

Universidad Tecnológica de Pereira

PROGRAMA DE DOCTORADO EN INGENIERÍAS

TESIS DOCTORAL:
MANTENIMIENTO ÓPTIMO MULTI OBJETIVO DE LA
GENERACIÓN, COORDINADO CON DESPACHO
HIDROTÉRMICO, CONSIDERANDO TOMA DE DECISIONES
MULTICRITERIO

AUTORA:
MARÍA VICTORIA RAMÍREZ MARTÍNEZ

PEREIRA-2019

MANTENIMIENTO ÓPTIMO MULTIOBJETIVO DE LA
GENERACIÓN, COORDINADO CON DESPACHO
HIDROTÉRMICO, CONSIDERANDO TOMA DE DECISIONES
MULTICRITERIO

MARÍA VICTORIA RAMÍREZ MARTÍNEZ

Proyecto de grado presentado como requisito para optar por el título de
Doctora en Ingeniería

Director: Ph.D Antonio Hernando Escobar Zuluaga

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PROGRAMA DE DOCTORADO EN INGENIERÍAS
PEREIRA

2019

Año 2019

NOTA DE ACEPTACIÓN: APROBADA

Jurado 1: Wadaed Uturbey da Costa

Jurado2: Diego Adolfo Mejía Giraldo

Jurado 3: Andrés Hernando Domínguez Castaño

Pereira, 3 de julio de 2019

DEDICATORIA

Dedicado a Adrián, a mi madre y a Hans.

María Victoria Ramírez Martínez.

AGRADECIMIENTOS

Puesto que esta tesis es el resultado de más de cuatro años de labor y la suma de muchos esfuerzos, debo hacer un reconocimiento a muchas personas. Este trabajo fue posible gracias a la beca otorgada por Colciencias. Gracias a mi hijo Adrián, cuyas preguntas siempre me emocionan; de su mano he vivido algunos de los momentos más significativos de mi vida. A mi director, Antonio Hernando Escobar Zuluaga, por su confianza, su apoyo constante y por compartir generosamente su conocimiento y experiencia en investigación; a los profesores Ramón Alfonso Gallego, Carlos Julio Zapata, Herman Serrano, Hugo Humberto Morales Peña, Alejandro Garcés y John Fredy Franco Baquero que a lo largo de este posgrado me alentaron a hacerme preguntas y a buscar soluciones. Especial mención al profesor Frederico Gadelha Guimarães de la Universidad Federal de Minas Gerais, Brasil. Bajo su guía realicé mi pasantía, sus conocimientos en optimización multiobjetivo y análisis multicriterio son elemento fundamental en esta tesis. Enorme gratitud para él, para el grupo de investigación MINDS (Machine Intelligence and Data Science) que dirige, por su trabajo colaborativo y por su amistad. Al Grupo de Planeamiento de Sistemas Eléctricos, por propiciar un espacio en el que la investigación seria y aplicada, indispensable para alcanzar el desarrollo, sea un hecho en este territorio. A Jessica Tatiana Vélez Betancur y a Sebastián Rodríguez Pineda, quienes contribuyeron significativamente desde su trabajo de investigación formativa a construir el estado del arte sobre la programación del mantenimiento de la generación. A Marisol quien desde las labores administrativas fue permanente soporte. Al profesor Jaime Hernández por tomarse el trabajo de leer esta tesis, sus valiosas opiniones contribuyeron a mejorar significativamente el texto. No podría dejar de mencionar el apoyo de mi madre y de Hans. Ellos con su colaboración permanente y cuidados han contribuido significativamente a que yo llegue donde estoy. Quiero mencionar especialmente a mi hermana Lorena, quien se alegra con mis logros y busca los suyos a través del estudio y el trabajo arduos. A Miguel Ángel Rubio, por realizar la corrección de estilo de esta tesis y por atreverse a caminar a mi lado en esta etapa de mi vida. Especiales agradecimientos a los jurados: profesores Wadaed Uturbey y Diego Mejía y al ingeniero Andrés Domínguez por sus aportes y mirada crítica a este trabajo.

La Autora.

Resumen

La presente tesis propone y resuelve un modelo matemático exacto multiobjetivo para el plan de mantenimiento de las unidades de generación, coordinado con el despacho hidrotérmico, el cual incluye análisis de incertidumbre en la hidrología y la demanda, y considera emisiones atmosféricas. Para escoger la solución final del problema planteado, este trabajo agrega diferentes criterios y métodos de toma de decisión. Como punto de partida, se realiza una revisión del estado del arte del despacho hidrotérmico y del mantenimiento de la generación. Adicionalmente, la tesis entrega, como una de sus contribuciones, un sistema de prueba consistente, inspirado en un sistema hidrotérmico real, el colombiano.

Dentro del estado del arte de los dos problemas que se combinan en esta tesis, se realiza una pesquisa exhaustiva sobre el despacho hidrotérmico que va desde 1954 a 2017, mientras que en el mantenimiento de la generación, se analizan los últimos 10 años. Este trabajo presenta diversos modelos matemáticos basados en la programación no lineal entera mixta que se van haciendo más complejos a medida que se avanza en la investigación, pasando del modelo monobjetivo al multiobjetivo, del enfoque determinístico al abordaje de la incertidumbre mediante el estudio de escenarios y al análisis estocástico de la generación eólica en el despacho hidrotérmico.

Finalmente, escoge la respuesta final de un conjunto de soluciones a través de técnicas de toma de decisión multicriterio. Se sabe que los responsables de la toma de decisiones pueden aprobar o rechazar una solución encontrada. Basado en esto, esta tesis investigó el comportamiento de diferentes métodos de TDMC en un problema de criterios múltiples. Por tanto, se deja planteada una metodología para los tomadores de decisiones que agrega criterios y alternativas de solución.

Abstract

This thesis proposes and solves a multiobjective mathematical model for the maintenance plan of the generation units, coordinated with the hydrothermal dispatch, which includes analysis of uncertainty in hydrology and the demand, and considers atmospheric emissions. To choose the final solution of the problem raised, this work adds different criteria and methods of decision making. As a starting point, a review of the state of the art of both the hydrothermal dispatch and the maintenance of the generation. Additionally, the thesis delivers, as one of its contributions, a consistent test system, inspired by a real hydrothermal system, the Colombian.

Within the state of the art of the two problems combined in this thesis, an exhaustive research is carried out on the hydrothermal dispatch topic that goes from 1954 to 2017, while in the generation maintenance, the last 10 years are analyzed. This paper presents several mathematical models based on mixed integer non-linear programming that become more complex as research progresses, moving from the mono-objective model to the multi-objective, from the deterministic approach to the approach to uncertainty through the study of scenarios and to the stochastic analysis of the wind generation in the hydrothermal dispatch.

Finally, to choose the final solution from a set the multicriteria decision making techniques are applied. It is known that decision makers can approve or reject a solution found. Based on this, this thesis investigated the behavior of different methods of TDMC in a multi-criteria problem. Therefore, a methodology for decision makers that adds criteria and alternative solutions is delivered in this thesis as a contribution for researchers and all interested in this field.

Índice general

| | |
|--|-----------|
| 1. Introducción | 5 |
| 1.1. Justificación y motivación | 5 |
| 1.2. Objetivos | 8 |
| 1.2.1. Objetivo general | 8 |
| 1.2.2. Objetivos específicos | 8 |
| 1.3. Contribuciones | 9 |
| 1.4. Estructura del documento | 9 |
| 2. Estado del Arte | 11 |
| 2.1. Despacho Hidrotérmico | 11 |
| 2.2. Mantenimiento de las unidades de generación | 16 |
| 2.3. Enfoques de solución | 22 |
| 2.3.1. Optimización multiobjetivo | 22 |
| 2.3.2. Toma de decisión multicriterio | 23 |
| 2.3.3. Despacho económico ambiental | 24 |
| 3. Modelos matemáticos | 26 |
| 3.1. Modelo monobjetivo determinístico | 29 |
| 3.2. Modelo monobjetivo con escenarios | 32 |
| 3.3. Modelo multiobjetivo | 33 |
| 3.4. Modelo estocástico del DHT | 34 |
| 3.4.1. Modelo estocástico de la potencia eólica | 35 |
| 3.4.2. Modelo estocástico de las afluencias | 36 |
| 3.4.3. Simulación de Monte Carlo | 36 |
| 4. Técnica de solución | 38 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 4.1. | Programación Lineal Entera Mixta | 38 |
| 4.2. | Solución al problema multiobjetivo | 39 |
| 4.3. | Toma de decisión multicriterio | 40 |
| 4.3.1. | TDMC bajo escenarios de incertidumbre | 41 |
| 4.3.2. | Problema multicriterio y escenarios | 41 |
| 4.3.3. | Agregación de escenarios | 42 |
| 4.4. | Sistemas de prueba | 43 |
| 4.4.1. | Sistema de prueba A | 43 |
| 4.4.2. | Sistema de prueba B | 43 |
| 5. | Pruebas y Resultados | 47 |
| 5.1. | Resultados de la técnica híbrida | 47 |
| 5.1.1. | Prueba 1 | 47 |
| 5.1.2. | Prueba 2 | 48 |
| 5.2. | Resultados del modelo monoobjetivo determinístico | 51 |
| 5.2.1. | Prueba 3 | 51 |
| 5.3. | Resultados del modelo monoobjetivo con escenarios | 54 |
| 5.3.1. | Prueba 4 | 54 |
| 5.3.2. | Conclusión preliminar | 56 |
| 5.4. | Resultados del modelo multiobjetivo | 57 |
| 5.4.1. | Prueba 5 | 57 |
| 5.4.2. | Prueba 6 | 59 |
| 5.4.3. | Conclusión preliminar | 62 |
| 5.5. | Resultados del análisis multicriterio | 62 |
| 5.5.1. | Prueba 7 | 62 |
| 5.5.2. | Prueba 8 | 64 |
| 5.5.3. | Conclusión preliminar | 67 |
| 5.6. | Modelo DHT considerando incertidumbre | 68 |
| 5.6.1. | Conclusión preliminar | 74 |

| | |
|---|-----------|
| 6. Conclusiones y trabajos futuros | 75 |
| A. Apéndice | 1 |
| A.1. Publicaciones durante el Doctorado | 1 |
| A.2. Métodos de toma de decisión multicriterio | 1 |
| A.2.1. Proceso analítico jerárquico (AHP) | 1 |
| A.2.2. Optimización multicriterio y solución concertada (VIKOR) | 5 |
| A.2.3. Técnica de orden de preferencia mediante similitud con una solución ideal (TOPSIS) | 7 |
| A.2.4. Toma de decisión interactiva y multicriterio (TODIM) | 8 |
| A.2.5. Evaluación por suma y producto agregados y ponderados(WASPAS) | 10 |
| A.3. Técnica híbrida | 11 |
| A.3.1. Algoritmo genético | 11 |
| A.3.2. Algoritmo de programación lineal | 15 |
| A.3.3. Pruebas de desempeño del Algoritmo Genético | 16 |
| A.3.4. Resultados Técnica Híbrida | 20 |
| A.4. Sistemas de prueba | 29 |
| A.4.1. Sistema de Prueba A | 29 |
| A.4.2. Sistema de Prueba B | 35 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| 2.1. Mapa global del despacho hidrotérmico. Elaboración con datos de artículos clasificados. Fuente propia. | 12 |
| 2.2. Número de artículos según palabra de búsqueda. | 13 |
| 2.3. Número de artículos según horizonte de planeamiento. | 13 |
| 2.4. Número de artículos por país. | 14 |
| 2.5. Número de artículos según año de publicación. | 14 |
| 2.6. Modelos y técnicas de solución para el DHT. | 15 |
| 2.7. Porcentaje de publicaciones según base de datos. | 17 |
| 2.8. Número de artículos de PMG, según año de publicación. | 18 |
| 2.9. Número de artículos de PMG según tipo de publicación. | 19 |
| 2.10. Número de artículos de PMG según procedencia. | 21 |
| 2.11. Modelos matemáticos y técnicas de solución en el PMG. | 22 |
| 4.1. Demanda de energía por periodo | 44 |
| 4.2. Cadenas hidráulicas del sistema de prueba B. | 45 |
| 5.1. Plan de mantenimiento óptimo. | 48 |
| 5.2. Generación térmica e hidráulica despachada por planta para mejor solución. | 48 |
| 5.3. Volúmenes máximo, inicial y final equivalentes. | 50 |
| 5.4. Embalse equivalente para las 12 series hidrológicas. | 51 |
| 5.5. Volumen de los embalses $v_{i,j}$, solución óptima. | 52 |
| 5.6. Potencia generada $gh_{i,j}$ y $gt_{i,j}$ para solución óptima. | 53 |
| 5.7. Tramos de ajuste cuadrático a las emisiones de NOx | 57 |
| 5.8. Costo del despacho para la variación aleatoria de pesos. | 58 |
| 5.9. Seis pruebas: pesos iguales del 20 % y del 100 % para cada objetivo. | 60 |
| 5.10. Pruebas con pesos del 50 % para pares de objetivos. | 61 |

| | |
|--|----|
| 5.11. Escenarios de incertidumbre de demanda e hidrología | 62 |
| 5.12. Clasificación multicriterio según escenarios. | 63 |
| 5.13. Orden final de alternativas de solución. | 64 |
| 5.14. Histograma de costo en primer escenario de penetración eólica. | 70 |
| 5.15. Histograma de costo en segundo escenario de penetración eólica. | 70 |
| 5.16. Histograma de costo en tercer escenario de penetración eólica. | 71 |
| 5.17. Histograma de potencia eólica servida en el primer escenario. | 72 |
| 5.18. Histograma de potencia eólica servida en el segundo escenario. | 72 |
| 5.19. Histograma de potencia eólica servida en el tercer escenario. | 73 |
| | |
| A.1. Escala cuantitativa para el criterio Costo. | 4 |
| A.2. Escala cuantitativa para el criterio Racionamiento. | 4 |
| A.3. Escala cuantitativa para el criterio Distancia. | 5 |
| A.4. Solución ideal y solución concertada en VIKOR. | 5 |
| A.5. Función de valor del método TODIM. | 9 |
| A.6. Individuo del algoritmo genético. | 12 |
| A.7. Evolución de la incumbente con heurísticas y con población aleatoria. | 17 |
| A.8. Evolución de la incumbente con variación de número de padres. | 18 |
| A.9. Evolución de la incumbente con variación de tasa de mutación. | 19 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| 2.1. Artículos clasificados según la fuente | 20 |
| 4.1. Distribución de las unidades de generación por planta | 44 |
| 4.2. Plan base. | 46 |
| 5.1. Resultados generación hidráulica [MW]. | 49 |
| 5.2. Resultados generación térmica [MW]. | 50 |
| 5.3. Plan de mantenimiento óptimo. | 52 |
| 5.4. Demanda no atendida y reducción en el costo para el PB vs Soluciones óptimas. | 53 |
| 5.5. Índices marginal y global de localización. | 54 |
| 5.6. Plan de mantenimiento óptimo. | 55 |
| 5.7. Comparación de costos. | 55 |
| 5.8. Índice marginal de localización para la solución óptima. | 56 |
| 5.9. Índices de las alternativas para cada método TDMC en cada escenario. | 65 |
| 5.10. Pesos adoptados para los métodos multicriterio. | 65 |
| 5.11. Clasificación agregada final. | 66 |
| 5.12. Mejores alternativas para cada escenario en relación con el costo. | 66 |
| 5.13. Diferencias entre las tres alternativas más robustas considerando métodos de TDMC en relación con la de menor costo en los 3 escenarios. | 67 |
| 5.14. Volumen inicial, volumen final y volumen máximo de las centrales hidráulicas [Hm^3]. | 69 |
| 5.15. Turbinamiento máximo, factor de turbinamiento y potencia máxima, centrales hidráulicas. | 69 |
| 5.16. Velocidades del viento máximas y mínimas en [$\frac{m}{s}$]. | 69 |
| 5.17. Costo de la energía por escenario en [UM]. | 72 |
| 5.18. Generación térmica e hidráulica anual. | 73 |

| | |
|--|----|
| A.1. Resultados interacción de las técnicas. | 18 |
| A.2. Resultados generación hidráulica, gh_i , mejor solución. | 21 |
| A.3. Continuación resultados generación hidráulica, gh_i , mejor solución. | 21 |
| A.4. Resultados generación térmica, mejor solución. | 22 |
| A.5. Resultados generación, unidades 1-3. | 23 |
| A.6. Resultados generación, unidades 4-6. | 24 |
| A.7. Resultados generación unidades 7-14. | 25 |
| A.8. Continuación resultados generación, unidades 7-14. | 26 |
| A.9. Resultados generación, unidades 15-18. | 27 |
| A.10. Resultados generación, unidades 19-22. | 28 |
| A.11. Plan Base, duración del mantenimiento (dur) por unidad (U) en [semanas]. | 29 |
| A.12. Demanda d_j en [MW]. | 29 |
| A.13. Capacidad máxima por unidad de generación en [MW]. | 29 |
| A.14. Factor de turbinamiento (f_i); turbinamiento máximo (\bar{u}_i); volumen má- ximo (\bar{v}_i); volumen inicial ($v_{i,0}$) y meta de generación (vf_i). | 29 |
| A.15. Costo de las plantas térmicas T1 y T2 en $[\frac{UM}{MW-semana}]$ | 30 |
| A.16. Afluencias de las centrales hidráulicas a_i en $[\frac{Hm^3}{semana}]$ | 31 |
| A.17. Parámetros del algoritmo genético. | 31 |
| A.18. Población inicial del algoritmo genético. | 32 |
| A.19. Continúa de la página anterior. | 33 |
| A.20. Coeficientes de la función cuadrática de costo de la planta térmica i | 33 |
| A.21. Coeficientes de la función cuadrática de emisiones COx de de la planta térmica i | 34 |
| A.22. Parámetros de la función exponencial de emisiones NOx de de la planta térmica i | 34 |
| A.23. Coeficientes de la función cuadrática producto de la regresión cuadrática de las emisiones de NOx de la planta térmica T1, tramo k | 34 |
| A.24. Coeficientes de la función cuadrática producto de la regresión cuadrática de las emisiones de NOx de la planta térmica T2, tramo k | 34 |

| | |
|---|----|
| A.25. Valores extremos del tramo k , función cuadrática producto de la regresión de emisiones de NOx de la planta térmica T1. | 34 |
| A.26. Valores extremos del tramo k , función cuadrática producto de la regresión de emisiones de NOx de la planta térmica T2. | 34 |
| A.27. Capacidad máxima de la planta térmica i en [MW], \overline{gt}_i | 35 |
| A.28. Capacidad máxima la planta hidráulica i en [MW], \overline{gh}_i | 35 |
| A.29. Demanda de energía en el periodo j en [MWh], d_j | 36 |
| A.30. Factor de turbinamiento de la planta hidráulica i [MW/m ³ /s], f_i | 36 |
| A.31. Meta de generación de la la planta hidráulica i en [Mm ³], vf_i | 36 |
| A.32. Capacidad máxima de la unidad i en [MW], \overline{gu}_i | 37 |
| A.33. Límite máximo de de turbinamiento de la planta hidráulica i en [m ³ /s], \overline{u}_i | 37 |
| A.34. Límite máximo de volumen efectivo de la planta hidráulica i en [Mm ³], \overline{v}_i | 37 |
| A.35. Volumen de la planta hidráulica i en el period 0 en [Mm ³], $v_{i,0}$ | 37 |
| A.36. Penalidad por demanda no atendida en el período j en [MU], cs_j | 38 |
| A.37. Plan base. | 38 |
| A.38. Costo del combustible de la planta térmica i en el período j en [MU], $cost_{i,j}$ | 39 |
| A.39. Afluencia promedio de la planta hidráulica i en el período j en [m ³ /s], $a_{i,j}$ | 40 |
| A.40. Coeficientes de la función cuadrática de costo de la térmica i , aT, bT y cT | 41 |

Glosario de términos

Definición de los términos empleados en el documento:

- **Despacho hidrotérmico:** Es un plan que determina los niveles y los periodos de operación del parque generador térmico e hidráulico, cuyo objetivo fundamental es satisfacer la demanda de electricidad, minimizando el costo de operación y cumpliendo exigencias de reservas de energía al final del periodo analizado. Este planeamiento puede hacerse en diversos horizontes de tiempo: corto, mediano y largo plazo.
- **Meta de generación:** La meta de generación es una restricción del sistema que consiste en exigir un volumen determinado al embalse al final del período de planeamiento, lo que garantiza que haya reserva de agua para períodos posteriores.
- **Nodo único:** El nodo único es una simplificación del modelo del sistema eléctrico, que consiste en concentrar la demanda en un solo nodo. Lo anterior significa que no se tienen en cuenta los efectos de la red de transmisión.
- **Central hidráulica:** Una central hidráulica o hidroeléctrica es aquella en la que la energía potencial del agua se aprovecha para convertirla en energía cinética y transformar esta última en energía eléctrica, a través de un sistema turbina-generador. La mejor forma de explotar la energía potencial es usar una diferencia de nivel natural o construir una artificial empleando el caudal de un gran río, lo que se obtiene son embalses creados a partir de represas.
- **Cadena hidráulica:** Consiste en un sistema de embalses que están conectados entre sí a través de distintas topologías. La descarga (agua turbinada más vertimiento) de una o más centrales hidráulicas aguas arriba alimenta a una o más centrales aguas abajo.
- **Central térmica:** Una planta o central térmica es aquella que genera energía eléctrica a partir del calor producto de la combustión de materiales fósiles como el carbón, el petróleo o el gas. Un ciclo termodinámico convencional dispone de la energía en forma de calor para mover un alternador y producir energía eléctrica.
- **Series hidrológicas:** Una serie hidrológica es un registro numérico del comportamiento del caudal del río. Ésta puede obtenerse o bien a partir de datos reales del río, o bien ser el resultado de proyecciones o simulaciones basadas en registros históricos y modelos estocásticos que tienen en cuenta la incertidumbre de la hidrología.
- **Embalse equivalente:** El embalse equivalente que acumula un volumen equivalente al de todos los embalses del sistema en el horizonte de estudio.

- **Variables determinísticas y no determinísticas:** El problema del despacho hidrotérmico involucra tanto variables determinísticas, es decir, cuyo comportamiento se asume completamente predecible y otras variables no determinísticas o estocásticas, lo que significa que están sujetas a incertidumbre. Las variables estocásticas en este problema están relacionadas con la hidrología, el precio de los combustibles y la demanda de energía.

Los fenómenos macro climáticos tales como El Niño o La Niña tienen gran influencia en la disponibilidad del recurso hídrico, lo cual afecta directamente la reserva de energía disponible en los embalses. Es por esta razón que la predicción de caudales medios mensuales de los ríos que alimentan los embalses resulta un elemento fundamental para el despacho hidrotérmico. Estos toman forma de series hidrológicas, que una vez se establecen, entran como parámetro del sistema, es decir, que se asumen determinísticas.

- **Disponibilidad de las plantas generadoras:** La disponibilidad se define como la capacidad que tiene una planta generadora de suministrar energía en un período determinado de tiempo. Es decir, que su capacidad instalada estará lista para inyectarse al sistema cuando se requiera, durante el periodo de análisis. Por el contrario, cuando por razones de mantenimientos, bien sean programados o no programados, o por fallas, una planta no pueda entrar en funcionamiento cuando se le requiera, se considera *no disponible*. El presente trabajo considera *no disponibilidades*, que en adelante denominaremos *indisponibilidades* solamente relacionadas con mantenimientos programados, en un rango de duración que depende del horizonte de planeamiento. El sistema de prueba utilizado en esta tesis fija ese rango en 52 semanas que corresponden a un año, pero el modelo soporta modificaciones a ese rango.
- **Despacho económico ambiental:** es una tarea de optimización en la operación de centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles para asignar la generación entre las unidades distribuidas, de modo que el costo del combustible y el nivel de emisiones se optimicen simultáneamente, al tiempo que se satisfacen todas las restricciones operativas.

Glosario de siglas

A continuación, se encuentran las siglas que aparecen a lo largo del documento, ordenadas alfabéticamente:

- **AHP:** Analytic hierarchy process.
- **AGCH:** Algoritmo genético de Chu-Beasley.
- **AMPL:** A mathematical programming language.
- **CO_x:** Carbon oxides.
- **DEA:** Despacho económico ambiental.
- **DHT:** Despacho Hidrotérmico.
- **DMPB:** Distancia mínima del plan base.
- **EBA:** Estación de bombeo y almacenamiento.
- **GMSP:** Generation maintenance scheduling problem.
- **HCTR:** Híbrico costo de las térmicas y reservas.
- **HSAM:** Híbrido solapamientos y afluencia máxima.
- **HTRC:** Híbrido térmicas y reserva de capacidad.
- **IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- **MRCI:** Máxima reserva de capacidad instalada.
- **MTDM:** Métodos de toma de decisión multicriterio.
- **NO_x:** Nitrogen oxides
- **PB:** Plan base.
- **PL:** Programación lineal.
- **PLEM:** Programación lineal entera mixta.
- **PMG:** Plan de mantenimiento de las unidades de generación.
- **PNLEM:** Programación no lineal entera mixta.
- **POM:** Problema de optimización multiobjetivo.

- **PROMETHEE:** Preference ranking organization method for enrichment evaluations.
- **PSU:** Pump storage unit.
- **SIN:** Solución ideal negativa.
- **SIP:** Solución ideal positiva.
- **TDMC:** Toma de decisión multicriterio.
- **TODIM:** Toma de decisión interactiva y multicriterio.
- **TOPSIS:** Technique for order of preference by similarity to an ideal solution.
- **VIKOR:** VseKriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje (en croata). Multicriteria Optimization and Compromise Solution.
- **WASPAS:** Weighted Aggregated Sum Product Assessment.
- **XM:** Operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia.

1 Introducción

1.1 Justificación y motivación

El plan de mantenimiento de las unidades de generación (PMG) y el despacho hidrotérmico (DHT) son dos problemas que hacen parte del planeamiento y operación de los sistemas eléctricos de potencia, que se han estudiado de manera separada.

El planeamiento del mantenimiento preventivo de las unidades de generación juega un papel muy importante en la confiabilidad de los sistemas eléctricos, se requiere para prevenir la escasez de energía o racionamiento y para extender la disponibilidad de los equipos que participan en la generación. El objetivo del PMG es obtener el mayor lucro de la operación [Dopazo & Merrill \(1975\)](#). Los planes de mantenimiento generalmente no obedecen a criterios globales y de largo plazo, sino al criterio individual de cada empresa generadora. Una empresa debe presentar su esquema de mantenimientos y si éste no genera mayores traumatismos al sistema eléctrico, el ente operador del sistema avala ese plan, sin mayores alteraciones. Se requiere que los planes de mantenimiento de las unidades generadoras hagan parte de un esquema de planeamiento integral, a mediano y largo plazo, que redunde en beneficio económico para todo el sistema. El PMG, conocido en la literatura especializada por sus siglas en inglés como GMSP (*Generation Maintenance Scheduling Problem*) es un problema de naturaleza combinatoria que se viene estudiando desde los años 70. Generalmente, en ambientes de mercado el mantenimiento es planeado de manera separada por cada uno de los generadores, que no tienen en cuenta los planes de mantenimiento de las demás empresas.

El despacho hidrotérmico es un plan que establece los niveles y los periodos de operación del parque generador térmico e hidráulico para satisfacer la demanda de electricidad, minimizando el costo de operación y cumpliendo exigencias de reservas de energía al final del periodo analizado. Este es un problema no lineal, estocástico y dinámico debido a la incertidumbre que presentan la demanda, la hidrología y el precio de los combustibles de los generadores térmicos; y acoplado en el tiempo puesto que las decisiones que se toman en cada período afectan el comportamiento del sistema en periodos posteriores, y por el acoplamiento de las plantas hidráulicas a través de cadenas hidráulicas.

En sistemas reales, no coordinar el mantenimiento de la generación con el despacho hidrotérmico podría conducir al racionamiento o producir sobre costos operativos. Asunto que en el caso del racionamiento eléctrico, tanto los generadores como los operadores del sistema quieren prevenir, dadas las sanciones económicas a que se exponen las empresas generadoras por la demanda no atendida, y las implicaciones políticas y sociales que ello trae. Lo anterior pudo constatarse durante el periodo comprendido entre diciembre de 2015 y febrero de 2016, cuando un atípico fenómeno de El Niño en Colombia

ocasionó el descenso del embalse agregado a un 25 %. En esta situación, sacar a mantenimiento las unidades de generación ya programadas agravaba el problema. El operador del sistema se hallaba en la disyuntiva de no autorizar el mantenimiento y exponer los equipos a daños catastróficos posteriores, es decir, sacrificar la confiabilidad a futuro del sistema, o autorizarlo y disminuir la capacidad disponible, exponiéndose aún más al racionamiento.

En las últimas décadas se han propuesto modelos analíticos para manejar situaciones en conflicto y para enfrentar la incertidumbre. Uno de los enfoques más utilizado es la toma de decisiones multicriterio (TDMC). Este tipo de análisis puede considerarse como un proceso complejo y dinámico que incluye dos niveles, el de gerencia y el de ingeniería. El primero define los objetivos y escoge la alternativa óptima final. La naturaleza multicriterio de las decisiones se hace más evidente en este nivel en el cual funcionarios públicos o privados denominados "decisores" tienen el poder de aceptar o rechazar una solución propuesta desde el nivel técnico. Los decisores, quienes proveen la estructura de preferencias, están por fuera del proceso de optimización realizado al nivel ingenieril. En estos casos, un analista del sistema en su conjunto puede contribuir al proceso de toma de decisiones realizando un análisis completo y enumerando los aspectos importantes. El nivel técnico del proceso de TDMC define las alternativas y señala las consecuencias de optar por cualquiera de ellas, a la luz de diversos criterios. Este nivel también realiza la evaluación y clasificación (*ranking*) de alternativas [Opricovic & Tzeng \(2004\)](#).

Los métodos de TDMC buscan encontrar la mejor solución de conciliación, de compromiso o avenencia. Eso significa que se busca una solución que satisfaga de la mejor manera posible los distintos criterios u objetivos del problema a resolver. Se utilizan desde la década de los 80 para resolver problemas en muy diversas áreas, y son una herramienta importante en la optimización multiobjetivo. Algunos de los métodos reportados en la literatura son: Proceso Analítico Jerárquico (AHP) [Saaty \(2008\)](#), técnica de orden de preferencia mediante similitud con una solución ideal (TOPSIS), optimización multicriterio y solución de concertación (VIKOR) [Opricovic & Tzeng \(2002\)](#), toma de decisión interactiva y multicriterio (TODIM) [Gomes et al. \(2014\)](#), evaluación por suma y producto agregados y ponderados (WASPAS) ([Chakraborty & Zavadskas \(2014\)](#)), método de clasificación por orden de preferencia para evaluaciones de enriquecimiento (PROMETHEE) [Behzadian et al. \(2010\)](#).

El proceso de generación de energía eléctrica no es, en general, un proceso limpio. En él se liberan elementos que contaminan el aire, el suelo y el agua. La ignición de combustibles fósiles de las plantas térmicas genera partículas y gases tales como los óxidos de carbono, nitrógeno y azufre que pueden causar daño a los seres vivos y su hábitat. Por tanto, surge la necesidad de estrategias de optimización para operar los sistemas eléctricos de modo que se aseguren niveles mínimos de polución al mínimo costo operativo posible. Una de las estrategias es realizar el despacho económico considerando las emisiones contaminantes [Basu \(2011\)](#). La academia colombiana no ha sido ajena a la preocupación medioambiental, y ha adelantado trabajos para diagnosticar el nivel de emisiones del parque generador térmico colombiano. Como resultado, ha realizado

propuestas técnicas tendientes al cumplimiento de los estándares internacionales en ese sentido [López \(2007\)](#).

La optimización es el proceso que utiliza las matemáticas y herramientas de computación para encontrar la mejor manera de diseñar o/y operar un sistema dado, representado por la combinación más apropiada de valores para las variables del problema (solución óptima), tomando en cuenta los objetivos y las restricciones de operación. La mayoría de los problemas son multiobjetivo; minimizar o maximizar un solo aspecto puede ser problemático. La principal dificultad de la optimización monobjetivo es la pretensión de modelar diferentes objetivos y especificaciones en una sola ecuación (función objetivo). Los múltiples objetivos introducen flexibilidad al diseño y modelamiento de problemas y sistemas. El precio a pagar es que ya no se obtiene una solución única sino un conjunto de soluciones (soluciones de Pareto). En la optimización multiobjetivo, los objetivos (fines o metas) pueden ser respuestas o características que se tratan de maximizar o minimizar simultáneamente: costo, peso, eficiencia, pérdidas, etc. Es decir, el diseño procura satisfacer múltiples objetivos posiblemente en conflicto al mismo tiempo [Marler & Arora \(2004a,b\)](#). Este enfoque requiere de multidisciplinaridad.

El análisis multiobjetivo propuesto en este trabajo se sustenta en el hecho de que objetivos como minimizar el racionamiento, minimizar las emisiones contaminantes y minimizar el costo operativo se encuentran en conflicto. Del mismo modo, minimizar el vertimiento puede hallarse en conflicto con minimizar el costo y satisfacer la demanda de electricidad. Situaciones de este tipo son formuladas como un problema de optimización multiobjetivo (POM) en el cual lo que se persigue es maximizar o minimizar varios objetivos simultáneamente [Kohtari \(2006\)](#). Decisiones que involucran múltiples objetivos han sido abordadas en la literatura en diversas disciplinas tales como las matemáticas, la administración, la ingeniería, entre otras. En sistemas eléctricos, el enfoque multiobjetivo ha sido ya analizado y resuelto para el problema del despacho económico de plantas térmicas a través de técnicas metaheurísticas como el algoritmo genético [Basu \(2011\)](#).

Tener en cuenta el aspecto ambiental en el despacho hidrotérmico resulta muy en sintonía con la tendencia global de ser cada vez más amigables con el medio ambiente, decisión a todas luces éticamente conveniente. En la actualidad, existe una gran preocupación por la reducción de la contaminación atmosférica que resulta en el proceso de combustión en las plantas generadoras térmicas. Sin embargo, suplir la demanda de energía, reducir los costos de operación, garantizar márgenes aceptables de confiabilidad y reducir las emisiones no solo son múltiples objetivos sino que no siempre van en la misma dirección. Armonizar todos estos aspectos es un campo de investigación interesante, fértil y de utilidad no sólo académica sino práctica.

El tema central de esta tesis doctoral es la coordinación de dos problemas, tradicionalmente abordados de manera separada: el plan de mantenimiento preventivo de las unidades de generación y el despacho hidrotérmico de mediano plazo, a través de un modelo de optimización multiobjetivo. Los objetivos considerados son los costos operativos, penalidad por vertimiento, penalidad por racionamiento y dos tipos de emisiones

de gases contaminantes que resultan en el proceso de combustión de las plantas térmicas. El modelo matemático resultante es exacto y de programación no lineal entero mixto (PNLEM). Sin embargo, para que pudiese ser resuelto por el software seleccionado, fue necesario realizar tres procedimientos de relajación del problema. El modelo matemático propuesto fue implementado en AMPL y resuelto usando el *solver* CPLEX.

Se implementó una herramienta basada en diversos métodos de toma de decisión multicriterio (MTDM) para obtener la solución final del problema coordinado de PMG y DHT de un conjunto de alternativas.

Al comienzo de esta investigación se exploraron algunos campos afines al problema central de este estudio que sirvieron como preparación y referencia para validar el modelo matemático exacto. Se resolvió el problema a través de una técnica no exacta (metaheurística) que combina el algoritmo genético de Chu-Beasley con programación lineal (PL) y se validó utilizando un sistema de mediana complejidad.

La construcción de un sistema consistente y de tamaño y complejidad considerable es una tarea dispendiosa e indispensable en nuestro caso, dado que no existían sistemas de prueba en la literatura especializada para el problema coordinado planteado en este trabajo. Se tomó como referencia el sistema hidrotérmico colombiano, cuyos datos pueden consultarse en la página WEB del operador integrado del sistema colombiano XM (2017b).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Proponer y resolver un modelo matemático exacto multiobjetivo para el plan de mantenimiento de las unidades de generación, coordinado con el despacho hidrotérmico que incluya análisis de incertidumbre en la hidrología y la demanda, y considere emisiones atmosféricas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar una revisión del estado del arte del despacho hidrotérmico y del mantenimiento de la generación.
- Estudiar los diferentes modelos matemáticos que han sido descritos para la resolución de los aspectos considerados en el objetivo general.
- Estudiar diferentes métodos de toma de decisiones multicriterio para la selección de la solución final.
- Definir modelos matemáticos que integren los dos problemas, que posibiliten el análisis de la incertidumbre y dos tipos de emisiones CO_x y NO_x .

- Analizar el efecto de la incertidumbre de la generación eólica en el despacho hidrotérmico.
- Implementar un sistema de prueba consistente.
- Proponer y usar técnicas de linealización para adecuar el problema a la herramienta computacional (CPLEX).

1.3 Contribuciones

Las principales contribuciones de esta tesis doctoral pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Un nuevo modelo matemático de naturaleza PLEM multiobjetivo que coordina el DHT y el PMG planteado desde un nuevo enfoque que es el del operador integrado del sistema que incluye despacho ambiental.
- Una metodología que agrega alternativas, métodos de TDMC y escenarios de incertidumbre en hidrología y demanda para escoger la solución final.
- Un sistema de prueba consistente, inspirado en un sistema hidrotérmico real, que fue necesario construir en el marco de esta investigación, dado que los sistemas de prueba disponibles en la literatura estaban diseñados para probar modelos que resolvían los dos problemas, DHT y PMG, de forma separada.
- Un estado del arte del DHT que abarca la producción sobre este tema desde el año 1954 hasta el 2017.
- Un estado del arte del PMG enfocado en los últimos 10 años, en tres destacadas bases de datos: IEEE Explore, Springer y Science Direct.

1.4 Estructura del documento

Esta tesis puede resultar útil no solo a investigadores interesados en el área de operación de sistemas eléctricos, sino también a estudiantes de pregrado y maestría como una guía sobre cómo abordar problemas complejos. Igualmente puede resultar de apoyo al nivel gerencial para la toma de decisiones. Está estructurada de la siguiente manera:

En el Capítulo 2 se presentan los estados del arte del DHT y el PMG, en los que se abordan los trabajos más relevantes, los métodos de solución y la procedencia de las publicaciones.

El Capítulo 3 contiene los modelos matemáticos tanto monobjetivo como multiobjetivo propuestos.

Por su parte, el Capítulo 4 desarrolla detalladamente las técnicas de solución y de relajación para la solución del problema. Igualmente se describen los algoritmos de optimización multiobjetivo así como el de TDMC.

El Capítulo 5 discute los resultados de las pruebas de validación de los modelos realizadas, con dos sistemas de prueba.

El Capítulo 6 presenta las conclusiones y esboza algunos trabajos futuros.

2 Estado del Arte

En este capítulo se definen tanto los dos problemas a coordinar (DHT y PMG), así como los enfoques metodológicos adoptados para resolver el nuevo problema resultante: la optimización multiobjetivo, los métodos de toma de decisión multicriterio (MTDMC) y el despacho económico ambiental (DEA).

El estado del arte de esta tesis doctoral se divide en tres secciones. Las dos primeras, que constituyen el corazón de este capítulo, condensan los hallazgos sobre el plan de mantenimiento de la generación y el despacho hidrotérmico respectivamente, y la tercera, recoge la bibliografía más relevante sobre optimización multiobjetivo, despacho económico ambiental (*Environmental Economic Dispatch EED*) y toma de decisión multicriterio.

Se consultaron diversas fuentes que pudieran ofrecer un panorama global de los dos problemas a coordinar. Así mismo, una búsqueda en diversas bases de datos de revistas especializadas y consulta de varias tesis de maestría y doctorado de universidades con producción seria en el objeto de estudio, que dieran luces sobre los sistemas de prueba.

También, se encontró un volumen considerable de información sobre cada uno de los temas. Así pues, La búsqueda arrojó como resultado que los distintos trabajos de la IEEE publicados en su librería digital IEEE Explore, son los que contienen el material más relevante y abundante

Cabe aclarar que por razones de espacio, no se incluyeron las aproximadamente 600 referencias mencionadas en esta sección. A petición de cualquier interesado en el tema, la autora podría suministrar la base de datos con todos los artículos y el archivo de EXCEL en el que se realizó la clasificación.

2.1 Despacho Hidrotérmico

El despacho hidrotérmico es un plan que define los niveles y períodos de generación del parque termoeléctrico e hidráulico para satisfacer la demanda de energía, cumpliendo las restricciones operativas del sistema y las exigencias de reserva de energía. El objetivo del despacho es minimizar el costo operativo del sistema. Este problema ha sido objeto de investigación desde los años 50 del siglo XX. Desde el punto de vista del horizonte de planeamiento, el DHT se clasifica como de corto, mediano y largo plazo. Posee unas características especiales que lo hacen complejo de resolver: es no lineal, de naturaleza dinámica y estocástica y acoplado en el tiempo [Jimenez & Paucar \(2007\)](#).

El mapa de la figura 2.1 nos muestra todos los países donde a lo largo de varias décadas, desde los años 50, se ha estudiado el despacho hidrotérmico. La flechas rojas señalan

los tres países que se han ocupado del tema con mayor ahínco: Brasil, Estados Unidos y China.



Figura 2.1: Mapa global del despacho hidrotérmico. Elaboración con datos de artículos clasificados. Fuente propia.

Entre 1954 y 2017 se han publicado 438 artículos, ninguno de los artículos realiza una revisión del estado del arte. De de estos, 168 son *Transactions*, es decir, publicados en Revistas (*Journals*), especialmente, *Transactions on Power Systems*. Los restantes son *Proceedings*, es decir, memorias de Congresos de la IEEE. Estos artículos aparecen bajo cuatro denominaciones o sinónimos para el mismo problema, que se constituyen en las cuatro palabras de búsqueda: *scheduling*, *planning*, *dispatch* y *coordination* (programación, planeamiento, despacho y coordinación). De acuerdo con la palabra de búsqueda se distribuyen según los datos que aparecen en la gráfica 2.2. Así: 240 de asignación, 50 de planeamiento, 47 de coordinación y 46 de despacho. *Scheduling* representa el 62,66 % de los artículos. Lo anterior demuestra que el estado del arte habría estado incompleto si la búsqueda se hubiese centrado en el término *dispatch*, que tuvo el menor porcentaje de artículos (12,27 %).

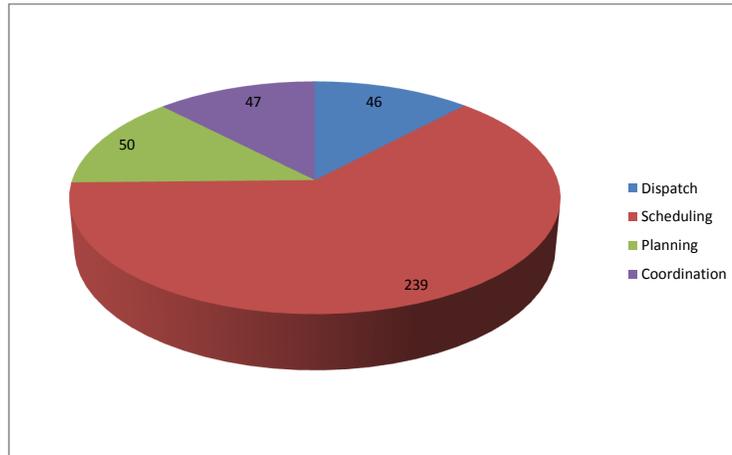


Figura 2.2: Número de artículos según palabra de búsqueda.

Según el horizonte de planeamiento, la mayoría de los artículos hablan de despacho de corto plazo: el 59,2%. Existen, además de mediano y largo plazo, artículos que proponen soluciones combinadas de corto-largo, corto-mediano y mediano-largo plazo, además de 29 artículos que no especifican el horizonte de planeamiento, como se observa en la figura 2.3.

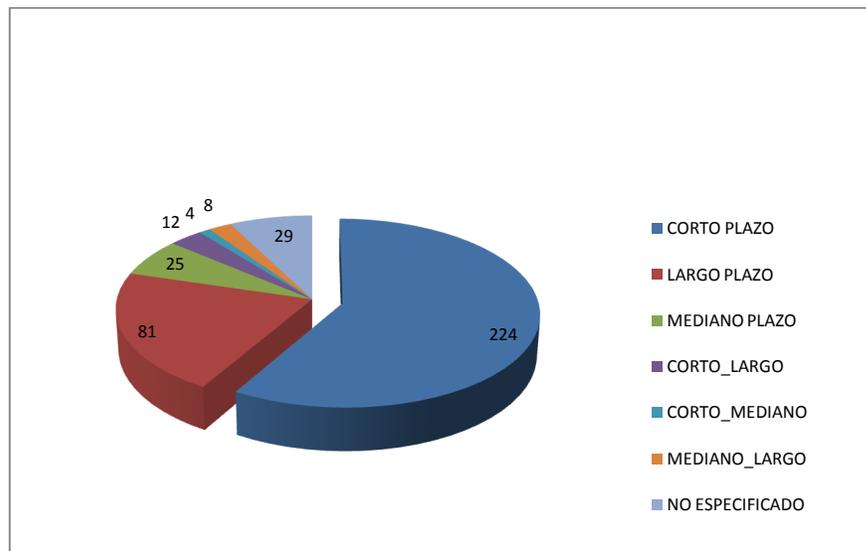


Figura 2.3: Número de artículos según horizonte de planeamiento.

La ilustración 2.4 muestra el número de artículos por país. Encabezan la lista Brasil,

China y Estado Unidos. Aunque los artículos proceden de 46 países, los tres países mencionados son responsables del 50% de los trabajos. Durante el período analizado, hubo más de una veintena de publicaciones en las que cooperaron dos o tres países. Colombia ha publicado cinco artículos, en dos de los cuales la autora de esta tesis ha participado como coautora.

