, U. (Marzo de 2003). *Estrategia energética integral 2003 - 2020*. Obtenido de www.upme.gov.co

Unidad de Planeación Minero Energética, U. (2010). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2010 - 2024*. Obtenido de www.upme.gov.co

Unidad de Planeación Minero Energética, U. (Julio de 2004). *Una visión del mercado eléctrico colombiano*. Obtenido de www.upme.gov.co

UPME. (2003). *Energías Renovables: descripción ,tecnologías y usos finales*. Obtenido de www.upme.gov.co

APENDICE A. DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO PROPUESTO.

DEMANDA.

En el sistema propuesto la demanda total del sistema presenta un comportamiento no convencional, el cual fue tiene el objetivo de generar dificultades en la generación de energía de las centrales involucradas en el problema.

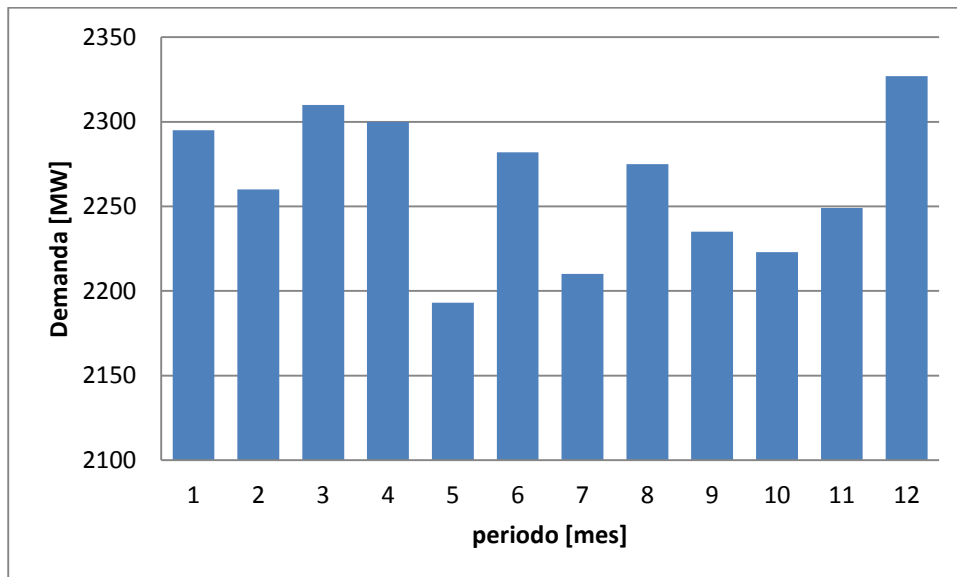


Figura 43. Demanda total en cada periodo de estudio.

Esta curva de demanda es usada para las evaluaciones del sistema en nodo único, puesto que se muestra la suma de las contribuciones de todos los usuarios en cada periodo de tiempo. La magnitud de las demandas debe ser acorde con la capacidad de las centrales de generación; de existir valores excesivamente grandes, sería posible asegurar de antemano que la operación del sistema no será la correcta.

En el momento en que se incluyen los parámetros del sistema de transmisión, es posible desagregar la demanda de cada periodo en cada uno de los nodos del sistema. De esta forma, es agregada la dificultad de transportar la energía a través de las líneas. A continuación se muestra la tabla de datos de la demanda desagregada en cada nodo.

nodo	1	2	3	4	5	6
periodo						
1	500	200	400	400	195	600
2	300	250	600	500	410	200
3	70	400	150	650	250	790
4	400	600	300	300	450	250
5	200	300	500	550	350	293
6	700	600	240	522	130	90
7	150	300	700	610	300	150
8	500	280	300	395	260	540
9	480	120	500	335	400	400
10	340	350	173	600	410	350
11	100	200	500	829	320	300
12	350	450	327	300	350	550

Tabla 5. Demanda del sistema de transmisión [MW].

A cada uno de los seis nodos del sistema fue entregada una curva de demanda determinada, y de la misma forma que la demanda acumulada del sistema, el comportamiento de cada una de ellas es muy diferente durante los periodos de estudio.

RED DE TRANSMISION.

La siguiente tabla de datos muestra los parámetros del sistema de transmisión propuesto.

Corredor	Reactancia	Capacidad [MW]
L1	0,004	400
L2	0,0038	400
L3	0,002	400
L4	0,003	400
L5	0,0059	400
L6	0,0063	400
L7	0,0061	400

Tabla 6. Parámetros del sistema de transmisión propuesto.

CENTRALES HIDROELECTRICAS.

Generador	GH1	GH2	GH3
Generación máxima [MW]	540	285	1150
Volumen inicial [Hm ³]	567	695,7	507,3
Meta de generación [Hm ³]	425	348	380
Volumen máximo[Hm ³]	850,5	695,7	760,9
Turbinamiento máximo [m ³ /s]	869,565	308,108	115
Factor de turbinamiento [MW/m ³ /s]	0,621	0,925	10

Tabla 7. Parámetros de los generadores hidroeléctricos.

HIDROLOGIA.

Las afluencias presentadas a continuación están dadas en m³/s.

Afluencia periodo	GH1	GH2	GH3
1	287	166	18,5
2	303	147	20,6
3	347	138	29,6
4	457	150	64,1
5	511	153	102
6	578	128	136
7	646	106	148
8	486	75,3	109
9	357	63,9	75,5
10	392	112	65,8
11	449	199	50,1
12	378	216	31,2

Tabla 8. Escenario 1.