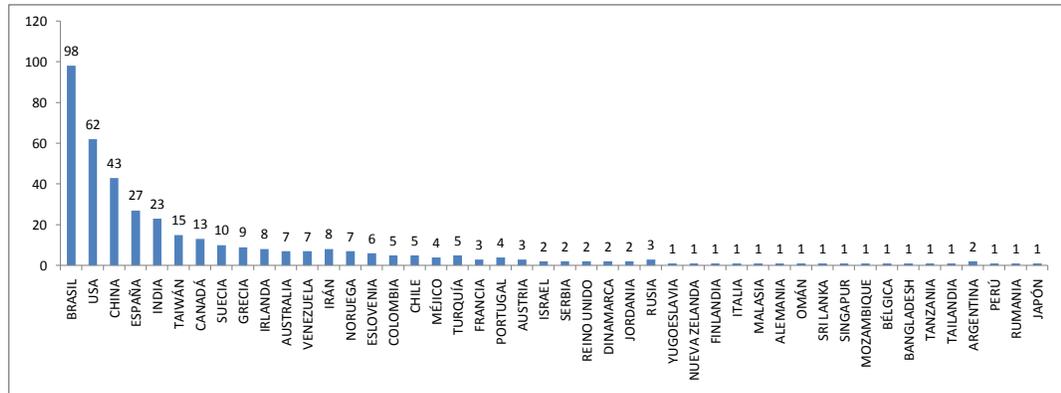


Figura 2.4: Número de artículos por país.

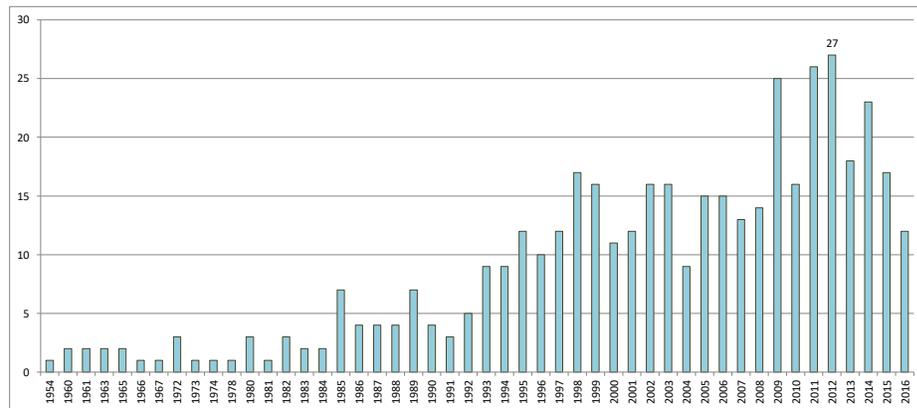


Figura 2.5: Número de artículos según año de publicación.

La gráfica 2.5 muestra la distribución temporal de los artículos. Se puede notar una tendencia creciente en la investigación del tema. El año con mayor producción fue el 2012, con 27 artículos. Durante 14 años de los 63 no hubo publicaciones, como se enumeran a continuación: 55, 56, 57, 58, 59, 62, 64, 68, 69, 70, 71, 75, 76 y 79.

Dieciséis de los 438 artículos tienen que ver con energía eólica, es decir, que hoy en el mundo se habla de despacho eólico-hidrotérmico [Shi et al. \(2017\)](#). La mitad de ellos se publicaron en 2013. Finalmente, dos artículos de 2011 y 2012 hablan del efecto de gases contaminantes como el dióxido de carbono, los nitratos de oxígeno y el dióxido de azufre, que resultan como producto de la combustión del carbón de las centrales térmicas.

El primer trabajo reseñado en esta base de datos resuelve el problema usando cálculo de variaciones [Cypser \(1954\)](#). A partir de los 90, se viene introduciendo el efecto de la generación eólica al despacho hidrotérmico [Soder \(1993\)](#), [de Aquino et al. \(2009\)](#) y [Zadeh et al. \(2012\)](#), especialmente en el corto plazo.

En lo que tiene que ver con modelos matemáticos y técnicas de solución, se concluye que el problema ha sido abordado mediante modelos determinísticos y estocásticos, mediante técnicas exactas, no exactas y técnicas híbridas (ejemplo de este último grupo es la combinación de programación lineal con algoritmos genéticos). Dentro de las exactas se encuentran las lineales y no lineales, enteras, mixtas, binarias, cuadrática y dinámica; dentro de las no exactas están las heurísticas, las técnicas difusas (*fuzzy*) y las evolutivas. Ejemplos de cada una de ellas están en los recuadros grises de la figura 2.6.

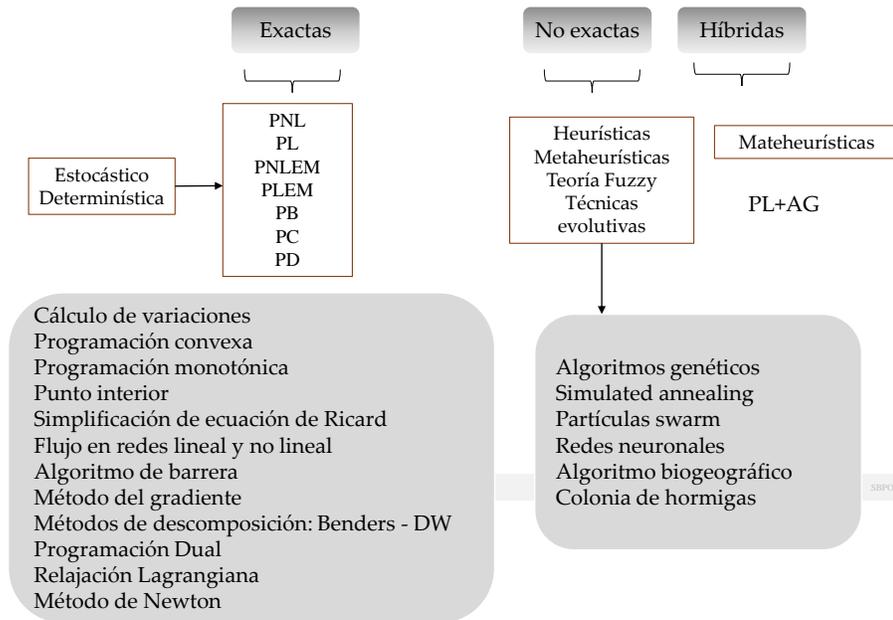


Figura 2.6: Modelos y técnicas de solución para el DHT.

El artículo más representativo en relación con el DHT, en el marco de esta tesis, re-

suelve el problema a partir de una técnica exacta (PL) [Jimenez & Paucar \(2007\)](#). Esta publicación es la base para construir un modelo linealizado del DHT que explica la complejidad del problema. Esta tesis opta por una técnica de PL para garantizar la solución óptima global. Para sistemas a gran escala como el brasero y para resolver el problema de despacho mediano plazo, una referencia importante para contrastar es [Lyra & Tavares \(1988\)](#) que resuelve un sistema que contiene cadenas hidráulicas pero a través de una técnica de optimización no lineal, basada en el gradiente reducido.

Todos los artículos citados en esta sección sobre DHT hacen parte la revisión del arte que se resume en las estadísticas que se muestran en las figuras y las tablas de la sección 2.1 Ninguno de los artículos clasificados es de revisión del estado del arte. En las referencias no aparecen los títulos de los 438 artículos por cuestiones de espacio. A petición de los interesados, la autora puede suministrar el archivo con los títulos de los artículos y vínculos a la base digital IEEE Explore de los mismos.

2.2 Mantenimiento de las unidades de generación

El mantenimiento preventivo de las unidades de generación (PMG) consiste en una serie de rutinas y revisiones programadas del equipo generador para aumentar su disponibilidad. El objetivo es tener un sistema confiable con el menor costo operativo para la empresa generadora [Yamayee et al. \(1983\)](#). El problema del planeamiento del mantenimiento de la generación, conocido en la literatura especializada por sus siglas en inglés como GMSP (*Generation Maintenance Scheduling Problem*) es un problema de naturaleza combinatoria, que se viene estudiando desde los años 70. Generalmente, en ambientes de mercado, el mantenimiento es planeado de manera separada por cada uno de los generadores, que no tienen en cuenta los planes de mantenimiento de las demás empresas. El fin de este planeamiento es prolongar la vida de los equipos el mayor tiempo posible y obtener el mayor lucro de su operación. Este problema se ha resuelto a través de técnicas exactas tales como la programación entera mixta (PEM) [Dopazo & Merrill \(1975\)](#) y de técnicas de descomposición para modelos lineales [Yellen et al. \(1992\)](#) o para modelos no lineales [da Silva et al. \(2000\)](#). Técnicas como *Branch and Cut* utilizan variables binarias para modelar la disponibilidad o no de las unidades de generación [Yu et al. \(2004\)](#), así como también algoritmos que combinan la PLEM (Programación Lineal Entera Mixta) con simulación de Monte Carlo [Baslis et al. \(2009\)](#). Se puede proponer un mecanismo de coordinación del mantenimiento en un ambiente de mercado de electricidad a través de modelos relajados, debido al gran tamaño del problema resultante [Wang et al. \(2016\)](#).

Las técnicas heurísticas [Ramírez \(2014\)](#) y metaheurísticas también se hallan en la lista de soluciones propuestas para este problema. Algunas de ellas son: algoritmos genéticos [Wang & Handschin \(1999\)](#); [Yamamoto et al. \(2001\)](#); [Leou \(2003\)](#); [Eshraghnia et al. \(2006, 2007\)](#); [Samhuri \(2009\)](#); [Chandrasekaran & Simon \(2009\)](#), la combinación de algoritmos genéticos y la teoría fuzzy [Oh et al. \(2011\)](#); [Srinivasan et al. \(2010\)](#). De igual modo, un estudio sobre el mantenimiento que aplica algoritmo genético y simulación

de Monte Carlo fue reportado [Manbachi et al. \(2010\)](#), así como una solución híbrida denominada algoritmo genético de dispersión [Kim & Geem \(2015\)](#). Algunos enfoques de resolución del problema modelan el efecto del mantenimiento incluyendo un costo en la función objetivo [Li & Kuri \(2005\)](#) o adicionando restricciones al modelo que representan la disponibilidad o no de las unidades de generación [Yang & Chen \(1990\)](#); [Christoforidis et al. \(1996\)](#). En la literatura también se encuentra una heurística que utiliza el concepto de índices de confiabilidad ecualizados [González & Juan \(1999\)](#), o aspectos combinados como demanda, hidrología y capacidad instalada [Martínez et al. \(2014\)](#).

Para el estado del arte del PMG, se seleccionaron tres bases de datos: Science Direct, IEEE Explore y Springer. Los criterios para esta selección fueron, en primer lugar, que tuvieran publicaciones relevantes sobre este tema y, en segundo lugar, que se pudiese garantizar el acceso a los artículos completos. Las suscripciones de la UTP a las bases de datos seleccionadas, garantiza el segundo criterio. Se analizaron publicaciones entre los años 2008 y 2017 (los últimos 10 años).

De igual modo, se obtuvieron 135 publicaciones entre artículos de revistas y memorias de congresos, distribuidos de la siguiente manera: 77 pertenecientes a IEEE Explore, 39 a Science Direct y 19 a Springer Link. La distribución porcentual de los artículos se presenta en la figura 2.7.

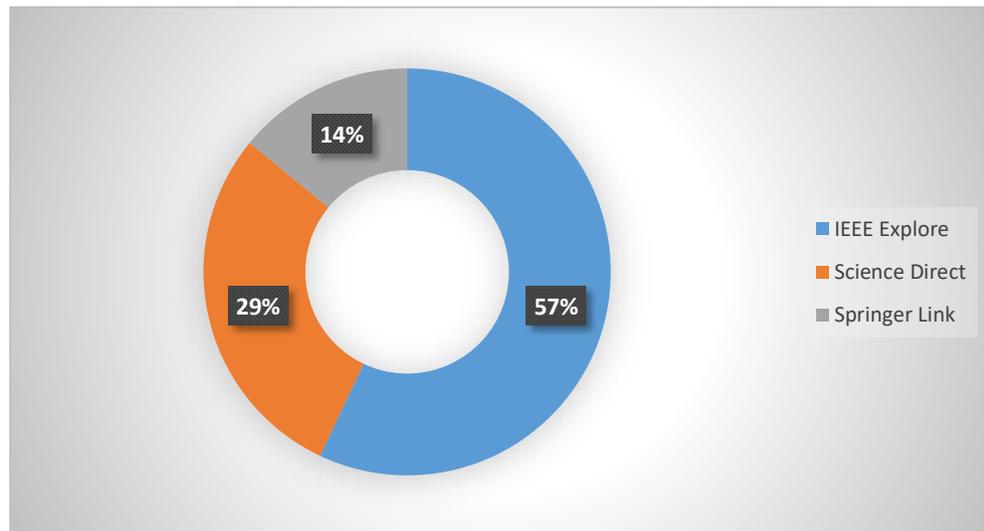


Figura 2.7: Porcentaje de publicaciones según base de datos.

La figura 2.8 registra el número de artículos de acuerdo con el año de publicación. El año con mayor número en las tres bases de datos fue 2016, con 21 en total, seguido de

los años 2012 y 2017 con 19 artículos publicados cada uno. El año en que menor número de trabajos se publicó fue 2009, con 7 publicaciones, todas procedentes de la base de datos IEEE Xplore.

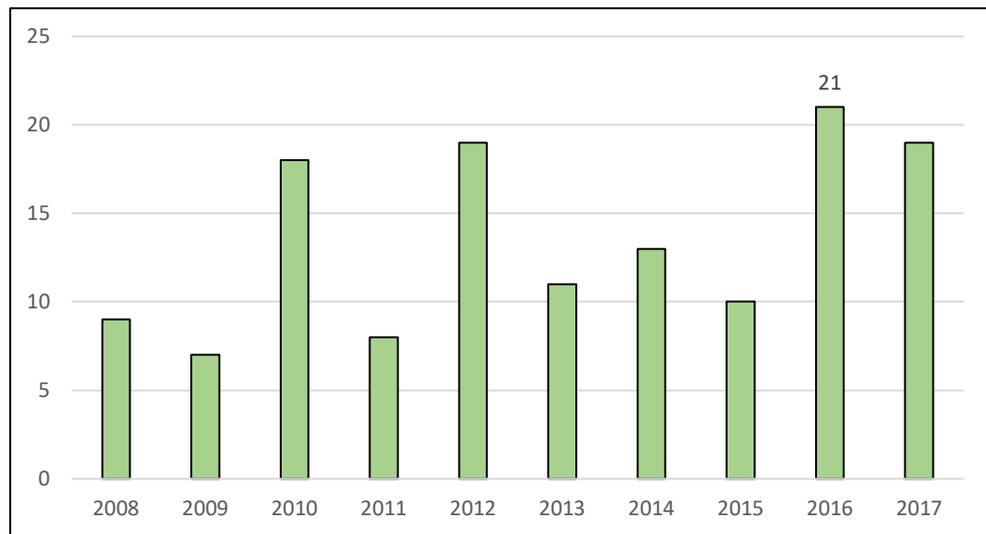


Figura 2.8: Número de artículos de PMG, según año de publicación.

Se detecta un incremento abrupto de 125 % en el número de artículos cuando se comparan los años 2009 y 2010. Las bases de datos IEEE Explore y Springer Link clasifican sus publicaciones en dos tipos: los divulgados en revistas (*Journals*) y los presentados en conferencias internacionales (*Proceedings*), mientras que Science Direct solo los divide en artículos de investigación y artículos de revisión. En la figura 2.9 se muestra porcentualmente cómo se distribuyen las 135 publicaciones de acuerdo con ese criterio.

Cabe anotar que un artículo clasificado como conferencia, es un artículo publicado en las memorias de una reunión científica y es producto de una investigación original y considerada como de alto nivel. La calificación de su calidad es rigurosa y es realizada por personas expertas en el tema.

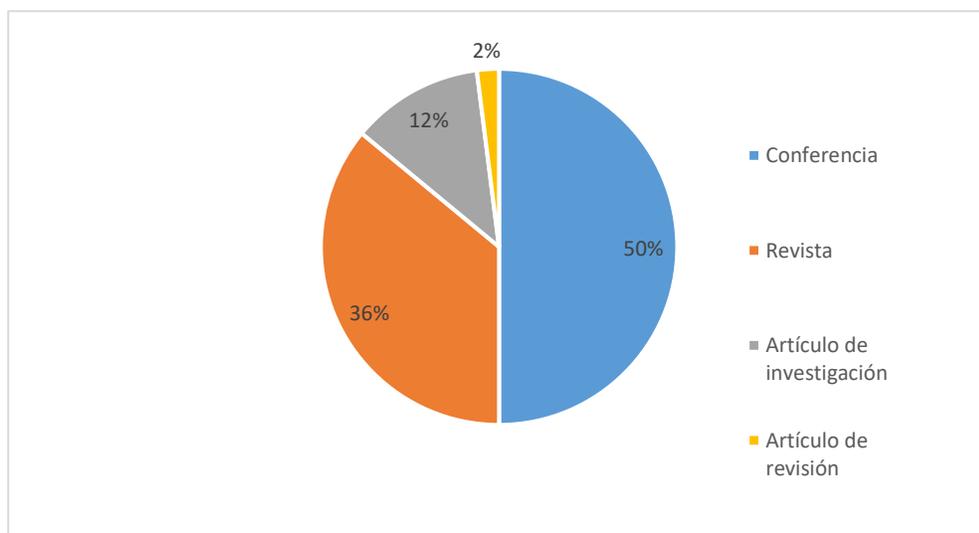


Figura 2.9: Número de artículos de PMG según tipo de publicación.

Denominaremos **fuentes** al nombre de la revista o evento científico (conferencia, seminario, simposio, etc) en el que se publicó la investigación. La tabla 2.1 ordena los artículos de acuerdo con la fuente; esta, se ordena en forma decreciente de acuerdo con el número de artículos. El mayor número de publicaciones de una misma fuente fue ocho. Hubo 67 fuentes que solo publicaron un artículo. Por razones de espacio, se aglutinan todas ellas en una sola casilla bajo la denominación **Unitarios**.

Tabla 2.1: Artículos clasificados según la fuente

| Fuente | Número de artículos | Base de datos |
|--|---------------------|---|
| IET Generation, Transmission & Distribution | 7 | IEEE Explore |
| Energy Procedia | 7 | Science Direct |
| Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS) | 7 | IEEE Explore |
| IEEE Transactions on Power Systems | 6 | IEEE Explore |
| The International Journal of Advanced Manufacturing Technology | 5 | Springer Link |
| Universities Power Engineering Conference (UPEC) | 4 | IEEE Explore |
| Journal of Scheduling | 4 | Springer Link |
| Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies | 3 | IEEE Explore |
| Power and Energy Society General Meeting | 3 | IEEE Explore |
| Thermal Engineering | 3 | Science Direct |
| Power and Energy Engineering Conference | 2 | IEEE Explore |
| Reliability and Maintainability Symposium (RAMS) | 2 | IEEE Explore |
| European Energy Market (EEM) | 2 | IEEE Explore |
| North American Power Symposium (NAPS) | 2 | IEEE Explore |
| PES General Meeting, Conference & Exposition | 2 | IEEE Explore |
| Thermal Power Plants (CTPP) | 2 | IEEE Explore |
| Annals of Operations Research | 2 | Springer Link |
| Journal of Intelligent Manufacturing | 2 | Springer Link |
| Dynamics in Logistics | 2 | Springer Link |
| Unitarios | 67 | IEEE Explore Springer Link Science Direct |

Un total de 348 autores participaron en la elaboración de los 135 artículos. Se estableció que en esos diez años, el mayor número de publicaciones de un solo autor fue cuatro. Ellos son: Y. Yare, G. K. Venayagamoorthy, Nima Mohammadi Tabari, Bahareh Hassanpour, Changyou Feng, Xifan Wang y N. Kumarappan. Los autores que publicaron tres artículos fueron: Mahdi Pirmoradian, Jaeseok Choi, K. Suresh, Hossein Daneshi, Reza Sirjani, J. P. Zhan, C. X. Guo, Q. H. Wu, G. Giftson Samuel, C. Christober Asir Rajan, Hessam Golmohamadi, Yang Wang, Haiwang Zhong, Qing Xia, Mojgan Mollahassani-pour, Masoud Rashidinejad, Amir Abdollahi, Murat Yildirim, Xu Andy Sun, Nagi Z. Gebrael, E. Umamaheswari, S. Ganesan, M. Abirami, S. Subramanian y Md Pauzi Abdullah. Por último, 27 autores participaron en dos publicaciones, mientras que 289 autores colaboraron en una publicación.

Sobre la procedencia de las publicaciones, entendiendo esto como el lugar donde se encuentra la universidad o el instituto de investigación al que pertenecen los autores, se tiene que el país más intensivo en publicar sobre PMG es China, con 30 artículos. Chipre, Grecia, Finlandia, Suiza, Croacia, Pakistán, Israel, Bélgica, Irlanda, Canadá y Kazajistán solo publicaron uno, y se identifican como **otros países**. La figura 2.10 muestra la distribución de artículos según procedencia.

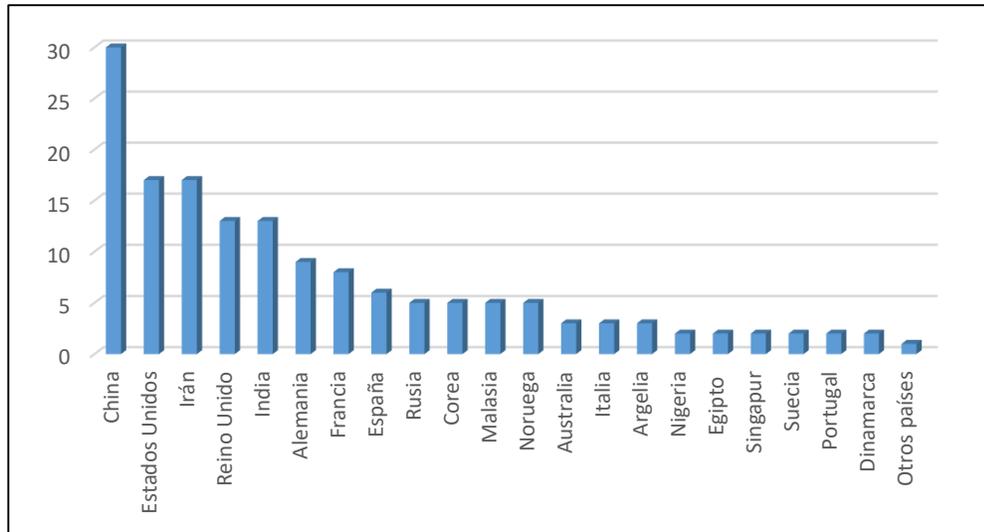


Figura 2.10: Número de artículos de PMG según procedencia.

En relación con el modelo matemático y las técnicas de solución, la revisión arrojó los siguientes resultados: se encontraron 88 publicaciones que contenían un modelo matemático; 60 artículos no reportaron un modelo matemático. Esto es debido a que estos artículos son revisiones sobre el tema o tienen algunos modelos empíricos propuestos desde el punto de vista de una coordinación de tiempos, básicamente. La figura 2.11 enumera los modelos matemáticos y técnicas de solución más usados. El algoritmo genético es la técnica más usada, en un total de 15 artículos. Aquellos modelos o técnicas que solo se utilizaron en una publicación y se denominan **Otros** en la gráfica y son:

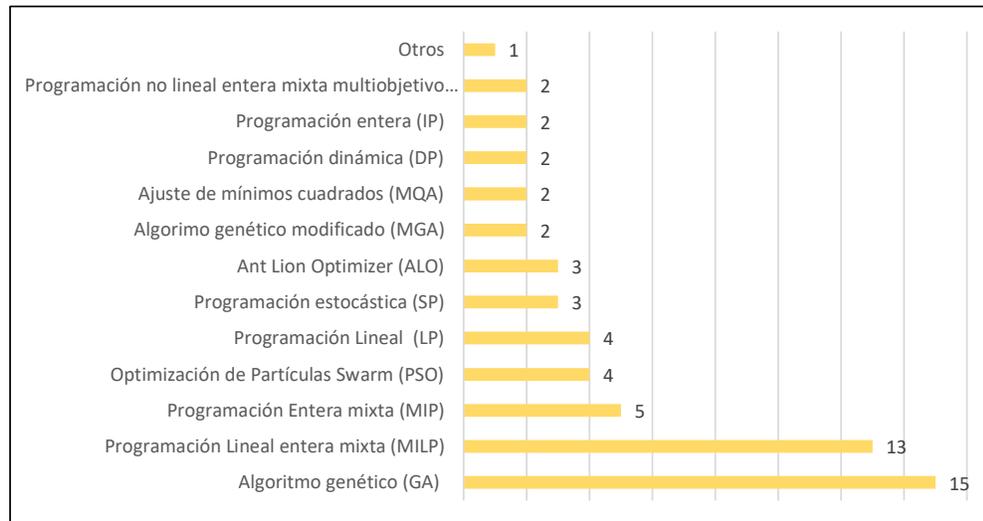


Figura 2.11: Modelos matemáticos y técnicas de solución en el PMG.

Dos publicaciones son las más relevantes en el marco de esta investigación en relación con el mantenimiento de la generación: [Dopazo & Merrill \(1975\)](#) y [Manbachi et al. \(2010\)](#). Ambas abordan el problema del mantenimiento a través de PLEM. Sin embargo, no lo hacen con el enfoque planteado en esta tesis, que es desde la perspectiva del OIS. Los artículos de revisión en el tema del mantenimiento para el presente estado del arte se encuentran en las referencias

2.3 Enfoques de solución

2.3.1 Optimización multiobjetivo

La optimización es el proceso que utiliza las matemáticas y herramientas de computación para encontrar la mejor manera de diseñar o/y operar un sistema dado, representado por la combinación más apropiada de valores para las variables del problema (solución óptima), tomando en cuenta los objetivos y las restricciones de operación. La mayoría de los problemas son multiobjetivo; minimizar o maximizar un solo aspecto puede ser problemático. La principal dificultad de la optimización monoobjetivo es la pretensión de modelar diferentes objetivos y especificaciones en una sola ecuación (función objetivo). Los múltiples objetivos introducen flexibilidad al diseño y modelamiento de problemas y sistemas. El precio a pagar es que ya no se obtiene una solución única sino un conjunto de soluciones (soluciones de Pareto). En la optimización multiobjetivo, los objetivos (fines o metas) pueden ser respuestas o características que se tratan de maximizar o minimizar simultáneamente: costo, peso, eficiencia, pérdidas, etc. Es decir, el

diseño procura satisfacer múltiples objetivos posiblemente en conflicto al mismo tiempo [Marler & Arora \(2004a,b\)](#). Este enfoque requiere involucrar múltiples disciplinas.

Para ilustrar, tomemos el diseño de aeronaves. El gerente de una compañía podría estar interesado en maximizar el volumen de pasajeros y la velocidad de crucero, pero al mismo tiempo minimizar el consumo de combustible y el costo del ciclo de vida de la aeronave. Minimizar solo un objetivo (costo, por ejemplo) puede traer consecuencias no deseadas, pues en aras de reducir los costos, podría ponerse en riesgo la seguridad de la aeronave y, por ende, la vida de los pasajeros y la tripulación.

2.3.2 Toma de decisión multicriterio

Los métodos de toma de decisión multicriterio (MTDM) buscan encontrar la mejor solución de conciliación, de compromiso o avenencia. Eso significa que se busca una solución que satisfaga de la mejor manera posible los distintos criterios u objetivos del problema a resolver. Los MTDMC se utilizan desde la década de los 80 para resolver problemas en muy diversas áreas, y son una herramienta importante en la optimización multiobjetivo. Algunos de los métodos reportados en la literatura son: Proceso Analítico Jerárquico (AHP) [Saaty \(2008\)](#), técnica de orden de preferencia mediante similitud con una solución ideal (TOPSIS) , optimización multicriterio y solución de concertación (VIKOR) [Opricovic & Tzeng \(2004\)](#), toma de decisión interactiva y multicriterio (TODIM) [Gomes et al. \(2014\)](#), evaluación por suma y producto agregados y ponderados (WASPAS) [Chakraborty & Zavadskas \(2014\)](#), método de clasificación por orden de preferencia para evaluaciones de enriquecimiento (PROMETHEE) [Behzadian et al. \(2010\)](#).

Aunque los métodos TDMC, en general, tienen como objetivo ayudar a la toma de decisiones en cualquier tipo de problema, muchos autores han usado un método específico, dependiendo del campo de aplicación. Esto se puede notar en artículos de revisión tales como [Ho \(2008\)](#), [Behzadian et al. \(2010\)](#), [Behzadian et al. \(2012\)](#), [Mardani et al. \(2015a\)](#), [Govindan & Jepsen \(2016\)](#) entre otros. Sin embargo, cada método posee características que lo diferencian de los demás. Un repaso breve de los métodos mencionados en el párrafo anterior y algunas aplicaciones se presentan a continuación.

El Proceso Analítico Jerárquico (AHP), por sus siglas en inglés, fue propuesto por [Saaty \(1980\)](#). Este método es una teoría de medición a través de la comparación por pares, que se basa en el juicio de expertos para obtener escalas de prioridad. Estas escalas miden intangibles en términos relativos. Las comparaciones se realizan usando una escala absoluta que representa qué tanto un elemento domina a otro (nivel o grado de dominancia) con respecto a un determinado atributo. Los juicios pueden resultar inconsistentes, por ello el método AHP se ocupa de valorar dicha inconsistencia y corregirla, de ser posible. Para hacer comparaciones se necesita una escala de números que indiquen cuántas veces un elemento es más importante que otro, con respecto al criterio o propiedad sobre el cuál se está comparando. En el método AHP existen dos niveles de comparación: el primero es la priorización de criterios entre sí, y es en este nivel donde

se calculan los pesos de los criterios. El segundo, la priorización de las alternativas a la luz de la priorización de dichos criterios.

La Toma de Decisión Interactiva Multicriterio (TODIM), por sus siglas en portugués, es un método desarrollado por [Gomes & Lima \(1992a,b\)](#) que está basado en la Teoría Prospectiva, es decir, en una descripción, probada mediante evidencia empírica, de cómo las personas toman decisiones para encarar el riesgo. Aunque no todos los problemas multicriterio involucran el riesgo como una de sus variables, este método utiliza la diferencia aditiva que es una función multiatributo global. Esta refleja la medida de dominancia de cada alternativa sobre cada una de las demás alternativas. Este método puede usarse para atributos cualitativos o cuantitativos.

Técnica de Orden de Preferencia mediante Similitud con una Solución Ideal (TOPSIS), en inglés. Este método fue presentado por Tzeng y Huang [Tzeng & Huang \(1981\)](#). El principio básico de este método es que la mejor alternativa es aquella que presenta la distancia euclidiana más corta de la solución ideal positiva (SIP) y la más larga de la solución ideal negativa (SIN). Un criterio como el costo minimiza la SIP, mientras que un criterio como la ganancia, maximiza la SIN. Este método se ha utilizado ampliamente en la literatura, especialmente en campos como la administración de la cadena de suministro, la logística, el diseño y la manufactura [Behzadian et al. \(2012\)](#); [Mardani et al. \(2015b,a\)](#).

El método de Optimización Multicriterio y Solución Concertada (VIKOR), por sus siglas en serbocroata, es un método propuesto en [Opricovic \(1998\)](#) que consiste en escoger la solución concertada o de avenencia que es la más cercana a la solución ideal [Opricovic & Tzeng \(2004\)](#); [Mardani et al. \(2015b\)](#).

Los artículos usados como base para la presente investigación, en lo que tiene que ver con toma de decisión multicriterio son los que describen los métodos utilizados TODIM [Gomes & Lima \(1992b\)](#), TOPSIS [Opricovic & Tzeng \(2004\)](#), VIKOR [Mardani et al. \(2016\)](#), AHP [Saaty \(2008\)](#) y WASPAS [Chakraborty & Zavadskas \(2014\)](#).

2.3.3 Despacho económico ambiental

La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles libera a la atmósfera gases contaminantes tales como óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos de carbono (CO_x) que afectan la vida en el planeta: la humana, la vegetal y la animal. Existe una preocupación global por proteger el medio ambiente, lo que ha fomentado normas que obligan en muchos países a producir energía con el mínimo impacto ambiental. Una de las estrategias es realizar el despacho económico considerando las emisiones contaminantes [Basu \(2011\)](#). Este artículo se tomó como referencia para construir el modelo matemático multiobjetivo que considera los gases contaminantes. La academia colombiana no ha sido ajena a la preocupación medioambiental, y ha adelantado trabajos para diagnosticar el nivel de emisiones del parque generador térmico colombiano. Como resultado, ha realizado propuestas técnicas tendientes al cumplimiento de los

estándares internacionales en ese sentido [López \(2007\)](#).

3 Modelos matemáticos

Como se discutió en las secciones 2.1 y 2.2, los problemas de DHT y PMG han sido representados separadamente, por medio de diversos modelos matemáticos entre los que se encuentran los del tipo de PNLEM, que están dentro de los más complejos de resolver por su naturaleza combinatoria. La mayoría de los enfoques, en términos de técnicas de solución, encontrados en el estado del arte realizado en el marco de esta investigación, especialmente para el PMG, son metaheurísticos (ver figura 2.11). El problema coordinado que se plantea en esta tesis conserva una naturaleza no lineal entera mixta. Por tanto, el modelo matemático que se propone aquí para encarar el problema, es un modelo de optimización de PNLEM, a través del enfoque de optimización multiobjetivo, definido en la sección 2.3.1. Se presentan tanto las versiones monobjetivo como la versión multiobjetivo determinística y considerando múltiples escenarios de incertidumbre. Los escenarios de hidrología se obtienen de cada operador en procesos especializados; no está dentro del propósito de este trabajo presentar una metodología para generar escenarios de hidrología. En el caso del modelo con múltiples escenarios, éste es robusto puesto que se resuelve simultáneamente para todos los escenarios y debe cubrir cada uno de ellos. Como parte de la solución, se apunta a resolver un plan de mantenimiento robusto que satisfaga todos los escenarios de hidrología, sin importar la probabilidad de ocurrencia de éstos, garantizando siempre la satisfacción de la demanda y, de ser posible, el vertimiento.

Para definir claramente el alcance del modelo matemático, se parte de los siguientes supuestos:

- 1) no se tienen en cuenta los efectos de la red de transmisión;
- 2) la demanda futura y los costos de los combustibles, así como también la capacidad instalada de las plantas son conocidos.
- 3) el costo del agua que alimenta los embalses es cero, lo cual es un supuesto en el DHT de mediano plazo, dado que el único costo operativo que se considera es el de los combustibles de las plantas térmicas. Esto implica que a la empresa generadora no se le cobra por el uso del agua para producir electricidad;
- 4) no se considera un costo asociado a la tarea de mantenimiento (este es asumido por las empresas) puesto que el modelo se plantea desde la perspectiva del OIS;
- 5) solo se considera el mantenimiento programado preventivo;
- 6) aunque la relación entre la potencia generada y el agua turbinada en una central hidráulica es no lineal (*variable head effect*), en este trabajo se considera lineal, lo cual es una aproximación comúnmente usada en planeamiento de mediano plazo;
- 7) el mantenimiento preventivo se realiza dentro del horizonte de tiempo T considerado, es decir, no se deja nada para el año siguiente;
- 8) la duración del mantenimiento es un parámetro del problema;
- 9) dentro de una misma planta generadora solo puede solicitar mantenimiento de hasta

- Q unidades simultáneamente. Esto por restricciones de espacio en las plantas.
- 10) el número de cuadrillas o equipos especializados para realizar el mantenimiento es limitado, por tanto, sólo hasta K unidades pueden recibir mantenimiento simultáneamente (*crew constraint*) teniendo en cuenta todas las plantas generadoras.
- 11) la penalidad por vertimiento es constante, es decir, se penaliza por el mismo valor cada Hm^3 vertido, sin importar cuál planta hidráulica o en qué período ocurre.

Las variables consideradas en este problema son de dos tipos: continuas y binarias. Dentro de las continuas se encuentran aquellas que representan la generación hidráulica y la generación térmica despachadas por planta $gh_{h,j}$ y $gt_{i,j}$, la generación despachada por unidad de generación $gu_{m,j}$, la demanda no atendida gr_j , el volumen de los embalses $v_{h,j,k}$, el turbinamiento de las plantas hidráulicas $u_{h,j,k}$, el vertimiento de las plantas hidráulicas $s_{h,j,k}$ y las variables auxiliares requeridas para para la linealización de los términos cuadráticos del problema, $gt_{i,j}^{sqr}$ y $\Delta_{i,j,l}$.

Las variables binarias representan el estatus de mantenimiento de las unidades de generación $Z_{m,j}$, es decir, si la unidad de generación fue sacada o no de servicio para tareas de mantenimiento.

A continuación, se especifica la nomenclatura utilizada en la formulación matemática en la que se definen tanto las variables, los parámetros, los conjuntos y los índices asociados:

Conjuntos

| | |
|-----------------|---|
| Ω_{CD_i} | Conjunto de plantas hidráulicas en cascada aguas abajo de la planta HP_i |
| Ω_{CU_i} | Conjunto de plantas hidráulicas en cascada aguas arriba de la planta HP_i |
| Ω_{HU_i} | Conjunto de unidades de generación de la planta hidráulica HP_i |
| Ω_{TU_i} | Conjunto de unidades de generación de la planta térmica TP_i |

Parámetros

| | |
|--------------|--|
| nt | Número de plantas térmicas |
| nh | Número de plantas hidráulicas |
| nu | Número de unidades de generación |
| ns | Número de escenarios de hidrología |
| Δt | Duración del periodo de tiempo. |
| T | Período final del horizonte de planeamiento |
| Q | Máximo número de unidades en mantenimiento de la misma planta |
| K | Límite superior de cuadrillas de mantenimiento disponibles |
| $cost_{i,j}$ | Costo del combustible de la planta térmica i en el período j |
| cs_j | Penalidad por vertimiento en el período j |
| cr_j | Penalidad por demanda no atendida en el período j |
| $ceOx$ | Penalidad por unidades emitidas de COx |
| $ceNx$ | Penalidad unidades de gas emitidas de NOx. |

| | |
|--------------------------------------|--|
| aT_i, bT_i, cT_i | Coefficientes cuadráticos de la función de costo de la planta térmica i |
| $a_{h,j,k}$ | Afluencia de la planta hidráulica h en el período j y en el escenario k |
| $\tilde{a}_{h,j}$ | Afluencia estocástica de la planta hidráulica h en el periodo j |
| $v_{h,0}$ | Volumen de la planta hidráulica h en el periodo 0 |
| \bar{v}_h | Límite máximo de volumen efectivo de la planta hidráulica h |
| \underline{v}_h | Límite mínimo de volumen efectivo de la planta hidráulica h |
| vf_h | Meta de generación de la planta hidráulica h |
| f_h | Factor de turbinamiento de la planta hidráulica h |
| \bar{u}_h | Límite máximo de turbinamiento de la planta hidráulica h |
| \underline{u}_h | Límite mínimo de turbinamiento de la planta hidráulica h |
| d_j | Demanda en el período j |
| \tilde{d}_j | Demanda en el período j |
| \overline{gt}_i | Capacidad máxima de la planta térmica i |
| \overline{gh}_h | Capacidad máxima de la planta hidráulica h |
| \overline{gu}_m | Capacidad máxima de la unidad m |
| D_i | Duración del mantenimiento de la unidad i |
| $m_{i,j,l}$ | Pendiente de la planta térmica i en el período j para el segmento l |
| L | Número de tramos de linealización |
| $\overline{\Delta}_{i,j,l}$ | Límite superior del tramo l asociado con la planta térmica i en el período j |
| p_i | Número de tramos de ajuste a la función exponencial de la planta térmica i |
| $ae_{i,j,k}, be_{i,j,k}, ce_{i,j,k}$ | Coefficientes cuadráticos de ajuste de la función exponencial de la térmica i en el período j en el tramo k |

Variables Continuas

| | |
|------------------|--|
| gr_j | Demanda no atendida en el período j |
| $s_{h,j,k}$ | Vertimiento de la planta hidráulica h en el período j y en escenario k |
| $gh_{h,j}$ | Generación hidráulica de la planta h en el período j |
| $gt_{i,j}$ | Generación térmica de la planta i en el período j |
| $gt_{i,j}^{sqr}$ | Variable auxiliar de linealización para el término cuadrático de la función objetivo asociado con la generación térmica |
| $gu_{m,j}$ | Generación de la unidad m en el período j |
| $v_{h,j,k}$ | Volumen del embalse la planta hidráulica h en el período j y en el escenario k |
| $u_{h,j,k}$ | Turbinamiento de la planta hidráulica h en el período j y en el escenario k |
| \tilde{P}_e | Potencia estocástica |
| $\Delta_{i,j,l}$ | Valor del segmento l asociado con la generación de la planta térmica i en el período j |
| $x_{i,j,k}$ | Variable de ajuste de la función exponencial de la térmica i en el período j en el tramo k |

Variables Binarias

- $Z_{m,j}$ Representa el estatus de mantenimiento de la unidad m en el período j (1 en mantenimiento, 0 operando).
 $Y_{m,j}$ Complemento de $Z_{m,j}$

3.1 Modelo monobjetivo determinístico

En una primera aproximación, se plantea y resuelve el problema monobjetivo determinístico. Este modelo busca el plan de mantenimiento y el despacho óptimo que minimice la función de costo (3.1), conformada por tres términos : el costo operativo de las centrales térmicas, la penalidad por demanda no atendida (racionamiento) y la penalidad por vertimiento. Este modelo no introduce el costo de la tarea de mantenimiento, es decir, optimiza los recursos disponibles (agua y combustible); no considera el efecto de la red de transmisión, que es un análisis clásico para despacho hidrotérmico de mediano plazo y considera costos operativos cuadráticos para las centrales térmicas que es el enfoque que persiste desde los primeros artículos publicados sobre DHT [Cypser \(1954\)](#) hasta los más recientes [Shi et al. \(2017\)](#)

$$\text{mín} \left(\sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T \text{cost}_{i,j} (aT_i g t_{i,j}^2 + bT_i g t_{i,j} + cT_i) + \sum_{j=1}^T cr_j g r_j + \sum_{h=1}^{nh} \sum_{j=1}^T cs_j s_{h,j} \right) \Delta t \quad (3.1)$$

El problema está sujeto a un primer conjunto de restricciones que se relacionan con el PMG: la ecuación (3.2) define el complemento de la variable binaria; la (3.3) representa la restricción de continuidad, también conocida como restricción secuencial del mantenimiento que garantiza que la tarea de mantenimiento, una vez se inicia, se lleve a cabo sin interrupción [Manbachi et al. \(2010\)](#); del mismo modo, la ecuación (3.4) garantiza que el mantenimiento tenga lugar durante el horizonte de planeamiento y con la duración requerida. Esta misma restricción asegura que el modelo no presente una solución trivial como factible, es decir, una solución en la que los $Z_{m,j}$ sean todos iguales a cero. Este valor siempre será igual a las semanas de mantenimiento solicitadas por la empresa generadora para una unidad específica. Dado que este modelo matemático está planteado desde el punto de vista del OIS, las motivaciones o señales para el mantenimiento no son de su competencia. Lo que éste recibe es la solicitud de duración y semana de inicio de mantenimiento, que para el OIS está condensado en el plan base (PB). La duración de los mantenimientos solicitados por los generadores son un parámetro del problema. La restricción de cruce de mantenimiento dentro de una planta específica que solo un número máximo de unidades por planta puede ser sometida a mantenimiento. Ésta se encuentra representada por las ecuaciones (3.5) y (3.6); la restricción de disponibilidad máxima de cuadrillas nos dice que un cierto número máximo de mantenimientos en diferentes plantas puede ser llevado a cabo simultáneamente [Samuel & Rajan \(2012\)](#) y está representada en la ecuación (3.7).

$$Z_{m,j} = 1 - Y_{m,j} \quad m = 1, \dots, nu \quad j = 1, \dots, T \quad (3.2)$$

$$D_i(Y_{m,j} - Y_{m,j+1}) \leq \sum_{k=j+1}^T (1 - Y_{m,k}) \quad m = 1, \dots, nu; j = 1, \dots, (T - 1) \quad (3.3)$$

$$\sum_{j=1}^T Y_{i,j} = T - D_i \quad m = 1, \dots, nu \quad (3.4)$$

$$\sum_{m \in \Omega_{HU_i}} Z_{m,j} \leq Q \quad j = 1, \dots, T \quad (3.5)$$

$$\sum_{m \in \Omega_{TU_m}} Z_{m,j} \leq Q \quad j = 1, \dots, T \quad (3.6)$$

$$\sum_{m=1}^{nu} Z_{m,j} \leq K \quad j = 1, \dots, T \quad (3.7)$$

A continuación se ilustra con un ejemplo el comportamiento de la restricción de continuidad.

Por ejemplo, si la unidad 1 entra en mantenimiento en el periodo 1, y el mantenimiento de dicha unidad tiene una duración de dos semanas, entonces $Z_{1,1}$ y $Z_{1,2}$ son iguales a 1 y $Y_{1,1}$ y $Y_{1,2}$ son iguales a cero. Por su parte, $Y_{1,3}$, $Y_{1,4}$ y $Y_{1,5}$ toman valor 1 porque la unidad no está en mantenimiento en los periodos 3, 4 y 5. Suponiendo, en aras de la simplicidad, que el horizonte de análisis T es igual a cinco semanas, la restricción 3.3 tiene la siguiente forma:

$$D_1(Y_{1,1} - Y_{1,2}) \leq \sum_{k=2}^5 (1 - Y_{1,k}) \quad (3.8)$$

$$2(Y_{1,1} - Y_{1,2}) \leq (1 - Y_{1,2}) + (1 - Y_{1,3}) + (1 - Y_{1,4}) + (1 - Y_{1,5})$$

$$2(0 - 0) \leq (1 - 0) + (1 - 0) + (1 - 1) + (1 - 1) = 2$$

Si el mantenimiento comienza en el periodo 2, $j=2$, la restricción tiene la siguiente forma:

$$2(Y_{1,2} - Y_{1,3}) \leq (1 - Y_{1,3}) + (1 - Y_{1,4}) + (1 - Y_{1,4}) + (1 - Y_{1,5})$$

$$2(0 - 0) \leq (1 - 0) + (1 - 0) + (1 - 1) + (1 - 1) = 2$$

Si el mantenimiento comienza en el periodo 3, $j=3$, la restricción tiene la siguiente forma:

$$2(Y_{1,3} - Y_{1,4}) \leq (1 - Y_{1,4}) + (1 - Y_{1,5})$$

$$2(0 - 0) \leq (1 - 0) + (1 - 1) = 1$$

Si el mantenimiento comienza en el periodo 4, $j=4$, la restricción tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned} 2(Y_{1,4} - Y_{1,5}) &\leq (1 - Y_{1,5}) \\ 2(0 - 0) &\leq (1 - 0) = 1 \end{aligned} \tag{3.9}$$

El ejemplo anterior, ilustra la forma de operar de la ecuación 3.3. Ésta representa un conjunto de $T - 1$ restricciones (cuatro en este caso) que cubre todas las posibilidades de que el mantenimiento de la unidad 1 empiece en cualquier periodo entre la primera y la cuarta semana, que es el último período posible de inicio del mantenimiento para garantizar la duración de dos semanas, y que no se extienda más allá del horizonte de análisis que son cinco semanas.

El segundo conjunto de restricciones tiene que ver con el DHT: las ecuaciones (3.10) y (3.11) representan la generación de cada una de las plantas térmicas e hidráulicas, que es igual a la suma de la contribución de cada una de las unidades (turbinas) de la planta respectiva, en cada periodo de tiempo ; el balance energético está representado en la ecuación (3.12); el balance hídrico en (3.13); la dependencia entre plantas (cadena hidráulica) en (3.14); la capacidad máxima de generación hidráulica y térmica de las plantas, respectivamente (3.15) y (3.16) y de las unidades (3.17) y (3.18). Por su parte, la productividad de las plantas hidráulicas se modela en la ecuación (A.52) de carácter lineal Jimenez & Paucar (2007); los límites máximo y mínimo de turbinamiento de las plantas hidráulicas en (3.20); los límites máximo y mínimo de volumen de los embalses (3.21) y la meta de generación (3.22). Finalmente, las ecuaciones (3.24) y (3.23) caracterizan las variables. Debe tenerse en cuenta que el modelo es general para topologías con o sin cadena hidráulica. Las ecuaciones (3.10) y (3.11) son las restricciones que describen el vínculo entre los dos problemas, el DHT y el PMG, puesto que relacionan la variable que describe el estatus de mantenimiento de la unidad de generación con la

capacidad suministrada de la planta (hidráulica o térmica) a la cual pertenece.

$$gh_{h,j} = \sum_{h \in \Omega_{HV_h}} gu_{h,j}(1 - Z_{h,j}) \quad j = 1, \dots, T \quad (3.10)$$

$$gt_{i,j} = \sum_{i \in \Omega_{TV_i}} gu_{i,j}(1 - Z_{i,j}) \quad j = 1, \dots, T \quad (3.11)$$

$$\sum_{h=1}^{nh} gh_{i,j} + \sum_{i=1}^{nt} gt_{i,j} + gr_j = d_j \quad j = 1, \dots, T \quad (3.12)$$

$$v_{h,j} = v_{h,j-1} + (a_{h,j} - u_{h,j} - s_{h,j})\Delta t \quad h = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (3.13)$$

$$v_{h,j} = v_{h,j-1} + a_{h,j}\Delta t + \Delta t \sum_{l \in \Omega_{CV_l}} (u_{l,j} + s_{l,j}) - u_{h,j}\Delta t - s_{h,j}\Delta t \quad i \in 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (3.14)$$

$$\underline{gh}_i \leq gh_{i,j} \leq \overline{gh}_i \quad h = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (3.15)$$

$$\underline{gt}_i \leq gt_{i,j} \leq \overline{gt}_i \quad i = 1, \dots, nt \quad j = 1, \dots, T \quad (3.16)$$

$$gu_{m,j} \leq \overline{gu}_m \quad m = 1, \dots, nu \quad j = 1, \dots, T \quad (3.17)$$

$$gu_{m,j} \geq \underline{gu}_m \quad m = 1, \dots, nu \quad j = 1, \dots, T \quad (3.18)$$

$$gh_{h,j} = f_h u_{h,j} \quad h = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (3.19)$$

$$\underline{u}_h \leq u_{h,j} \leq \overline{u}_h \quad h = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (3.20)$$

$$\underline{v}_h \leq v_{h,j} \leq \overline{v}_i \quad h = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (3.21)$$

$$v_{h,T} = v f_h \quad i = 1, \dots, nh \quad (3.22)$$

$$gh_{h,j}, gt_{i,j}, gu_{m,j}, u_{h,j}, v_{h,j}, s_{h,j}, gr_j \in R^+ \quad (3.23)$$

$$Y_{m,j}, Z_{m,j}, Z_{i,j}, Z_{h,j} \text{ binarias} \quad (3.24)$$

Las ecuaciones (3.10) y (3.11) son no lineales, debido al producto de las variables binarias $Z_{m,j}$, que representan el estatus de mantenimiento de las unidades de generación y de las variables continuas, $gh_{h,j}$ y $gt_{i,j}$, que representan la generación térmica e hidráulica. $Z_{m,j}$ igual a 1 significa que la unidad m se encuentra en mantenimiento en el período j , mientras que si se iguala a cero significa que la unidad está generando. El complemento de $Z_{m,j}$ es $Y_{m,j}$, lo cual significa que si $Z_{m,j}$ es igual a cero, $Y_{m,j}$ es igual a 1. La restricción de continuidad escrita en términos del complemento facilita la codificación del modelo matemático.

3.2 Modelo monobjetivo con escenarios

Como se anotó en la sección 1.1, el DHT reviste un alto nivel de incertidumbre debido a diversos aspectos como el precio de los combustibles, la demanda de energía y factores climáticos entre otros. El modelo matemático que se propone en esta sección considera la incertidumbre en las afluencias de los embalses a través de múltiples escenarios de hidrología, que se resuelven en un modelo único. En consecuencia, en la versión monobjetivo sufrirán modificaciones la función objetivo (3.1), que se convierte en la ecuación

(3.25), las restricciones que se modifican son aquellas relacionadas con balance hídrico, cadena hidráulica, límites máximos y mínimos de los embalses y la meta de generación, que quedan reescritas adicionando un índice k en las ecuaciones de la (3.26) a la (3.30). Dicho índice representa los múltiples escenarios de hidrología.

$$\min\left(\sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T cost_{i,j}(aT_i g t_{i,j}^2 + bT_i g t_{i,j} + cT_i) + \frac{1}{ns} \sum_{j=1}^T cr_j g r_j + \sum_{h=1}^{nh} \sum_{j=1}^T \sum_{k=1}^{ns} cs_j s_{h,j,k}\right) \Delta t \quad (3.25)$$

$$v_{h,j,k} = v_{h,j-1,k} + \Delta t(a_{h,j,k} - u_{h,j,k} - s_{h,j,k}) \quad h = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad k = 1, \dots, ns \quad (3.26)$$

$$v_{h,j,k} = v_{h,j-1,k} + a_{h,j,k} \Delta t + \left(\sum_{i \in \Omega_{CV_i}} (u_{l,j,k} + s_{l,j}) - u_{h,j,k} - s_{h,j,k} \right) \Delta t \quad h = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad k = 1, \dots, ns \quad (3.27)$$

$$\underline{v}_h \leq v_{h,j,k} \leq \bar{v}_h \quad h = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad k = 1, \dots, ns \quad (3.28)$$

$$v_{h,T,k} = v f_{h,k} \quad h = 1, \dots, nh \quad k = 1, \dots, ns \quad (3.29)$$

$$v_{h,j,k}; s_{h,j,k}; u_{h,j,k}; g r_j \in R^+ \quad (3.30)$$

3.3 Modelo multiobjetivo

El propósito de los problemas multiobjetivo en el marco de la programación matemática es optimizar un número no de funciones objetivo, sujeto a un número de restricciones del sistema. Por ejemplo,

$$\min F(x) = [F_1(x), F_2(x), \dots, F_{no}(x)] \quad (3.31)$$

s.a.

$$x \in X \quad (3.32)$$

donde x es un vector de variables de decisión n -dimensional, X es el espacio de restricciones y $F(x)$ es un vector de no funciones de valor real. Para que el problema no sea trivial, se asume que los objetivos se encuentran en conflicto. Debido a la naturaleza en conflicto de estos objetivos, una solución óptima que beneficie (maximice o minimice) todos los criterios al mismo tiempo, no es posible. En su lugar, lo que se obtiene es un conjunto de soluciones llamadas eficientes que tienen la propiedad de que no es posible mejorar uno de los objetivos sin sacrificar uno o más de los restantes [Kohtari \(2006\)](#).

La versión con múltiples objetivos del PMG coordinado con el DHT solo presenta modificaciones en la función objetivo. El conjunto de restricciones no requiere ninguna variación. Se introducen algunos parámetros nuevos para modelar las emisiones y se

establecen cinco objetivos, a saber: el costo operativo, la penalidad por racionamiento, la penalidad por vertimiento, las emisiones de óxidos de carbono (CO_x) y las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x). Los dos tipos de emisiones producto de la combustión se modelan en dos objetivos distintos, dado que su representación matemática es distinta. La formulación matemática de los cinco objetivos se presenta en las ecuaciones (3.33) a (3.37). La hipótesis inicial es que estos cinco objetivos son independientes. Sin embargo, serán los resultados, producto de la validación del modelo, los que confirmen la hipótesis. De no serlo, algunos objetivos podrían agruparse y resultar en un modelo con menos objetivos, en todo caso multiobjetivo, y al mismo tiempo, podría aliviarse el esfuerzo computacional.

$$F_1 = \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T cost_{i,j} (aT_i gt_{i,j}^2 + bT_i gt_{i,j} + cT_i) \quad (3.33)$$

$$F_2 = \sum_{j=1}^T cr_j gr_j \quad (3.34)$$

$$F_3 = \sum_{h=1}^{nh} \sum_{j=1}^T \sum_{k=1}^{ns} cs_j s_{h,j,k} \quad (3.35)$$

$$F_4 = ceOx \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T \gamma_i \cdot gt_{i,j}^2 + \beta_i \cdot gt_{i,j} + \alpha_i \quad (3.36)$$

$$F_5 = ceNx \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T \eta_i \cdot e^{\lambda_i \cdot gt_{i,j}} \quad (3.37)$$

Donde $ceOx$ y $ceNx$ representan la penalidad a pagar por las unidades de gases emitidas. γ_i , β_i y α_i , η_i y λ_i son parámetros de las funciones que representan las emisiones de dióxido de carbono y óxido de nitrógeno y son particulares para cada tipo de generador térmico.

3.4 Modelo estocástico del DHT

En el marco de esta tesis doctoral, además de los modelos matemáticos que se presentan en las primeras secciones de este capítulo concernientes al problema coordinado y que son el núcleo de esta investigación; también se exploraron los efectos estocásticos de la hidrología y de la generación eólica en el DHT. El modelo matemático estocástico que se adoptó es de programación lineal y simulación de Monte Carlo para resolver un problema de despacho hidrotérmico de mediano plazo, a nodo único, con escenarios de penetración de generación eólica. Se considera costo del combustible variable en cada período, teniendo en cuenta dos tecnologías: plantas de carbón y de gas con ciclo combinado, una penalidad por racionamiento y penalidad por vertimiento (3.43). Se incluirá un sistema conocido como estación de bombeo y almacenamiento (EBA) que por sus siglas en inglés se conoce como PSU (*pump storage unit*) y un parque eólico que

puede operar continuamente en el horizonte de planeamiento. La estación de bombeo entra al modelo como una planta hidráulica con posibilidad de turbinamiento negativo y positivo. Esto queda representado en el modelo matemático de forma simple, la variable asociada al turbinamiento se define como un valor real, es decir, puede tomar valores negativos y positivos (3.46).

El turbinamiento negativo, representa el bombeo, es decir, la función de almacenamiento de energía, que en los resultados se observará como una generación negativa de la EBA y el turbinamiento positivo representa la función de generación de la misma.

La generación eólica se modela mediante funciones de distribución de probabilidad tipo Weibull de acuerdo con Manwell et al. (2002) puesto que los datos de viento se adhieren bien a esta distribución.

Por su parte, las afluencias de los embalses se modelan típicamente mediante funciones de probabilidad normal (gaussiana).

3.4.1 Modelo estocástico de la potencia eólica

La función de distribución de probabilidad acumulada tiene valores en un rango continuo entre cero y uno. Se genera un valor aleatorio en este rango, que corresponde a un valor de la función acumulada, denotado como u , y a partir de allí, se obtiene el valor del viento correspondiente, de la ecuación (3.38), con valores conocidos de α y β que son los parámetros de forma y de escala, respectivamente, y que varían dependiendo del mes.

$$\tilde{x} = \beta \left(\frac{1}{\ln u} \right)^{\frac{1}{\alpha}} \quad (3.38)$$

Con el valor de la velocidad del viento se calcula la potencia eólica del parque a instalar, a partir de la ecuación (3.39) definida en Patel (1999), donde C_p es el factor que mide la eficiencia del rotor, y se calcula de la ecuación 3.40.

Donde P_{nom} es la potencia nominal, N es el número de turbinas del parque eólico, C_p es la eficiencia del rotor, ρ es la densidad del aire, x_{nom} es la velocidad nominal de la turbina, A es el área del círculo que describen las aspas de la turbina, todos ellos parámetros del sistema, y \tilde{x} es la variable que representa la velocidad del viento.

$$\tilde{P}_e = N \frac{1}{2} \rho C_p A \tilde{x}^3 \quad (3.39)$$

$$C_p = \frac{2P_{nom}}{\rho A x_{nom}^3} \quad (3.40)$$

3.4.2 Modelo estocástico de las afluencias

Para efectos de introducir la incertidumbre de las afluencias, se tiene en cuenta un modelo probabilístico distinto para cada central hidráulica.

El embalse agregado o equivalente, es el volumen que resulta de la suma en cada periodo de las afluencias de los rios implicados en el estudio. Cada afluente o río participa en un porcentaje de ese valor agregado. En este caso particular, el embalse agregado está conformado por las afluencias en cada periodo de tres ríos.

Para este estudio, el volumen total de los embalses colombianos en un determinado año se divide en tres ríos que alimentan tres embalses de las centrales hidráulicas H1, H2 y H3 respectivamente.

La función de de distribución de probabilidad que se ajusta a las afluencias es la función normal o gaussiana. Los valores de los parámetros de esta función son la media y desviación estándar. Estos se calculan a partir de las afluencias agregadas en cada uno de los embalses, es decir, que los valores conocidos de afluencias de los tres rios se ajustan cada una función Gaussiana, mediante la Función de Distribución Normal (FDN) definida en [Canavos \(1988\)](#), ecuación (3.41), donde μ representa la media y λ , la desviación estándar.

$$f(\tilde{a}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\lambda}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\tilde{a}-\mu}{\lambda}\right)^2} \quad (3.41)$$

Sin embargo, como en este caso, La función de transferencia inversa encuentra el valor de la variable aleatoria, en este caso la afluencia, con una probabilidad dada de ocurrencia u , mediante la ecuación (3.42):

$$\begin{aligned} \tilde{a} &= F^{-1}(u) \\ \tilde{a} &= (-2\lambda^2 \ln(u\lambda\sqrt{2\pi}))^2 + \mu \end{aligned} \quad (3.42)$$

3.4.3 Simulación de Monte Carlo

Este método consiste en realizar múltiples experimentos con el modelo matemático, es decir, evaluar muchas veces distintos valores de las variables aleatorias del problema para estimar un escenario real [Garcés & Gómez \(2008\)](#). Los pasos del algoritmo son: a) seleccionar las variables aleatorias de entrada (velocidad del viento y afluencias), b) generar un valor de dichas variables con probabilidad definida por su función de transferencia inversa, c) evaluar la variable de salida y d) evaluar el criterio de convergencia, que en este caso, será el número máximo de iteraciones. En la versión estocástica del problema, una iteración de la Simulación de Monte Carlo del despacho hidrotérmico, teniendo en cuenta las variables aleatorias consideradas, tiene en cuenta costos de combustibles lineales en la función objetivo, tal como se observa en la ecuación (3.43):

$$\min \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T cost_{i,j} gt_{i,j} + \sum_{j=1}^T cr_j gr_j + \sum_{h=1}^{nh} \sum_{j=1}^T cs_j s_{h,j} \quad (3.43)$$

Nótese que en este modelo, los costos de los combustibles de las centrales térmicas en la función objetivo se consideran lineales, ecuación (3.43), lo cual es una aproximación que se realiza para no linealizar la función objetivo y para que el algoritmo converja más rápidamente. La generación eólica, si se presenta, se despacha prioritariamente, lo que en el modelo se refleja en la ecuación (3.44). Esto significa, que la potencia eólica generada cuando hay viento se sustrae de la demanda conocida o proyectada d_j , lo que da origen a \tilde{d}_j , que denominaremos la demanda estocástica, como se muestra en la ecuación (3.45). En realidad la demanda es fija, pero como se define en función de la generación eólica, se vuelve estocástica. El despacho hidrotérmico se calcula con la demanda estocástica y con la afluencia estocástica $\tilde{a}_{i,j}$.

Las restricciones son aquellas relacionadas estrictamente con el DHT presentadas en el modelo determinístico monobjetivo en la sección 3.1, desde la ecuación (3.12) a la ecuación (3.23). En el modelo estocástico, la única ecuación que sufre modificación es la relacionada con el balance eléctrico (3.12), y que se transforma en la ecuación (3.44).

s.a.

$$\sum_{h=1}^{nh} gh_{h,j} + \sum_{i=1}^{nt} gt_{i,j} + gr_j = \tilde{d}_j \quad j = 1, \dots, T \quad (3.44)$$

$$\tilde{d}_j = d_j - \tilde{P}_e \quad (3.45)$$

$$gh_{h,j}, gt_{i,j}, gu_{m,j}, v_{h,j}, s_{h,j}, gr_j \in R^+ \quad (3.46)$$

$$u_{h,j} \in R$$

4 Técnica de solución

4.1 Programación Lineal Entera Mixta

La técnica de solución adoptada en este trabajo es la PLEM. Debido a que es un problema nuevo a resolver, no se encontraron marcos de referencia con los cuales contrastar los resultados. Por esa razón, al comienzo de esta investigación se exploraron algunos campos afines al problema central de este estudio, que sirvieron como preparación y referencia para validar el modelo matemático exacto. Se resolvió el problema a través de una técnica híbrida, que en este caso, es la combinación de una técnica no exacta (metaheurística), el algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCH) y una exacta, la programación lineal (PL). Los resultados se validaron utilizando un sistema de mediana complejidad. Dado que la solución mediante la técnica híbrida no es el eje central de esta tesis, la descripción se encuentra en el anexo [A.3](#). Adicionalmente, el resultado de ese trabajo fue objeto de una publicación y puede ser consultado en detalle en [Ramirez et al. \(2017\)](#).

Un asunto clave en la técnica de solución propuesta es poder abordar las no linealidades del problema de modo que el modelo matemático pueda ser resuelto utilizando CPLEX, enfatizando que CPLEX es una alternativa eficiente cuando se trata de resolver problemas que involucran gran número de variables y de restricciones. El modelo exacto presenta dos tipos de no linealidades: la cuadrática presente en la función objetivo y el producto de variables binarias por continuas, presente en las restricciones (3.10) y (3.11). Aunque CPLEX está en condiciones de resolver problemas con funciones objetivo cuadráticas, el gran número de variables y de restricciones, sumado al tamaño considerable de uno de los sistemas de prueba, hizo que fuera necesario realizar dos procedimientos de linealización. El primero, ya descrito en la sección [A.3.2](#) y el segundo, tendiente a eliminar la no linealidad de las ecuaciones (3.10) y (3.11). Una solución simple consiste en multiplicar los límites superiores e inferiores de las variables $gu_{i,j}$ por el término $1 - Z_{i,j}$, en las ecuaciones (3.17) y (3.18). Las nuevas restricciones quedan de la siguiente manera:

$$gu_{m,j} \leq \overline{gu}_m(1 - Z_{m,j}) \quad m = 1, \dots, nu \quad j = 1, \dots, T \quad (4.1)$$

$$gu_{m,j} \geq \underline{gu}_m(1 - Z_{m,j}) \quad m = 1, \dots, nu \quad j = 1, \dots, T \quad (4.2)$$

Escribir algunas restricciones en términos de las variables $Y_{i,j}$ en lugar de las variables $Z_{i,j}$ facilita su construcción y codificación. Ese es el caso de las restricciones (3.3) y (3.4). Lo anterior es útil especialmente para aquellos interesados en replicar este trabajo.

4.2 Solución al problema multiobjetivo

El aspecto multiobjetivo de esta tesis se resuelve mediante el método escalar de optimización denominado suma ponderada, asignando pesos de manera aleatoria a cada objetivo. Este método es uno de los métodos más comunes para resolver problemas de optimización multiobjetivo [Kohtari \(2006\)](#). El problema multiobjetivo se convierte en un problema escalar, mediante la siguiente transformación:

$$\text{mín} \sum_{i=1}^{no} w_i F_i(\underline{x}) \quad (4.3)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{no} w_i = 1 \quad (4.4)$$

$$w_i \leq 0 \quad (4.5)$$

donde *no* representa el número de objetivos y w_i , el peso asignado al objetivo i . Este enfoque conlleva a resultados significativos si se resuelve muchas veces para tener una idea del comportamiento de las soluciones ante variaciones de los pesos. El frente de Pareto se obtiene mediante la variación aleatoria de los pesos.

La nueva función escalar a minimizar, compuesta por los cinco objetivos presentados en las ecuaciones de la (3.33) a la (3.37), se presenta en la ecuación (4.6).

$$\begin{aligned} & w_1 \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T cost_{i,j} (aT_i gt_{i,j}^2 + bT_i gt_{i,j} + cT_i) \\ & + w_2 \sum_{j=1}^T cr_j gr_j + w_3 \sum_{h=1}^{nh} \sum_{j=1}^T \sum_{k=1}^{ns} cs_j s_{h,j,k} \\ & + w_4 (ceOx) \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T \gamma_i \cdot gt_{i,j}^2 + \beta_i \cdot gt_{i,j} + \alpha_i + w_5 (ceNx) \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T \eta_i \cdot e^{\lambda_i \cdot gt_{i,j}} \end{aligned} \quad (4.6)$$

El quinto término de la ecuación 4.6 es un término exponencial asociado a las emisiones de NOx. Este término se transforma por medio de una técnica denominada de ajuste cuadrático, es decir, que se le ajustan parábolas a la forma exponencial. Lo anterior debido a que CPLEX no está en capacidad de resolver problemas exponenciales en la función objetivo.

El resultado de este proceso es que el término exponencial se transforma en la expresión cuadrática, tal como se muestra en la ecuación (4.7):

$$\sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T \eta_i \cdot e^{\lambda_i \cdot gt_{i,j}} = \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T \sum_{k=1}^{p_i} (ce_{i,j,k} + be_{i,j,k} x_{i,j,k} + ae_{i,j,k} x_{i,j,k}^2) \quad (4.7)$$

donde p_i representa el número de tramos de ajuste o regresión cuadrática de la planta térmica i .

El resultado de la aplicación de la suma ponderada es un conjunto de soluciones, del cual se seleccionará la solución final, mediante técnicas multicriterio para la toma de decisiones, ya mencionados en la sección 2.3.2.

4.3 Toma de decisión multicriterio

Los métodos de TDMC se han utilizado ampliamente en la literatura. De acuerdo con Durbach and Stewart [Durbach & Stewart \(2012b\)](#), todos los métodos tienen en cuenta que los problemas multicriterio pueden representarse por medio de alternativas en una matriz de decisión D , representada en la ecuación (4.8). Estos métodos usan un vector de pesos de criterios que en algunos casos provee el decisor, o que se puede calcular mediante el método AHP.

$$D = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & \dots & C_m \\ \begin{matrix} A_1 \\ \vdots \\ A_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (4.8)$$

donde A_i , $i = 1, \dots, n$ representan las alternativas de solución, C_j , $j = 1, \dots, m$, los criterios evaluados, x_{ij} es la evaluación de la alternativa A_i sobre el criterio C_j . $W = w_1, \dots, w_m$ representa los pesos de cada criterio, donde $w_j \geq 0$ y $\sum_{i=1}^m w_j = 1$.

Con esta notación, cada método usa una estrategia diferente para proveer la clasificación final de las alternativas, la cual representa las preferencias del decisor y busca la mejor relación entre las alternativas de solución disponibles y los criterios evaluados. Nótese que, en general, los criterios en la toma de decisión pueden ser distintos a los objetivos en el proceso de optimización multiobjetivo, por lo tanto, el vector de pesos $W = w_1, \dots, w_m$ de objetivos mencionado en esta sección es diferente al ya definido en la sección 4.2. Cada método ofrece una forma diferente de clasificación para problemas complejos (en número de criterios y alternativas). Por lo tanto, existe incertidumbre acerca de cuál método escoger en un problema determinado. En consecuencia, una estrategia que permita agregar el resultado de distintos métodos y criterios puede ser muy útil para apoyar la labor del decisor. Esa es precisamente la estrategia que se explica a continuación.

4.3.1 TDMC bajo escenarios de incertidumbre

Cuando se utilizan herramientas de TDMC, no existe una solución óptima universal. Esta decisión se toma a la luz de la valoración de distintos criterios. Por tanto, la evaluación de escenarios es esencial en la toma de decisiones mediante la capacidad que se tenga de manejar la incertidumbre en eventos futuros [Durbach & Stewart \(2012a\)](#). De acuerdo con Polasky et al. [Polasky et al. \(2011\)](#), un enfoque de TDMC basado en la incertidumbre ayuda a clarificar los posibles efectos que alternativas de solución tienen sobre la probabilidad deseable de los resultados en términos de los objetivos. Los autores señalan que la incertidumbre queda representada cuando se asumen parámetros del sistema con una probabilidad de ocurrencia para cada uno de ellos.

El análisis de escenarios es una de las cinco formas que se presentan en [Durbach & Stewart \(2012b\)](#) para el manejo de la incertidumbre, en el análisis multicriterio. De igual manera, destacan la importancia de comparar y agregar los resultados obtenidos de la realización de diferentes escenarios de incertidumbre. Este proceso de agregación asigna pesos para evaluar los escenarios. Lo anterior se expresa en la ecuación (4.9).

$$U_i^{(escen)} = \sum_{k=1}^{N_s} \left[w_{s_k} \sum_{j=1}^J w_j u_j(z_{ij}^{(s_k)}) \right] \quad (4.9)$$

donde s_k está relacionado con un escenario específico, $z_{ij}^{(s_k)}$ es la evaluación de la alternativa A_i sobre el criterio C_j para el escenario S_k , w_{s_k} es el peso asociado al escenario s_k y N_s es el número de escenarios evaluados. Esta técnica de agregación de métodos ha mostrado mejores resultados cuando se comparan con los obtenidos aplicando un solo método [Ho \(2008\)](#); [Behzadian et al. \(2012\)](#); [Mardani et al. \(2016\)](#).

Para mayor claridad, se divide la metodología de TDMC en dos partes, la creación de escenarios y valoración de las alternativas con respecto a esos escenarios y, la segunda, el proceso de agregación de criterios y métodos:

4.3.2 Problema multicriterio y escenarios

Cinco métodos de TDMC se aplicaron para evaluar un conjunto de soluciones para el problema central de esta tesis, el PMG coordinado con el DHT. Los métodos son : AHP, TODIM, TOPSIS, VIKOR y WASPAS, detallados en la sección [A.2](#). Estas soluciones pueden ser el resultado bien sea del conjunto de Pareto obtenido por medio del método de optimización multiobjetivo [3.3](#) o por medio de la técnica híbrida [A.3](#).

En el proceso de optimización se consideró un primer escenario denominado S_1 o "Nominal". Se variaron los parámetros del modelo para crear dos nuevos escenarios de hidrología y demanda de energía. Dicha variación representa un porcentaje por encima y por debajo del escenario nominal de hidrología y de demanda. Los dos nuevos escenarios S_2 y S_3 , se denominan "Pesimista" y "Optimista", respectivamente. El conjunto

de soluciones se reevalúa bajo estos nuevos escenarios. Se consideran tres criterios: 1) C_1 : costo, es el valor de la función objetivo en el proceso de optimización. 2) C_2 : Racionamiento, una penalidad por la demanda no atendida, y 3) C_3 : Distancia al Plan base.

La medida de cuán distante es la solución óptima del PB, C_3 , o en otras palabras, cuántas semanas el programa de mantenimiento óptimo fue desplazado del cronograma de mantenimiento propuesto por las empresas generadoras, se calcula de la siguiente manera: en primer lugar, un índice marginal de localización (IML) que es el valor absoluto de la diferencia entre cada posición de la semana de inicio del PB y la solución que se está evaluando. En segundo lugar, se calcula el índice global de localización (IGL), agregando todos los índices de adaptación marginal. Un ejemplo numérico de este cálculo se encuentra en la sección 5.2.

A continuación, se asignan pesos a cada criterio. Estos pesos deben reflejar la preocupación de la empresas generadoras por evitar el vertimiento con el objetivo de hacer el uso más conveniente de las reservas en los embalses. Al final de este primer paso, se obtienen tres clasificaciones distintas de las alternativas, puesto que se clasifican todas las alternativas, de acuerdo con cada criterio, de manera separada. Este procedimiento se resume a continuación:

- Conjunto de n alternativas $A = A_1, A_2, \dots, A_n$;
- Conjunto de métodos $M = M_1$: AHP, M_2 : TODIM, M_3 : TOPSIS, M_4 : VIKOR y M_5 : WASPAS;
- Conjunto de m criterios, $C = C_1$: Costo, C_2 : Racionamiento, C_3 : Distancia;
- Conjunto de pesos para cada criterio, $W = w_1$: p1, w_2 : p2, w_3 : p3;
- Conjunto de k escenarios S_1 : Nominal, S_2 : Pesimista y S_3 : Optimista.

4.3.3 Agregación de escenarios

A continuación se resumen los pasos de la metodología empleada. Obsérvese que al final se sugiere agregar los índices resultantes del método de TDMC, así como también evaluar la importancia de cada escenario. En el primer caso (los índices de los métodos), se utiliza la distancia tau de Kendall [Kendall \(1938\)](#), mientras que para el segundo (el cálculo de la importancia o peso de los escenarios) se utiliza el método AHP.

La distancia de Kendall cuenta el número de desacuerdos en la valoración de las listas de clasificación.

- Resuelva el problema de optimización y obtenga el conjunto de soluciones factibles
- Aplique uno o varios métodos de TDMC en cada escenario;

- Agregue los índices considerando los pesos para cada método TDMC y para los escenarios. La agregación se entiende como el procedimiento mediante el cual se clasifican las alternativas a la luz de varios de los métodos de TDMC separadamente, pero asignándole internamente a cada criterio un peso de forma aleatoria. De el anterior proceso se obtiene una primera clasificación, que es el resultado de la agregación de los criterios. Posteriormente, se le asignan pesos a los métodos y se vuelve a reclasificar. Así, la respuesta final toma en consideración simultáneamente los pesos de los criterios y los pesos de los métodos.
- Reordene y obtenga la clasificación final de las alternativas;

4.4 Sistemas de prueba

Las pruebas se llevaron a cabo utilizando dos sistemas. El primero de menor escala que denominaremos Sistema de Prueba A, que se presenta detalladamente en [Ramírez \(2017a\)](#) y en el apéndice [A.4.1](#), y el segundo de mayor tamaño que denominaremos Sistema de Prueba B, que discute en mayor detalle en esta sección por ser uno de los aportes de esta tesis. Sin embargo, los valores numéricos de todos los parámetros se encuentran en el sitio web [Ramírez \(2017b\)](#) y en el apéndice [A.4.2](#).

4.4.1 Sistema de prueba A

Este sistema de prueba tiene las siguientes características: es un sistema hidrotérmico que consta de tres centrales hidráulicas H1, H2 y H3, alimentadas por las afluencias de los ríos RA, RB y RC; dos centrales térmicas de distintas tecnologías: gas y carbón. Las cinco centrales de generación se subdividen en 22 unidades de generación o turbinas. El horizonte de planeamiento es de un año dividido en 52 semanas. La duración de los mantenimientos oscila entre 2 y 7 semanas. Ver apéndice [A.4.1](#).

4.4.2 Sistema de prueba B

Este es un sistema de prueba construido en el marco de esta investigación, se inspira en el sistema hidrotérmico colombiano y tiene la siguiente configuración: 28 plantas hidráulicas (H1...H28) de las cuales cuatro son filo de agua (H3, H7, H8 y H26); 16 plantas térmicas (T1...T16). Se consideran cuatro tipos de tecnología: gas, carbón, fuel-oil y ACPM (Aceite Combustible para Motores). Los precios del combustible se obtienen de las proyecciones hechas por la UPME (Unidad de Planeamiento Minero Energética) de Colombia [UPME \(2014\)](#). El análisis se realiza en el marco del planeamiento de mediano plazo, entendido en este trabajo como un año dividido en 52 semanas. Cada período de tiempo es una semana. Los valores de demanda, capacidad de potencia instalada de las plantas generadoras, afluencias, etc, fueron consultadas en línea en la página del operador [XM \(2017b\)](#) y [XM \(2017a\)](#). Los coeficientes cuadráticos de

las funciones de costo de las centrales térmicas, también conocidos como *heat rate data* fueron reportados en Klein (1998). Cabe anotar que *heat rate data* se refiere a la relación entre el contenido energético del combustible (en BTU British Thermal Unit) con la electricidad producida. Para tener las funciones de costo se debe multiplicar por el costo unitario del combustible.

Las 42 centrales generadoras se subdividen en 139 unidades de generación. La composición de cada planta en términos de unidades de generación se resume en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Distribución de las unidades de generación por planta

| | | | | | | | | | |
|-----|---------------------------|-----|---------------------------|-----|---------------------------|-----|---------------------------|-----|---------------------------|
| H1 | U_1, \dots, U_3 | H2 | U_4, \dots, U_7 | H3 | U_8, \dots, U_9 | H4 | U_{10}, \dots, U_{12} | H5 | U_{13}, \dots, U_{16} |
| H6 | U_{17}, \dots, U_{24} | H7 | U_{25}, \dots, U_{27} | H8 | U_{28}, \dots, U_{29} | H9 | U_{30}, \dots, U_{36} | H10 | U_{37}, \dots, U_{38} |
| H11 | U_{39}, \dots, U_{45} | H12 | U_{46}, \dots, U_{48} | H13 | U_{49}, \dots, U_{53} | H14 | $U_{54} \dots U_{55}$ | H15 | U_{56}, \dots, U_{58} |
| H16 | U_{59}, \dots, U_{61} | H17 | U_{62}, \dots, U_{64} | H18 | U_{65}, \dots, U_{67} | H19 | U_{68}, \dots, U_{70} | H20 | $U_{71} \dots U_{73}$ |
| H21 | U_{74}, \dots, U_{76} | H22 | U_{77}, \dots, U_{79} | H23 | U_{80}, \dots, U_{82} | H24 | U_{83}, \dots, U_{85} | H25 | U_{86}, \dots, U_{93} |
| H26 | U_{94}, \dots, U_{96} | H27 | U_{97}, \dots, U_{99} | H28 | U_{100}, \dots, U_{103} | T1 | U_{104}, \dots, U_{106} | T2 | U_{107}, \dots, U_{108} |
| T3 | U_{109}, \dots, U_{111} | T4 | U_{112} | T5 | U_{113}, \dots, U_{116} | T6 | U_{117}, \dots, U_{118} | T7 | U_{119} |
| T8 | U_{120}, \dots, U_{122} | T9 | U_{123}, \dots, U_{124} | T10 | U_{125}, \dots, U_{127} | T11 | U_{128} | T12 | U_{129} |
| T13 | U_{130}, \dots, U_{133} | T14 | U_{134} | T15 | U_{135} | T16 | $U_{136} \dots U_{139}$ | | |

En la figura 4.1 se muestra la demanda promedio anual a lo largo del horizonte de tiempo de 52 semanas.

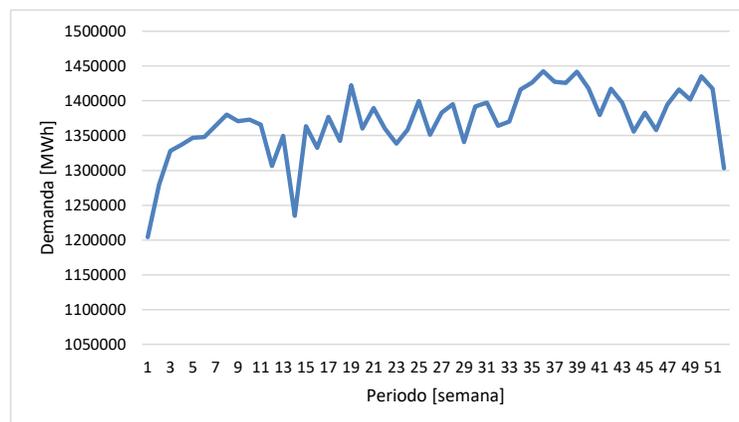


Figura 4.1: Demanda de energía por periodo .

Se consideran dos sistemas conectados en cascada, también conocidos como cadenas hidráulicas, los cuales se ilustran en la figura 4.2.

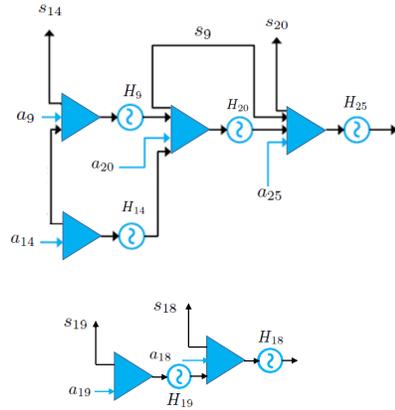


Figura 4.2: Cadenas hidráulicas del sistema de prueba B.

El PB, ya definido como aquel plan de mantenimiento que presentan las generadoras al OIS, solicitando el mantenimiento, está representado mediante un conjunto de nu pares ordenados asociados a cada unidad generadora en la tabla A.37. El primer valor indica la semana de inicio del mantenimiento para la unidad de generación U_i y el segundo, la duración del mantenimiento de esa unidad particular. Por razones del número de unidades de este sistema de prueba, la codificación a través de pares ordenados facilita la visualización. i varía de 1 hasta nu . Por ejemplo, el primer elemento en el PB se interpreta de la siguiente forma: U_1 que hace parte de la planta hidráulica H1, requiere iniciar el mantenimiento en la semana 7 con una duración de cinco semanas. La codificación no diferencia entre una una unidad térmica y una unidad hidráulica.

Tabla 4.2: Plan base.

| | | | | | |
|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| U_1 (7,5) | U_2 (30,2) | U_3 (30,2) | U_4 (0,0) | U_5 (30,1) | U_6 (0,0) |
| U_7 (0,0) | U_8 (36,2) | U_9 (43,1) | U_{10} (6,4) | U_{11} (11,4) | U_{12} (33,1) |
| U_{13} (28,1) | U_{14} (28,1) | U_{15} (28,1) | U_{16} (28,1) | U_{17} (42,5) | U_{18} (0,0) |
| U_{19} (3,3) | U_{20} (0,0) | U_{21} (8,7) | U_{22} (8,7) | U_{23} (8,7) | U_{24} (8,7) |
| U_{25} (17,6) | U_{26} (14,1) | U_{27} (0,0) | U_{28} (0,0) | U_{29} (0,0) | U_{30} (45,2) |
| U_{31} (0,0) | U_{32} (0,0) | U_{33} (0,0) | U_{34} (0,0) | U_{35} (0,0) | U_{36} (0,0) |
| U_{37} (0,0) | U_{38} (0,0) | U_{39} (0,0) | U_{40} (0,0) | U_{41} (0,0) | U_{42} (0,0) |
| U_{43} (0,0) | U_{44} (41,8) | U_{45} (16,9) | U_{46} (41,8) | U_{47} (15,4) | U_{48} (20,4) |
| U_{49} (6,2) | U_{50} (0,0) | U_{51} (25,2) | U_{52} (35,2) | U_{53} (3,2) | U_{54} (0,0) |
| U_{55} (43,5) | U_{56} (0,0) | U_{57} (0,0) | U_{58} (0,0) | U_{59} (0,0) | U_{60} (0,0) |
| U_{61} (0,0) | U_{62} (28,6) | U_{63} (41,6) | U_{64} (48,2) | U_{65} (0,0) | U_{66} (39,3) |
| U_{67} (0,0) | U_{68} (0,0) | U_{69} (39,3) | U_{70} (0,0) | U_{71} (0,0) | U_{72} (0,0) |
| U_{73} (19,1) | U_{74} (0,0) | U_{75} (0,0) | U_{76} (0,0) | U_{77} (46,2) | U_{78} (0,0) |
| U_{79} (24,2) | U_{80} (39,3) | U_{81} (39,3) | U_{82} (39,3) | U_{83} (0,0) | U_{84} (46,1) |
| U_{85} (0,0) | U_{86} (0,0) | U_{87} (45,2) | U_{88} (35,3) | U_{89} (13,2) | U_{90} (28,3) |
| U_{91} (28,2) | U_{92} (18,2) | U_{93} (18,1) | U_{94} (0,0) | U_{95} (33,1) | U_{96} (1,6) |
| U_{97} (0,0) | U_{98} (0,0) | U_{99} (0,0) | U_{100} (45,5) | U_{101} (19,1) | U_{102} (0,0) |
| U_{103} (17,1) | U_{104} (30,6) | U_{105} (37,3) | U_{106} (42,1) | U_{107} (42,5) | U_{108} (34,3) |
| U_{109} (47,2) | U_{110} (34,1) | U_{111} (31,2) | U_{112} (20,3) | U_{113} (26,8) | U_{114} (0,0) |
| U_{115} (0,0) | U_{116} (0,0) | U_{117} (34,7) | U_{118} (0,0) | U_{119} (0,0) | U_{120} (37,7) |
| U_{121} (37,3) | U_{122} (30,1) | U_{123} (45,2) | U_{124} (45,2) | U_{125} (27,1) | U_{126} (0,0) |
| U_{127} (0,0) | U_{128} (0,0) | U_{129} (0,0) | U_{130} (27,3) | U_{131} (0,0) | U_{132} (11,7) |
| U_{133} (42,3) | U_{134} (33,3) | U_{135} (39,3) | U_{136} (46,2) | U_{137} (13,1) | U_{138} (42,3) |
| U_{139} (46,2) | | | | | |

Todos los demás valores asociados al Sistema de Prueba B están contenidos en el apéndice [A.4.2](#).

5 Pruebas y Resultados

Los modelos matemáticos analizados se implementaron en el lenguaje AMPL, que utiliza la herramienta de optimización (*solver*) CPLEX. Las pruebas fueron ejecutadas en un equipo Intel (R) Core (TM) i7 -4770 3.40 GHz procesador, 16 GB RAM, en un sistema operativo Windows 7 de 64-bits. Es relevante, desde el punto de vista de la convergencia y del tiempo computacional, mencionar que CPLEX permite modificar configuraciones tales como número de cortes clique, Gomory o disyuntivos entre otros. El aumento de la agresividad de los cortes, puede derivar en la reducción ostensible del tiempo de cómputo. Esta configuración debe ser adaptada a cada problema y a cada sistema de prueba en particular. Información adicional acerca de las opciones de CPLEX puede encontrarse en [AMPL \(2017\)](#).

Los sistemas de prueba fueron implementados por la autora; el Sistema A, de menor escala, en el marco de trabajos previos a esta tesis, y el segundo, el Sistema B, de mayor escala, es una de las contribuciones de esta investigación. Ambos sistemas de prueba se encuentran en el apéndice [A.4](#) del presente documento y en el sitio WEB del Grupo de Planeamiento (GP) de la Universidad Tecnológica de Pereira [Ramírez \(2017c\)](#). Dado que el documento está escrito en español, se entenderán la coma (,) para denotar cifras decimales y el punto (.), para separar los miles.

5.1 Resultados de la técnica híbrida

Con el objeto de comparar las soluciones obtenidas mediante el modelo exacto de PN-LEM propuesto en este trabajo, se utilizó la técnica híbrida descrita en el apéndice [A.3](#), basada en el Algoritmo Genético de Chu-Beasley. Como se mencionó en la sección [1.3](#), fue necesario dado que el problema a resolver requirió de construir un sistema de prueba propio y consistente. Este algoritmo se implementó en el lenguaje C++ y los resultados de diversas pruebas, se muestran a continuación. Los experimentos con el algoritmo genético corresponden a las pruebas [5.1.1](#) y [5.1.2](#)

5.1.1 Prueba 1

En esta prueba se resuelve el modelo monobjetivo determinístico mediante el algoritmo genético.

Los resultados de esta primera prueba corresponden a los obtenidos con el Sistema de prueba A [A.4.1](#) y representa el caso base.

La mejor solución obtenida mediante la técnica híbrida, tiene un costo de 1.202.232,00 *UM* y corresponde a la mostrada en la figura [5.1](#).

| Máquina | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|---------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Óptimo | 18 | 28 | 24 | 22 | 30 | 26 | 36 | 24 | 32 | 26 | 0 | 9 | 17 | 0 | 37 | 45 | 41 | 47 | 16 | 20 | 30 | 13 |

Figura 5.1: Plan de mantenimiento óptimo.