Afluencia periodo	GH1	GH2	GH3
1	292,74	169,32	18,87
2	309,06	149,94	21,01
3	353,94	140,76	30,19
4	466,14	153	65,38
5	521,22	156,06	104,04
6	589,56	130,56	138,72
7	658,92	108,12	150,96

Afluencia periodo	GH1	GH2	GH3
8	495,72	76,81	111,18
9	364,14	65,18	77,01
10	399,84	114,24	67,12
11	457,98	202,98	51,1
12	385,56	220,32	31,82

Tabla 9. Escenario 2.

Afluencia periodo	GH1	GH2	GH3
1	301,35	174,3	19,43
2	318,15	154,35	21,63
3	364,35	144,9	31,08
4	479,85	157,5	67,31
5	536,55	160,65	107,1
6	606,9	134,4	142,8
7	678,3	111,3	155,4
8	510,3	79,07	114,45
9	374,85	67,1	79,28
10	411,6	117,6	69,09
11	471,45	208,95	52,61
12	396,9	226,8	32,76

Tabla 10. Escenario 3.

Afluencia periodo	GH1	GH2	GH3
1	309,96	179,28	19,98
2	327,24	158,76	22,25
3	374,76	149,04	31,97
4	493,56	162	69,23
5	551,88	165,24	110,16
6	624,24	138,24	146,88
7	697,68	114,48	159,84
8	524,88	81,32	117,72
9	385,56	69,01	81,54
10	423,36	120,96	71,06
11	484,92	214,92	54,11
12	408,24	233,28	33,7

Tabla 11. Escenario 4

Afluencia periodo	GHI	GH2	GH3
1	315,7	182,6	20,35
2	333,3	161,7	22,66
3	381,7	151,8	32,56
4	502,7	165	70,51
5	562,1	168,3	112,2
6	635,8	140,8	149,6
7	710,6	116,6	162,8
8	534,6	82,83	119,9
9	392,7	70,29	83,05
10	431,2	123,2	72,38
11	493,9	218,9	55,11
12	415,8	237,6	34,32

Tabla 12. Escenario 5

Afluencia periodo	GHI	GH2	GH3
1	440,06	162,68	18,13
2	567,86	144,06	20,19
3	620,78	135,24	29,01
4	686,44	147	62,82
5	1100	149,94	99,96
6	996,28	125,44	133,28
7	869,86	103,88	145,04
8	894,16	73,79	106,82
9	950,02	62,62	73,99
10	880,44	109,76	64,48
11	750,02	195,02	49,1
12	670,44	211,68	30,58

Tabla 13. Escenario 6.

Afluencia periodo	GHI	GH2	GH3
1	272,65	157,7	17,58
2	287,85	139,65	19,57
3	329,65	131,1	28,12
4	434,15	142,5	60,9
5	485,45	145,35	96,9
6	549,1	121,6	129,2
7	613,7	100,7	140,6

8	461,7	71,54	103,55
9	339,15	60,71	71,73
10	372,4	106,4	62,51
11	426,55	189,05	47,6
12	359,1	205,2	29,64

Tabla 14. Escenario 7

Afluencia periodo	GH1	GH2	GH3
1	269,78	156,04	19,51
2	284,82	138,18	21,73
3	326,18	129,72	31,22
4	429,58	141	65,77
5	480,34	143,82	104,65
6	543,32	120,32	139,54
7	607,24	99,64	151,85
8	456,84	70,78	111,83
9	335,58	60,07	77,46
10	368,48	105,28	67,51
11	422,06	187,06	51,4
12	355,32	203,04	32,01

Tabla 15. Escenario 8.

Afluencia periodo	GH1	GH2	GH3
1	324,04	152,72	17,02
2	334,76	135,24	18,95
3	375,24	126,96	27,23
4	476,44	138	58,97
5	526,12	140,76	93,84
6	587,76	117,76	125,12
7	650,32	97,52	136,16
8	483,12	69,28	100,28
9	364,44	58,79	69,54
10	360,64	103,04	60,54
11	413,08	183,08	46,09
12	347,76	198,72	28,7

Tabla 16. Escenario9.

Afluencia periodo	GH1	GH2	GH3
1	258,3	149,4	16,65
2	272,7	132,3	18,54
3	312,3	124,2	26,64
4	411,3	135	57,69
5	459,9	137,7	91,8
6	520,2	115,2	122,4
7	581,4	95,4	133,2
8	437,4	67,77	98,1
9	321,3	57,51	67,95
10	352,8	100,8	59,22
11	404,1	179,1	45,09
12	340,2	194,4	28,08

Tabla 17. Escenario10.

GENERADORES TERMOELECTRICOS.

Generador	GT1	GT2
Generación máxima [MW]	431	770

Tabla 18. Generación máxima de los generadores termoeléctricos.

Generador periodo	GT1	GT2
1	54,22	109,125
2	78,47	110,69
3	119,82	114,54
4	57,5	150
5	47,02	113,58
6	87,38	113,325
7	78,83	113,1
8	139,28	115,65
9	183,64	111,625
10	200,21	103,825
11	166,29	101,85
12	181,39	98,575

Tabla 19. Costo de generación de los generadores termoeléctricos.

COSTO DEL RACIONAMIENTO.

Periodo	Costo del racionamiento
1	1091,25
2	1106,9
3	1198,2
4	1500
5	1135,8
6	1133,25
7	1131
8	1392,8
9	1836,4
10	2002,1
11	1662,9
12	1813,9

Tabla 20. Costo del racionamiento en la operación del sistema eléctrico.