La generación para cada periodo y por cada planta térmica se ilustra en la figura 5.2.

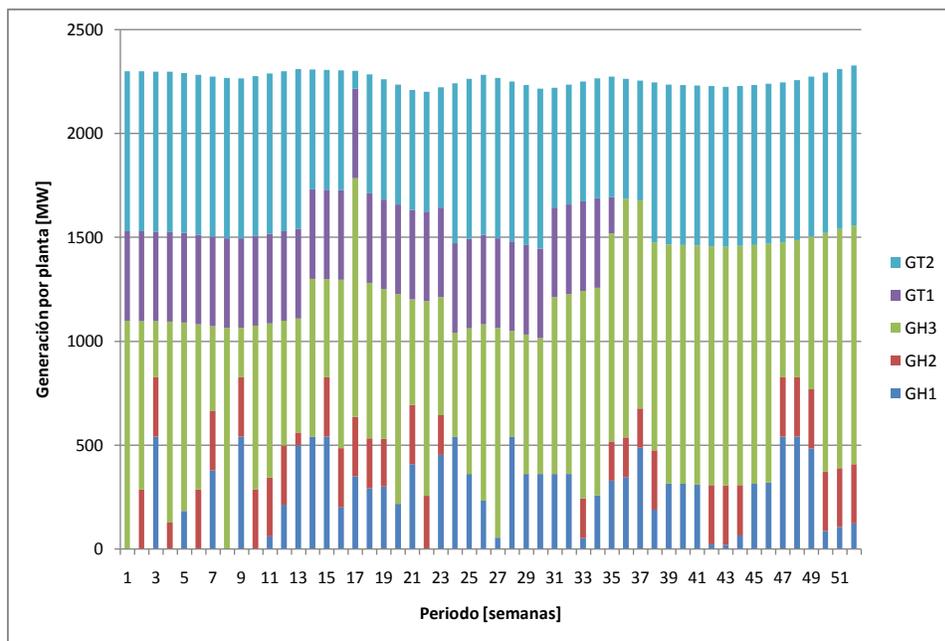


Figura 5.2: Generación térmica e hidráulica despachada por planta para mejor solución.

La solución que se obtiene satisface completamente la demanda. Los demás resultados de esta prueba se presentan en el apéndice A.3.4. Los parámetros del algoritmo genético para obtener esta solución se encuentran en la tabla, A.17. Se alcanza la incumbente en la generación 555, del total de 1000. La población se hace factible en 53 iteraciones. Si se compara la mejor solución obtenida con el Plan Base, contenido en el vector [12 22 3 45 14 43 2 18 34 44 0 22 13 0 19 22 25 1 28 39 7 48], se concluye que: no solo resulta más costoso (1.527.380 UM) sino que presenta un racionamiento en el primer periodo de 549,81 MW, lo que corresponde a un 23,92% de la demanda total en el primer periodo.

5.1.2 Prueba 2

En esta prueba se obtiene el despacho hidrotérmico para el plan de mantenimiento de las plantas generadoras, contenido en el vector [24 20 2 48 0 26 28 30 32 48 0 44 17 0

40 44 46 36 15 32 38 35]. Es un plan de mantenimiento elegido aleatoriamente, que no representa ni el PB ni la mejor solución obtenida por el algoritmo híbrido.

Para dicha propuesta de mantenimiento, se obtienen los siguientes resultados: la función objetivo arrojó un valor de 1.212.147,375 UM . No hubo racionamiento en ningún período y para ninguna de las centrales, y se presentó un vertimiento 27,713 Hm^3 en la central H2, durante la semana 52. La tabla 5.1 presenta los resultados de la programación de las centrales hidráulicas y la tabla 5.2, los de las plantas térmicas.

Tabla 5.1: Resultados generación hidráulica [MW].

| Per | gh_1 | gh_2 | gh_3 | Per | gh_1 | gh_2 | gh_3 |
|-----|---------|---------|----------|-----|---------|---------|----------|
| 1 | 0,000 | 0,000 | 1097,85 | 14 | 540,000 | 285,000 | 281,690 |
| 2 | 0,000 | 190,000 | 906,690 | 15 | 540,000 | 50,679 | 513,701 |
| 3 | 360,000 | 0,000 | 735,540 | 16 | 390,535 | 285,000 | 619,045 |
| 4 | 0,000 | 190,000 | 904,380 | 17 | 434,770 | 285,000 | 1150,000 |
| 5 | 360,000 | 190,000 | 538,620 | 18 | 292,063 | 285,000 | 1002,60 |
| 6 | 540,000 | 190,000 | 350,540 | 19 | 299,800 | 230,464 | 836,800 |
| 7 | 0,000 | 190,000 | 882,460 | 20 | 307,538 | 217,236 | 671,781 |
| 8 | 0,000 | 0,000 | 1064,38 | 21 | 315,275 | 176,250 | 516,935 |
| 9 | 33,517 | 285,000 | 744,333 | 22 | 16,495 | 174,899 | 807,456 |
| 10 | 405,656 | 285,000 | 383,7240 | 23 | 360,000 | 169,562 | 489,818 |
| 11 | 0,000 | 285,000 | 800,9204 | 24 | 0,000 | 0,000 | 1039,92 |
| 12 | 430,881 | 285,000 | 381,579 | 25 | 360,000 | 0,000 | 700,460 |
| 13 | 0,000 | 285,000 | 824,000 | 26 | 360,000 | 0,000 | 721,000 |
| Per | gh_1 | gh_2 | gh_3 | Per | gh_1 | gh_2 | gh_3 |
| 27 | 540,000 | 0,000 | 524,380 | 40 | 248,322 | 256,408 | 1150,000 |
| 28 | 540,000 | 0,000 | 507,770 | 41 | 216,960 | 285,000 | 1150,000 |
| 29 | 31,150 | 0,000 | 1000,000 | 42 | 214,190 | 285,000 | 1150,000 |
| 30 | 540,000 | 0,000 | 474,540 | 43 | 211,420 | 285,000 | 1150,000 |
| 31 | 540,000 | 0,000 | 479,000 | 44 | 214,500 | 285,000 | 1150,000 |
| 32 | 34,000 | 0,000 | 1000,000 | 45 | 360,500 | 285,000 | 1010,000 |
| 33 | 163,039 | 78,461 | 1000,000 | 46 | 393,277 | 65,723 | 1010,000 |
| 34 | 320,200 | 78,644 | 1000,000 | 47 | 180,000 | 285,000 | 1010,000 |
| 35 | 298,751 | 73,464 | 1000,000 | 48 | 0,000 | 226,912 | 1010,000 |
| 36 | 280,264 | 71,031 | 1150,000 | 49 | 226,105 | 190,000 | 1010,000 |
| 37 | 261,776 | 68,598 | 1150,000 | 50 | 321,000 | 190,000 | 1010,000 |
| 38 | 386,832 | 129,898 | 1150,000 | 51 | 339,000 | 190,000 | 1010,000 |
| 39 | 507,500 | 0,000 | 1150,000 | 52 | 357,000 | 190,000 | 1010,000 |

Tabla 5.2: Resultados generación térmica [MW].

| Per | gt_1 | gt_2 | Per | gt_1 | gt_2 |
|-----|---------|---------|-----|---------|---------|
| 1 | 431,000 | 770,000 | 14 | 431,000 | 770,000 |
| 2 | 431,000 | 770,000 | 15 | 431,000 | 770,000 |
| 3 | 431,000 | 770,000 | 16 | 431,000 | 577,500 |
| 4 | 431,000 | 770,000 | 17 | 431,000 | 0,000 |
| 5 | 431,000 | 770,000 | 18 | 431,000 | 272,875 |
| 6 | 431,000 | 770,000 | 19 | 431,000 | 460,786 |
| 7 | 431,000 | 770,000 | 20 | 431,000 | 606,595 |
| 8 | 431,000 | 770,000 | 21 | 431,000 | 770,000 |
| 9 | 431,000 | 770,000 | 22 | 431,000 | 770,000 |
| 10 | 431,000 | 770,000 | 23 | 431,000 | 770,000 |
| 11 | 431,000 | 770,000 | 24 | 431,000 | 770,000 |
| 12 | 431,000 | 770,000 | 25 | 431,000 | 770,000 |
| 13 | 431,000 | 770,000 | 26 | 431,000 | 770,000 |
| Per | gt_1 | gt_2 | Per | gt_1 | gt_2 |
| 27 | 431,000 | 770,000 | 40 | 0,000 | 577,500 |
| 28 | 431,000 | 770,000 | 41 | 0,000 | 577,500 |
| 29 | 431,000 | 770,000 | 42 | 0,000 | 577,500 |
| 30 | 431,000 | 770,000 | 43 | 0,000 | 577,500 |
| 31 | 431,000 | 770,000 | 44 | 0,000 | 577,500 |
| 32 | 431,000 | 770,000 | 45 | 0,000 | 577,500 |
| 33 | 431,000 | 577,500 | 46 | 0,000 | 770,000 |
| 34 | 288,656 | 577,500 | 47 | 0,000 | 770,000 |
| 35 | 322,206 | 577,500 | 48 | 248,088 | 770,000 |
| 36 | 183,896 | 577,500 | 49 | 76,895 | 770,000 |
| 37 | 195,586 | 577,500 | 50 | 0,000 | 770,000 |
| 38 | 0,000 | 577,500 | 51 | 0,000 | 770,000 |
| 39 | 0,000 | 577,500 | 52 | 0,000 | 770,000 |

También es conveniente revisar el manejo que el sistema hace del agua, a lo largo de las 52 semanas. Como se sabe, el embalse equivalente se recibe en un nivel que es el volumen inicial y debe entregarse al final del año en un valor que es la meta de generación o volumen final. El embalse se recibe en un porcentaje del 50,84% de su volumen máximo y se entrega en el 30,34% en el último periodo de optimización. Su capacidad máxima es del 2.307,1 Hm^3 , lo que se ilustra en la figura 5.3. Lo anterior garantiza reserva de energía para periodos futuros, lo que se traduce en costos operativos menores en el futuro.

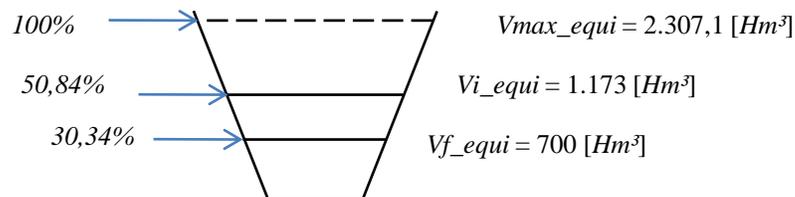


Figura 5.3: Volúmenes máximo, inicial y final equivalentes.

5.2 Resultados del modelo monobjetivo determinístico

5.2.1 Prueba 3

Esta prueba muestra los resultados del modelo monobjetivo determinístico utilizando la técnica exacta y el Sistema de Prueba A. Este sistema consta de tres plantas hidráulicas, dos plantas térmicas, divididas en 22 unidades de generación; el horizonte de planeamiento es de 52 semanas. En este caso, el PB, para la serie hidrológica S1, por ejemplo, tiene un costo operativo de 1.527.380 *UM*, no presenta vertimiento, pero sí una demanda no atendida de 549,81 *MW* en el periodo 1. Luego de aplicar la técnica de optimización el plan de mantenimiento óptimo (PMO) para esa misma serie hidrológica, se muestra en la tabla 5.3. Se muestra también el PB en la última fila para facilitar la comparación. El costo operativo de este plan es de 1.202.230 *MU*, que es el mismo que el obtenido con la técnica híbrida en 5.1.2. Comparado con el PB, el nuevo plan tiene una reducción en el costo operativo de 21,29%. Se ejecutaron pruebas con 11 series hidrológicas más para observar la sensibilidad del sistema a cambios en la hidrología. La figura 5.4 se muestran los niveles de embalse equivalente utilizados en las 12 series hidrológicas. Embalse equivalente en este contexto significa el volumen total de agua que ingresa a los tres embalses, en cada período y para cada escenario de hidrología.

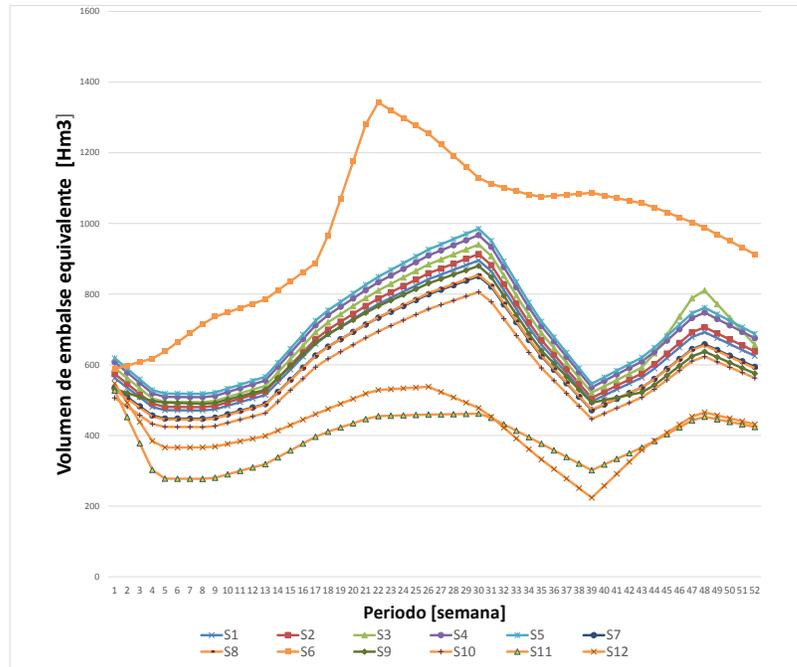


Figura 5.4: Embalse equivalente para las 12 series hidrológicas.

Se puede apreciar en la tabla 5.4 la comparación entre los valores de demanda no atendida del Plan Base (DNA-PB) y el racionamiento que presentan las soluciones óptimas obtenidas por el algoritmo para las 12 series hidrológicas, y el porcentaje de

reducción de costos entre las soluciones de las columnas 1 y 2. Estos valores representan la demanda total no atendida durante el horizonte de planificación (52 semanas). La técnica de optimización consigue reducir, por un lado, el costo total de operación en los niveles ya señalados en todas las series hidrológicas y, por otro, el racionamiento en diez de las doce series hidrológicas, incluso en series que emulan temporadas muy secas, como en los casos de S7 a S12. Para las series S1 a S6, emulando los niveles normales y altos de las afluencias, el racionamiento es bajo hasta cero, como se observa en la tabla 5.4, segunda columna. En las series S11 y S12 no hubo reducción de racionamiento sino reducción de costos. Esto se debe a la escasez de agua en las plantas hidráulicas. En estos dos casos, el sistema está utilizando todos los recursos disponibles, pero no son suficientes para eliminar el racionamiento. Una señal de que los recursos hídricos están en el límite es que el vertimiento en estos dos casos es cero. Por lo tanto, la reducción de costos se debe exclusivamente a la mejor asignación de las paradas por mantenimiento. El volumen de los embalses en cada período se observa en la figura 5.5.

Tabla 5.3: Plan de mantenimiento óptimo.

| Unidad | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| PMO | 4 | 8 | 33 | 44 | 37 | 4 | 2 | 12 | 46 | 7 | 0 | 24 | 24 | 0 | 41 | 46 | 39 | 49 | 14 | 21 | 31 | 18 |
| <i>dur</i> | 2 | 4 | 3 | 4 | 7 | 2 | 2 | 2 | 3 | 4 | 0 | 4 | 3 | 0 | 4 | 2 | 2 | 4 | 4 | 3 | 7 | 3 |
| PB | 24 | 20 | 2 | 48 | 0 | 26 | 28 | 30 | 32 | 48 | 0 | 44 | 17 | 0 | 40 | 44 | 46 | 36 | 15 | 32 | 38 | 35 |

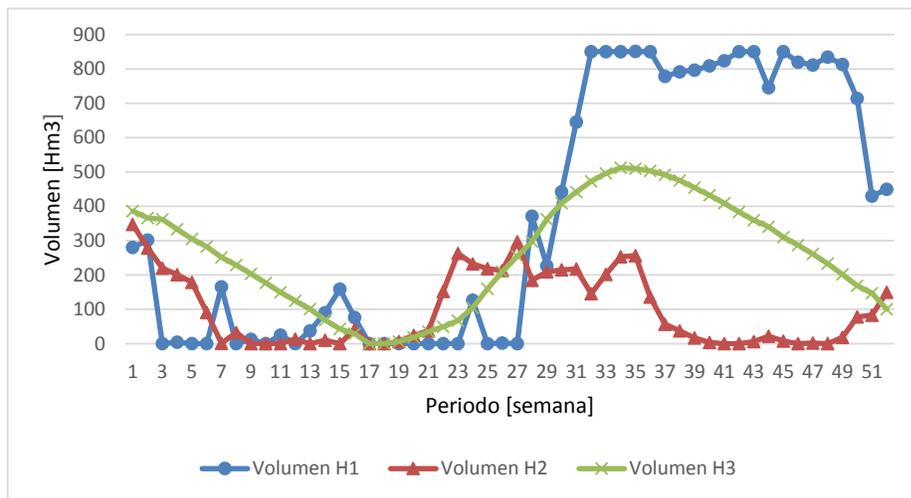


Figura 5.5: Volumen de los embalses $v_{i,j}$, solución óptima.

Los resultados se resumen en la tabla 5.4. En todas las series hidrológicas se observa reducción en el costo que oscila entre el 14,80% y el 41,77%. Sin embargo, las series

entre S7 y S12 presentan racionamiento. Entre más baja sea la hidrología, mayor es el nivel de racionamiento, y, por tanto, mayor el costo operativo.

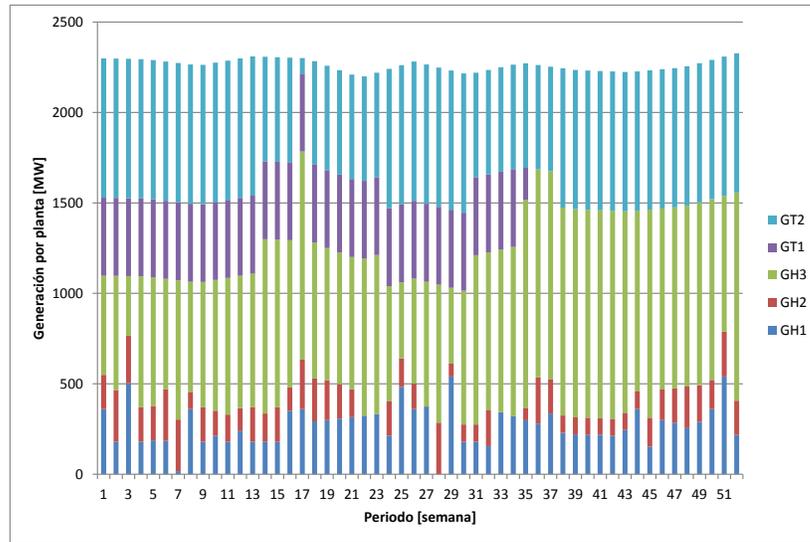


Figura 5.6: Potencia generada $gh_{i,j}$ y $gt_{i,j}$ para solución óptima.

La distribución de la potencia despachada de cada una de las plantas hidráulicas y térmicas, para la solución óptima, se muestra en la figura 5.6.

Tabla 5.4: Demanda no atendida y reducción en el costo para el PB vs Soluciones óptimas.

| Serie hidrológica | DNA-PB [MW] | DNA-Solución óptima [MW] | Reducción en costo [%] |
|-------------------|----------------|-----------------------------|---------------------------|
| S1 | 549,81 | 0 | 21,29 |
| S2 | 1512,32 | 0 | 28,73 |
| S3 | 1182,56 | 0 | 26,97 |
| S4 | 1182,56 | 0 | 24,24 |
| S5 | 668,5 | 0 | 22,11 |
| S6 | 668,5 | 0 | 14,80 |
| S7 | 2296,7 | 539 | 39,41 |
| S8 | 1920,24 | 168 | 29,29 |
| S9 | 2084,4 | 467,3 | 41,77 |
| S10 | 2963,01 | 2877,07 | 35,20 |
| S11 | 10279,89 | 10279,89 | 23,24 |
| S12 | 7861,34 | 7861,34 | 26,16 |

Los resultados preliminares, dejan entrever que existen beneficios al usar el modelo de optimización propuesto para programar el mantenimiento de la generación en

coordinación con el despacho, incluso cuando se producen cambios en las afluencias de los embalses. Como se deduce de los datos obtenidos, estaciones secas conducen a altos niveles de racionamiento y costos operativos.

Puede ser de utilidad para el análisis tener una medida de cuan distante es la solución óptima del PB, o en otras palabras, cuántas semanas el programa de mantenimiento óptimo desplazó el cronograma de mantenimiento propuesto por las empresas generadoras. Para eso, se calcula, en primer lugar, un índice marginal de localización (IML), de la siguiente manera: el valor absoluto de la diferencia entre cada posición de la semana de inicio del PB y la solución óptima. En segundo lugar, se calcula el índice global de localización (IGL), agregando todos IML. Los resultados de estos cálculos se resumen en la tabla 5.5. Esta tabla, los valores de PB y PMO son la semana de inicio de los mantenimientos. El IGL, en este caso, fue 377. Esto significa que la solución óptima se desplazó 377 semanas en comparación con lo que solicitó la empresa. Al dividir el IGL por el número de unidades de generación (22, en este caso) resulta que, en promedio, la semana de inicio de la programación de mantenimiento tuvo un desplazamiento de 17,14 semanas. Podemos deducir de este resultado, que dejar que las empresas seleccionen el programa de mantenimiento por sí mismas no es adecuado, si se quiere lograr el objetivo de reducir el costo operativo general del sistema.

Tabla 5.5: Índices marginal y global de localización.

| Unidad | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|--------|-----|----|----|----|----|----|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| PB | 12 | 22 | 3 | 45 | 14 | 43 | 2 | 18 | 34 | 44 | 0 | 22 | 13 | 0 | 19 | 22 | 25 | 1 | 28 | 39 | 7 | 48 |
| PMO | 4 | 8 | 33 | 44 | 37 | 4 | 2 | 12 | 46 | 7 | 0 | 24 | 24 | 0 | 41 | 46 | 39 | 49 | 14 | 21 | 31 | 18 |
| IML | 8 | 14 | 30 | 1 | 23 | 39 | 0 | 6 | 12 | 37 | 0 | 2 | 11 | 0 | 22 | 24 | 14 | 48 | 14 | 18 | 24 | 30 |
| IGL | 377 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

5.3 Resultados del modelo monobjetivo con escenarios

5.3.1 Prueba 4

Esta prueba se realizó con el sistema de prueba B que consta de 28 plantas hidráulicas y 16 plantas térmicas, divididas en 139 unidades de generación, descrito en detalle en A.4.2. El costo operativo del PB, contenido en la tabla A.37, alcanzó el valor de 2.372.640.000MU. La solución óptima del modelo PLEM propuesto se presenta en la tabla 5.6, y tiene un costo de 1.903.640.000 UM. Lo anterior equivale a una reducción en el costo operativo de 19,77%.

En la tabla 5.7, se puede comparar el costo en cuatro casos: a) costo del despacho hidrotérmico (DHT) para el plan base de mantenimiento (PB), es decir, sin aplicar

optimización a la planeación del mantenimiento de la generación, b) obtención del plan óptimo (PO) aplicando el algoritmo de PLEM determinístico y considerando solamente el valor medio de las afluencias (denominado DHT-PO 1 escenario), c) evaluando el PB considerando múltiples escenarios de hidrología (denominado DHT-PB 3 escenarios) y, finalmente, d) aplicando el modelo PLEM, considerando incertidumbre en la hidrología a través del análisis de escenarios (denominado DHT-PO 3 escenarios).

Tabla 5.6: Plan de mantenimiento óptimo.

| | | | | | |
|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| U_1 (30,5) | U_2 (36,2) | U_3 (1,2) | U_4 (0,0) | U_5 (36,1) | U_6 (0,0) |
| U_7 (0,0) | U_8 (21,2) | U_9 (11,1) | U_{10} (46,4) | U_{11} (47,4) | U_{12} (46,1) |
| U_{13} (35,1) | U_{14} (24,1) | U_{15} (27,1) | U_{16} (26,1) | U_{17} (8,5) | U_{18} (0,0) |
| U_{19} (2,3) | U_{20} (0,0) | U_{21} (5,7) | U_{22} (6,7) | U_{23} (1,7) | U_{24} (1,7) |
| U_{25} (31,6) | U_{26} (31,1) | U_{27} (0,0) | U_{28} (0,0) | U_{29} (0,0) | U_{30} (12,2) |
| U_{31} (0,0) | U_{32} (0,0) | U_{33} (0,0) | U_{34} (0,0) | U_{35} (0,0) | U_{36} (0,0) |
| U_{37} (0,0) | U_{38} (0,0) | U_{39} (0,0) | U_{40} (0,0) | U_{41} (0,0) | U_{42} (0,0) |
| U_{43} (0,0) | U_{44} (37,8) | U_{45} (42,9) | U_{46} (17,8) | U_{47} (20,4) | U_{48} (20,4) |
| U_{49} (22,2) | U_{50} (0,0) | U_{51} (14,2) | U_{52} (2,2) | U_{53} (14,2) | U_{54} (0,0) |
| U_{55} (47,5) | U_{56} (0,0) | U_{57} (0,0) | U_{58} (0,0) | U_{59} (0,0) | U_{60} (0,0) |
| U_{61} (0,0) | U_{62} (14,6) | U_{63} (19,6) | U_{64} (14,2) | U_{65} (0,0) | U_{66} (50,3) |
| U_{67} (0,0) | U_{68} (0,0) | U_{69} (4,3) | U_{70} (0,0) | U_{71} (0,0) | U_{72} (0,0) |
| U_{73} (40,1) | U_{74} (0,0) | U_{75} (0,0) | U_{76} (0,0) | U_{77} (13,2) | U_{78} (0,0) |
| U_{79} (6,2) | U_{80} (14,3) | U_{81} (19,3) | U_{82} (18,3) | U_{83} (0,0) | U_{84} (35,1) |
| U_{85} (0,0) | U_{86} (0,0) | U_{87} (51,2) | U_{88} (11,3) | U_{89} (51,2) | U_{90} (44,3) |
| U_{91} (51,2) | U_{92} (51,2) | U_{93} (8,1) | U_{94} (0,0) | U_{95} (38,1) | U_{96} (9,6) |
| U_{97} (0,0) | U_{98} (0,0) | U_{99} (0,0) | U_{100} (10,5) | U_{101} (12,1) | U_{102} (0,0) |
| U_{103} (2,1) | U_{104} (29,6) | U_{105} (22,3) | U_{106} (14,1) | U_{107} (30,5) | U_{108} (48,3) |
| U_{109} (29,2) | U_{110} (18,1) | U_{111} (36,2) | U_{112} (28,3) | U_{113} (13,8) | U_{114} (0,0) |
| U_{115} (0,0) | U_{116} (0,0) | U_{117} (30,7) | U_{118} (0,0) | U_{119} (0,0) | U_{120} (26,7) |
| U_{121} (48,3) | U_{122} (1,1) | U_{123} (1,2) | U_{124} (1,2) | U_{125} (1,1) | U_{126} (0,0) |
| U_{127} (0,0) | U_{128} (0,0) | U_{129} (0,0) | U_{130} (6,3) | U_{131} (0,0) | U_{132} (15,7) |
| U_{133} (7,3) | U_{134} (45,3) | U_{135} (28,3) | U_{136} (1,2) | U_{137} (1,1) | U_{138} (40,3) |
| U_{139} (1,2) | | | | | |

Tabla 5.7: Comparación de costos.

| | DHT-PB 1 escenario | DHT-PO 1 escenario | DHT-PB 3 escenarios | DHT-PO 3 escenarios |
|------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|
| Costo [UM] | 1.693.490.000 | 1.380.670.000 | 2.372.640.000 | 1.903.640.000 |
| Reducción | | 18,47 % | | 19,77 % |

El IGL, en este caso, fue 1.437. Esto significa que la solución óptima se desplazó 1.437 semanas en comparación con lo solicitado por la empresa generadora. Al dividir el IGL

por el número de unidades de generación (139, en este caso) resulta que, en promedio, la semana de inicio de la programación de mantenimiento tuvo un desplazamiento de 10,34 semanas.

La tabla 5.8 presenta los valores de IML de las unidades 1 a 6 y 132 a 139, dado que estos vectores de 139 posiciones. Se omiten los valores intermedios por cuestiones de espacio, pero pueden calcularse fácilmente a partir de los valores contenidos en el PB y en 5.6.

Tabla 5.8: Índice marginal de localización para la solución óptima.

| Unidad | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | ... | 132 | 133 | 134 | 135 | 135 | 136 | 137 | 138 | 139 |
|--------|------|----|----|---|----|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Óptimo | 30 | 36 | 1 | 0 | 36 | 0 | ... | 0 | 15 | 7 | 45 | 28 | 1 | 1 | 40 | 1 |
| PB | 7 | 30 | 30 | 0 | 30 | 0 | ... | 0 | 11 | 42 | 33 | 39 | 46 | 13 | 42 | 46 |
| IML | 23 | 6 | 29 | 0 | 6 | 0 | ... | 0 | 4 | 35 | 12 | 11 | 45 | 12 | 2 | 45 |
| IGL | 1437 | | | | | | | | | | | | | | | |

Los resultados obtenidos en las pruebas y resumidos en la tabla 5.7 ilustran la ventaja del enfoque con múltiples escenarios. El costo del modelo que considera incertidumbre a través de escenarios es mayor, pero garantiza, que cualquiera que sea el escenario que tenga lugar, la demanda de energía será satisfecha. El plan de mantenimiento óptimo salvaguarda el sistema ante la ocurrencia de cualquiera de los escenarios de afluencias, es una solución más robusta y representa mucho mejor la realidad.

5.3.2 Conclusión preliminar

Un modelo matemático de PLEM se presenta y se prueba para resolver el problema coordinado de despacho hidrotérmico y mantenimiento de la generación. Las pruebas muestran que el algoritmo está en capacidad de generar soluciones óptimas en tiempos computacionales razonables. De igual modo, los resultados prueban que existe una reducción en el costo de la solución encontrada, en diversos escenarios de hidrología, en comparación con el plan de mantenimiento propuesto por las empresas generadoras; también en el sistema de prueba B que es de mayor escala. Se percibe un impacto positivo en el costo operativo mediante el enfoque propuesto de resolver coordinadamente estos dos problemas: DHT y PMG.

Podemos inferir de los resultados, que permitir que las empresas generadoras seleccionen autónomamente su plan de mantenimiento no es adecuado, si se quiere alcanzar el objetivo de reducir el costo operativo global del sistema. Más aún, que modificaciones menores al plan base no son suficientes para ajustar el plan de mantenimiento.

5.4 Resultados del modelo multiobjetivo

5.4.1 Prueba 5

Los experimentos relativos al modelo multiobjetivo se realizan con el sistema de prueba A. En el caso de la planta térmica T1, se realizan cinco tramos de ajuste cuadrático y nueve para la térmica T2. Lo anterior tiene que ver con las características de la función exponencial de las emisiones NOx de cada una de las térmicas. Cada curva característica exponencial puede requerir de un número distinto de tramos de ajuste para lograr que la aproximación sea mejor. Sin embargo, hay que resaltar que a mayor número de tramos de ajuste, mayor el número de variables que se incorporan a la función objetivo y por tanto, la velocidad de convergencia del algoritmo puede ser mayor.

La figura 5.7 ilustra el método de ajuste utilizado para la planta térmica 1, en la que se obtuvieron cinco tramos de ajuste cuadrático a la función exponencial. Las ecuaciones que se observan en las cinco curvas, nos entregan los coeficientes que servirán posteriormente como parámetros para el objetivo 5 del problema multiobjetivo.

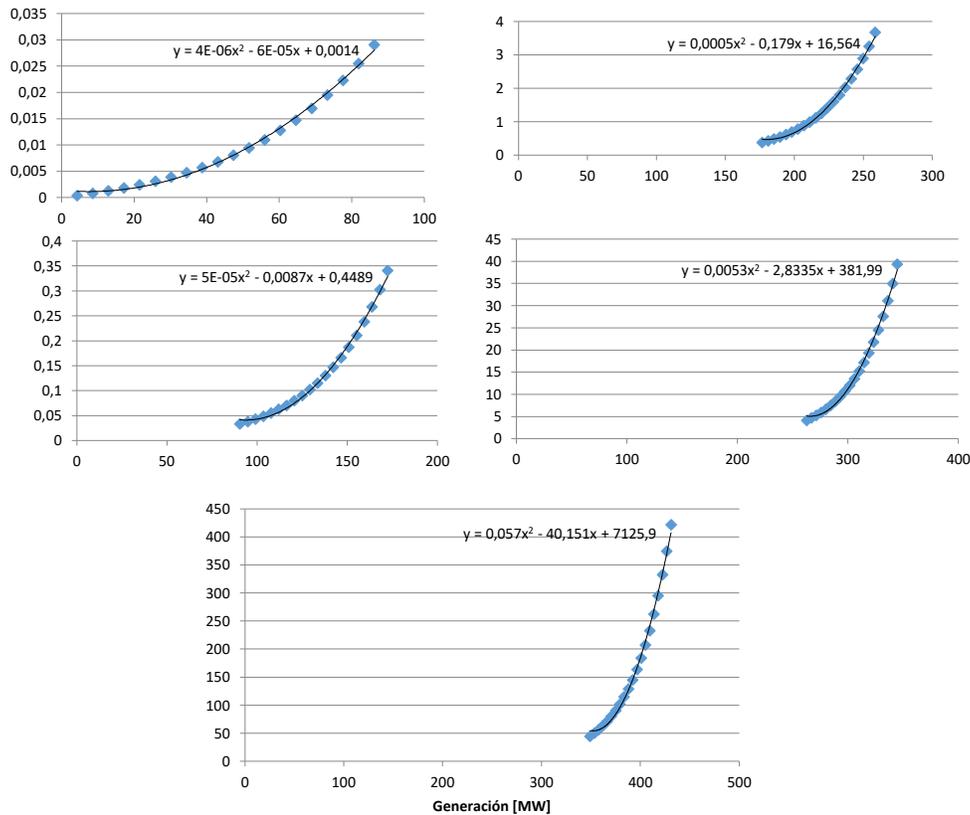


Figura 5.7: Tramos de ajuste cuadrático a las emisiones de NOx .

En el modelo multiobjetivo se generan 10.000 iteraciones, variando los pesos de los cinco objetivos de forma aleatoria. Cada combinación de pesos genera una solución del frente

de Pareto. La suma de los pesos de los cinco objetivos es igual a 1 en cada iteración. Los resultados del costo de las 10.000 iteraciones se representan en la figura 5.8. Dado que no es posible graficar un espacio en cinco dimensiones, lo que se muestra en esta figura es el conjunto de soluciones, ordenado de forma descendente.

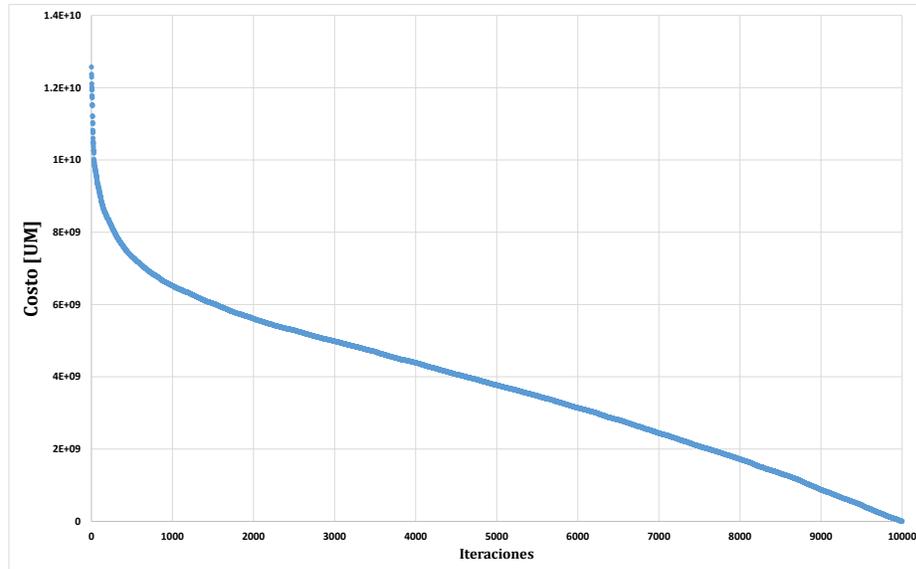


Figura 5.8: Costo del despacho para la variación aleatoria de pesos.

La solución de mayor costo ($1,25707 * 10^{10}UM$) corresponde al vector de pesos:

$$w=[0,156366 \ 0,084116 \ 0,0453559 \ 0,055822 \ 0,65834]$$

Mientras que la solución de menor costo tuvo un valor de $425806UM$ y el vector de pesos correspondiente es :

$$w=[0,385732 \ 0,0527385 \ 0,143694 \ 0,417821 \ 1,49392e-05].$$

En el caso de mayor costo, el objetivo que obtuvo mayor peso fue F_5 , que representa el costo de las emisiones de NOx, mientras que el de menor peso fue F_3 que representa la penalidad por vertimiento.

Por su parte, el caso de menor costo fue aquel en el cual el mayor peso fue asignado al objetivo F_4 , que representa el costo de las emisiones de COx, mientras que el objetivo

con menor peso fue F_5 , que representa el costo de las emisiones de NOx. Los valores de costo, y los respectivos vectores de pesos de los objetivos para las 10.000 iteraciones del algoritmo multiobjetivo están disponibles y pueden obtenerse, previo requerimiento a la autora.

5.4.2 Prueba 6

En esta sección se recogen los resultados numéricos de experimentos, variando los pesos de los objetivos de forma no aleatoria. En la figura 5.9, se distingue cada experimento con las letras de la a) a la f), así:

- a) Cuando los pesos de los objetivos son todos iguales al 20 %, las cinco plantas generadoras salen despachadas, gh_2 presenta algunos pocos períodos con generación 0, no hay ni racionamiento ni vertimiento en ningún período. La planta con mayor capacidad despachada en la gh_3 .
- b) El objetivo 1 (costo) tiene un peso del 100 %, se produce un racionamiento que es casi el total de la demanda, las plantas generadoras térmicas y la central hidráulica 2 no salen despachadas en ningún período y las centrales hidráulicas 1 y 3 solo generan en unos pocos períodos al comienzo del año. Luego del período 11, todo es racionamiento. Se presenta un vertimiento considerable
- c) El objetivo 2 (racionamiento) tiene un peso del 100 %. La demanda total es atendida. La planta térmica 1 y la central hidráulica 2 tiene algunos períodos con generación 0, las demás generan a lo largo de todo el horizonte de planeamiento, hay poco vertimiento.
- d) El objetivo 3 (vertimiento) tiene un peso del 100 %. Ninguna planta térmica sale despachada, el racionamiento es alto y se presenta en todos los períodos, además, el vertimiento es nulo.
- e) El objetivo 4 (emisiones de COx) tiene un peso del 100 %. El vertimiento y el racionamiento son altos. La generación de la planta hidráulica 2 es cero. Las plantas hidráulicas 1 y 3 generan en algunos períodos hasta el periodo 11. Las dos centrales térmicas 1 y 2 salen despachadas durante todo el horizonte (52 semanas) con 70,61 y 5,11 MW respectivamente.
- f) El objetivo 5 (emisiones de NOx) tiene un peso del 100 %. El racionamiento es igual a la demanda total y se presentan vertimientos en todas las centrales hidráulicas.

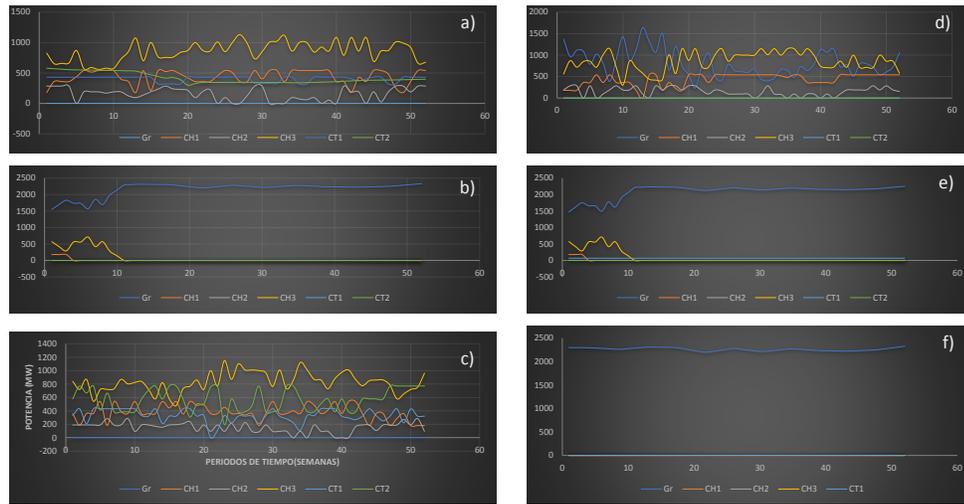


Figura 5.9: Seis pruebas: pesos iguales del 20 % y del 100 % para cada objetivo.

Por su parte, la figura 5.10 describe la generación y el racionamiento del parque hidrotérmico de los experimentos en los cuales se asigna el 50 % del peso de dos objetivos y a los tres restantes objetivos se les asigna peso igual a cero.

g) El costo y el racionamiento tienen peso del 50 %. El vertimiento y el racionamiento resultan ser cero. Todas las plantas salen despachadas. Las plantas con mayor generación son las hidráulica 3 y la térmica 2

h) El costo y el vertimiento tienen peso del 50 %. El vertimiento es cero, pero se presenta racionamiento en todos los períodos. La generación térmica es cero.

i) El costo y las emisiones de COx tienen peso del 50 %. Las centrales térmicas presentan generación cero. Las hidráulicas tampoco generan a partir del período 11. Se presentan racionamiento y vertimiento en todos los períodos.

j) El costo y las emisiones de NOx tienen peso del 50 %. Presenta el mismo comportamiento de la prueba i).

k) El racionamiento y el vertimiento tienen peso del 50 %. Aquí las plantas tanto térmicas como hidráulicas salen despachadas. En algunos pocos períodos la térmica 1 y la hidráulica 2 no generan. No se presenta vertimiento en ninguna planta y en ningún período.

l) El racionamiento y las emisiones de COx tienen peso del 50 %. De esta prueba no se obtuvo respuesta. El algoritmo no convergió.

m) El racionamiento y las emisiones de NOx tienen peso del 50 %. El racionamiento es cero. El vertimiento es muy bajo y todas las plantas salen despachadas. n) El vertimiento y las emisiones de COx tienen peso del 50 %. El racionamiento es alto. El vertimiento es nulo. Las tres centrales hidráulicas generan en casi todos los períodos. Las dos centrales térmicas 1 y 2 salen despachadas durante todo el horizonte (52 semanas) con 70,61 y 5,11 MW respectivamente.

o) El vertimiento y las emisiones de NOx tienen peso del 50 %. Se presenta racionamiento en niveles altos, las térmicas no generan en ningún período y el vertimiento es

nulo.

p) Las emisiones de COx y de NOx tienen peso del 50%. El vertimiento y el racionamiento son altos. La generación de la planta hidráulica 2 es cero. Las plantas hidráulicas 1 y 3 generan en algunos períodos hasta el periodo 11. Las dos centrales térmicas 1 y 2 salen despachadas durante todo el horizonte (52 semanas) con 70,61 y 5,11 MW respectivamente. A partir del período 11, el racionamiento es igual a la demanda.

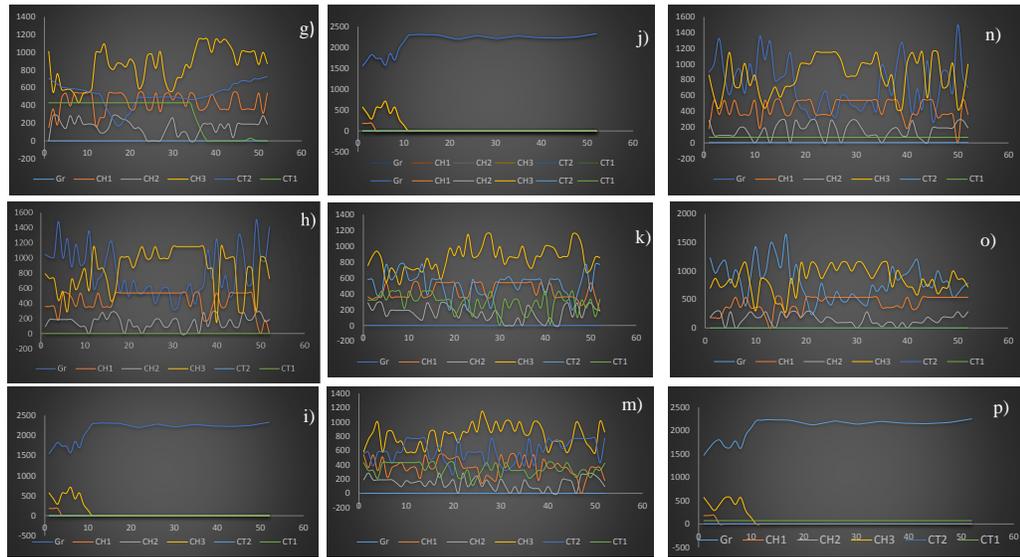


Figura 5.10: Pruebas con pesos del 50 % para pares de objetivos.

Obsérvese que las pruebas b), i) y j) presentan la misma composición de la generación, es decir, el mismo despacho hidrotérmico. La diferencia radica en que el costo difiere puesto que el peso asociado a cada objetivo es distinto. El mismo comportamiento se observa cuando se comparan las pruebas e) y p).

La única prueba en la cual el racionamiento fue igual a la demanda fue la f) en la que el peso del 100 % se le asignó a las emisiones de NOx. Las pruebas b), e), f), i), j) y p) tienen características similares. Lo que tienen en común es que están presentes o el costo o las emisiones de COx o de NOx de forma individual o combinaciones por pares entre ellos. Lo anterior permite inferir que existe una correlación entre el costo operativo de los combustibles y las emisiones que estos producen. En contraste, cuando se combina cualquiera de estos tres objetivos con los dos restantes (vertimiento y racionamiento) los resultados son radicalmente distintos. Este resultado es coherente porque las emisiones se deben a las características del combustible. A mayor cantidad de combustible utilizado, mayor costo y mayor emisión.

5.4.3 Conclusión preliminar

El modelo matemático planteado de cinco objetivos podría reagruparse en tres objetivos: 1) El costo operativo, las emisiones de COx y las emisiones de NOx pueden agruparse en un solo objetivo; 2) el racionamiento y 3) el vertimiento. Lo anterior significa que al minimizar los costos operativos, es decir, el uso del combustible de las térmicas, se están minimizando las emisiones de gases contaminantes. Sin embargo, agrupar en un solo objetivo no significa eliminar de la función objetivo los términos matemáticos que representan la relación entre emisiones y generación.

5.5 Resultados del análisis multicriterio

5.5.1 Prueba 7

En esta prueba se realiza análisis de la incertidumbre en el problema coordinado de DHT y PMG. Para ello se someten 80 soluciones propuestas por el algoritmo genético a variaciones en la demanda y la hidrología, a partir de la construcción de cinco escenarios que denominamos nominal(S_1), poco pesimista(S_2), muy pesimista(S_3), poco optimista(S_4) y muy optimista(S_5). La figura 5.11 muestra la composición de los escenarios. En este contexto, hidrología alta debe entenderse como valores por encima del valor promedio, mientras que baja significa valores por debajo del valor promedio.

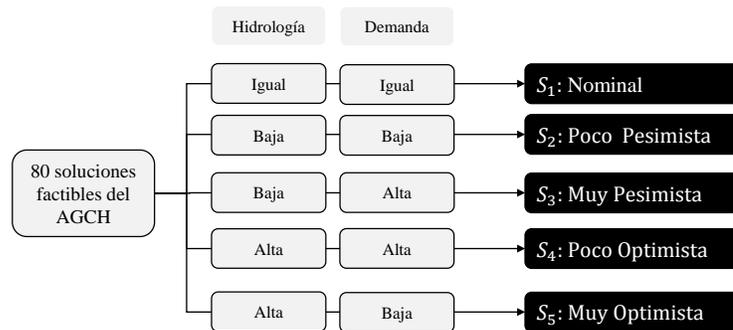


Figura 5.11: Escenarios de incertidumbre de demanda e hidrología .

Las 80 alternativas de solución se someten a dos algoritmos de toma de decisión multicriterio. El primero es el AHP que permite obtener los pesos de los criterios. El segundo es el TOPSIS que se encarga de clasificar las alternativas para cada escenario probable. El TOPSIS se basa en el concepto de la medida de cercanía de la solución a una solución ideal, una solución ideal positiva (SIP) y otra negativa (SIP) como se explica en A.2.3 . Así que se obtienen cinco órdenes o *rankings* distintos de las alternativas. El proceso anterior suministra los índices, es decir, la posición de una alternativa en cada escenario. Por ejemplo, La alternativa A_1 fue clasificada en la posición 40 en el

escenario 1 y en la posición 73 en el escenario 5, como se observa en la figura 5.12.

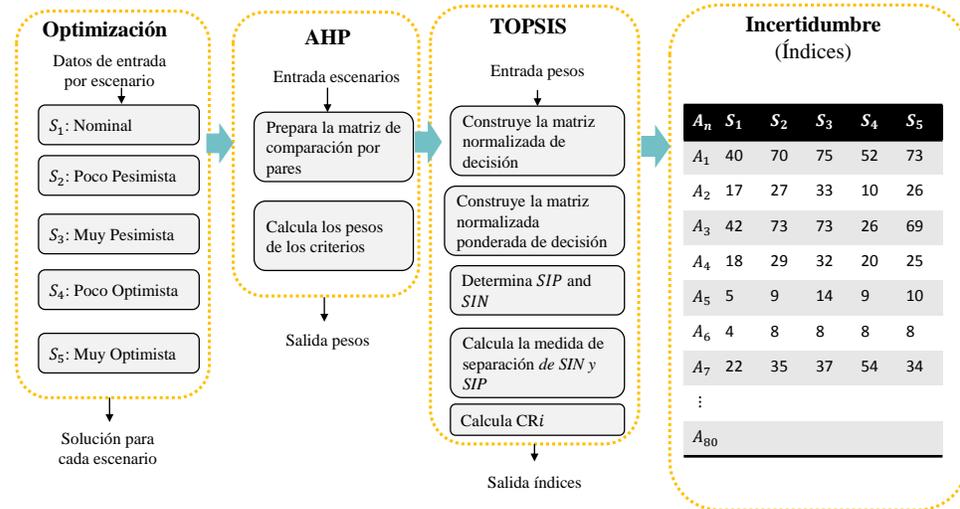


Figura 5.12: Clasificación multicriterio según escenarios.

La evaluación de la incertidumbre involucra agregación de escenarios, para ello se toman en consideración los pesos asociados a cada criterio. Se sabe también que un buen método de toma de decisiones debe reflejar las preferencias del decisor. Aquí se adopta la decisión de asignar los pesos a los escenarios que aparecen en la figura 5.13. Al agregar los escenarios, el orden final arroja como mejor solución la A_{13} . El recuadro denominado Comparación dentro de la misma figura muestra el comportamiento de A_{13} con respecto a la peor alternativa, en los cinco escenarios y para cada criterio: costo, racionamiento y distancia. Esta alternativa muestra un incremento promedio del 2,4% en el costo C_1 . Sin embargo presenta beneficios cuando se compara con los otros dos criterios, racionamiento y distancia al plan base.

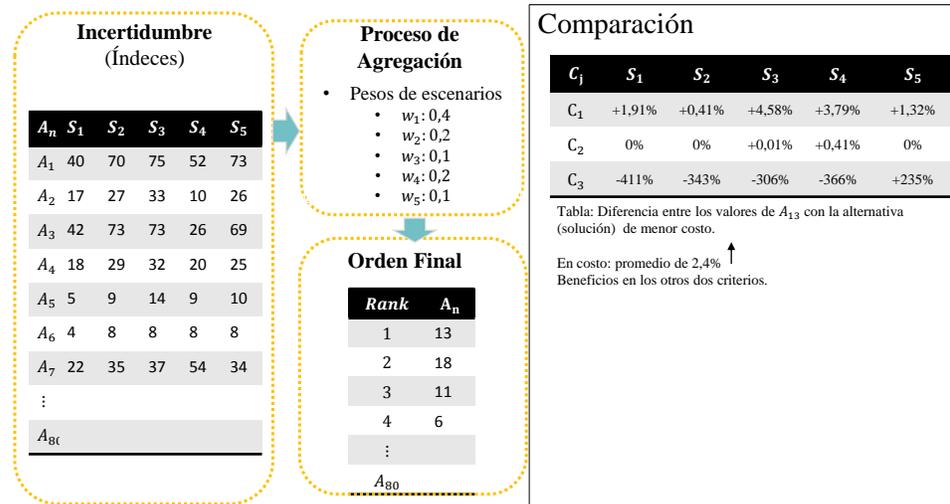


Figura 5.13: Orden final de alternativas de solución.

5.5.2 Prueba 8

En esta prueba, las 80 soluciones de la prueba anterior, se clasifican mediante la agregación de cinco métodos de TDMC M_1 : AHP, M_2 : TODIM, M_3 : TOPSIS, M_4 : VIKOR and M_5 : WASPAS, considerando los mismos tres criterios, a saber, C_1 : Costo, C_2 : Racionamiento y C_3 : Distancia al plan de mantenimiento base PB, con pesos de 0,4, 0,5 and 0,1, respectivamente, para cada escenario de incertidumbre, de S_1 a S_3 . Por tanto, se obtienen 15 clasificaciones. Aquí se presentan los índices de las primeras 15 alternativas en la tabla 5.9. Esta tabla indica el índice de cada alternativa en cada método. Por ejemplo, para el método AHP (M_1) en el escenario nominal, (S_1) la alternativa A_1 ocupó la posición 43, la A_2 la 21, y así sucesivamente.

En la segunda parte de esta prueba, para realizar la agregación de escenarios, se adoptan evaluaciones tanto para los métodos de TDMC como para los escenarios. En el caso de los métodos de TDMC, las evaluaciones se basan en las similitudes de los índices que proveen los métodos, a partir de la distancia tau de Kendall, mientras que para los escenarios, se invoca el método AHP que provee los pesos de los escenarios. Así, los pesos de los escenarios quedan de la siguiente manera: S_1 : 0,6851, S_2 : 0,1790, S_3 : 0,1360 (CR = 0,0703). CR es la cercanía relativa de la solución, calculada según la ecuación A.26 La contribución de cada método se basa en la similitud entre las listas de clasificación. Para favorecer los métodos que tienen mayor similitud de resultados, se usa el inverso de la medida de tau de Kendall, normalizada en un intervalo [0,1].

Tabla 5.9: Índices de las alternativas para cada método TDMC en cada escenario.

| A_n | M_1 | | | M_2 | | | M_3 | | | M_4 | | | M_5 | | |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | S_1 | S_2 | S_3 |
| A_1 | 43 | 54 | 50 | 23 | 35 | 38 | 67 | 71 | 71 | 40 | 59 | 44 | 39 | 70 | 72 |
| A_2 | 21 | 39 | 20 | 8 | 22 | 11 | 34 | 23 | 23 | 16 | 39 | 21 | 18 | 29 | 25 |
| A_3 | 19 | 5 | 2 | 35 | 59 | 37 | 72 | 74 | 73 | 13 | 7 | 12 | 41 | 73 | 69 |
| A_4 | 13 | 29 | 9 | 14 | 12 | 15 | 37 | 25 | 26 | 8 | 29 | 7 | 20 | 31 | 26 |
| A_5 | 18 | 51 | 51 | 33 | 45 | 53 | 8 | 2 | 2 | 28 | 53 | 56 | 5 | 9 | 9 |
| A_6 | 2 | 2 | 1 | 44 | 65 | 76 | 3 | 6 | 6 | 1 | 2 | 1 | 4 | 8 | 8 |
| A_7 | 20 | 1 | 18 | 3 | 70 | 9 | 39 | 37 | 35 | 12 | 1 | 20 | 22 | 34 | 34 |
| A_8 | 12 | 68 | 7 | 20 | 66 | 13 | 46 | 47 | 46 | 7 | 68 | 5 | 26 | 48 | 40 |
| A_9 | 14 | 79 | 15 | 7 | 78 | 4 | 36 | 28 | 27 | 10 | 78 | 15 | 21 | 38 | 28 |
| A_{10} | 28 | 73 | 6 | 28 | 73 | 17 | 65 | 70 | 69 | 14 | 73 | 10 | 38 | 71 | 64 |
| A_{11} | 1 | 66 | 5 | 40 | 63 | 42 | 1 | 8 | 8 | 2 | 66 | 4 | 3 | 7 | 7 |
| A_{12} | 3 | 78 | 4 | 29 | 79 | 50 | 17 | 9 | 9 | 4 | 79 | 2 | 10 | 18 | 14 |
| A_{13} | 40 | 60 | 55 | 38 | 48 | 64 | 76 | 31 | 30 | 3 | 41 | 48 | 1 | 4 | 4 |
| A_{14} | 52 | 56 | 72 | 53 | 46 | 75 | 78 | 32 | 32 | 50 | 35 | 71 | 48 | 3 | 3 |
| A_{15} | 64 | 38 | 68 | 66 | 43 | 79 | 79 | 34 | 34 | 64 | 32 | 77 | 61 | 2 | 2 |

Esto significa que entre mayor sea la similitud entre los índices, mayor es el peso del método. Los pesos adoptados por los métodos de TDMC se resumen en la tabla 5.10. Nótese que los métodos con menor distancia tau fueron el M_3 en el escenario S_1 y el de mayor distancia fue el M_4 en el escenario S_1 .

Tabla 5.10: Pesos adoptados para los métodos multicriterio.

| Métodos | Escenarios | | |
|---------|------------|--------|--------|
| | S_1 | S_2 | S_3 |
| M_1 | 0,2335 | 0,2280 | 0,2403 |
| M_2 | 0,2208 | 0,1713 | 0,1771 |
| M_3 | 0,1113 | 0,1897 | 0,1762 |
| M_4 | 0,2410 | 0,2209 | 0,2319 |
| M_5 | 0,1934 | 0,1901 | 0,1744 |

Por último, para agregar las alternativas y obtener la clasificación final, se sugiere medir el valor esperado de cada escenario. Este procedimiento es similar al presentado por [Durbach & Stewart \(2012a,b\)](#), aunque aquí se consideran múltiples métodos y múltiples escenarios. En cada escenario evaluado, se multiplica el peso de cada método por el índice obtenido. Por ejemplo, en el escenario 1: el peso del método M_1 en el escenario S_1 ($= 0,2335$, ver la tabla 5.10) se multiplicó por índice obtenido mediante este método en este escenario (columna 1 en la tabla 5.9). Este resultado se agrega el peso del método M_2 en el escenario S_2 , lo cual es el resultado de multiplicar el índice del método M_2 en el escenario S_2 y así sucesivamente. Estos valores se multiplican por el peso del escenario respectivo obtenido mediante el método AHP ($S_1: 0,6851$, $S_2:$

0,1790 o S_3 : 0,1360). Al final, dado que se consideran múltiples escenarios, se suman los resultados de los escenarios, se reordenan y se obtiene el índice agregado final. El resultado final es una lista de 80 soluciones en la que se agregan los pesos de los decisores en los métodos de TDMC, así como sus preferencias acerca de los escenarios y también la contribución de cada escenario, basada en la medida de sensibilidad tau de Kendall. El resultado final se resume en la tabla 5.11.

Tabla 5.11: Clasificación agregada final.

| <i>Clasificación</i> | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|----------------------|---|----|----|----|----|---|----|---|----|----|----|----|----|----|----|
| A_n | 6 | 27 | 66 | 11 | 55 | 4 | 65 | 7 | 12 | 17 | 2 | 34 | 64 | 9 | 25 |

En la tabla 5.12 se muestran las alternativas que bajo cada escenario presentan el costo mínimo tabla 5.12.

Tabla 5.12: Mejores alternativas para cada escenario en relación con el costo.

| Escenario | A_n | C_1 (\$) | C_2 (MW) | C_3 |
|-----------|----------|---------------|------------|-------|
| S_1 | A_3 | 1.207.353,875 | 0,000 | 407 |
| S_2 | A_{31} | 7.107.513,500 | 22.044,988 | 340 |
| S_3 | A_6 | 855.137,250 | 0,000 | 233 |

Como se sabe, cada alterativa representa un plan de mantenimiento. Estas alternativas podrían no tener el mismo comportamiento si el escenario cambia. Por ejemplo, si se mira solo desde el punto de vista del costo, la solución cambia de acuerdo con el escenario que se adopte, lo cual es evidente en la tabla 5.12. Si se considera solo el escenario Nominal, la alternativa con menor costo es A_3 . Sin embargo en el escenario pesimista, el menor costo lo presenta la alternativa A_{31} y en el optimista, la alternativa A_6 . Luego del proceso de agregación de escenarios de incertidumbre y múltiples métodos de TDMC, las tres mejores alternativas son A_6 , A_{27} and A_{66} , respectivamente. Si se comparan los valores de estas alternativas con los de menor costo de la función objetivo (A_3 , A_{31} y A_6 para escenarios 1 a 3, respectivamente), es posible observar que han sido bien clasificados y traen resultados más interesantes con el enfoque propuesto. La tabla 5.13 resume estos resultados.

La alternativa más robusta, es decir, la mejor alternativa teniendo en cuenta múltiples métodos y escenarios de TDMC fue A_6 . Esta tiene el segundo costo más bajo en S_1 . Considerando la ocurrencia de este escenario, la implementación de A_6 aumenta los costos en 0,13% en comparación con la alternativa de menor costo, A_3 . En contraste, ninguna de las dos presenta racionamiento y A_6 tenía una distancia del plan de mantenimiento base de 42,75% menos que A_3 . En el escenario S_2 , A_6 es nuevamente la segunda alternativa con menor costo, superior a 0,01% en relación a A_{31} . Ninguna presenta racionamiento. A_6 tiene además una distancia 31,47% menor que A_{31} con respecto al plan base. Finalmente, en el escenario S_3 es la mejor clasificada.

La solución A_{27} ocupa el octavo lugar en términos de costo, 0,42% más que la alternativa A_3 en el escenario S_1 y no presentan racionamiento. A_{27} tiene una distancia de

Tabla 5.13: Diferencias entre las tres alternativas más robustas considerando métodos de TDMC en relación con la de menor costo en los 3 escenarios.

| Alternativas | Criterio | Escenarios | | |
|--------------|----------|------------|----------|----------|
| | | S_1 | S_2 | S_3 |
| A_6 | C_1 | +0.13 % | +0.01 % | na |
| | C_2 | 0 % | 0 % | na |
| | C_3 | -42.75 % | -31.47 % | na |
| A_{27} | C_1 | +0.42 % | +0.16 % | +0.21 % |
| | C_2 | 0 % | 0 % | 0 % |
| | C_3 | -25.55 % | -10.88 % | +30.04 % |
| A_{66} | C_1 | +0.78 % | +0.19 % | +1.00 % |
| | C_2 | 0 % | 0 % | 0 % |
| | C_3 | -24.82 % | -10.00 % | +31.33 % |

na = no aplica. En este caso, la alternativa a comparar en el escenario S_3 es ella misma.

25,55 % menos que A_3 . En el escenario S_2 la alternativa con menor costo es A_{31} . A_{27} ocupa la posición 21. Esto representa un aumento de 0,16 % en este criterio. A_{27} y A_{31} son iguales en términos de racionamiento. A_{27} es 10,88 % más pequeño que la otra. En el escenario S_3 la mejor alternativa en términos de costo es A_6 , que en el proceso propuesto fue la mejor. A_{27} es la tercera en términos de costo; y A_{27} tiene una distancia 30,04 % mayor que A_6 .

La tercera mejor alternativa fue A_{66} . Comparándola con A_3 en el escenario S_1 , aumentó el costo en 0,78 %. Por otro lado, presentó una ganancia de 24,84 % en distancia. No presentaron racionamiento. En el escenario S_2 , A_{66} presentó un costo superior a 0,19 % que A_{31} y 10,00 % menos en la distancia. Finalmente, en el escenario S_3 , A_{66} tuvo una tasa de 1,00 % mayor que A_6 . Ninguna presenta racionamiento y hubo una ganancia de 31,33 % en la distancia.

Se pueden hacer otros análisis para las otras alternativas. Las tasas obtenidas muestran resultados interesantes después del proceso de agregación. Los resultados fueron consistentes e indican la confiabilidad de la propuesta presentada. La alternativa A_6 , por ejemplo, fue la mejor alternativa disponible para quien toma las decisiones. Esta misma alternativa ya se había clasificado en la primera posición en el escenario S_3 , incluso este escenario tiene un peso menor que el escenario estándar S_1 .

5.5.3 Conclusión preliminar

Esta sección explora la aplicación de diferentes métodos de TDMC al problema coordinado de DHT y PMG. Se consideraron para el análisis un escenario pesimista y un escenario optimista, además del nominal. Las incertidumbres futuras de la hidrología y

la demanda de energía se tienen en cuenta en la construcción de estos escenarios. Los resultados se agrupan y se obtiene un nuevo orden o clasificación final, que refleja las preferencias de los tomadores de decisiones.

Muchos métodos de TDMC se encuentran disponibles en la literatura. Como consecuencia, existe incertidumbre sobre qué método utilizar en un problema determinado. Este trabajo propone un enfoque que agrega varios métodos y diferentes escenarios. Los criterios considerados fueron el costo, el racionamiento y la distancia del plan de mantenimiento básico.

Para el proceso de agregación, se utilizó el método AHP para calcular los pesos de los escenarios. Se invocó la distancia tau de Kendall para medir la correlación entre las clasificaciones de los métodos. Basados en estos datos, se adoptaron ponderaciones para los métodos. Finalmente, de acuerdo con [Durbach & Stewart \(2012a,b\)](#) los resultados se agregaron de manera que reflejaran las preferencias de los tomadores de decisiones a lo largo de todo el proceso. Estos resultados se reordenaron y el pedido final se comparó con la mejor alternativa en cada escenario relacionado con el costo. Los resultados mostraron que el enfoque empleado puede abordar diferentes métodos para escenarios de incertidumbre en un problema de planeamiento. Además, el resultado destacó una alternativa que no fue evidenciada por métodos individuales, pero que se comporta satisfactoriamente en todos los escenarios. Este tipo de análisis puede ayudar en gran medida a quienes toman las decisiones a lidiar con las incertidumbres en problemas de la vida real, minimizando las consecuencias sobre eventos futuros.

Se sabe que los responsables de la toma de decisiones pueden aprobar o rechazar una solución encontrada. Basado en esto, esta tesis investigó el comportamiento de diferentes métodos de TDMC en un problema de criterios múltiples. Se consideró que simulaba escenarios de incertidumbre y por lo tanto, los riesgos asociados, estos son muy importantes para tratar los parámetros con una probabilidad conocida de ocurrencia; se podrían explorar otros criterios, así como un mayor número de escenarios.

5.6 Modelo DHT considerando incertidumbre

El modelo matemático propuesto se aplica a un sistema de prueba que fue desarrollado durante la investigación para el presente estudio, con las siguientes características: a) un escenario de generación que considera, para el horizonte de planeamiento de 12 meses, la operación de dos plantas térmicas: T1 y T2, tres centrales hidráulicas H1, H2 y H3 y una central eólica E1. A las centrales hidráulicas se asocian las afluencias de los ríos RA, RB y RC respectivamente, con una distribución arbitraria porcentual de las afluencias agregadas de los embalses colombianos de 48,32 %, 24,16 % y 27,52 %, respectivamente, pero que son modeladas estocásticamente; la potencia eólica, concentrada en un solo generador equivalente, también se modela estocásticamente; b) un costo, en unidades monetarias por megavatio-mes, para las plantas térmicas y para el racionamiento; c) un costo igual a cero, para las plantas hidráulicas y para la planta eólica; d) modelos de probabilidad para cada río; y e) generación eólica variable a lo largo del periodo de análisis.

Para todos los periodos se asume el mismo valor de generación máxima. En el caso de las térmicas T1 y T2, los valores son 1.000 MW y 662,34 MW, respectivamente. Para las hidráulicas, los valores son de 2.000 MW para H1; 1.000 MW, para H2; y 1.139,47 MW, para H3, para una capacidad instalada total hidrotérmica de 5.801,87 MW. Dado que se analizan tres escenarios de penetración de generación eólica de 100 MW, 200 MW y 1000 MW, la capacidad total instalada, incluyendo la planta eólica en cada escenario, es de 5.901,87 MW, 6.001,87 MW y 6.801,87 MW, respectivamente. Para cada uno de los embalses se tienen disponibles los volúmenes iniciales, volúmenes finales y máximos, como se muestra en la tabla 5.14. El modelo bajo análisis permite el uso de los embalses y fija una meta de generación para el último período. Este modelo obliga a los embalses a dejar un volumen predeterminado de agua en el mes 12. Esto se considera una reserva para los años siguientes. Los datos de turbinamiento máximo se

Tabla 5.14: Volumen inicial, volumen final y volumen máximo de las centrales hidráulicas [Hm^3].

| | Volumen inicial | Volumen máximo | Volumen final |
|------------|-----------------|----------------|---------------|
| Central H1 | 2416 | 2415.955 | 2415.95 |
| Central H2 | 1208 | 1207.9765 | 1207.976 |
| Central H3 | 137 | 1375.99 | 1375.99 |

muestran en la tabla 5.15, al igual que los datos de factor de turbinamiento y potencia máxima en MW. Las velocidades aleatorias del viento mínimas y máximas en cada una

Tabla 5.15: Turbinamiento máximo, factor de turbinamiento y potencia máxima, centrales hidráulicas.

| | u_{max} [m^3/s] | F_{turb} [$MW/(m^3/s)$] | P_{max} [MW] |
|------------|--------------------------|--------------------------------|-----------------------|
| Central H1 | 2000 | 1 | 540 |
| Central H2 | 1000 | 1 | 285 |
| Central H3 | 1139,47 | 1 | 1150 |

de los escenarios, en la simulación de Monte Carlo, se resumen en el cuadro 5.16: Los

Tabla 5.16: Velocidades del viento máximas y mínimas en [$\frac{m}{s}$].

| | Velocidad min | Velocidad max |
|-------------|---------------|---------------|
| Escenario 1 | 1,1203 | 10,6044 |
| Escenario 2 | 0,6806 | 10,2018 |
| Escenario 3 | 1,1203 | 10,4915 |

resultados experimentales obtenidos para la variable de salida costo, en los escenarios 1, 2 y 3 de penetración eólica, se muestran a continuación, en las figuras 5.14, 5.15 y 5.16 .

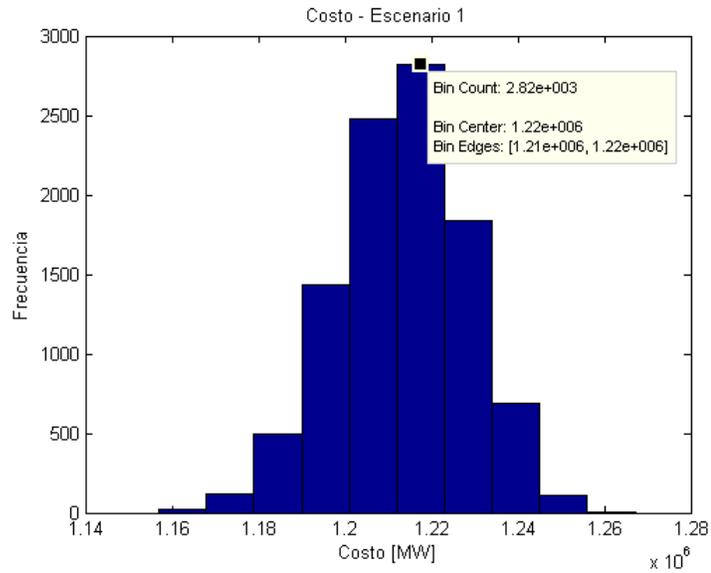


Figura 5.14: Histograma de costo en primer escenario de penetración eólica.

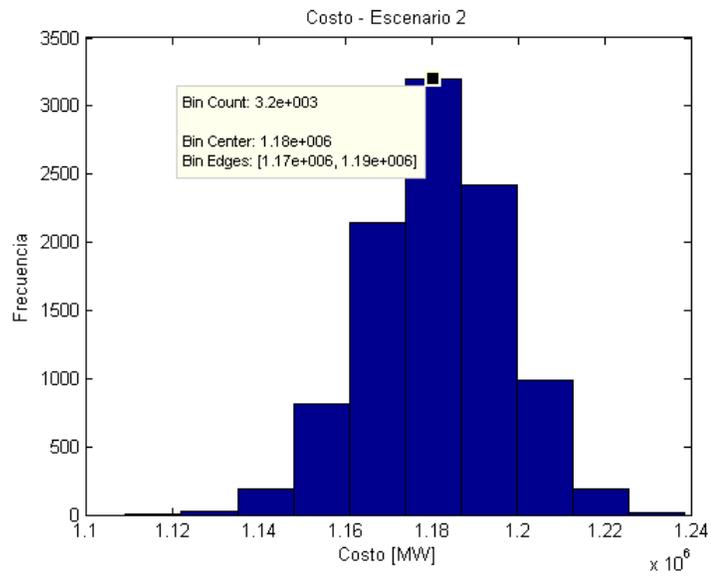


Figura 5.15: Histograma de costo en segundo escenario de penetración eólica.

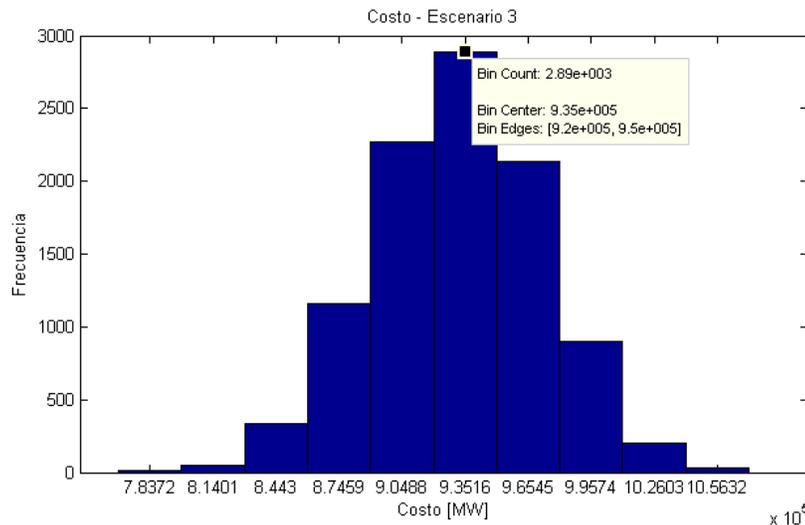


Figura 5.16: Histograma de costo en tercer escenario de penetración eólica.

De los histogramas puede leerse que para el escenario 1, la mayor frecuencia (2.820) correspondió al costo de 1.220.000 UM , para el escenario 2, la frecuencia se situó en el valor 3.030 y el costo correspondiente fue 1.180.000 UM , mientras que en el escenario 3, la frecuencia fue de 2.890 para el costo de 935.000 UM . La función objetivo asociada a estos costos es la ecuación 3.43. La reducción en el costo de la energía, tomando como valor de referencia el escenario determinístico fue de 31,73 %, 33,97 % y de 47,68 % en los valores de mayor probabilidad de ocurrencia. Tanto a la izquierda como a la derecha de esos valores en la distribución de probabilidades, no se encuentran valores de costo superiores al de referencia, para ninguno de los tres escenarios, como se observa en la tabla 5.17. En Ngonkham & Buasri (2009) se explora la penetración de generación eólica, realizando un análisis comparativo de tres métodos: algoritmo de búsqueda armónica (Harmony Search Algorithm), algoritmo genético y el método de punto interior. Los resultados muestran una reducción en el costo de la energía en todos los métodos.

El modelo estocástico del viento produjo los valores de potencia servida a lo largo de los doce periodos y para cada iteración. Sin embargo, no se presentan histogramas para cada uno de los 12 periodos, sino que se agrupan los datos como sigue. Los histogramas que se observan en las figuras 5.17, 5.18 y 5.19 se obtienen de totalizar la potencia eólica servida a lo largo del año, es decir, se suman las potencias eólicas despachadas de los doce periodos de tiempo en cada iteración.

| | Costo de referencia | Costo mínimo | Costo máximo |
|-------------|---------------------|--------------|--------------|
| Escenario 1 | 1.787.100 | 1.157.010 | 1.267.120 |
| Escenario 2 | | 1.109.330 | 1.238.500 |
| Escenario 3 | | 768.550 | 1.071.460 |

Tabla 5.17: Costo de la energía por escenario en $[UM]$.

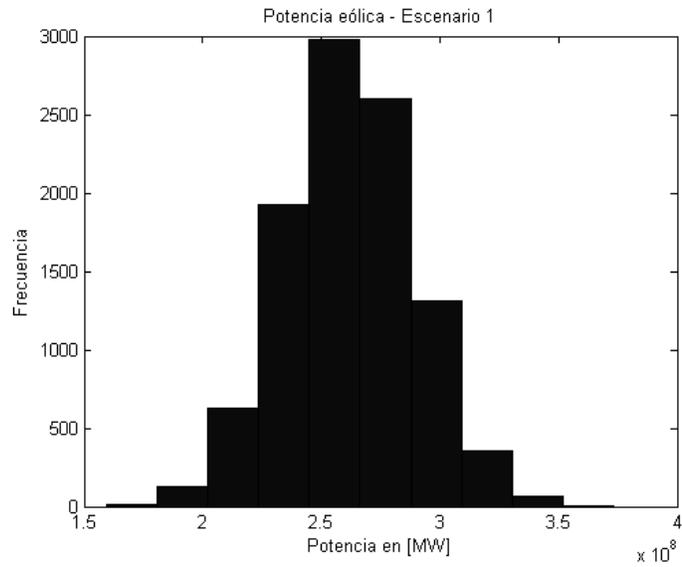


Figura 5.17: Histograma de potencia eólica servida en el primer escenario.

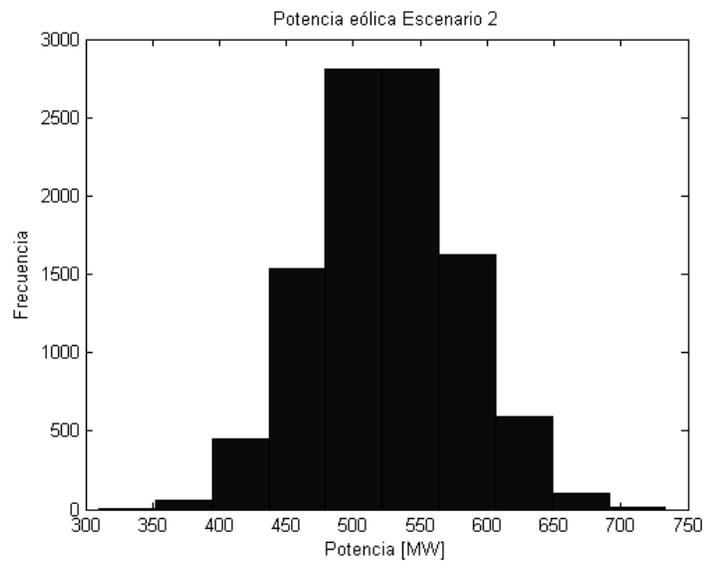


Figura 5.18: Histograma de potencia eólica servida en el segundo escenario.

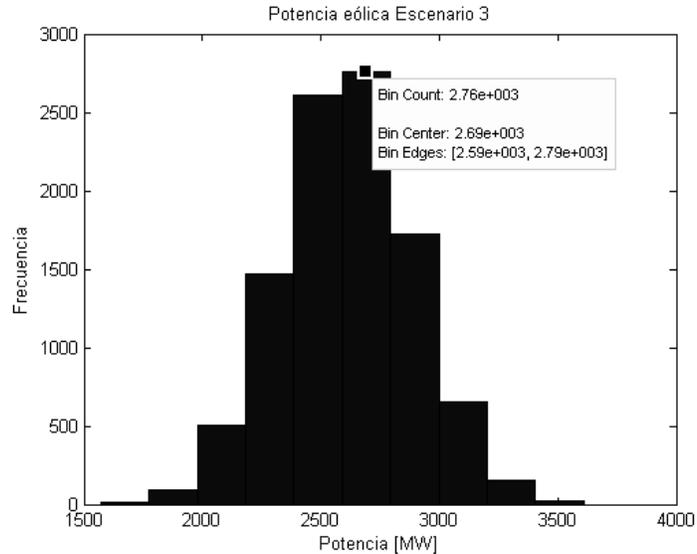


Figura 5.19: Histograma de potencia eólica servida en el tercer escenario.

Se tiene entonces que la potencia eólica despachada en un año, en el primer escenario es de 256 MW, en la mayor frecuencia (2.970), por su parte el segundo escenario el nivel de mayor potencia eólica despachada fue de 543 MW, con una frecuencia de 2.810, mientras que los valores para el tercer escenario fueron de 2.960 MW, en la frecuencia 2.760.

Los niveles máximo, mínimo y de mayor frecuencia de generación térmica (GT) y de generación hidráulica (GH) se encuentran en la tabla 5.18, a continuación: En

Tabla 5.18: Generación térmica e hidráulica anual.

| | GT máx | GT mín | GT mayor frecuencia | GH máx | GH mín | GH mayor frecuencia |
|--------|-----------|-----------|------------------------|-----------|-----------|------------------------|
| Esc. 1 | 1.388,8 | 1.291,8 | 1.350,0 | 6.414,7 | 5.944,7 | 6.200 |
| Esc. 2 | 1.416,2 | 1.385,3 | 1.400 | 5.734,8 | 6.294,7 | 6.040,0 |
| Esc. 3 | 1.385 | 1.426,2 | 1.440,0 | 4.220,1 | 5.570,0 | 4.960 |

ninguno de los escenarios se presentó racionamiento. La hidrología se modeló usando una función de distribución para cada una de las centrales hidráulicas, sin embargo, se obtienen los resultados nuevamente del valor promedio del vertimiento total durante el año en cada iteración. El vertimiento estuvo en rangos entre los 338,50 y los 1.848,7 Hm^3 . Los valores de mayor frecuencia de los vertimientos están entre 900 y 1.000 Hm^3 .

El costo de la energía, sin incluir el efecto de la generación eólica, y con afluencias determinísticas presentadas en la tabla 5.17, es de 1.787.100 *UM*. No se presenta racionamiento en ninguno de los embalses, y para ninguno de los períodos.

Tiempos de ejecución

Los tiempos de simulación para el modelo estocástico en el que se utilizó una máquina de las siguientes características: un PC con un procesador Core(TM) i7-3770 (3,40 GHz) y un sistema operativo de 64 bits, estuvieron alrededor de 41 horas por cada escenario de penetración eólica.

5.6.1 Conclusión preliminar

Se desarrolló una metodología adecuada para resolver el despacho hidrotérmico teniendo en cuenta efectos estocásticos. Se consideraron dos variables estocásticas: la velocidad del viento y las afluencias. Se diseñó un sistema de prueba que toma en cuenta algunas características particulares del sistema eléctrico colombiano. La metodología propuesta, que combina la simulación de Monte Carlo y la optimización matemática, demostró ser adecuada para resolver el despacho bajo incertidumbres. Los resultados de la simulación en un modelo equivalente del sistema colombiano muestran que el costo operativo disminuye hasta 27 % del costo total, al considerar el efecto del modelo estocástico para la energía eólica y las entradas de agua. El sistema eléctrico colombiano requiere elementos de almacenamiento como PSU, si la energía eólica llega a ser integrada a la red. La planificación de redes inteligentes en Colombia debería incluir la generación eólica. La comparación entre un modelo determinista y la metodología propuesta (que agrega los efectos de la penetración de la energía eólica (18,8 %), las incertidumbres en la generación e hidrología del viento, así como la PSU puede generar ahorros de costos de hasta el 43,27 %.

6 Conclusiones y trabajos futuros

El estado del arte de esta tesis doctoral presenta de forma exhaustiva los hallazgos sobre el plan de mantenimiento de la generación y el despacho hidrotérmico. En él se clasificaron alrededor de 600 artículos entre Journals y conferencias. Recoge también bibliografía relevante sobre optimización multiobjetivo, despacho económico ambiental (Environmental Economic Dispatch EED) y toma de decisión multicriterio.

El presente trabajo propone, implementa y valida modelos matemáticos para resolver un problema nuevo: el problema del mantenimiento de unidades de generación coordinado con el despacho hidrotérmico. Los resultados muestran que existen beneficios de usar el modelo de optimización propuesto para programar el mantenimiento de la generación en coordinación con el despacho, incluso cuando se está bajo incertidumbre.

Los resultados del modelo exacto propuesto en esta tesis se contrastan con resultados de un trabajo previo de la misma autora en el que problema se resuelve a través de una técnica metaheurística, concluyendo que ambos métodos llegan a la misma solución en la instancia de menor tamaño, es decir, en el sistema de prueba A.

Se exploran tanto modelos deterministas como aquellos que tienen en cuenta factores de incertidumbre y la variante multiobjetivo del problema, lo cual lo acerca a la representación del problema de la vida real.

El modelo matemático de PLEM que se presenta en esta tesis muestra que hay un impacto positivo en el costo operativo mediante el enfoque propuesto de resolver coordinadamente estos dos problemas: DHT y PMG, cuando se piensa en el sistema desde el punto de vista del operador integrado del sistema. Los resultados indican que permitir que las empresas generadoras seleccionen autónomamente su plan de mantenimiento no es adecuado, si se quiere alcanzar el objetivo de reducir el costo operativo global del sistema. Más aún, que modificaciones menores al plan base no son suficientes para ajustar el plan de mantenimiento.

Pese a que el costo operativo obtenido mediante el modelo matemático que considera incertidumbre a través de escenarios es mayor, si se compara con el modelo determinístico, el primero garantiza que cualquiera sea el escenario que tenga lugar, la demanda de energía será satisfecha. El plan de mantenimiento óptimo salvaguarda el sistema ante la ocurrencia de cualquiera de los escenarios de afluencias, es una solución más robusta y representa mucho mejor la realidad.

El modelo multiobjetivo puede reducirse de cinco a tres objetivos dado que existe correlación entre los costos operativos y las emisiones contaminantes.

Se desarrolló una metodología adecuada para resolver el DHT teniendo en cuenta los efectos estocásticos de la velocidad del viento y de las afluencias de los embalses. Este

se desarrolla utilizando Funciones de probabilidad, Simulación de Montecarlo y optimización matemática. Se concluye que los costos operativos presentan una reducción considerable, producto de la penetración de generación eólica que desplaza la generación térmica.

El modelo estocástico del DHT desarrollado en este trabajo tiene la fortaleza de ser una metodología que puede ampliarse a otras fuentes de incertidumbre como la demanda y los costos de los combustibles.

Se diseñó un sistema de prueba que toma en cuenta algunas características particulares del sistema eléctrico colombiano. La metodología propuesta, que combina la simulación de Monte Carlo y la optimización matemática, demostró ser adecuada para resolver el despacho bajo incertidumbres. Los resultados de la simulación en un modelo equivalente del sistema colombiano muestran que el costo operativo disminuye considerablemente, al considerar el efecto del modelo estocástico para la energía eólica y las entradas de agua. El sistema eléctrico colombiano requiere elementos de almacenamiento como PSU, si la energía eólica llega a ser integrada a la red.

La planificación de redes inteligentes en Colombia debería incluir la generación eólica. La comparación entre un modelo determinista y la metodología propuesta (que agrega los efectos de la penetración de la energía eólica (18,8%), las incertidumbres en la generación e hidrología del viento, así como la PSU puede generar ahorros de costos de hasta el 43,27%.

Este trabajo deja a disposición de investigadores una herramienta de toma de decisión multicriterio robusta, que agrega alternativas, criterios y métodos para seleccionar la solución final de un conjunto de alternativas de planes de mantenimiento.

El sistema de prueba implementado, inspirado en el sistema hidrotérmico colombiano, es una herramienta que queda a disposición de académicos, ingenieros y todas aquellas personas que estén interesadas en seguir avanzando en el análisis y solución de los problemas de planeamiento. Este sistema tiene la característica de ser pensado y construido para resolver el problema coordinado de despacho hidrotérmico y del mantenimiento de la generación.

Finalmente, como trabajos futuros se proponen los siguientes:

- Resolver el modelo multiobjetivo utilizando técnicas distintas tales como ϵ -restringido, distancia a un objetivo de referencia, entre otros que reporta la literatura.
- Este modelo puede ser mejorado teniendo en cuenta otras fuentes de incertidumbre como los costos de los combustibles y la variación en la demanda. Para ello puede pensarse en resolver el problema coordinado utilizando funciones de probabilidad para esas variables estocásticas.
- Agrupar en un solo objetivo los tres términos matemáticos correspondientes al

costo y las emisiones y asignarles un solo peso a todos ellos, posteriormente, comparar los resultados con los obtenidos en la presente tesis y verificar si los resultados son equivalentes, por lo que el vector de pesos aleatorios pasaría de cinco elementos a tres y el esfuerzo computacional podría reducirse.

- Extender el presente trabajo adicionando el efecto de la red de transmisión y la relación no lineal entre la potencia generada y el agua turbinada (*variable head effect*).
- Considerar resolver el modelo multiobjetivo planteado considerando la incertidumbre, esta vez a través de funciones de probabilidad.
- Hay que tener en cuenta que el DHT tiene no linealidades que no fueron tenidas en cuenta en este trabajo como por ejemplo en la restricción de productividad de las plantas hidráulicas. Este trabajo puede ser mejorado teniendo en cuenta este aspecto, lo que implicaría otra linealización o resolver el problema por medio de técnicas de optimización no lineal.
- Uno de los aspectos a mejorar en trabajos posteriores es que no se realiza un análisis de indisponibilidades no programadas o fallas de alguna de las unidades de generación.

A Apéndice

A.1 Publicaciones durante el Doctorado

A continuación se presentan los artículos publicados en revistas indexadas y aquellos presentados en eventos internacionales, en el marco de esta investigación.

- Maintenance of generation units coordinated with annual hydrothermal scheduling using a hybrid technique . Revista Facultad de Ingeniería ISSN: 0120-6230. Editorial Universidad de Antioquia v.85 fasc. p.18 - 32 ,2017. Revista indexada A1 por Colciencias. Autores: María Victoria Ramírez, Ana Milena Martínez Sánchez, Antonio Hernando Escobar Zuluaga y Frederico Gadelha Guimarães.
- An MILP model for generating maintenance scheduling coordinated with hydrothermal dispatch. En la revista Energy Systems de Science Direct. Ya fue aceptada para publicación. Linear programming and genetic algorithm for generation maintenance scheduling and hydrothermal dispatch considering uncertainties in multicriteria decision making, presentado como trabajo completo y publicado en las memorias del XLIX SBPO (Simposio Brasileiro de Pesquisa Operacional). Autores: María Victoria Ramírez, Marcos Alves, Antonio Hernando Escobar Zuluaga y Frederico Gadelha Guimarães.
- Hydrothermal coordination considering wind and pumping storage unit in the Colombian smart grid. Presentado en la Conferencia Internacional de la IEEE denominada ISGT-LA (Innovative Smart Grids Technologies-Latin America, 2015) que se llevó a cabo del 5 al 7 de octubre de 2015, en Montevideo, Uruguay. Proceedings IEEE ISSN: 0018-9219 Editorial Institute of Electrical and Electronics Engineers v.1 fasc.N/A p.231 - 236 ,2015, DOI: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381159.

A.2 Métodos de toma de decisión multicriterio

A.2.1 Proceso analítico jerárquico (AHP)

Para tomar una decisión de forma organizada mediante el método AHP, es necesario descomponer el proceso en los siguientes pasos: 1. Definir el problema y el conocimiento que se busca; 2. estructurar una jerarquía de decisión; 3. construir una matriz de comparación por pares; 4. Usar las prioridades obtenidas de las comparaciones para sopesar las prioridades en los niveles inmediatamente inferiores. Para hacer comparaciones se necesita una escala de números que indique cuántas veces un elemento es más importante que otro con respecto al criterio o propiedad sobre el cuál se está comparando.

En el método AHP existen dos niveles de comparación: el primero es la priorización de criterios entre sí, y es en este nivel donde se calculan los pesos de los criterios. El segundo, la priorización de las alternativas a la luz de la priorización de dichos criterios.

El método AHP utiliza la siguiente escala para comparar la importancia de un criterio frente a otro:

- igual importancia
- débil o suave
- importancia moderada
- más que moderada
- importancia fuerte
- más que fuerte
- muy fuerte
- muy muy fuerte
- importancia extrema

Nótese que esta es una escala cualitativa, que podría ser en cierta medida subjetiva, pero que al traducirse en una escala numérica resulta mucho más sencilla para el tipo de problemas que intentaremos resolver.

Se construye la matriz de comparación por pares C (A.1) para los criterios. Ésta es una matriz cuadrada, en la que cada criterio se compara consigo mismo y con los demás A.1.

$$C = \begin{bmatrix} c_{11} & c_{12} & \dots & c_{1m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ c_{n1} & c_{n2} & \dots & c_{nm} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Posteriormente, se obtiene la matriz normalizada X (A.2), en la cual cada elemento C se divide por la sumatoria de los elementos de la columna correspondiente, así:

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nm} \\ c_{11}/s_1 & c_{12}/s_2 & \dots & c_{1m}/s_m \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ c_{n1}/s_1 & c_{n2}/s_2 & \dots & c_{nm}/s_m \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

donde $s_1 = \sum c_{11} \dots c_{n1}$; $s_2 = \sum c_{12} \dots c_{n2}$; $s_k = \sum c_{1k} \dots c_{nk}$.

Seguidamente, se calcula el vector W que representa la medida de prioridad o peso de los criterios.

$$W = 1/m \begin{bmatrix} \sum x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \sum x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix} \quad (\text{A.3})$$

Este método exige verificar la consistencia del vector de pesos a través del cálculo de los siguientes índices: Consistency index (CI); Random index (RI) y Consistency ratio (CR).

$$CI = \frac{\lambda_{max} - m}{m - 1} \quad (\text{A.4})$$

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (\text{A.5})$$

donde λ_{max} se obtiene de [A.6](#)

$$\lambda_{max} = \frac{C_{v1} + \dots + C_{vm}}{m} \quad (\text{A.6})$$

El mismo procedimiento de comparación por pares se debe realizar para las alternativas. Finalmente, se obtendrán n vectores de pesos, que contendrán el peso de las m alternativas, a la luz de cada criterio.

En el problema a resolver en esta investigación se seleccionaron tres criterios para evaluar un plan de mantenimiento de las unidades de generación. Los criterios fueron: Costo de operación (C_1), racionamiento (C_2) y distancia al Plan Base (C_3). En este caso n (número de criterios) es igual a 3.

El número de alternativas m es 80, que es el tamaño de la población en el algoritmo genético.

Como ya se mencionó, la escala cuantitativa de nueve niveles en el método AHP se transforma en una escala numérica equivalente.

Para el criterio C_1 se establece que el rango de valores se encuentra entre 1,2074 y 1,5072 MUM (millones de unidades monetarias). Este rango se divide en nueve segmentos que van a coincidir con los nueve niveles de la escala cuantitativa. Así, los valores que delimitan cada segmento son los que se muestran en la figura [A.1](#)

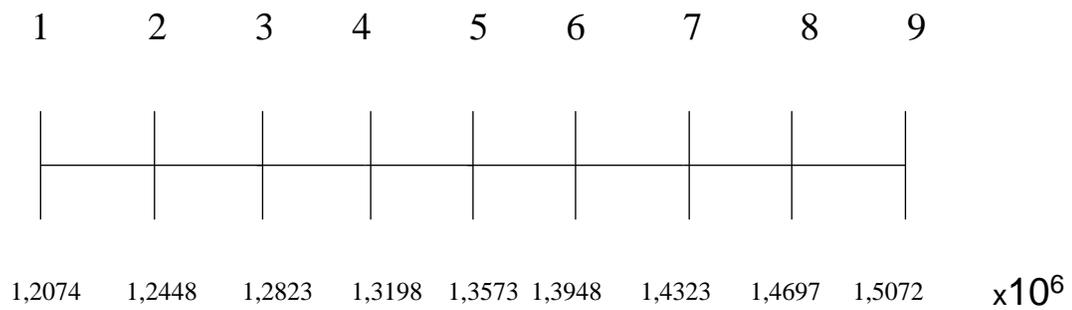


Figura A.1: Escala cuantitativa para el criterio Costo.

Para el criterio C_2 , los que se muestran en la figura [A.2](#)

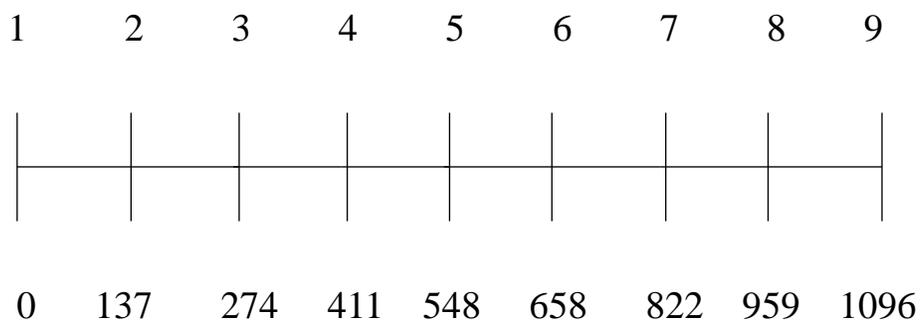


Figura A.2: Escala cuantitativa para el criterio Racionamiento.

Por último, los valores para el criterio C_3 , aparecen en la figura [A.3](#).

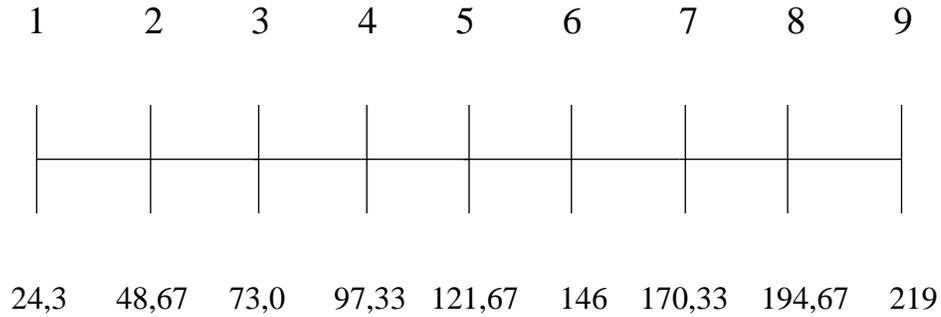


Figura A.3: Escala cuantitativa para el criterio Distancia.

El ranking o evaluación de las propuestas de forma global, combinando los pesos de los criterios y de las alternativas, es un vector columna que asigna prioridad a cada propuesta. Es la suma ponderada de la alternativa para cada uno de los criterios. Al final se ordenan de mayor a menor y se obtiene el ranking de las alternativas. El mejor plan de mantenimiento es aquel que tenga el mayor valor en el ranking.

A.2.2 Optimización multicriterio y solución concertada (VIKOR)

En este método una solución de compromiso es una solución factible que es la más cercana a la solución ideal F^* . En la figura A.4

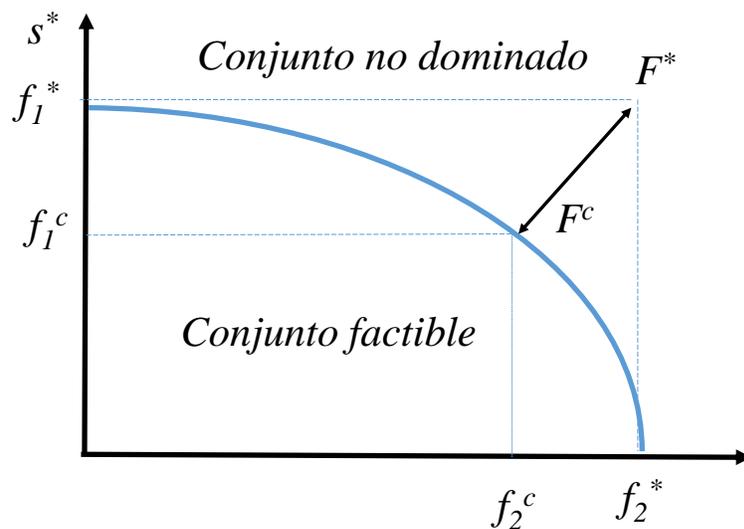


Figura A.4: Solución ideal y solución concertada en VIKOR.

El algoritmo VIKOR tiene los siguientes pasos:

- Determine los mejores y los peores valores de las funciones de criterio, mediante la siguiente expresión:

$$f_i^* = \max f_{ij} \quad (\text{A.7})$$

$$f_i^+ = \min f_{ij} \quad (\text{A.8})$$

- Compute los valores S_j y R_j como se muestra en las ecuaciones:

$$S_j = \sum_{i=1}^n n w_i (f_i^* - f_{ij}) / (f_i^* - f_i^-) \quad (\text{A.9})$$

$$R_j = \max [w_i f_i^* - f_{ij} / (f_i^* - f_i^-)] \quad (\text{A.10})$$

Estos valores representan medidas de clasificación. La solución obtenida con el mínimo S_j es la utilidad de grupo máxima (regla de la mayoría) y la obtenida con el mínimo R_j es con un mínimo arrepentimiento individual del oponente. Donde los w_j son los pesos de los criterios expresados en su importancia relativa.

- Compute los valores Q_j por medio de la expresión (A.11)

$$Q_j = v(S_j - S^* / (S^- - S^* + (1 - v)(R_j - R^* / (R^- + R^*))) \quad (\text{A.11})$$

donde

$$S^* = \min S_j \quad (\text{A.12})$$

$$S^- = \max S_j \quad (\text{A.13})$$

$$R^* = \min R_j \quad (\text{A.14})$$

$$R^- = \max R_j \quad (\text{A.15})$$

y v se introduce como peso de la estrategia de la mayoría de criterios o utilidad grupo máxima, cuyo valor es 0,5.

- Las alternativas se clasifican de acuerdo con las medidas S_j , R_j y Q_j en orden descendente. Se obtienen tantas listas como criterios haya.
- Se propone como solución de compromiso la alternativa mejor clasificada en la lista Q (mínimo) si se cumplen las siguientes condiciones: C1: ventaja aceptable

$$Q(a'') \geq DQ \quad (\text{A.16})$$

donde

$$DQ = 1(1 - m) \quad (\text{A.17})$$

m es el número de alternativas

C2: estabilidad aceptable en la toma de decisión. La alternativa a' debe también ser la mejor en las clasificaciones S y/o R . Esta solución de avenencia es estable en un proceso de toma de decisiones, votada por regla de la mayoría (cuando se requiere que v sea $>0,5$), o por consenso $v \approx 0,5$.

Si no se satisface alguna de las condiciones, entonces la solución de avenencia propuesta consiste en:

Las alternativas a' y a'' si solo la condición C2 no se cumple, o alternativas a' , a'' ... a^M si C1 no se satisface; a^M se determina por la relación [A.18](#)

$$Q(a^M) - Q(a') \leq DQ \quad (\text{A.18})$$

para M máximo (las posiciones de estas alternativas son “in cercanía”).

La mejor alternativa, en la clasificación Q , es aquella con el mínimo valor. Se recomienda realizar análisis de sensibilidad con variación de los pesos para determinar los intervalos de estabilidad del método.

A.2.3 Técnica de orden de preferencia mediante similitud con una solución ideal (TOPSIS)

El principio básico de este método es que la alternativa escogida debe tener la distancia más corta a una solución ideal, conocida como Solución Ideal Positiva (SIP) y la distancia más larga a una solución ideal negativa (SIN).

Pasos del procedimiento:

- Se calcula la matriz de decisión normalizada. El valor normalizado se calcula en la ecuación [\(A.21\)](#):

$$r_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sum_{j=1}^m f_{ij}^2} \quad j = 1, \dots, m; i = 1, \dots, n \quad (\text{A.19})$$

Se asignan los pesos a cada criterio. La suma de los pesos debe ser igual a la unidad:

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \quad (\text{A.20})$$

- Se calcula la matriz de decisión normalizada ponderada:

$$v_{ij} = w_i r_{ij} \quad j = 1, \dots, m; i = 1, \dots, n \quad (\text{A.21})$$

donde w_i es el peso del i -ésimo atributo o criterio.

- Se determina la solución ideal positiva (A.22) y la solución ideal negativa (A.23).

$$A^* = [v_1^*, \dots, v_n^*] = [(max v_{ij} \forall i \in I'), (min v_{ij} \forall i \in I'')] \quad (A.22)$$

$$A^- = [v_1^-, \dots, v_n^-] = [(max v_{ij} \forall i \in I'), (min v_{ij} \forall i \in I'')] \quad (A.23)$$

- Se calculan las medidas de separación, usando la distancia euclidiana de n-dimensiones (A.24) y (A.25).

$$D_j^* = \sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^*)^2 \quad j = 1, \dots, m \quad (A.24)$$

$$D_j^- = \sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^-)^2 \quad j = 1, \dots, m \quad (A.25)$$

- Se calcula la cercanía relativa de las alternativas con respecto a la solución ideal (A.26).

$$CR_j = \frac{D_j^-}{(D_j^* + D_j^-)} \quad j = 1, \dots, m \quad (A.26)$$

- Se clasifica el orden de preferencia.

A.2.4 Toma de decisión interactiva y multicriterio (TODIM)

Es un método de toma de decisión multicriterio basado en la Teoría Prospectiva. El método se basa en una descripción, probada mediante evidencia empírica, de cómo las personas toman decisiones para encarar el riesgo.

Aunque no todos los problemas multicriterio involucran el riesgo como una de sus variables, este método utiliza la de diferencia aditiva que es una función multiatributo global. Esta refleja la medida de dominancia de cada alternativa sobre cada una de las demás alternativas.

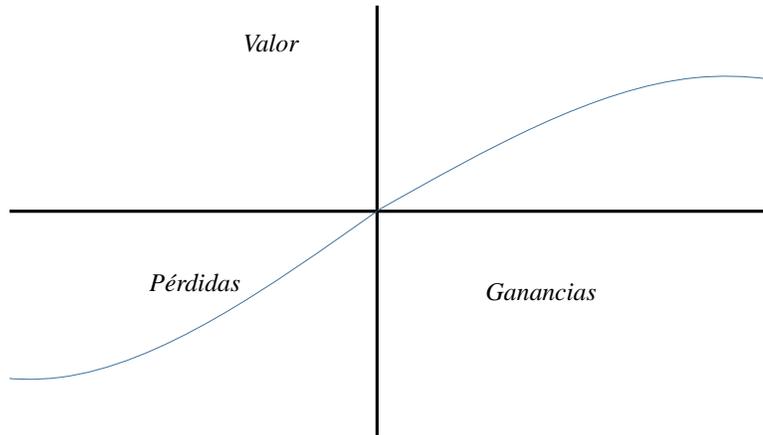


Figura A.5: Función de valor del método TODIM.

Este método puede usarse para atributos cualitativos o cuantitativos. Implica los siguientes pasos:

-
- Se considera un conjunto de n alternativas en presencia de un número m de criterios. Quien toma las decisiones debe indicar cuál es el criterio de referencia.
- La escala verbal cualitativa debe convertirse en una escala cardinal.
- Se consulta a expertos y se estima la contribución de cada alternativa al objetivo asociado con un determinado criterio.
- Se asignan los pesos de cada criterio y normalizarlos. La escala de pesos es generalmente de 1 a 5.
- Se calculan las matrices parcial y final de dominancia.

La Teoría Prospectiva está dada por la expresión (A.27).

$$\delta(A_i, A_j) = \sum_{c=1}^m \phi_c(A_i, A_j) \quad \forall(i, j) \quad (\text{A.27})$$

El criterio de referencia es el de mayor peso. Y la normalización se realiza dividiendo por el valor del peso de referencia. La normalización de pesos permite expresar en las mismas dimensiones las diferencias entre pares de los desempeños de las alternativas a considerar.

La función de valor ϕ representa la medida de dominancia de la alternativa A_i sobre la alternativa A_j ; m es el número de criterios y está descrita por la expresión (A.28).

$$\phi(A_i, A_j) = \begin{cases} \frac{w_{rc}(P_{ic}-P_{jc})}{\sum_{c=1}^m w_{rc}} & \text{si } (P_{ic} - P_{jc}) > 0 \\ 0 & \text{si } (P_{ic} - P_{jc}) = 0 \\ \frac{-1}{\theta} \frac{\sum_{c=1}^m w_{rc}(P_{ic}-P_{jc})}{w_{rc}} & \text{si } (P_{ic} - P_{jc}) < 0 \end{cases} \quad (\text{A.28})$$

Donde c es el número de criterios; w_{rc} es el peso del criterio c dividido por el peso del criterio de referencia; P_{ic} y P_{jc} son los desempeños o valores de las funciones de criterio de las alternativas A_i y A_j en relación con el criterio c . θ es el factor de atenuación de pérdidas. Distintos valores de θ conllevan a diferentes formas de la función de valor de la teoría prospectiva en el cuadrante negativo.

Mediante la ecuación (A.29) se determina el valor global de la alternativa A_i a través de la normalización de sus correspondientes medidas de dominancia.

$$\zeta = \frac{\sum_{j=1}^n \delta(A_i, A_j) - \min \sum_{j=1}^n \delta(A_i, A_j)}{\max \sum_{j=1}^n \delta(A_i, A_j) - \min \sum_{j=1}^n \delta(A_i, A_j)} \quad (\text{A.29})$$

La normalización se realiza dividiendo por el valor del peso de referencia. Esto permite expresar en las mismas dimensiones las diferencias entre pares de los desempeños de las alternativas a considerar.

A.2.5 Evaluación por suma y producto agregados y ponderados(WASPAS)

Este método es la combinación de dos enfoques de toma de decisión multicriterio bastante conocidos: el WSM (Weighted Sum Model) y el WPM (Weighted Product Model).

- La normalización de la matriz de decisión se realiza por medio de la expresión (A.30):

$$\begin{aligned} \overline{x_{ij}} &= \frac{x_{ij}}{\max x_{ij}} & \text{Beneficio} \\ \overline{x_{ij}} &= \frac{\min x_{ij}}{x_{ij}} & \text{Costo} \end{aligned} \quad (\text{A.30})$$

- Se agregan las importancias relativas de suma y producto ponderados, de acuerdo con las ecuaciones (A.31) y (A.33) .

$$Q_i^1 = \sum_{j=1}^n \overline{x_{ij}} w_j \quad (\text{A.31})$$

$$Q_i^2 = \prod_{j=1}^n (\overline{x_{ij}})^{w_j} \quad (\text{A.32})$$

- Para mejorar la precisión y efectividad del método de toma de decisiones, WASPAS presenta una ecuación más generalizada (??) que introduce el parámetro λ , que puede variar entre 0 y 1.

$$Q_i^1 = \lambda \sum_{j=1}^n \overline{x_{ij}} w_j + (1 - \lambda) \prod_{j=1}^n (\overline{x_{ij}})^{w_j} + \prod_{j=1}^n \overline{x_{ij}}^{(w_j)} \quad (\text{A.33})$$

- Por último, las alternativas se clasifican de acuerdo a los valores de Q . La mejor alternativa será la que obtenga mayor valor.

A.3 Técnica híbrida

Cuando se trata de sistemas eléctricos de gran escala, las técnicas exactas podrían no encontrar una solución en un tiempo computacional aceptable. En estos casos, una de las alternativas que se ha explorado en los problemas de PNLEM para sistemas de potencia es la linealización [Motto et al. \(2005\)](#). Por otro lado, las técnicas metaheurísticas se han usado de manera muy extendida para hallar soluciones de buena calidad, aunque no garanticen el óptimo global del problema, en problemas combinatorios como es el que nos ocupa. En esta sección se propone una solución que involucra dos elementos: el primero, la linealización por tramos de los términos cuadráticos de la función objetivo, y segundo, la separación de la solución en dos fases: el componente de PMG se resuelve a través del AGCH [Chu & Beasley \(1997\)](#) y el componente de DHT se resuelve mediante un algoritmo de programación lineal. La salida del algoritmo genético es una propuesta de plan de mantenimiento, el cual es evaluado mediante el algoritmo PL substrayendo la capacidad de las unidades de generación que salen a mantenimiento de la capacidad máxima de la planta generadora correspondiente. De este modo, el modelo se simplifica sustancialmente. Las componentes binarias del modelo se eliminan, y los términos cuadráticos presentes en la función objetivo se linealizan.

A.3.1 Algoritmo genético

Un individuo, dentro del algoritmo genético propuesto en este trabajo, se identifica mediante dos vectores: el primero, contiene la semana de inicio del mantenimiento de la unidad de generación (máquina), tiene tamaño nu y es variable; el segundo contiene la duración del mantenimiento de cada unidad de generación, y es constante, es decir, es un parámetro del problema. Lo anterior se ilustra en la figura [A.6](#). El contenido de los vectores se identifican como **inicio** y **duración** y la posición como **máquina**. El sistema considerado tiene 22 unidades de generación. Por ejemplo, en la figura se ve que la unidad 5 solicita mantenimiento iniciando en la semana 14 y con una duración de 7 semanas.

| Máquina | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|----------|----|----|---|----|----|----|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Inicio | 12 | 22 | 3 | 45 | 14 | 43 | 2 | 18 | 34 | 44 | 0 | 22 | 13 | 0 | 19 | 22 | 25 | 1 | 28 | 39 | 7 | 48 |
| Duración | 2 | 4 | 3 | 4 | 7 | 2 | 2 | 2 | 3 | 4 | 0 | 4 | 3 | 0 | 4 | 2 | 2 | 4 | 4 | 3 | 7 | 3 |

Figura A.6: Individuo del algoritmo genético.

- Factibilidad controlada: El algoritmo genético está dotado de un mecanismo que prepara los individuos antes de ser evaluados por la etapa de PL. Esto se ha denominado, en este trabajo, como factibilidad controlada. Esto tiene que ver con que el individuo antes de ser considerado como candidato para entrar en la población, debe cumplir con las restricciones descritas en la sección 3.1, expresadas en las ecuaciones de la (3.3) a la (3.7). Es decir, las restricciones de continuidad, de máximo número de cruces o solapamientos entre unidades de una misma planta y de disponibilidad de cuadrillas de personal para realizar las tareas de mantenimiento.
- Factibilidad no controlada: esta factibilidad está compuesta por dos factores: el racionamiento y el vertimiento. En este caso, el proceso de evolución del AG se encarga de eliminar, en la medida de lo posible, las soluciones infactibles, es decir, aquellas que presenten racionamiento y/o vertimiento.
- Población inicial: ésta se encuentra dividida en tres tipos de individuos denominados heurísticos, híbridos y aleatorios.

Los individuos heurísticos son seleccionados a partir de heurísticas construidas por la autora en un trabajo previo [Martínez et al. \(2014\)](#), y que se enumeran a continuación:

- Máxima Reserva de Capacidad Instalada (MRCI)
- Híbrido Térmicas y Reserva de Capacidad (HTRC)
- Híbrido Costo de las Térmicas y Reserva (HCTR)
- Distancia Mínima del Plan Base (DMPB)
- Híbrido Solapamientos y Afluencia Máxima (HSAM).

Los individuos híbridos son una combinación de las anteriores heurísticas y un mecanismo aleatorio y, finalmente, los aleatorios, son netamente seleccionados al azar.

- Diversidad: dos individuos cumplen el criterio de diversidad si al comparar sus vectores de **inicio** posición a posición, al menos difieren en una de ellas. Una característica particular del AGCH es que debe garantizar que todos los individuos de una misma población sean diversos. Además, un individuo que aspira a ingresar a la población debe ser diferente a todos y cada uno de los que hacen parte de la población.

- Función de adaptación: la cualidad de un individuo se evalúa mediante la función de adaptación definida por la ecuación (A.34).

$$f_k = c_k + \gamma(I_k) \quad (\text{A.34})$$

donde,

f_k : es la función de adaptación del individuo k .

c_k : es el costo operativo del individuo k .

I_k : es la infactibilidad normalizada del individuo k .

γ : es un factor calculado con base en el costo operativo de la población inicial. Este hace que individuos infactibles y de bajo costo operativo tengan la misma posibilidad de reemplazar a un individuo de la población que uno factible, pero de alto costo, y se calcula mediante la ecuación (A.35).

$$\gamma = \frac{\bar{c} - \underline{c}}{\bar{I} - \underline{I}} \quad (\text{A.35})$$

El numerador en la ecuación (A.35) representa la diferencia entre el máximo y el mínimo costo operativo. Mientras que el denominador se calcula como la diferencia entre los valores extremos (máximo y mínimo) de la infactibilidad normalizada. Todos los valores son relativos a la población inicial.

La infactibilidad normalizada está representada por la ecuación (A.36).

$$I_k = \alpha \frac{s_k}{\bar{s}} + \beta \frac{r_k}{\bar{r}} \quad (\text{A.36})$$

donde,

s_k : es el vertimiento del individuo evaluado k .

r_k : es el racionamiento del individuo evaluado k .

\bar{s} : es el vertimiento máximo dentro de la población inicial.

\bar{r} : es el racionamiento máximo dentro de la población inicial.

α : es el factor de ponderación del racionamiento.

β : es el factor de ponderación del vertimiento.

Nota: Los factores α y β son asignados por un tomador de decisión. Estos valores representan el peso que se le asigna al término en la función objetivo y dependerá de la situación específica.

- Selección: el mecanismo para escoger un individuo que aspira a entrar a la población en el AGCH, es el torneo, a diferencia del algoritmo genético tradicional que utiliza el mecanismo de ruleta. El torneo consiste en escoger aleatoriamente entre k candidatos, el individuo con mejor función de adaptación, es decir, con menor valor, que será el padre 1. En un segundo torneo, se escoge al padre 2. No obstante, el número de participantes en cada torneo puede ser, en general, mayor que 2. De hecho, es un parámetro de entrada del programa que puede variarse. Cabe aclarar que en este punto debe resolverse un subproblema de DHT con las indisponibilidades asociadas al plan de mantenimiento particular y se calcula su costo, para lo cual se resuelve un PL por medio de CPLEX.

- **Recombinación:** el cruzamiento o recombinación es un operador genético que combina los cromosomas de dos padres para producir un nuevo cromosoma, denominado descendiente o hijo. La recombinación puede ser de uno o más puntos, lo que significa que los padres pueden dividirse en dos o más fragmentos, y los descendientes pueden construirse como la suma de algunos fragmentos del padre 1 y del padre 2. Existen diferentes técnicas tales como cruzamiento de un punto, de dos puntos, uniforme, entre otras [Bisht et al. \(2012\)](#). En este trabajo se considera la recombinación de un solo punto, es decir que se escoge aleatoriamente un valor entre 1 y nu , que es el número de máquinas. El número seleccionado es el punto de recombinación. El descendiente tomará del padre 1, las posiciones entre 1 y el punto de recombinación, y del padre 2, las posiciones desde el siguiente al punto de recombinación y la posición nu .
- **Mutación:** el nuevo descendiente es sometido a una alteración, mediante el mecanismo de mutación, la cual consiste en escoger aleatoriamente p máquinas para alterar su semana de inicio de mantenimiento. La mutación consiste en desplazar un número d de posiciones, a izquierda o a derecha, la semana de inicio del mantenimiento de las máquinas seleccionadas. La decisión de si el movimiento es a la izquierda o a la derecha, se toma aleatoriamente. El descendiente puede resultar con un número de cruces superior al permitido, en cuyo caso debe pasar por el mecanismo de factibilidad controlada, ya descrito en esta sección.
- **Reemplazo:** en esta etapa del proceso evolutivo se tiene un individuo (puede ser factible o infactible) que aspira a reemplazar a un individuo de la población. Su éxito dependerá de varias condiciones. En primer lugar, el aspirante deberá cumplir el criterio de diversidad, es decir, deberá ser distinto a los individuos que ya son parte de la población de la generación correspondiente. Una vez se verifica que es diverso, se debe determinar el individuo que va a reemplazar. Hay tres posibilidades: a) Si el aspirante es infactible, y existen individuos infactibles dentro de la población, este reemplaza al más infactible de todos, si su infactibilidad es menor. De lo contrario, significa que el aspirante es de menor calidad que el peor de la población, en cuyo caso no hay reemplazo y se pasa a la siguiente generación. b) Si el aspirante es factible y existen individuos infactibles dentro de la población, éste reemplaza al más infactible de todos. c) Si el aspirante es factible y toda la población es factible, éste reemplaza al individuo de mayor costo, siempre y cuando el descendiente tenga menor costo. Cuando el costo del aspirante es mayor que el del individuo más costoso de la población, entonces no hay reemplazo, y se pasa a la siguiente generación.

Si, después de realizado el reemplazo, se verifica que la nueva solución mejora la incumbente, entonces se actualiza la incumbente. Un ciclo de selección-recombinación-mutación, constituye una generación. Este ciclo se repite un número g de generaciones, al cabo de las cuales el proceso termina y se encuentra un óptimo que puede ser o no global, que estará almacenado en la incumbente.

Los parámetros del algoritmo genético son los siguientes:

n_{pop} : tamaño de la población
 n_{mut} : índice de mutación
 n_{tor} : número de torneos
 n_{cand} : número de candidatos al torneo
 g : número de generaciones

A.3.2 Algoritmo de programación lineal

Ya se dijo que los individuos de la población del AGCH se evalúan mediante el algoritmo de PL. Para ello se realiza un procedimiento de linealización que requiere un cambio de variable, el cual se expresa en la ecuación (A.37). De este modo aparecen las nuevas variables lineales $gt_{i,j}^{sqr}$, que reemplazan las cuadráticas en la función objetivo.

$$gt_{i,j}^2 = gt_{i,j}^{sqr} \quad i = 1...nt; j = 1...T \quad (\text{A.37})$$

La nueva función monobjetivo, luego de la introducción de las variables de linealización, se muestra en la ecuación (A.38).

$$\min \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^T cost_{i,j} (aT_i gt_{i,j}^{sqr} + bT_i gt_{i,j} + cT_i) + \sum_{j=1}^T cr_j gr_j + \sum_{i=1}^{nh} \sum_{j=1}^T cs_j s_{i,j} \quad (\text{A.38})$$

El conjunto de ecuaciones relacionadas con los tramos de linealización, el cálculo de sus pendientes y las variables asociadas $\Delta_{i,j,l}$, está representado por las ecuaciones (A.39) y (A.40).

$$gt_{i,j}^{sqr} = m_{i,j,l} \Delta_{i,j,l} \quad i = 1...nt; j = 1...T; l = 1...L \quad (\text{A.39})$$

$$gt_i^+ = \Delta_{i,j,l} \quad i = 1...nt; j = 1...T; l = 1...L \quad (\text{A.40})$$

donde:

$$0 \leq \overline{\Delta}_{i,j,l} \leq \overline{gt}_i / L \quad i = 1...nt; j = 1...T; l = 1...L \quad (\text{A.41})$$

$$m_{i,j,l} = (2l - 1) / \overline{\Delta}_{i,j,l} \quad i = 1...nt; j = 1...T; l = 1...L \quad (\text{A.42})$$

$m_{i,j,l}$: es la pendiente de la planta térmica i en el período t para el segmento l

L : es el número de segmentos de linealización

$\overline{\Delta}_{i,j,l}$: es el límite superior del segmento l asociado con la térmica i en el período j

El modelo matemático queda enteramente lineal y conserva las restricciones asociadas solamente al DHT, que reescritas, luego de remover las variables binarias, quedan

expresadas en las ecuaciones (A.43) hasta la (A.56).

$$gh_{i,j} = \sum_{i \in \Omega_{HU_i}} gu_{i,j} \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.43})$$

$$gt_{i,j} = \sum_{i \in \Omega_{TU_i}} gu_{i,j} \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.44})$$

$$\sum_{i=1}^{nh} gh_{i,j} + \sum_{i=1}^{nt} gt_{i,j} + gr_j = d_j \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.45})$$

$$v_{i,j} = v_{i,j-1} + a_{i,j} - u_{i,j} - s_{i,j} \quad i = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.46})$$

$$v_{i,j} = v_{i,j-1} + a_{i,j} + \sum_{l \in \Omega_{CU_l}} (u_{l,j} + s_{l,j}) - u_{i,j} - s_{i,j} \quad i \in \Omega_{CD_l} \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.47})$$

$$\underline{gh}_i \leq gh_{i,j} \leq \overline{gh}_i \quad i = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.48})$$

$$\underline{gt}_i \leq gt_{i,j} \leq \overline{gt}_i \quad i = 1, \dots, nt \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.49})$$

$$\underline{gu}_{i,j} \leq \overline{gu}_i \quad i = 1, \dots, nu \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.50})$$

$$\underline{gu}_{i,j} \geq \underline{gu}_i \quad i = 1, \dots, nu \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.51})$$

$$gh_{i,j} = f_i u_{i,j} \quad i = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.52})$$

$$\underline{u}_i \leq u_{i,j} \leq \overline{u}_i \quad i = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.53})$$

$$\underline{v}_i \leq v_{i,j} \leq \overline{v}_i \quad i = 1, \dots, nh \quad j = 1, \dots, T \quad (\text{A.54})$$

$$v_{i,T} = v f_i \quad i = 1, \dots, nh \quad (\text{A.55})$$

$$gh_{i,j}, gt_{i,j}, gu_{i,j}, u_{i,j}, v_{i,j}, s_{i,j}, gt_{i,j}^{sqr}, \Delta_{i,j,l} \in R^+ \quad (\text{A.56})$$

El anterior proceso se codifica en C++ y se resuelve por medio de CPLEX.

A.3.3 Pruebas de desempeño del Algoritmo Genético

El desempeño del algoritmo puede variar si se modifican parámetros tales como el índice de mutación, el tamaño de la población y el número de padres que participan en el torneo. A continuación se resumen los resultados del desempeño, cuando se realizan cambios a los distintos parámetros.

- Variación del tamaño y composición de la población: Cuando se varía el tamaño de la población inicial, reduciéndola en un 10% —pasa de 80 individuos a 62— se encuentra que la solución subóptima tiene un costo de 1.207.353,875 *UM*. La incumbente es la misma, desde la primera hasta la última generación. A esto se le conoce como quedar atrapado en un óptimo local. Cabe anotar que en este caso, al reducir la población, los individuos que se eliminan, son individuos que se

encuentran al final de la población inicial, por tanto, no hacen parte de las heurísticas. Si el 10 % de la población que se elimina son ocho individuos heurísticos, tenemos que la solución es de menor calidad, con un costo de 1.209.193,5 *UM*.

Si, en cambio, la reducción del tamaño de la población inicial es del 5%, la incumbente tiene un valor de 1.207.353,875; es decir, la misma que con una reducción del 10 %, de individuos aleatorios. En la última iteración, 40 de 76 individuos son infactibles.

Cuando se modifica la composición de la población, es decir, toda la población es aleatoria, entonces se alcanza la mejor solución, pero en 706 iteraciones, y la población se factibiliza en 51 iteraciones. La gráfica A.7 compara el desempeño del algoritmo entre una población compuesta por heurísticas, mixtos y aleatorios y una población completamente aleatoria.

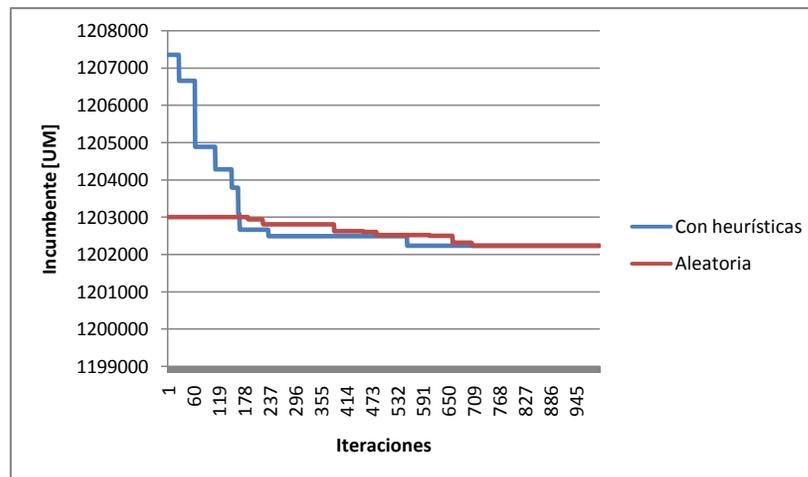


Figura A.7: Evolución de la incumbente con heurísticas y con población aleatoria.

La tabla A.1 compendia los costos en tres casos: Plan Base (propuesta sin utilizar optimización), solución de la mejor heurística encontrada, mejor solución del algoritmo genético utilizando heurísticas y mejor solución del algoritmo genético con población netamente aleatoria.

- Variación del número de padres por torneo: La mejor solución obtenida, mostrada en la figura 5.1, corresponde a la conseguida en un torneo en el que participan cuatro padres, se alcanza en 555 iteraciones y tiene un costo de 1.202.232 *UM*. Cuando se modifica este parámetro, se tiene que para el caso de tres padres, la incumbente exhibe un valor de 1.202.232,875 *UM*, en 472 iteraciones, mientras que, para dos padres, es de 1.202.232,25 *UM* en 823 iteraciones. La figura A.8

Tabla A.1: Resultados interacción de las técnicas.

| Tipo de solución | Costo [UM] | Iteraciones |
|--------------------------|---------------|-------------|
| Sin optimización | 1.346.739,060 | – |
| Mejor heurística | 1.207.353,932 | – |
| Genético con heurísticas | 1.202.232,000 | 555 |
| Genético solo aleatoria | 1.202.232,000 | 823 |

ilustra el desempeño del algoritmo cuando se modifica el número de padres que participan en el torneo.

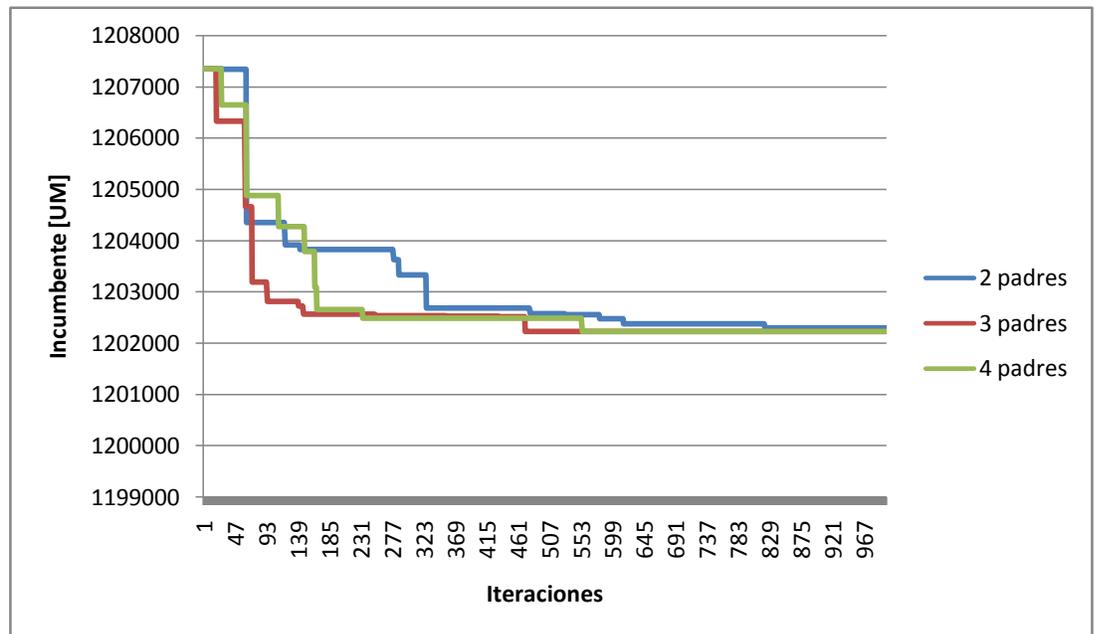


Figura A.8: Evolución de la incumbente con variación de número de padres.

- Variación de la tasa de mutación: La tasa de mutación se define como el número de genes modificados en cada mutación, con respecto al número total de genes. Para el caso particular de una población de 80 individuos, el número total de genes es 22×80 . La literatura reporta en otras aplicaciones índices de mutación del 1%. Sin embargo, en el caso que nos ocupa, las tasas de mutación son muchísimo más bajas. La tasa mínima de mutación, que se calcula como $(\frac{1}{22 \times 80})$, es igual a 0,00057%, y la máxima $(\frac{9}{22 \times 80})$, igual a 0,00511%.

En la figura A.9 se observa el desempeño del algoritmo para tres índices de mutación: 0,0023 (variación de 4 posiciones o genes), 0,0040 (variación de 7 posiciones) y 0,0051 (variación de 9 posiciones).

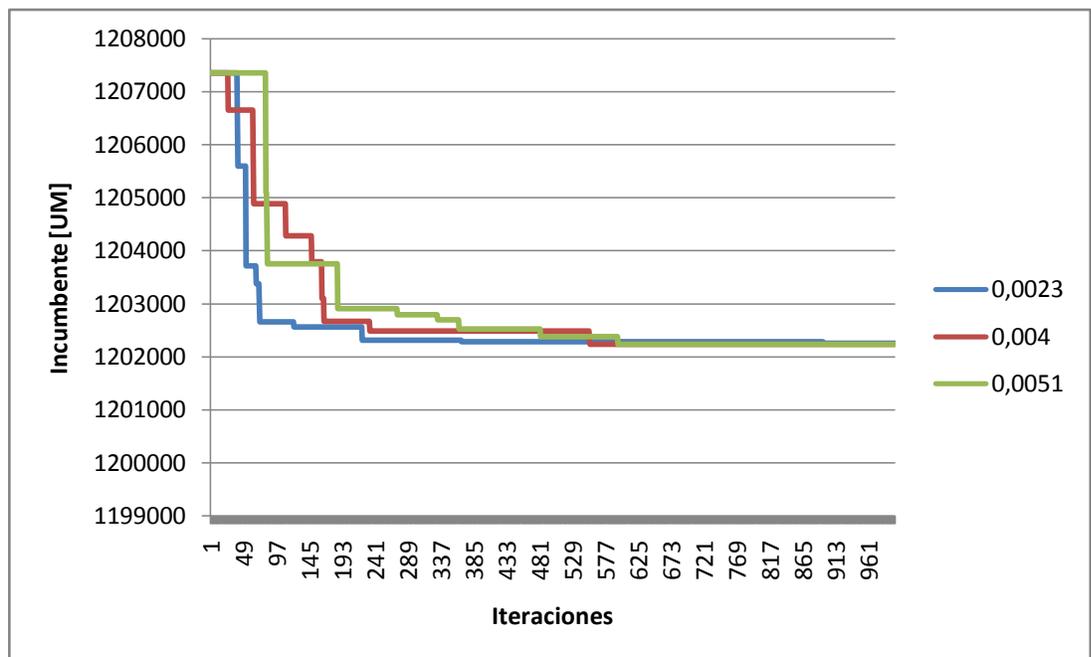


Figura A.9: Evolución de la incumbente con variación de tasa de mutación.

Como ya se mencionó, la mejor solución se halló con una tasa de mutación igual a 0,0040, es decir, cuando se modificaron siete genes del cromosoma o vector de mantenimiento y la incumbente tiene un valor de 1.202.333,00 en 555 iteraciones. Para la tasa de mutación igual a 0,0023, la incumbente tiene un valor de 1.202.249,250 *UM* en 896 iteraciones, mientras que para la tasa de mutación igual a 0,0051, la incumbente se ubicó en 1.202.233,875 en la iteración 596. Es importante resaltar que en los tres casos de variación de la tasa de mutación se encuentra la incumbente con diversas propuestas de mantenimiento, es decir, que se tienen óptimos alternativos.

La diversidad de las dieciséis heurísticas utilizadas para conformar la población inicial radica en combinar muy diferentes criterios, como son la duración de los mantenimientos, las reservas de capacidad instalada, los picos máximos y mínimos de afluencia y de demanda, así como el costo de las plantas térmicas.

Cuando se redujo el tamaño de la población inicial en un 10%, y los individuos eliminados eran heurísticos (50% del total de las heurísticas), el algoritmo quedó atrapado en un óptimo local durante todos los ciclos generacionales, cuyo costo fue de 1.209.193,50 *UM*. En la última generación, 33 de los 72 individuos resultaron infactibles, lo cual prueba la importancia de construir criterios heurísticos que guíen la búsqueda del óptimo del problema.

Cuando la población se redujo en un 5% y 10%, y los individuos retirados eran aleatorios, en ambos casos se obtuvo la misma solución (1.207.353,875 *UM*), lo cual confirma la conclusión anterior sobre el impacto positivo de las heurísticas. En este caso, la población tampoco logró factibilizarse completamente, más del 50% de la población en la última generación era infactible.

La variación en la tasa de mutación tuvo un ligero impacto en el valor de la incumbente. En los tres casos analizados, las incumbentes halladas (1.202.249,250 - 1.202.232,00 - 1.202.233,875) tan solo difieren en algunas decenas de unidades monetarias. La diferencia no supera 0,0012%.

El grado de diversidad entre la mejor heurística y el óptimo encontrado por el algoritmo genético es 20.

A.3.4 Resultados Técnica Híbrida

Este apéndice contiene los valores de las variables de decisión para la mejor solución, obtenida por medio de la técnica híbrida, explicada en detalle en el apéndice [A.3](#). Las siguientes tablas, de la [A.3](#) a la [A.10](#), contienen los resultados obtenidos de la generación hidráulica y térmica, del vertimiento y el racionamiento y de la generación de las 22 unidades que componen el sistema, durante cada período de tiempo, para la mejor solución encontrada.

Tabla A.2: Resultados generación hidráulica, gh_i , mejor solución.

| Per | gh_1 | gh_2 | gh_3 | Per | gh_1 | gh_2 | gh_3 |
|-----|---------|---------|----------|-----|---------|---------|----------|
| 1 | 0,000 | 0,000 | 1097,850 | 14 | 540,000 | 0,000 | 759,190 |
| 2 | 0,000 | 285,000 | 811,690 | 15 | 540,000 | 285,000 | 471,880 |
| 3 | 540,000 | 285,000 | 270,540 | 16 | 198,532 | 285,000 | 811,048 |
| 4 | 0,000 | 127,431 | 966,949 | 17 | 348,998 | 285,000 | 1150,000 |
| 5 | 182,961 | 0,000 | 905,659 | 18 | 292,063 | 239,076 | 749,300 |
| 6 | 0,000 | 285,000 | 795,540 | 19 | 299,800 | 230,464 | 720,086 |
| 7 | 377,189 | 285,000 | 410,271 | 20 | 215,650 | 0,000 | 1010,000 |
| 8 | 0,000 | 0,000 | 1064,380 | 21 | 407,163 | 285,000 | 508,797 |
| 9 | 540,000 | 285,000 | 237,850 | 22 | 0,000 | 256,206 | 935,144 |
| 10 | 0,000 | 285,000 | 789,380 | 23 | 452,159 | 190,000 | 569,721 |
| 11 | 59,023 | 285,000 | 741,897 | 24 | 540,000 | 0,000 | 499,920 |
| 12 | 212,289 | 285,000 | 600,171 | 25 | 360,000 | 0,000 | 700,460 |
| 13 | 496,367 | 64,173 | 548,460 | 26 | 231,561 | 0,000 | 849,439 |

Tabla A.3: Continuación resultados generación hidráulica, gh_i , mejor solución.

| Per | gh_1 | gh_2 | gh_3 | Per | gh_1 | gh_2 | gh_3 |
|-----|---------|---------|----------|-----|---------|---------|----------|
| 27 | 54,380 | 0,000 | 1010,000 | 40 | 312,230 | 0,000 | 1150,000 |
| 28 | 540,000 | 0,000 | 507,770 | 41 | 309,460 | 0,000 | 1150,000 |
| 29 | 360,000 | 0,000 | 671,150 | 42 | 21,690 | 285,000 | 1150,000 |
| 30 | 360,000 | 0,000 | 654,540 | 43 | 18,920 | 285,000 | 1150,000 |
| 31 | 360,000 | 0,000 | 851,500 | 44 | 63,736 | 243,264 | 1150,000 |
| 32 | 360,000 | 0,000 | 866,500 | 45 | 313,000 | 0,000 | 1150,000 |
| 33 | 51,500 | 190,000 | 1000,000 | 46 | 319,000 | 0,000 | 1150,000 |
| 34 | 256,500 | 0,000 | 1000,000 | 47 | 540,000 | 285,000 | 650,000 |
| 35 | 327,598 | 190,000 | 1000,000 | 48 | 540,000 | 285,000 | 660,000 |
| 36 | 345,190 | 190,000 | 1150,000 | 49 | 483,167 | 285,000 | 734,833 |
| 37 | 485,960 | 190,000 | 1000,000 | 50 | 86,000 | 285,000 | 1150,000 |
| 38 | 189,230 | 285,000 | 1000,000 | 51 | 104,000 | 285,000 | 1150,000 |
| 39 | 315,000 | 0,000 | 1150,000 | 52 | 122,000 | 285,000 | 1150,000 |

Tabla A.4: Resultados generación térmica, mejor solución.

| Per | gt_1 | gt_2 | Per | gt_1 | gt_2 |
|-----|--------|--------|-----|--------|---------|
| 1 | 431,00 | 770,00 | 14 | 431,00 | 577,500 |
| 2 | 431,00 | 770,00 | 15 | 431,00 | 577,500 |
| 3 | 431,00 | 770,00 | 16 | 431,00 | 577,500 |
| 4 | 431,00 | 770,00 | 17 | 431,00 | 85,773 |
| 5 | 431,00 | 770,00 | 18 | 431,00 | 572,102 |
| 6 | 431,00 | 770,00 | 19 | 431,00 | 577,500 |
| 7 | 431,00 | 770,00 | 20 | 431,00 | 577,500 |
| 8 | 431,00 | 770,00 | 21 | 431,00 | 577,500 |
| 9 | 431,00 | 770,00 | 22 | 431,00 | 577,500 |
| 10 | 431,00 | 770,00 | 23 | 431,00 | 577,500 |
| 11 | 431,00 | 770,00 | 24 | 431,00 | 770,00 |
| 12 | 431,00 | 770,00 | 25 | 431,00 | 770,00 |

| Per | $gt_{1,j}$ | $gt_{2,j}$ | Per | $gt_{1,j}$ | $gt_{2,j}$ |
|-----|------------|------------|-----|------------|------------|
| 27 | 431,00 | 770,00 | 40 | 0,00 | 770,00 |
| 28 | 431,00 | 770,00 | 41 | 0,00 | 770,00 |
| 29 | 431,00 | 770,00 | 42 | 0,00 | 770,00 |
| 30 | 431,00 | 770,00 | 43 | 0,00 | 770,00 |
| 31 | 431,00 | 577,500 | 44 | 0,00 | 770,00 |
| 32 | 431,00 | 577,500 | 45 | 0,00 | 770,00 |
| 33 | 431,00 | 577,500 | 46 | 0,00 | 770,00 |
| 34 | 431,00 | 577,500 | 47 | 0,00 | 770,00 |
| 35 | 176,822 | 577,500 | 48 | 0,00 | 770,00 |
| 36 | 0,00 | 577,500 | 49 | 0,00 | 770,00 |
| 37 | 0,00 | 577,500 | 50 | 0,00 | 770,00 |
| 38 | 0,00 | 770,00 | 51 | 0,00 | 770,00 |
| 39 | 0,00 | 770,00 | 52 | 0,00 | 770,00 |

Tabla A.5: Resultados generación, unidades 1-3.

| Per | gu_1 | gu_2 | gu_3 | Per | gu_1 | gu_2 | gu_3 |
|-----|--------|---------|---------|-----|--------|---------|---------|
| 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 14 | 180,00 | 180,00 | 180,00 |
| 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 15 | 180,00 | 180,00 | 180,00 |
| 3 | 180,00 | 180,00 | 180,00 | 16 | 180,00 | 18.532 | 0,00 |
| 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 17 | 180,00 | 168.998 | 0,00 |
| 5 | 180,00 | 2.961 | 0,00 | 18 | 180,00 | 112.063 | 0,00 |
| 6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 19 | 180,00 | 119.800 | 0,00 |
| 7 | 180,00 | 180,00 | 17.189 | 20 | 180,00 | 35.650 | 0,00 |
| 8 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 21 | 180,00 | 180,00 | 47.163 |
| 9 | 180,00 | 180,00 | 180,00 | 22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 23 | 180,00 | 180,00 | 92.159 |
| 11 | 59.023 | 0,00 | 0,00 | 24 | 180,00 | 180,00 | 180,00 |
| 12 | 180,00 | 32.289 | 0,00 | 25 | 180,00 | 180,00 | 0,00 |
| 13 | 180,00 | 180,00 | 136.367 | 26 | 180,00 | 51.561 | 0,00 |
| Per | U1 | U2 | U3 | Per | U1 | U2 | U3 |
| 27 | 54.380 | 0,00 | 0,00 | 40 | 180,00 | 132.230 | 0,00 |
| 28 | 180,00 | 180,00 | 180,00 | 41 | 180,00 | 129.460 | 0,00 |
| 29 | 180,00 | 180,00 | 0,00 | 42 | 21.690 | 0,00 | 0,00 |
| 30 | 180,00 | 180,00 | 0,00 | 43 | 18.920 | 0,00 | 0,00 |
| 31 | 180,00 | 180,00 | 0,00 | 44 | 63.736 | 0,00 | 0,00 |
| 32 | 180,00 | 180,00 | 0,00 | 45 | 180,00 | 133,00 | 0,00 |
| 33 | 51.500 | 0,00 | 0,00 | 46 | 180,00 | 139,00 | 0,00 |
| 34 | 180,00 | 76.500 | 0,00 | 47 | 180,00 | 180,00 | 180,00 |
| 35 | 180,00 | 147.598 | 0,00 | 48 | 180,00 | 180,00 | 180,00 |
| 36 | 180,00 | 165.190 | 0,00 | 49 | 180,00 | 180,00 | 123.167 |
| 37 | 180,00 | 180,00 | 125.960 | 50 | 86,00 | 0,00 | 0,00 |
| 38 | 180,00 | 9.230 | 0,00 | 51 | 104,00 | 0,00 | 0,00 |
| 39 | 180,00 | 135,00 | 0,00 | 52 | 122,00 | 0,00 | 0,00 |

Tabla A.6: Resultados generación, unidades 4-6.

| Per | gu_4 | gu_5 | gu_6 | Per | gu_4 | gu_5 | gu_6 |
|-----|--------|--------|--------|-----|--------|--------|--------|
| 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 15 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 3 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 16 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 4 | 95,00 | 32.431 | 0,00 | 17 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 18 | 95,00 | 95,00 | 49.076 |
| 6 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 19 | 95,00 | 95,00 | 40.464 |
| 7 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 8 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 21 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 9 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 22 | 95,00 | 95,00 | 66.206 |
| 10 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 23 | 95,00 | 95,00 | 0,00 |
| 11 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 12 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | 64.173 | 0,00 | 0,00 | 26 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 41 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 42 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 30 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 43 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 44 | 95,00 | 95,00 | 53.264 |
| 32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 45 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 33 | 95,00 | 95,00 | 0,00 | 46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 34 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 47 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 35 | 95,00 | 95,00 | 0,00 | 48 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 36 | 95,00 | 95,00 | 0,00 | 49 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 37 | 95,00 | 95,00 | 0,00 | 50 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 38 | 95,00 | 95,00 | 95,00 | 51 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |
| 39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 52 | 95,00 | 95,00 | 95,00 |

Tabla A.7: Resultados generación unidades 7-14.

| Per | gu_7 | gu_8 | gu_9 | gu_{10} | gu_{11} | gu_{12} | gu_{13} | gu_{14} |
|-----|--------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 87.850 |
| 2 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 81.690 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | 150,00 | 120.540 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 4 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 96.949 | 0,00 |
| 5 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 35.659 | 0,00 |
| 6 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 65.540 | 0,00 | 0,00 |
| 7 | 150,00 | 150,00 | 110.271 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 8 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 54.380 |
| 9 | 150,00 | 87.850 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 10 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 59.380 | 0,00 | 0,00 |
| 11 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 11.897 | 0,00 | 0,00 |
| 12 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 10.171 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 98.460 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 14 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 29.190 | 0,00 | 0,00 |
| 15 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 21.880 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 16 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 81.048 | 0,00 | 0,00 |
| 17 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 18 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 19.300 | 0,00 | 0,00 |
| 19 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 130.086 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 0,00 |
| 21 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 58.797 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 22 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 65.144 | 0,00 |
| 23 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 119.721 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 24 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 49.920 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 25 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 110.460 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 26 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 119.439 | 0,00 | 0,00 |

Tabla A.8: Continuación resultados generación, unidades 7-14.

| Per | U7 | U8 | U9 | U10 | U11 | U12 | U13 | U14 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|
| 27 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 0,00 |
| 28 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 57.770 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 29 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 81.150 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 30 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 64.540 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 31 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 121.500 | 0,00 | 0,00 |
| 32 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 136.500 | 0,00 | 0,00 |
| 33 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 130,00 | 0,00 |
| 34 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 130,00 | 0,00 |
| 35 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 130,00 | 0,00 |
| 36 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 37 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 130,00 | 0,00 |
| 38 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 130,00 | 0,00 |
| 39 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 40 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 41 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 42 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 43 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 44 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 45 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 46 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 47 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 60,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 48 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 70,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 49 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 4.833 | 0,00 | 0,00 |
| 50 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 51 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| 52 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 140,00 |

Tabla A.9: Resultados generación, unidades 15-18.

| Per | U15 | U16 | U17 | U18 | Per | U15 | U16 | U17 | U18 |
|-----|--------|--------|--------|--------|-----|--------|--------|--------|--------|
| 1 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 14 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 2 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 15 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 3 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 16 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 4 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 17 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 5 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 18 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 6 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 19 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 7 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 20 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 8 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 21 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 9 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 22 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 10 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 23 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 11 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 24 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 12 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 25 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| 13 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 26 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 |
| Per | U15 | U16 | U17 | U18 | Per | U15 | U16 | U17 | U18 |
| 27 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 28 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 41 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 29 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 42 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 30 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 43 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 31 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 44 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 32 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 45 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 33 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 34 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 101,00 | 47 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 35 | 110,00 | 66.822 | 0,00 | 0,00 | 48 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 36 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 49 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 37 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 38 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Tabla A.10: Resultados generación, unidades 19-22.

| Per | U19 | U20 | U21 | U22 | Per | U19 | U20 | U21 | U22 |
|-----|--------|--------|--------|--------|-----|--------|--------|---------|--------|
| 1 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 14 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 |
| 2 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 15 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 |
| 3 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 16 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 |
| 4 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 17 | 85.773 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 5 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 18 | 192,50 | 192,50 | 187.102 | 0,00 |
| 6 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 19 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 |
| 7 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 20 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 |
| 8 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 21 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 |
| 9 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 22 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 |
| 10 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 23 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 |
| 11 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 24 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 12 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 25 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 13 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 26 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| Per | U19 | U20 | U21 | U22 | Per | U19 | U20 | U21 | U22 |
| 27 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 40 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 28 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 41 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 29 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 42 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 30 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 43 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 31 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 | 44 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 32 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 | 45 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 33 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 | 46 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 34 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 | 47 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 35 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 | 48 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 36 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 | 49 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 37 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 0,00 | 50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 38 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 51 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |
| 39 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 52 | 192,50 | 192,50 | 192,50 | 192,50 |

Tiempos de ejecución

Es esta sección se reportan los tiempos de ejecución del algoritmo genético. Esto es importante para mostrar como pueden reducirse los tiempos de cómputo, dependiendo del equipo en el que se ejecutan las simulaciones. Para obtener los resultados, inicialmente se utilizó un equipo portátil Acer Aspire 2920 con un procesador Core 2 Duo (1,83 GHz), un sistema operativo de 32 bits, y el tiempo de ejecución de la mejor solución fue de 40337937 ms, es decir, 11 horas y 12 minutos aproximadamente.

Posteriormente, se realizaron pruebas en un PC de procesador Core(TM) i7-3770 (3,40 GHz) y sistema operativo de 64 bits. Los tiempos de ejecución alcanzados fueron de 8381132 ms, aproximadamente 2 horas y 20 minutos. El tiempo se redujo en 79,2 %.

A.4 Sistemas de prueba

A.4.1 Sistema de Prueba A

Generación térmica máxima de las centrales T1 y T2 en $[MW]$:

$$\overline{gt}_1 = 431; \overline{gt}_2 = 770$$

Generación hidráulica máxima de las centrales H1, H2 y H3 en $[MW]$:

$$\overline{gh}_1 = 540; \overline{gh}_2 = 285; \overline{gh}_3 = 1.150$$

Tabla A.11: Plan Base, duración del mantenimiento (dur) por unidad (U) en $[semanas]$.

| U | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|-----|----|----|---|----|----|----|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| PB | 12 | 22 | 3 | 45 | 14 | 43 | 2 | 18 | 34 | 44 | 0 | 22 | 13 | 0 | 19 | 22 | 1 | 25 | 28 | 39 | 7 | 48 |
| dur | 2 | 4 | 3 | 4 | 7 | 2 | 2 | 2 | 3 | 4 | 0 | 4 | 3 | 0 | 4 | 2 | 2 | 4 | 4 | 3 | 7 | 3 |

Tabla A.12: Demanda d_j en $[MW]$.

| Per | d_j | Per | d_j | Per | d_j | Per | d_j |
|-----|---------|-----|---------|-----|---------|-----|---------|
| 1 | 2298,85 | 14 | 2307,69 | 27 | 2265,38 | 40 | 2232,23 |
| 2 | 2297,69 | 15 | 2305,38 | 28 | 2248,77 | 41 | 2229,46 |
| 3 | 2296,54 | 16 | 2303,08 | 29 | 2232,15 | 42 | 2226,69 |
| 4 | 2295,38 | 17 | 2300,77 | 30 | 2215,54 | 43 | 2223,92 |
| 5 | 2289,62 | 18 | 2283,54 | 31 | 2220,00 | 44 | 2227,00 |
| 6 | 2281,54 | 19 | 2258,85 | 32 | 2235,00 | 45 | 2233,00 |
| 7 | 2273,46 | 20 | 2234,15 | 33 | 2250,00 | 46 | 2239,00 |
| 8 | 2265,38 | 21 | 2209,46 | 34 | 2265,00 | 47 | 2245,00 |
| 9 | 2263,85 | 22 | 2199,85 | 35 | 2271,92 | 48 | 2255,00 |
| 10 | 2275,38 | 23 | 2220,38 | 36 | 2262,69 | 49 | 2273,00 |
| 11 | 2286,92 | 24 | 2240,92 | 37 | 2253,46 | 50 | 2291,00 |
| 12 | 2298,46 | 25 | 2261,46 | 38 | 2244,23 | 51 | 2309,00 |
| 13 | 2310,00 | 26 | 2282,00 | 39 | 2235,00 | 52 | 2327,00 |

Tabla A.13: Capacidad máxima por unidad de generación en $[MW]$.

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|-------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|-------|-------|-------|
| \overline{gu}_i | 180 | 180 | 180 | 95 | 95 | 95 | 150 | 150 | 150 | 150 | 140 |
| | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| \overline{gu}_i | 140 | 140 | 140 | 140 | 110 | 110 | 110 | 192,5 | 192,5 | 192,5 | 192,5 |

Tabla A.14: Factor de turbinamiento (f_i); turbinamiento máximo (\overline{u}_i); volumen máximo (\overline{v}_i); volumen inicial ($v_{i,0}$) y meta de generación (vf_i).

| | | | | | |
|----|-------|---------|--------|--------|-----|
| H1 | 0,621 | 869,565 | 850,52 | 425,00 | 450 |
| H2 | 0,925 | 308,108 | 695,7 | 348,00 | 150 |
| H3 | 10 | 115 | 760,9 | 400,00 | 100 |

Las unidades de los parámetros contenidos en la tabla A.14 son: f_i en $[\frac{MW}{\frac{m^3}{s}}]$, \bar{u}_i en $[m^3/s]$, \bar{v}_i , $v_{i,0}$ y $v f_i$ en $[Hm^3]$.

Penalidad por racionamiento por periodo $cr_j = 10$ veces el costo de la térmica más costosa despachada en UM .

Penalidad por vertimiento por período $cs_j: 1 [\frac{UM}{Hm^3}]$.

Tabla A.15: Costo de las plantas térmicas T1 y T2 en $[\frac{UM}{MW-semana}]$.

| Per | $cost_{T1}$ | $cost_{T2}$ | Per | $cost_{T1}$ | $cost_{T2}$ |
|-----|-------------|-------------|-----|-------------|-------------|
| 1 | 11,76 | 23,69 | 14 | 24,33 | 28,32 |
| 2 | 11,99 | 24,14 | 15 | 21,01 | 30,21 |
| 3 | 12,21 | 24,58 | 16 | 17,69 | 32,10 |
| 4 | 12,44 | 25,03 | 17 | 14,38 | 33,99 |
| 5 | 13,37 | 25,24 | 18 | 12,90 | 33,32 |
| 6 | 14,66 | 25,32 | 19 | 12,34 | 31,38 |
| 7 | 15,96 | 25,40 | 20 | 11,78 | 29,44 |
| 8 | 17,25 | 25,49 | 21 | 11,22 | 27,50 |
| 9 | 18,84 | 25,61 | 22 | 13,72 | 26,21 |
| 10 | 21,04 | 25,82 | 23 | 11,57 | 26,19 |
| 11 | 23,25 | 26,02 | 24 | 15,87 | 26,18 |
| 12 | 25,45 | 26,23 | 25 | 18,02 | 26,17 |
| 13 | 25,65 | 26,43 | 26 | 20,16 | 26,15 |
| Per | $cost_{T1}$ | $cost_{T2}$ | Per | $cost_{T1}$ | $cost_{T2}$ |
| 27 | 19,71 | 26,14 | 40 | 43,26 | 25,34 |
| 28 | 19,25 | 26,13 | 41 | 44,14 | 24,93 |
| 29 | 18,80 | 26,12 | 42 | 45,03 | 24,51 |
| 30 | 18,34 | 26,10 | 43 | 45,91 | 24,10 |
| 31 | 20,34 | 26,19 | 44 | 45,00 | 23,89 |
| 32 | 23,56 | 26,33 | 45 | 43,19 | 23,78 |
| 33 | 26,78 | 26,46 | 46 | 41,39 | 23,68 |
| 34 | 30,00 | 26,60 | 47 | 39,58 | 23,57 |
| 35 | 32,93 | 26,62 | 48 | 38,64 | 23,45 |
| 36 | 35,29 | 26,40 | 49 | 39,45 | 23,27 |
| 37 | 37,65 | 26,19 | 50 | 40,25 | 23,10 |
| 38 | 40,02 | 25,97 | 51 | 41,06 | 22,92 |
| 39 | 42,38 | 25,76 | 52 | 41,86 | 22,75 |

Tabla A.16: Afluencias de las centrales hidráulicas a_i en $[\frac{Hm^3}{semana}]$

| Per | a_1 | a_2 | a_3 | Per | a_1 | a_2 | a_3 |
|-----|--------|--------|--------|-----|--------|--------|--------|
| 1 | 340,46 | 204,85 | 32,35 | 14 | 377,38 | 185,77 | 42,56 |
| 2 | 325,92 | 194,69 | 29,69 | 15 | 402,77 | 188,54 | 50,52 |
| 3 | 311,92 | 184,54 | 27,04 | 16 | 428,15 | 209,31 | 58,48 |
| 4 | 296,85 | 174,38 | 24,38 | 17 | 453,54 | 227,08 | 66,45 |
| 5 | 294,46 | 168,08 | 23,82 | 18 | 470,31 | 258,46 | 74,93 |
| 6 | 298,15 | 163,69 | 24,31 | 19 | 482,77 | 249,15 | 83,68 |
| 7 | 301,85 | 159,31 | 24,79 | 20 | 495,23 | 234,85 | 92,42 |
| 8 | 305,54 | 154,92 | 25,28 | 21 | 507,69 | 190,54 | 101,17 |
| 9 | 311,38 | 151,31 | 26,29 | 22 | 521,15 | 189,08 | 109,62 |
| 10 | 321,54 | 149,23 | 28,37 | 23 | 536,62 | 183,31 | 117,46 |
| 11 | 331,69 | 162,15 | 30,45 | 24 | 552,08 | 154,54 | 125,31 |
| 12 | 341,85 | 160,08 | 32,52 | 25 | 567,54 | 148,77 | 133,15 |
| 13 | 352,00 | 183 | 34,6 | 26 | 583,00 | 143 | 141 |
| Per | a_1 | a_2 | a_3 | Per | a_1 | a_2 | a_3 |
| 27 | 598,69 | 137,92 | 143,77 | 40 | 370,08 | 80 | 78,26 |
| 28 | 614,38 | 122,85 | 146,54 | 41 | 378,15 | 91,1 | 76,02 |
| 29 | 630,08 | 117,77 | 149,31 | 42 | 386,23 | 102,2 | 73,78 |
| 30 | 645,77 | 112,69 | 152,08 | 43 | 394,31 | 113,3 | 71,55 |
| 31 | 626,38 | 106,28 | 147 | 44 | 405,77 | 130,38 | 68,38 |
| 32 | 589,46 | 99,19 | 138 | 45 | 418,92 | 150,46 | 64,76 |
| 33 | 552,54 | 92,11 | 129 | 46 | 432,08 | 170,54 | 61,14 |
| 34 | 515,62 | 85,02 | 120 | 47 | 445,23 | 208,62 | 57,52 |
| 35 | 481,08 | 79,42 | 111,42 | 48 | 448,54 | 245,31 | 53,65 |
| 36 | 451,31 | 76,79 | 103,69 | 49 | 432,15 | 249,23 | 49,28 |
| 37 | 421,54 | 74,16 | 95,96 | 50 | 415,77 | 273,15 | 44,92 |
| 38 | 391,77 | 71,53 | 88,23 | 51 | 399,38 | 277,08 | 40,56 |
| 39 | 362 | 68,9 | 80,5 | 52 | 383 | 316 | 36,2 |

Tabla A.17: Parámetros del algoritmo genético.

| n_{pop} | n_{tor} | n_{mut} | n_{can} | gen | nu | α | β | γ |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|------|----------|---------|----------|
| 80 | 1% | 0,004 | 2 | 1000 | 22 | 1 | 5 | 9914,705 |

Tabla A.18: Población inicial del algoritmo genético.

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 1 | 37 | 39 | 43 | 10 | 0 | 14 | 46 | 6 | 8 | 40 | 0 | 40 | 36 | 0 | 18 | 25 | 16 | 48 | 33 | 27 | 18 | 30 |
| 2 | 27 | 29 | 45 | 39 | 18 | 43 | 0 | 2 | 4 | 7 | 0 | 11 | 15 | 0 | 48 | 25 | 33 | 28 | 21 | 35 | 38 | 18 |
| 3 | 42 | 35 | 39 | 20 | 24 | 26 | 7 | 9 | 4 | 0 | 0 | 11 | 15 | 0 | 44 | 40 | 42 | 48 | 25 | 29 | 32 | 18 |
| 4 | 2 | 4 | 7 | 18 | 38 | 13 | 0 | 11 | 15 | 22 | 0 | 30 | 49 | 0 | 45 | 26 | 31 | 34 | 38 | 28 | 18 | 42 |
| 5 | 0 | 2 | 10 | 21 | 25 | 45 | 13 | 25 | 15 | 31 | 0 | 47 | 18 | 0 | 18 | 31 | 45 | 6 | 27 | 22 | 38 | 35 |
| 6 | 5 | 14 | 2 | 48 | 7 | 32 | 0 | 24 | 11 | 48 | 0 | 14 | 8 | 0 | 40 | 44 | 46 | 36 | 34 | 26 | 18 | 29 |
| 7 | 22 | 27 | 24 | 33 | 13 | 31 | 16 | 31 | 19 | 27 | 0 | 22 | 45 | 0 | 33 | 40 | 42 | 48 | 44 | 11 | 38 | 48 |
| 8 | 16 | 18 | 22 | 0 | 4 | 11 | 16 | 18 | 20 | 23 | 0 | 27 | 31 | 0 | 41 | 37 | 39 | 33 | 33 | 11 | 37 | 44 |
| 9 | 26 | 28 | 32 | 13 | 17 | 24 | 16 | 18 | 20 | 23 | 0 | 30 | 27 | 0 | 36 | 46 | 44 | 40 | 33 | 37 | 40 | 47 |
| 10 | 25 | 29 | 16 | 7 | 22 | 5 | 16 | 19 | 46 | 31 | 0 | 21 | 25 | 0 | 40 | 48 | 50 | 44 | 42 | 11 | 35 | 14 |
| 11 | 5 | 20 | 2 | 48 | 7 | 31 | 0 | 14 | 24 | 27 | 0 | 10 | 7 | 0 | 37 | 41 | 43 | 33 | 16 | 35 | 38 | 45 |
| 12 | 24 | 20 | 2 | 48 | 0 | 26 | 28 | 30 | 32 | 48 | 0 | 44 | 17 | 0 | 40 | 44 | 46 | 36 | 15 | 32 | 38 | 35 |
| 13 | 15 | 31 | 2 | 45 | 5 | 30 | 0 | 17 | 39 | 45 | 0 | 26 | 12 | 0 | 9 | 13 | 29 | 5 | 35 | 42 | 19 | 49 |
| 14 | 11 | 21 | 2 | 44 | 13 | 42 | 0 | 15 | 33 | 43 | 0 | 21 | 12 | 0 | 17 | 25 | 29 | 31 | 48 | 36 | 4 | 39 |
| 15 | 13 | 21 | 1 | 36 | 16 | 34 | 4 | 18 | 27 | 30 | 0 | 23 | 15 | 0 | 21 | 25 | 27 | 0 | 27 | 31 | 6 | 40 |
| 16 | 14 | 23 | 0 | 41 | 16 | 39 | 3 | 20 | 33 | 45 | 0 | 22 | 15 | 0 | 21 | 25 | 27 | 3 | 29 | 36 | 7 | 49 |
| 17 | 20 | 37 | 15 | 20 | 41 | 39 | 18 | 23 | 12 | 25 | 0 | 33 | 49 | 0 | 4 | 48 | 29 | 8 | 29 | 43 | 18 | 46 |
| 18 | 5 | 35 | 8 | 48 | 7 | 42 | 0 | 16 | 39 | 44 | 0 | 35 | 13 | 0 | 22 | 26 | 28 | 18 | 25 | 29 | 18 | 32 |
| 19 | 19 | 23 | 2 | 31 | 5 | 45 | 0 | 21 | 39 | 45 | 0 | 27 | 9 | 0 | 27 | 31 | 36 | 5 | 35 | 46 | 12 | 49 |
| 20 | 48 | 14 | 42 | 18 | 0 | 50 | 30 | 36 | 45 | 22 | 0 | 26 | 18 | 0 | 32 | 38 | 40 | 42 | 38 | 42 | 7 | 45 |
| 21 | 23 | 28 | 47 | 10 | 24 | 36 | 21 | 0 | 26 | 13 | 0 | 3 | 49 | 0 | 0 | 47 | 8 | 12 | 29 | 7 | 18 | 35 |
| 22 | 21 | 37 | 0 | 35 | 42 | 25 | 44 | 3 | 29 | 47 | 0 | 7 | 0 | 0 | 46 | 22 | 2 | 37 | 39 | 49 | 3 | 17 |
| 23 | 36 | 13 | 39 | 14 | 5 | 26 | 9 | 20 | 48 | 0 | 0 | 11 | 4 | 0 | 44 | 0 | 38 | 6 | 23 | 10 | 27 | 47 |
| 24 | 48 | 35 | 42 | 17 | 26 | 4 | 42 | 44 | 22 | 34 | 0 | 16 | 38 | 0 | 39 | 17 | 43 | 11 | 45 | 23 | 26 | 33 |
| 25 | 31 | 23 | 20 | 16 | 30 | 20 | 22 | 33 | 19 | 40 | 0 | 24 | 1 | 0 | 31 | 35 | 6 | 37 | 48 | 22 | 25 | 12 |
| 26 | 12 | 7 | 14 | 32 | 36 | 3 | 3 | 11 | 28 | 31 | 0 | 35 | 49 | 0 | 36 | 43 | 46 | 48 | 4 | 16 | 39 | 29 |
| 27 | 11 | 45 | 2 | 46 | 17 | 3 | 18 | 46 | 48 | 24 | 0 | 20 | 36 | 0 | 35 | 12 | 39 | 29 | 17 | 21 | 24 | 31 |
| 28 | 16 | 3 | 10 | 46 | 8 | 15 | 32 | 25 | 7 | 34 | 0 | 18 | 39 | 0 | 31 | 37 | 43 | 24 | 13 | 28 | 31 | 2 |
| 29 | 38 | 4 | 26 | 3 | 27 | 14 | 1 | 28 | 9 | 30 | 0 | 3 | 47 | 0 | 7 | 11 | 24 | 33 | 34 | 19 | 38 | 7 |
| 30 | 11 | 17 | 5 | 15 | 19 | 42 | 4 | 42 | 36 | 19 | 0 | 44 | 48 | 0 | 35 | 8 | 10 | 12 | 33 | 26 | 42 | 37 |
| 31 | 50 | 33 | 13 | 23 | 29 | 48 | 9 | 22 | 24 | 33 | 0 | 29 | 0 | 0 | 45 | 12 | 19 | 40 | 45 | 2 | 16 | 5 |
| 32 | 34 | 15 | 28 | 11 | 19 | 42 | 4 | 33 | 20 | 23 | 0 | 27 | 35 | 0 | 28 | 17 | 32 | 1 | 47 | 2 | 37 | 14 |
| 33 | 30 | 18 | 46 | 3 | 8 | 15 | 35 | 16 | 24 | 1 | 0 | 48 | 42 | 0 | 18 | 40 | 0 | 12 | 27 | 48 | 11 | 31 |
| 34 | 49 | 29 | 8 | 12 | 21 | 45 | 3 | 5 | 9 | 12 | 0 | 21 | 29 | 0 | 26 | 47 | 3 | 5 | 16 | 44 | 20 | 30 |
| 35 | 34 | 34 | 13 | 45 | 37 | 49 | 17 | 36 | 27 | 38 | 0 | 42 | 46 | 0 | 5 | 9 | 19 | 27 | 40 | 19 | 30 | 1 |
| 36 | 43 | 21 | 6 | 18 | 6 | 50 | 8 | 20 | 2 | 10 | 0 | 47 | 5 | 0 | 27 | 34 | 45 | 36 | 25 | 29 | 9 | 16 |
| 37 | 32 | 31 | 37 | 5 | 40 | 9 | 34 | 42 | 36 | 44 | 0 | 28 | 24 | 0 | 16 | 49 | 20 | 1 | 1 | 25 | 30 | 8 |
| 38 | 34 | 24 | 45 | 38 | 42 | 23 | 47 | 14 | 8 | 36 | 0 | 16 | 11 | 0 | 10 | 25 | 6 | 42 | 48 | 25 | 0 | 10 |
| 39 | 28 | 37 | 33 | 15 | 4 | 36 | 22 | 42 | 27 | 1 | 0 | 13 | 38 | 0 | 0 | 25 | 35 | 37 | 41 | 49 | 4 | 11 |
| 40 | 2 | 40 | 47 | 23 | 33 | 40 | 50 | 47 | 4 | 40 | 0 | 7 | 11 | 0 | 17 | 13 | 0 | 8 | 28 | 32 | 17 | 47 |

Tabla A.19: Continúa de la página anterior.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|---|----|----|---|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 41 | 41 | 33 | 5 | 38 | 3 | 23 | 40 | 20 | 26 | 30 | 0 | 43 | 4 | 0 | 15 | 34 | 7 | 19 | 13 | 40 | 19 | 49 |
| 42 | 33 | 39 | 35 | 8 | 23 | 20 | 44 | 46 | 35 | 19 | 0 | 48 | 38 | 0 | 48 | 0 | 27 | 17 | 45 | 1 | 32 | 13 |
| 43 | 37 | 48 | 0 | 7 | 45 | 3 | 25 | 11 | 35 | 45 | 0 | 31 | 19 | 0 | 0 | 41 | 13 | 7 | 27 | 34 | 7 | 21 |
| 44 | 15 | 24 | 7 | 46 | 17 | 14 | 2 | 49 | 21 | 32 | 0 | 45 | 36 | 0 | 45 | 49 | 0 | 16 | 40 | 27 | 0 | 12 |
| 45 | 22 | 22 | 39 | 24 | 6 | 45 | 17 | 3 | 19 | 26 | 0 | 22 | 35 | 0 | 6 | 44 | 4 | 48 | 4 | 11 | 36 | 8 |
| 46 | 39 | 39 | 26 | 36 | 21 | 29 | 24 | 12 | 30 | 33 | 0 | 43 | 37 | 0 | 8 | 27 | 19 | 48 | 29 | 47 | 6 | 15 |
| 47 | 10 | 12 | 29 | 46 | 17 | 24 | 21 | 25 | 43 | 10 | 0 | 14 | 30 | 0 | 44 | 23 | 8 | 31 | 23 | 34 | 4 | 27 |
| 48 | 37 | 2 | 6 | 38 | 45 | 20 | 26 | 22 | 1 | 18 | 0 | 39 | 43 | 0 | 24 | 16 | 33 | 35 | 38 | 47 | 28 | 42 |
| 49 | 30 | 35 | 48 | 9 | 16 | 46 | 50 | 22 | 36 | 41 | 0 | 12 | 16 | 0 | 43 | 18 | 39 | 47 | 4 | 43 | 9 | 29 |
| 50 | 34 | 18 | 36 | 34 | 38 | 13 | 25 | 45 | 7 | 47 | 0 | 18 | 3 | 0 | 24 | 41 | 3 | 43 | 45 | 49 | 18 | 34 |
| 51 | 47 | 15 | 26 | 32 | 13 | 11 | 8 | 39 | 12 | 45 | 0 | 15 | 29 | 0 | 19 | 39 | 6 | 24 | 19 | 8 | 45 | 40 |
| 52 | 23 | 32 | 23 | 20 | 30 | 26 | 39 | 7 | 41 | 28 | 0 | 9 | 13 | 0 | 31 | 0 | 42 | 44 | 44 | 35 | 5 | 38 |
| 53 | 35 | 11 | 39 | 9 | 13 | 21 | 50 | 24 | 34 | 37 | 0 | 41 | 29 | 0 | 42 | 46 | 6 | 23 | 47 | 21 | 27 | 6 |
| 54 | 18 | 33 | 44 | 0 | 43 | 8 | 46 | 37 | 42 | 21 | 0 | 9 | 0 | 0 | 36 | 25 | 29 | 31 | 1 | 15 | 18 | 38 |
| 55 | 2 | 9 | 6 | 40 | 44 | 4 | 4 | 18 | 32 | 28 | 0 | 12 | 8 | 0 | 36 | 33 | 18 | 20 | 37 | 11 | 18 | 0 |
| 56 | 13 | 29 | 40 | 8 | 21 | 12 | 36 | 29 | 13 | 20 | 0 | 16 | 31 | 0 | 14 | 46 | 50 | 18 | 22 | 11 | 26 | 33 |
| 57 | 1 | 43 | 30 | 20 | 3 | 17 | 32 | 45 | 7 | 41 | 0 | 14 | 21 | 0 | 35 | 39 | 7 | 43 | 47 | 29 | 11 | 24 |
| 58 | 25 | 29 | 33 | 28 | 15 | 32 | 48 | 22 | 36 | 39 | 0 | 43 | 0 | 0 | 48 | 27 | 4 | 29 | 42 | 10 | 13 | 46 |
| 59 | 32 | 45 | 37 | 20 | 36 | 43 | 21 | 47 | 15 | 7 | 0 | 11 | 18 | 0 | 9 | 16 | 18 | 38 | 33 | 40 | 8 | 2 |
| 60 | 50 | 10 | 40 | 0 | 10 | 25 | 25 | 16 | 8 | 27 | 0 | 48 | 31 | 0 | 48 | 23 | 6 | 27 | 18 | 11 | 22 | 37 |
| 61 | 13 | 32 | 36 | 19 | 1 | 23 | 43 | 26 | 45 | 18 | 0 | 0 | 15 | 0 | 44 | 41 | 48 | 8 | 36 | 18 | 21 | 3 |
| 62 | 40 | 29 | 12 | 8 | 16 | 6 | 39 | 2 | 15 | 45 | 0 | 9 | 6 | 0 | 36 | 4 | 15 | 17 | 18 | 22 | 42 | 9 |
| 63 | 40 | 42 | 18 | 18 | 22 | 3 | 14 | 18 | 10 | 28 | 0 | 20 | 33 | 0 | 23 | 5 | 46 | 7 | 13 | 41 | 24 | 9 |
| 64 | 20 | 33 | 6 | 37 | 41 | 31 | 26 | 5 | 23 | 8 | 0 | 35 | 12 | 0 | 42 | 46 | 25 | 35 | 22 | 46 | 39 | 49 |
| 65 | 9 | 47 | 2 | 40 | 5 | 18 | 28 | 40 | 17 | 31 | 0 | 35 | 11 | 0 | 18 | 42 | 32 | 22 | 12 | 33 | 20 | 27 |
| 66 | 29 | 0 | 49 | 42 | 4 | 11 | 6 | 24 | 26 | 29 | 0 | 17 | 33 | 0 | 46 | 18 | 37 | 5 | 39 | 13 | 17 | 24 |
| 67 | 32 | 8 | 47 | 42 | 21 | 48 | 29 | 50 | 3 | 46 | 0 | 6 | 31 | 0 | 9 | 26 | 4 | 21 | 31 | 6 | 35 | 11 |
| 68 | 5 | 1 | 44 | 38 | 3 | 10 | 3 | 46 | 38 | 28 | 0 | 18 | 42 | 0 | 23 | 21 | 1 | 11 | 35 | 26 | 39 | 46 |
| 69 | 19 | 31 | 7 | 26 | 16 | 38 | 33 | 35 | 19 | 10 | 0 | 0 | 48 | 0 | 39 | 6 | 49 | 25 | 29 | 9 | 20 | 33 |
| 70 | 50 | 4 | 37 | 19 | 23 | 40 | 31 | 5 | 17 | 7 | 0 | 20 | 44 | 0 | 48 | 36 | 21 | 9 | 23 | 18 | 27 | 5 |
| 71 | 28 | 30 | 35 | 21 | 34 | 43 | 3 | 46 | 19 | 48 | 0 | 30 | 41 | 0 | 25 | 34 | 44 | 36 | 22 | 17 | 38 | 1 |
| 72 | 0 | 38 | 22 | 7 | 43 | 37 | 15 | 42 | 17 | 22 | 0 | 3 | 28 | 0 | 10 | 45 | 21 | 35 | 30 | 47 | 0 | 35 |
| 73 | 46 | 45 | 5 | 44 | 10 | 23 | 35 | 31 | 21 | 2 | 0 | 45 | 24 | 0 | 18 | 9 | 31 | 40 | 24 | 3 | 17 | 6 |
| 74 | 49 | 24 | 44 | 27 | 5 | 15 | 32 | 42 | 9 | 24 | 0 | 38 | 34 | 0 | 41 | 39 | 9 | 13 | 34 | 11 | 38 | 0 |
| 75 | 37 | 6 | 14 | 43 | 25 | 21 | 20 | 45 | 37 | 26 | 0 | 9 | 23 | 0 | 25 | 6 | 8 | 45 | 16 | 32 | 35 | 42 |
| 76 | 9 | 2 | 34 | 16 | 27 | 13 | 19 | 26 | 0 | 40 | 0 | 28 | 32 | 0 | 41 | 2 | 45 | 15 | 37 | 3 | 7 | 41 |
| 77 | 36 | 46 | 26 | 44 | 20 | 27 | 48 | 15 | 20 | 3 | 0 | 40 | 7 | 0 | 4 | 8 | 10 | 19 | 23 | 27 | 2 | 30 |
| 78 | 46 | 2 | 46 | 8 | 12 | 41 | 6 | 30 | 20 | 8 | 0 | 12 | 23 | 0 | 48 | 4 | 34 | 6 | 33 | 18 | 26 | 41 |
| 79 | 48 | 27 | 31 | 48 | 38 | 33 | 14 | 41 | 32 | 23 | 0 | 27 | 35 | 0 | 42 | 5 | 22 | 7 | 48 | 43 | 34 | 0 |
| 80 | 45 | 46 | 11 | 46 | 16 | 36 | 6 | 24 | 26 | 2 | 0 | 16 | 29 | 0 | 44 | 4 | 13 | 37 | 37 | 21 | 28 | 11 |

Tabla A.20: Coeficientes de la función cuadrática de costo de la planta térmica i .

| | 1 | 2 |
|------|-------------|-------------|
| aT | 5,436904762 | 4,3025 |
| bT | 0,074404762 | 0,076785714 |
| cT | 2,50595E-05 | 3,60119E-05 |

Tabla A.21: Coeficientes de la función cuadrática de emisiones COx de de la planta térmica i .

| | 1 | 2 |
|----------|--------------|---------------|
| α | 1,785714286 | 2 1,666666667 |
| β | -0,024880952 | -0,025833333 |
| γ | 0,00017619 | 0,002529762 |

Tabla A.22: Parámetros de la función exponencial de emisiones NOx de de la planta térmica i .

| | 1 | 2 |
|-----------|-------------|------------|
| η | 0,002997024 | 0,00389881 |
| λ | 0,02075 | 0,02075 |

Tabla A.23: Coeficientes de la función cuadrática producto de la regresión cuadrática de las emisiones de NOx de la planta térmica T1, tramo k .

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---------|--------|---------|--------|---------|--------|
| aeT_1 | 4e-16 | 5e-5 | 0,0005 | 0,0053 | 0,057 |
| beT_1 | 6e-5 | -0,0087 | -0,179 | -2,8335 | -40,15 |
| ceT_1 | 0,0014 | 0,4489 | 16,564 | 381,99 | 7125,9 |

Tabla A.24: Coeficientes de la función cuadrática producto de la regresión cuadrática de las emisiones de NOx de la planta térmica T2, tramo k .

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|---------|------|
| aeT_2 | 6e-6 | 7e-5 | 0,0021 | 0,0366 | 0,3279 | 2,5876 | 16,429 | 204,42 | 2308 |
| beT_2 | -7e-5 | -0,0119 | -0,8354 | -23,012 | -256,41 | -2043,2 | -17415 | -250698 | -3e6 |
| ceT_2 | 0,0056 | 0,5911 | 85,634 | 3647,5 | 50436 | 560576 | 5e6 | 8e7 | 1e9 |

Tabla A.25: Valores extremos del tramo k , función cuadrática producto de la regresión de emisiones de NOx de la planta térmica T1.

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-------------------|-------|-------|--------|--------|--------|
| \bar{x}_1 | 90,49 | 176,6 | 262,8 | 349,0 | 431 |
| \underline{x}_1 | 0 | 90,51 | 176,71 | 262,91 | 349,11 |

Tabla A.26: Valores extremos del tramo k , función cuadrática producto de la regresión de emisiones de NOx de la planta térmica T2.

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-----|-------|-------|
| \bar{x}_2 | 84,6 | 177 | 315 | 392 | 469 | 538 | 600 | 708 | 770 |
| \underline{x}_2 | 0 | 84,7 | 177,1 | 315,7 | 392,7 | 469,7 | 539 | 600,6 | 708,4 |

A.4.2 Sistema de Prueba B

Número de plantas térmicas:

$$nt=16$$

Número de plantas hidráulicas:

$$nh=28$$

Número de unidades de generación:

$$nu=139$$

Número de escenarios de hidrología:

$$ns=3$$

Periodo final de planeamiento:

$$T=52$$

Límite máximo de cruces de mantenimiento en una misma planta:

$$Q=10$$

Límite máximo de cruadillas disponibles para el mantenimiento:

$$K=10$$

Penalidad por vertimiento en el período j en [MU]

$$cr_j= 1000$$

Tabla A.27: Capacidad máxima de la planta térmica i en [MW], \overline{gt}_i .

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|-----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 186 | 603 | 447 | 169 | 327 | 90 | 155 | 911 | 314 | 300 | 500 | 229 | 445 | 205 | 30 | 225 |

Tabla A.28: Capacidad máxima la planta hidráulica i en [MW], \overline{gh}_i .

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----|----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|-----|------|-----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 365 | 74 | 80 | 540 | 132 | 1000 | 32 | 30 | 560 | 42 | 270 | 225 | 1150 | 170 |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
| 315 | 75 | 288 | 276 | 324 | 201 | 405 | 660 | 47 | 285 | 1240 | 135 | 819 | 344 |

Tabla A.29: Demanda de energía en el periodo j en [MWh], d_j .

| | | | | | | | | | | | | |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1204135,01 | 1279522,8 | 1327942,21 | 1336698,26 | 1347155,85 | 1348054,3 | 1363883,28 | 1380376,07 | 1370580,76 | 1373273,11 | 1365828,48 | 1306527,89 | 1349551,21 |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| 1234813,56 | 1363814,36 | 1332563,43 | 1377025,36 | 1342637,26 | 1422593,74 | 1360411,84 | 1389638,98 | 1360479,94 | 1338854,52 | 1358566,23 | 1399815,14 | 1351122,37 |
| 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 |
| 1383260,58 | 1395298,3 | 1341004,17 | 1391720,38 | 1397358,08 | 1364293,05 | 1370305,04 | 1416458,01 | 1426053,33 | 1442554,9 | 1427245,84 | 1425790,05 | 1442073,02 |
| 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 |
| 1418092,23 | 1379705,49 | 1417495,28 | 1397216,17 | 1355843,95 | 1382733,05 | 1358168,68 | 1394558,24 | 1416341,47 | 1402075,84 | 1435037,09 | 1417423,41 | 1303080,27 |

Tabla A.30: Factor de turbinamiento de la planta hidráulica i [MW/m³/s], f_i .

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 3.1379 | 0.5321 | 4.8664 | 0.6585 | 1.9237 | 7.1133 | 8.905 | 1.2534 | 7.736 | 0.7589 | 4.3519 | 3.3205 | 9.8971 | 2.556 |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
| 7.7612 | 7.8287 | 2.1964 | 7.4921 | 8.9128 | 1.564 | 2.1217 | 3.0742 | 0.5148 | 1.0538 | 5.5292 | 1.4946 | 0.636 | 0.488 |

Tabla A.31: Meta de generación de la la planta hidráulica i en [Mm³], vf_i .

| | | | | | | | | | | | | | |
|---------|--------|----------|---------|---------|---------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|---------|---------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 8,583 | 7,05 | 0 | 241,398 | 125,208 | 164,688 | 0 | 0 | 300,966 | 5,982 | 20,994 | 92,586 | 232,617 | 50,397 |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
| 162,588 | 73,635 | 1132,659 | 17,28 | 301,26 | 15,087 | 28,578 | 34,704 | 130,512 | 209,067 | 15,963 | 0 | 299,667 | 370,086 |

Tabla A.32: Capacidad máxima de la unidad i en [MW], $\overline{g\overline{u}_i}$.

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-----|-----|--------|--------|--------|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 125 | 125 | 115 | 24 | 24 | 13 | 13 | 40 | 40 | 180 | 180 | 180 | 33 | 33 |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
| 33 | 33 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 10 | 10 | 12 | 15 |
| 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 |
| 15 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 21 | 21 | 45 | 45 | 45 |
| 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 | 53 | 54 | 55 | 56 |
| 45 | 45 | 45 | 75 | 75 | 75 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 85 | 85 | 105 |
| 57 | 58 | 59 | 60 | 61 | 62 | 63 | 64 | 65 | 66 | 67 | 68 | 69 | 70 |
| 105 | 105 | 25 | 25 | 25 | 96 | 96 | 96 | 92 | 92 | 92 | 108 | 108 | 108 |
| 71 | 72 | 73 | 74 | 75 | 76 | 77 | 78 | 79 | 80 | 81 | 82 | 83 | 84 |
| 67 | 67 | 67 | 135 | 135 | 135 | 220 | 220 | 220 | 15 | 16 | 16 | 95 | 95 |
| 85 | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 |
| 95 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 45 | 45 | 45 | 273 | 273 |
| 99 | 100 | 101 | 102 | 103 | 104 | 105 | 106 | 107 | 108 | 109 | 110 | 111 | 112 |
| 273 | 86 | 86 | 86 | 86 | 61 | 60 | 66 | 450 | 153 | 145 | 151 | 151 | 169 |
| 113 | 114 | 115 | 116 | 117 | 118 | 119 | 120 | 121 | 122 | 123 | 124 | 125 | 126 |
| 31 | 72 | 70 | 154 | 45 | 45 | 155 | 791 | 60 | 60 | 157 | 157 | 100 | 100 |
| 127 | 128 | 129 | 130 | 131 | 132 | 133 | 134 | 135 | 136 | 137 | 138 | 139 | |
| 100 | 500 | 229 | 111.25 | 111.25 | 111.25 | 111.25 | 205 | 30 | 34 | 63 | 64 | 64 | |

Tabla A.33: Límite máximo de de turbinamiento de la planta hidráulica i en [m3/s], \overline{u}_i .

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 116,3198317 | 139,0716031 | 16,43925695 | 820,0455581 | 68,61776784 | 140,5817272 | 3,593486805 |
| 8 | 9 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | |
| 23,93489708 | 72,38883144 | 55,34325998 | 62,04186677 | 67,76087939 | 116,1956533 | 66,51017214 |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
| 40,58650724 | 9,580134633 | 131,1236569 | 36,83880354 | 36,35221255 | 128,516624 | 190,884668 |
| 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
| 214,6900007 | 91,2975913 | 270,4498007 | 224,263908 | 90.32517061 | 1287.735849 | 703.7643208 |

Tabla A.34: Límite máximo de volumen efectivo de la planta hidráulica i en [Mm³], \overline{v}_i .

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------|--------|---------|--------|--------|--------|-------|--------|---------|--------|-------|--------|--------|---------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 28,61 | 23,5 | 0 | 804,66 | 417,36 | 548,96 | 0 | 0 | 1003,22 | 19,94 | 69,98 | 308,62 | 775,39 | 167,99 |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
| 541,96 | 245,45 | 3775,53 | 57,6 | 1004,2 | 50,29 | 95,26 | 115,68 | 435,04 | 696,89 | 53,21 | 0 | 998,89 | 1233,62 |

Tabla A.35: Volumen de la planta hidráulica i en el period 0 en [Mm³], $v_{i,0}$.

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------|--------|---------|--------|--------|--------|-------|--------|---------|--------|-------|--------|--------|---------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2,861 | 2,35 | 0 | 80,466 | 41,736 | 54,896 | 0 | 0 | 100,322 | 1,994 | 6,998 | 30,862 | 77,539 | 16,799 |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
| 54,196 | 24,545 | 377,553 | 5,76 | 100,42 | 5,029 | 9,526 | 11,568 | 43,504 | 69,689 | 5,321 | 0 | 99,889 | 123,362 |

Tabla A.36: Penalidad por demanda no atendida en el período j en [MU], cs_j .

| | | | | | | | | | | | | |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 301,25 | 301,51 | 301,76 | 302,02 | 300,18 | 297,29 | 294,41 | 291,52 | 289,66 | 289,85 | 290,03 | 290,22 | 290,40 |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| 292,98 | 295,57 | 298,15 | 300,74 | 301,98 | 302,56 | 303,14 | 303,72 | 304,66 | 306,35 | 308,03 | 309,72 | 311,40 |
| 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 |
| 312,16 | 312,92 | 313,68 | 314,45 | 314,99 | 315,43 | 315,87 | 316,31 | 316,53 | 316,32 | 316,12 | 315,91 | 315,70 |
| 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 |
| 315,86 | 316,02 | 316,18 | 316,35 | 316,20 | 315,90 | 315,60 | 315,30 | 315,02 | 314,76 | 314,51 | 314,25 | 314,00 |

Tabla A.37: Plan base.

| | | | | | |
|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| U_1 (7,5) | U_2 (30,2) | U_3 (30,2) | U_4 (0,0) | U_5 (30,1) | U_6 (0,0) |
| U_7 (0,0) | U_8 (36,2) | U_9 (43,1) | U_{10} (6,4) | U_{11} (11,4) | U_{12} (33,1) |
| U_{13} (28,1) | U_{14} (28,1) | U_{15} (28,1) | U_{16} (28,1) | U_{17} (42,5) | U_{18} (0,0) |
| U_{19} (3,3) | U_{20} (0,0) | U_{21} (8,7) | U_{22} (8,7) | U_{23} (8,7) | U_{24} (8,7) |
| U_{25} (17,6) | U_{26} (14,1) | U_{27} (0,0) | U_{28} (0,0) | U_{29} (0,0) | U_{30} (45,2) |
| U_{31} (0,0) | U_{32} (0,0) | U_{33} (0,0) | U_{34} (0,0) | U_{35} (0,0) | U_{36} (0,0) |
| U_{37} (0,0) | U_{38} (0,0) | U_{39} (0,0) | U_{40} (0,0) | U_{41} (0,0) | U_{42} (0,0) |
| U_{43} (0,0) | U_{44} (41,8) | U_{45} (16,9) | U_{46} (41,8) | U_{47} (15,4) | U_{48} (20,4) |
| U_{49} (6,2) | U_{50} (0,0) | U_{51} (25,2) | U_{52} (35,2) | U_{53} (3,2) | U_{54} (0,0) |
| U_{55} (43,5) | U_{56} (0,0) | U_{57} (0,0) | U_{58} (0,0) | U_{59} (0,0) | U_{60} (0,0) |
| U_{61} (0,0) | U_{62} (28,6) | U_{63} (41,6) | U_{64} (48,2) | U_{65} (0,0) | U_{66} (39,3) |
| U_{67} (0,0) | U_{68} (0,0) | U_{69} (39,3) | U_{70} (0,0) | U_{71} (0,0) | U_{72} (0,0) |
| U_{73} (19,1) | U_{74} (0,0) | U_{75} (0,0) | U_{76} (0,0) | U_{77} (46,2) | U_{78} (0,0) |
| U_{79} (24,2) | U_{80} (39,3) | U_{81} (39,3) | U_{82} (39,3) | U_{83} (0,0) | U_{84} (46,1) |
| U_{85} (0,0) | U_{86} (0,0) | U_{87} (45,2) | U_{88} (35,3) | U_{89} (13,2) | U_{90} (28,3) |
| U_{91} (28,2) | U_{92} (18,2) | U_{93} (18,1) | U_{94} (0,0) | U_{95} (33,1) | U_{96} (1,6) |
| U_{97} (0,0) | U_{98} (0,0) | U_{99} (0,0) | U_{100} (45,5) | U_{101} (19,1) | U_{102} (0,0) |
| U_{103} (17,1) | U_{104} (30,6) | U_{105} (37,3) | U_{106} (42,1) | U_{107} (42,5) | U_{108} (34,3) |
| U_{109} (47,2) | U_{110} (34,1) | U_{111} (31,2) | U_{112} (20,3) | U_{113} (26,8) | U_{114} (0,0) |
| U_{115} (0,0) | U_{116} (0,0) | U_{117} (34,7) | U_{118} (0,0) | U_{119} (0,0) | U_{120} (37,7) |
| U_{121} (37,3) | U_{122} (30,1) | U_{123} (45,2) | U_{124} (45,2) | U_{125} (27,1) | U_{126} (0,0) |
| U_{127} (0,0) | U_{128} (0,0) | U_{129} (0,0) | U_{130} (27,3) | U_{131} (0,0) | U_{132} (11,7) |
| U_{133} (42,3) | U_{134} (33,3) | U_{135} (39,3) | U_{136} (46,2) | U_{137} (13,1) | U_{138} (42,3) |
| U_{139} (46,2) | | | | | |

Tabla A.38: Costo del combustible de la planta térmica i en el período j en [MU], $cost_{i,j}$.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| 1 | 14,4074 | 14,4298 | 14,4522 | 14,4745 | 14,4866 | 14,4935 | 14,5005 | 14,5074 | 14,5144 | 14,5215 | 14,5287 | 14,5358 | 14,5430 | 14,5499 | 14,5568 | 14,5638 | 14,5707 | 14,5778 | 14,5849 | 14,5921 | 14,5992 | 14,6063 | 14,6132 | 14,6202 | 14,6271 | 14,6340 |
| 2 | 4,7320 | 4,7590 | 4,7860 | 4,8130 | 4,8197 | 4,8162 | 4,8128 | 4,8093 | 4,8052 | 4,7996 | 4,7941 | 4,7885 | 4,7830 | 4,7800 | 4,7770 | 4,7740 | 4,7710 | 4,7680 | 4,7650 | 4,7620 | 4,7590 | 4,8257 | 5,0318 | 5,2378 | 5,4439 | 5,6500 |
| 3 | 4,9255 | 4,7301 | 4,5346 | 4,3392 | 4,2718 | 4,2686 | 4,2654 | 4,2622 | 4,2582 | 4,2526 | 4,2471 | 4,2415 | 4,2360 | 4,2330 | 4,2300 | 4,2270 | 4,2240 | 4,2210 | 4,2180 | 4,2150 | 4,2120 | 4,2787 | 4,4848 | 4,6908 | 4,8969 | 5,1030 |
| 4 | 6,0276 | 6,0352 | 6,0428 | 6,0505 | 6,0513 | 6,0488 | 6,0462 | 6,0437 | 6,0405 | 6,0358 | 6,0312 | 6,0266 | 6,0220 | 6,0199 | 6,0178 | 6,0158 | 6,0137 | 6,0113 | 6,0088 | 6,0062 | 6,0037 | 6,0370 | 6,1420 | 6,2470 | 6,3520 | 6,4570 |
| 5 | 2,0923 | 2,0946 | 2,0969 | 2,0992 | 2,0846 | 2,0615 | 2,0385 | 2,0154 | 2,0008 | 2,0031 | 2,0054 | 2,0077 | 2,0100 | 2,0285 | 2,0469 | 2,0654 | 2,0838 | 2,0915 | 2,0938 | 2,0962 | 2,0985 | 2,1023 | 2,1092 | 2,1162 | 2,1231 | 2,1300 |
| 6 | 5,2482 | 5,2493 | 5,2505 | 5,2516 | 5,2498 | 5,2466 | 5,2434 | 5,2402 | 5,2361 | 5,2303 | 5,2245 | 5,2188 | 5,2130 | 5,2102 | 5,2075 | 5,2047 | 5,2019 | 5,1990 | 5,1960 | 5,1930 | 5,1900 | 5,2566 | 5,4625 | 5,6683 | 5,8742 | 6,0800 |
| 7 | 1,9115 | 1,8931 | 1,8746 | 1,8562 | 1,8546 | 1,8615 | 1,8685 | 1,8754 | 1,8838 | 1,8954 | 1,9069 | 1,9185 | 1,9300 | 1,9346 | 1,9392 | 1,9438 | 1,9485 | 1,9546 | 1,9615 | 1,9685 | 1,9754 | 1,9792 | 1,9769 | 1,9746 | 1,9723 | 1,9700 |
| 8 | 4,8320 | 4,8590 | 4,8860 | 4,9130 | 4,9197 | 4,9162 | 4,9128 | 4,9093 | 4,9052 | 4,8996 | 4,8941 | 4,8885 | 4,8830 | 4,8800 | 4,8770 | 4,8740 | 4,8710 | 4,8680 | 4,8650 | 4,8620 | 4,8590 | 4,9257 | 5,1318 | 5,3378 | 5,5439 | 5,7500 |
| 9 | 5,2235 | 5,2321 | 5,2406 | 5,2492 | 5,2498 | 5,2466 | 5,2434 | 5,2402 | 5,2361 | 5,2303 | 5,2245 | 5,2188 | 5,2130 | 5,2102 | 5,2075 | 5,2047 | 5,2019 | 5,1990 | 5,1960 | 5,1930 | 5,1900 | 5,2566 | 5,4625 | 5,6683 | 5,8742 | 6,0800 |
| 10 | 5,3333 | 5,3386 | 5,3439 | 5,3492 | 5,3493 | 5,3468 | 5,3442 | 5,3417 | 5,3385 | 5,3342 | 5,3298 | 5,3254 | 5,3210 | 5,3187 | 5,3164 | 5,3141 | 5,3118 | 5,3095 | 5,3072 | 5,3048 | 5,3025 | 5,3359 | 5,4407 | 5,5455 | 5,6502 | 5,7550 |
| 11 | 5,0030 | 5,0090 | 5,0150 | 5,0210 | 5,0212 | 5,0184 | 5,0156 | 5,0128 | 5,0095 | 5,0052 | 5,0008 | 4,9964 | 4,9920 | 4,9899 | 4,9878 | 4,9858 | 4,9837 | 4,9813 | 4,9788 | 4,9762 | 4,9737 | 5,0070 | 5,1120 | 5,2170 | 5,3220 | 5,4270 |
| 12 | 29,7231 | 29,7462 | 29,7692 | 29,7923 | 29,6092 | 29,3231 | 29,0369 | 28,7508 | 28,5662 | 28,5846 | 28,6031 | 28,6215 | 28,6400 | 28,8938 | 29,1477 | 29,4015 | 29,6554 | 29,7800 | 29,8400 | 29,9000 | 29,9600 | 30,0554 | 30,2215 | 30,3877 | 30,5538 | 30,7200 |
| 13 | 5,4333 | 5,4386 | 5,4439 | 5,4492 | 5,4493 | 5,4468 | 5,4442 | 5,4417 | 5,4385 | 5,4342 | 5,4298 | 5,4254 | 5,4210 | 5,4187 | 5,4164 | 5,4141 | 5,4118 | 5,4095 | 5,4072 | 5,4048 | 5,4025 | 5,4359 | 5,5407 | 5,6455 | 5,7502 | 5,8550 |
| 14 | 30,1254 | 30,1508 | 30,1762 | 30,2015 | 30,0177 | 29,7292 | 29,4408 | 29,1523 | 28,9662 | 28,9846 | 29,0031 | 29,0215 | 29,0400 | 29,2985 | 29,5569 | 29,8154 | 30,0738 | 30,1985 | 30,2562 | 30,3138 | 30,3715 | 30,4662 | 30,6346 | 30,8031 | 30,9715 | 31,1400 |
| 15 | 2,9806 | 2,9852 | 2,9898 | 2,9945 | 2,9943 | 2,9918 | 2,9892 | 2,9867 | 2,9835 | 2,9792 | 2,9748 | 2,9704 | 2,9660 | 2,9637 | 2,9614 | 2,9591 | 2,9568 | 2,9543 | 2,9518 | 2,9492 | 2,9467 | 2,9800 | 3,0850 | 3,1900 | 3,2950 | 3,4000 |
| 16 | 2,4415 | 2,4531 | 2,4646 | 2,4762 | 2,4738 | 2,4646 | 2,4554 | 2,4462 | 2,4408 | 2,4431 | 2,4454 | 2,4477 | 2,4500 | 2,4662 | 2,4823 | 2,4985 | 2,5146 | 2,5246 | 2,5315 | 2,5385 | 2,5454 | 2,5523 | 2,5592 | 2,5662 | 2,5731 | 2,5800 |
| | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 |
| 1 | 14,6409 | 14,6478 | 14,6548 | 14,6617 | 14,6688 | 14,6759 | 14,6831 | 14,6902 | 14,6973 | 14,7042 | 14,7112 | 14,7181 | 14,7250 | 14,7319 | 14,7388 | 14,7458 | 14,7527 | 14,7596 | 14,7665 | 14,7735 | 14,7804 | 14,7873 | 14,7942 | 14,8012 | 14,8081 | 14,8150 |
| 2 | 5,6546 | 5,6592 | 5,6638 | 5,6685 | 5,6606 | 5,6465 | 5,6325 | 5,6184 | 5,6098 | 5,6121 | 5,6144 | 5,6167 | 5,6190 | 5,6262 | 5,6333 | 5,6405 | 5,6476 | 5,6594 | 5,6735 | 5,6875 | 5,7016 | 5,7212 | 5,7519 | 5,7826 | 5,8133 | 5,8440 |
| 3 | 5,1076 | 5,1122 | 5,1168 | 5,1215 | 5,1136 | 5,0995 | 5,0855 | 5,0714 | 5,0628 | 5,0651 | 5,0674 | 5,0697 | 5,0720 | 5,0792 | 5,0863 | 5,0935 | 5,1006 | 5,1124 | 5,1265 | 5,1405 | 5,1546 | 5,1742 | 5,2049 | 5,2356 | 5,2663 | 5,2970 |
| 4 | 6,4605 | 6,4639 | 6,4674 | 6,4708 | 6,4651 | 6,4547 | 6,4443 | 6,4339 | 6,4276 | 6,4295 | 6,4313 | 6,4332 | 6,4350 | 6,4401 | 6,4452 | 6,4502 | 6,4553 | 6,4638 | 6,4739 | 6,4841 | 6,4942 | 6,5085 | 6,5308 | 6,5532 | 6,5756 | 6,5980 |
| 5 | 2,1300 | 2,1300 | 2,1300 | 2,1300 | 2,1285 | 2,1262 | 2,1238 | 2,1215 | 2,1200 | 2,1200 | 2,1200 | 2,1200 | 2,1200 | 2,1177 | 2,1154 | 2,1131 | 2,1108 | 2,1100 | 2,1100 | 2,1100 | 2,1100 | 2,1108 | 2,1131 | 2,1154 | 2,1177 | 2,1200 |
| 6 | 6,0848 | 6,0897 | 6,0945 | 6,0994 | 6,0915 | 6,0772 | 6,0628 | 6,0485 | 6,0398 | 6,0424 | 6,0449 | 6,0475 | 6,0500 | 6,0569 | 6,0638 | 6,0708 | 6,0777 | 6,0895 | 6,1038 | 6,1182 | 6,1325 | 6,1522 | 6,1829 | 6,2136 | 6,2443 | 6,28 |
| 7 | 1,9700 | 1,9700 | 1,9700 | 1,9700 | 1,9685 | 1,9662 | 1,9638 | 1,9615 | 1,9600 | 1,9600 | 1,9600 | 1,9600 | 1,9554 | 1,9508 | 1,9462 | 1,9415 | 1,9415 | 1,9438 | 1,9462 | 1,9485 | 1,9492 | 1,9469 | 1,9446 | 1,9423 | 1,94 | |
| 8 | 5,7546 | 5,7592 | 5,7638 | 5,7685 | 5,7606 | 5,7465 | 5,7325 | 5,7184 | 5,7098 | 5,7121 | 5,7144 | 5,7167 | 5,7190 | 5,7262 | 5,7333 | 5,7405 | 5,7476 | 5,7594 | 5,7735 | 5,7875 | 5,8016 | 5,8212 | 5,8519 | 5,8826 | 5,9133 | 5,94 |
| 9 | 6,0848 | 6,0897 | 6,0945 | 6,0994 | 6,0915 | 6,0772 | 6,0628 | 6,0485 | 6,0398 | 6,0424 | 6,0449 | 6,0475 | 6,0500 | 6,0569 | 6,0638 | 6,0708 | 6,0777 | 6,0895 | 6,1038 | 6,1182 | 6,1325 | 6,1522 | 6,1829 | 6,2136 | 6,2443 | 6,28 |
| 10 | 5,7585 | 5,7619 | 5,7654 | 5,7688 | 5,7631 | 5,7527 | 5,7423 | 5,7319 | 5,7256 | 5,7275 | 5,7293 | 5,7312 | 5,7330 | 5,7381 | 5,7432 | 5,7482 | 5,7533 | 5,7619 | 5,7723 | 5,7827 | 5,7931 | 5,8074 | 5,8295 | 5,8517 | 5,8738 | 5,90 |
| 11 | 5,4305 | 5,4339 | 5,4374 | 5,4408 | 5,4351 | 5,4247 | 5,4143 | 5,4039 | 5,3976 | 5,3995 | 5,4013 | 5,4032 | 5,4050 | 5,4101 | 5,4152 | 5,4202 | 5,4253 | 5,4338 | 5,4439 | 5,4541 | 5,4642 | 5,4785 | 5,5008 | 5,5232 | 5,5456 | 5,57 |
| 12 | 30,7962 | 30,8723 | 30,9485 | 31,0246 | 31,0792 | 31,1231 | 31,1669 | 31,2108 | 31,2331 | 31,2123 | 31,1915 | 31,1708 | 31,1500 | 31,1662 | 31,1823 | 31,1985 | 31,2146 | 31,2000 | 31,1700 | 31,1400 | 31,1100 | 31,0815 | 31,0562 | 31,0308 | 31,0054 | 30,98 |
| 13 | 5,8585 | 5,8619 | 5,8654 | 5,8688 | 5,8631 | 5,8527 | 5,8423 | 5,8319 | 5,8256 | 5,8275 | 5,8293 | 5,8312 | 5,8330 | 5,8381 | 5,8432 | 5,8482 | 5,8533 | 5,8619 | 5,8723 | 5,8827 | 5,8931 | 5,9074 | 5,9295 | 5,9517 | 5,9738 | 6,00 |
| 14 | 31,2162 | 31,2923 | 31,3685 | 31,4446 | 31,4992 | 31,5431 | 31,5869 | 31,6308 | 31,6531 | 31,6323 | 31,6115 | 31,5908 | 31,5700 | 31,5862 | 31,6023 | 31,6185 | 31,6346 | 31,6200 | 31,5900 | 31,5600 | 31,5300 | 31,5015 | 31,4762 | 31,4508 | 31,4254 | 31,40 |
| 15 | 3,4025 | 3,4051 | 3,4076 | 3,4102 | 3,4047 | 3,3952 | 3,3858 | 3,3763 | 3,3706 | 3,3725 | 3,3743 | 3,3762 | 3,3780 | 3,3831 | 3,3882 | 3,3932 | 3,3983 | 3,4114 | 3,4285 | 3,4455 | 3,4626 | 3,4792 | 3,4963 | 3,5101 | 3,5255 | 3,54 |
| 16 | 2,5777 | 2,5754 | 2,5731 | 2,5708 | 2,5685 | 2,5662 | 2,5638 | 2,5615 | 2,5600 | 2,5600 | 2,5600 | 2,5600 | 2,5600 | 2,5577 | 2,5554 | 2,5531 | 2,5508 | 2,5500 | 2,5500 | 2,5500 | 2,5500 | 2,5500 | 2,5500 | 2,5500 | 2,5500 | 2,55 |

Tabla A.39: Afluencia promedio de la planta hidráulica i en el período j en $[m^3/s]$, $a_{i,j}$.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| 1 | 124,22 | 104,63 | 269,36 | 323,62 | 321,12 | 444,32 | 231,84 | 168,66 | 277,33 | 248,21 | 467,55 | 368,58 | 310,22 | 319,99 | 270,98 | 357,67 | 211,59 | 227,53 | 166,51 | 178,76 | 304,62 | 289,40 | 239,93 | 223,70 | 157,82 | 116,29 |
| 2 | 80,17 | 80,69 | 111,62 | 116,83 | 161,26 | 228,58 | 112,73 | 77,70 | 73,48 | 71,96 | 171,03 | 235,48 | 163,70 | 154,68 | 136,88 | 259,18 | 173,26 | 206,68 | 122,58 | 108,34 | 228,60 | 210,03 | 176,10 | 167,03 | 122,28 | 97,77 |
| 3 | 33,42 | 36,74 | 66,93 | 76,42 | 87,64 | 86,01 | 84,71 | 48,88 | 59,56 | 47,56 | 14,82 | 30,34 | 74,39 | 86,20 | 62,25 | 120,36 | 137,32 | 80,55 | 73,04 | 107,47 | 148,75 | 298,44 | 404,66 | 288,38 | 412,87 | 465,47 |
| 4 | 1177,37 | 1157,62 | 1414,51 | 2149,00 | 2851,24 | 3437,84 | 2110,87 | 1364,56 | 1538,65 | 1772,15 | 1983,34 | 3359,80 | 2459,87 | 2462,52 | 1924,04 | 2594,53 | 4267,61 | 1447,66 | 2138,65 | 3340,25 | 2746,44 | 3443,06 | 6490,03 | 3053,68 | 8139,38 | 8147,41 |
| 5 | 31,94 | 24,25 | 54,28 | 78,24 | 42,05 | 52,10 | 37,77 | 26,28 | 71,70 | 45,45 | 69,85 | 74,09 | 72,05 | 101,34 | 79,40 | 134,24 | 70,83 | 88,86 | 62,44 | 55,87 | 57,30 | 40,49 | 56,67 | 38,94 | 30,33 | 24,46 |
| 6 | 95,59 | 82,95 | 91,46 | 114,07 | 110,73 | 118,34 | 115,28 | 86,34 | 84,83 | 75,39 | 79,43 | 169,42 | 99,37 | 243,59 | 345,66 | 341,98 | 502,22 | 182,59 | 193,93 | 525,70 | 500,68 | 790,23 | 1243,229 | 54,29 | 2157,90 | 2893,11 |
| 7 | 0,00 | 9,57 | 81,29 | 86,51 | 59,36 | 21,35 | 43,19 | 9,29 | 0,05 | 7,71 | 9,66 | 20,81 | 12,75 | 63,55 | 52,31 | 63,48 | 20,55 | 20,73 | 1,51 | 3,59 | 15,24 | 52,57 | 31,43 | 24,41 | 0,00 | 0,00 |
| 8 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 9 | 142,05 | 178,61 | 201,76 | 214,37 | 180,16 | 294,32 | 310,08 | 147,77 | 214,38 | 176,97 | 157,39 | 249,84 | 234,12 | 270,85 | 294,62 | 268,32 | 173,88 | 168,81 | 161,05 | 182,90 | 280,38 | 479,97 | 223,86 | 190,29 | 117,97 | 89,26 |
| 10 | 36,25 | 30,96 | 31,22 | 34,98 | 35,23 | 33,65 | 32,55 | 27,07 | 26,34 | 22,43 | 20,43 | 25,95 | 23,78 | 25,63 | 28,53 | 33,06 | 21,65 | 21,09 | 21,82 | 58,46 | 89,57 | 123,17 | 51,67 | 37,15 | 28,13 | 26,56 |
| 11 | 39,81 | 37,70 | 40,63 | 42,27 | 41,06 | 48,21 | 39,91 | 33,19 | 34,33 | 31,56 | 31,00 | 37,09 | 36,04 | 45,43 | 39,87 | 57,56 | 39,92 | 31,79 | 31,72 | 65,29 | 76,38 | 82,59 | 68,51 | 61,62 | 51,51 | 39,12 |
| 12 | 91,34 | 85,65 | 84,19 | 103,09 | 124,47 | 88,92 | 103,06 | 70,13 | 66,57 | 62,74 | 66,12 | 85,27 | 73,54 | 120,34 | 129,14 | 179,13 | 94,95 | 86,88 | 120,85 | 337,79 | 325,45 | 363,63 | 215,37 | 199,24 | 119,37 | 100,67 |
| 13 | 101,55 | 96,20 | 107,71 | 162,53 | 337,76 | 185,35 | 125,39 | 98,62 | 101,10 | 102,17 | 86,67 | 125,88 | 126,87 | 512,77 | 667,04 | 582,88 | 631,95 | 262,39 | 395,47 | 931,30 | 845,48 | 929,32 | 1153,52 | 1256,72 | 1876,41 | 1941,00 |
| 14 | 130,17 | 148,71 | 183,63 | 270,51 | 204,89 | 187,01 | 321,10 | 141,46 | 219,77 | 160,36 | 154,47 | 171,05 | 170,76 | 300,43 | 377,85 | 303,31 | 185,98 | 148,70 | 141,98 | 213,51 | 398,17 | 705,54 | 361,44 | 262,23 | 147,81 | 128,22 |
| 15 | 14,51 | 16,07 | 19,70 | 16,24 | 27,32 | 21,22 | 16,42 | 19,08 | 19,83 | 15,67 | 20,74 | 18,74 | 24,93 | 36,30 | 39,34 | 32,79 | 24,00 | 25,39 | 31,54 | 71,94 | 73,10 | 69,33 | 41,67 | 28,18 | 24,07 | 17,06 |
| 16 | 105,08 | 103,07 | 101,41 | 130,66 | 115,60 | 178,26 | 149,95 | 105,29 | 96,97 | 106,08 | 92,77 | 142,53 | 135,40 | 197,71 | 159,00 | 296,63 | 120,87 | 135,24 | 87,68 | 128,13 | 182,93 | 314,00 | 147,71 | 154,34 | 108,86 | 96,54 |
| 17 | 397,15 | 275,60 | 930,14 | 798,60 | 542,88 | 471,58 | 658,42 | 530,89 | 472,05 | 464,14 | 585,68 | 824,96 | 718,10 | 671,87 | 525,64 | 575,61 | 392,96 | 342,00 | 240,38 | 212,04 | 294,93 | 333,95 | 365,10 | 338,84 | 218,87 | 178,82 |
| 18 | 8,44 | 15,59 | 67,97 | 54,75 | 24,64 | 69,68 | 67,37 | 14,78 | 59,84 | 45,86 | 49,72 | 155,98 | 98,93 | 53,54 | 53,51 | 173,47 | 94,75 | 43,01 | 23,76 | 58,55 | 100,23 | 166,97 | 219,28 | 210,29 | 484,45 | 932,79 |
| 19 | 11,76 | 15,71 | 14,68 | 26,06 | 84,76 | 34,48 | 17,80 | 13,75 | 14,07 | 22,39 | 18,06 | 29,10 | 39,36 | 65,26 | 87,10 | 66,44 | 79,05 | 21,08 | 68,69 | 134,71 | 143,66 | 197,50 | 186,22 | 258,43 | 339,85 | 342,22 |
| 20 | 117,17 | 101,25 | 170,68 | 247,45 | 253,26 | 199,31 | 238,95 | 123,96 | 182,20 | 226,03 | 193,56 | 177,21 | 244,68 | 305,58 | 465,37 | 405,56 | 214,25 | 224,03 | 226,81 | 197,84 | 290,54 | 286,80 | 273,32 | 153,72 | 103,53 | 103,33 |
| 21 | 382,94 | 311,11 | 342,95 | 469,40 | 386,41 | 468,45 | 458,40 | 346,43 | 332,82 | 329,17 | 285,04 | 465,63 | 390,57 | 517,94 | 582,77 | 675,17 | 389,64 | 401,35 | 619,85 | 662,95 | 1043,26 | 516,25 | 502,34 | 352,49 | 307,84 | 307,84 |
| 22 | 63,42 | 65,77 | 93,08 | 21,41 | 65,33 | 47,31 | 89,19 | 29,98 | 52,56 | 66,19 | 108,95 | 63,03 | 63,78 | 75,70 | 78,14 | 115,03 | 98,89 | 73,03 | 35,54 | 127,13 | 172,85 | 258,33 | 163,52 | 48,81 | 80,89 | 57,76 |
| 23 | 126,57 | 54,08 | 191,69 | 272,41 | 191,77 | 975,50 | 348,56 | 111,05 | 140,19 | 99,48 | 614,81 | 1558,35 | 741,29 | 782,59 | 484,35 | 973,73 | 355,45 | 296,74 | 343,90 | 226,06 | 148,63 | 236,16 | 188,53 | 128,31 | 72,15 | 83,79 |
| 24 | 575,69 | 438,91 | 484,40 | 608,64 | 540,77 | 905,18 | 605,62 | 464,46 | 588,07 | 509,68 | 749,19 | 937,89 | 841,18 | 726,33 | 594,63 | 1053,88 | 948,85 | 606,54 | 445,72 | 480,49 | 500,05 | 555,10 | 766,84 | 417,91 | 1025,77 | 857,63 |
| 25 | 139,37 | 135,54 | 159,64 | 211,57 | 180,67 | 233,87 | 204,65 | 132,07 | 166,21 | 195,87 | 182,60 | 208,87 | 219,45 | 347,36 | 445,38 | 481,47 | 270,60 | 210,56 | 229,22 | 237,84 | 526,32 | 533,10 | 454,90 | 323,89 | 229,31 | 278,37 |
| 26 | 55,15 | 51,61 | 56,58 | 64,69 | 95,00 | 94,08 | 64,97 | 49,05 | 43,19 | 49,71 | 48,42 | 73,77 | 51,62 | 57,99 | 52,20 | 63,22 | 132,44 | 58,16 | 75,01 | 105,39 | 94,24 | 120,52 | 150,45 | 94,32 | 144,25 | 152,17 |
| 27 | 786,04 | 976,25 | 1003,54 | 1183,42 | 1431,42 | 1756,92 | 2474,07 | 1702,50 | 1452,52 | 1789,64 | 1445,77 | 3378,36 | 2224,58 | 4525,96 | 4593,99 | 7308,21 | 3941,77 | 2433,23 | 1708,56 | 1868,07 | 2445,69 | 2907,20 | 2172,19 | 1945,09 | 2268,31 | 2831,34 |
| 28 | 714,68 | 655,56 | 935,08 | 890,75 | 709,28 | 1334,47 | 1200,52 | 816,63 | 692,98 | 562,25 | 436,56 | 417,00 | 503,44 | 981,93 | 1114,26 | 1556,08 | 1977,10 | 1180,78 | 1169,67 | 2957,84 | 2810,87 | 4031,21 | 4315,51 | 3179,87 | 2332,19 | 1914,02 |
| | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 |
| 1 | 131,53 | 153,52 | 190,21 | 148,84 | 117,49 | 123,16 | 129,68 | 104,92 | 129,04 | 84,03 | 98,74 | 185,39 | 133,73 | 148,91 | 285,16 | 284,83 | 297,25 | 357,52 | 314,99 | 407,99 | 411,51 | 216,83 | 180,26 | 184,04 | 194,39 | 127,85 |
| 2 | 96,97 | 105,74 | 104,85 | 102,73 | 101,88 | 87,97 | 109,45 | 88,25 | 84,90 | 82,55 | 88,09 | 172,42 | 99,01 | 135,78 | 193,09 | 243,34 | 203,04 | 307,80 | 321,12 | 265,95 | 393,34 | 208,60 | 126,14 | 124,91 | 197,07 | 92,60 |
| 3 | 204,64 | 156,47 | 384,67 | 592,01 | 555,03 | 250,29 | 277,87 | 137,63 | 156,64 | 113,81 | 131,56 | 147,22 | 118,30 | 148,20 | 99,31 | 164,84 | 144,84 | 120,49 | 153,96 | 91,95 | 147,41 | 127,61 | 100,24 | 86,86 | 93,08 | 76,99 |
| 4 | 3627,71 | 4105,28 | 3775,66 | 6020,64 | 6252,47 | 2770,95 | 4457,40 | 2567,50 | 2693,46 | 2477,11 | 1897,09 | 1651,05 | 1462,78 | 1490,86 | 912,90 | 2566,87 | 1243,78 | 222,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 5 | 32,03 | 23,14 | 35,75 | 26,37 | 20,32 | 17,39 | 22,92 | 16,71 | 18,45 | 10,59 | 26,43 | 26,60 | 20,91 | 10,96 | 33,81 | 33,56 | 46,90 | 54,43 | 65,75 | 52,74 | 72,49 | 54,59 | 34,48 | 34,49 | 41,05 | 37,552 |
| 6 | 583,06 | 759,61 | 1455,50 | 1842,54 | 1723,39 | 1097,88 | 1939,37 | 884,62 | 618,34 | 666,27 | 482,99 | 497,70 | 245,31 | 255,19 | 231,47 | 316,53 | 239,13 | 224,19 | 472,52 | 326,20 | 270,82 | 345,67 | 442,90 | 191,39 | 213,86 | 125,042 |
| 7 | 2,90 | 2,34 | 11,67 | 0,00 | 0,00 | 3,05 | 0,00 | 2,95 | 3,22 | 0,00 | 0,08 | 5,06 | 0,00 | 3,50 | 5,84 | 0,00 | 13,47 | 38,90 | 47,73 | 42,02 | 77,29 | 44,30 | 9,05 | 13,71 | 14,64 | 0,000 |
| 8 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 500,85 | 1332,76 | 471,17 | 994,50 | 975,00 | 431,60 | 353,83 | 597,65 | 290,45 |
| 9 | 123,37 | 165,58 | 424,53 | 164,45 | 159,77 | 175,29 | 282,01 | 302,75 | 224,70 | 201,96 | 188,52 | 253,71 | 139,97 | 179,67 | 321,13 | 196,49 | 187,62 | 243,86 | 366,12 | 179,09 | 350,08 | 194,80 | 157,04 | 125,14 | 123,56 | 89,040 |
| 10 | 27,37 | 35,22 | 68,49 | 36,60 | 46,01 | 32,91 | 47,41 | 55,41 | 35,25 | 32,82 | 33,93 | 32,09 | 28,29 | 29,69 | 29,88 | 33,31 | 42,19 | 26,52 | 31,01 | 25,66 | 31,11 | 24,27 | 24,21 | 21,90 | 22,21 | 18,270 |
| 11 | 40,90 | 48,72 | 68,21 | 53,86 | 53,80 | 52,94 | 58,02 | 59,90 | 56,43 | 48,22 | 44,72 | 46,01 | 40,36 | 38,12 | 42,23 | 53,72 | 53,89 | 52,70 | 54,08 | 47,68 | 55,31 | 49,73 | 45,22 | 41,17 | 35,61 | 33,092 |
| 12 | 114,13 | 144,96 | 287,81 | 154,69 | 208,87 | 146,72 | 228,93 | 204,18 | 185,49 | 139,87 | 133,70 | 138,58 | 110,65 | 140,85 | 124,16 | 198,98 | 139,13 | 101,81 | 159,14 | 140,81 | 108,59 | 103,64 | 111,28 | 77,77 | 77,77 | 56,971 |
| 13 | 951,80 | 934,26 | 1429,87 | 1556,59 | 1177,10 | 871,76 | 1620,02 | 787,05 | 653,26 | 802,10 | 712,82 | 369,08 | 231,35 | 239,93 | 281,32 | 307,71 | 178,99 | 178,55 | 481,26 | 388,45 | 273,47 | 276,93 | 377,95 | 176,14 | 264,50 | 167,214 |
| 14 | 153,32 | 246,07 | 638,45 | 202,01 | 271,80 | 257,09 | 447,76 | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabla A.40: Coeficientes de la función cuadrática de costo de la térmica i , aT , bT y cT .

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| aT | 0,0004 | 0,4642 | 0,618 | 0,0052 | 12,114 | 5,647 | 7,9479 | 0,249 | 1,3632 | 0,001 | 1,4482 | 1,7528 | 0,618 | 11,985 | 6,185 | 11,986 |
| bT | 8873 | 8328,1 | 8411,7 | 10430 | 10551 | 7715,1 | 8260,7 | 8345,6 | 8752,4 | 9437 | 7206,1 | 9044,1 | 8411,7 | 9908 | 8979,5 | 9907 |
| cT | 107800 | 585227 | 326693 | 147600 | 219614 | 588318 | 267439 | 727238 | 218209 | 164700 | 993648 | 315310 | 326693 | 70409 | 48471 | 70408 |

Nota: Los valores de los coeficientes de la tabla A.40 deben multiplicarse por 10^{-3} .

Bibliografía

- AMPL (2017). Cplex options for ampl. <http://ampl.com/products/solvers/solvers-we-sell/cplex/options/>.
- Baslis, C., Papadakis, S., & Bakirtzis, A. (2009). Simulation of optimal medium-term hydro-thermal system operation by grid computing. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 24, NO. 3, AUGUST 2009*, 24, n.3, 1208–1217.
- Basu, M. (2011). Economic environmental dispatch using multi-objective differential evolution. *Applied Soft Computing*, 11(2), 2845–2853.
- Behzadian, M., Kazemzadeh, R., Albadvi, A., & Aghdasi, M. (2010). Promethee: A comprehensive literature review on methodologies and applications. *European Journal of Operational Research*, 200(1), 198–215.
- Behzadian, M., Khanmohammadi, S., Yazdani, M., & Ignatius, J. (2012). A state-of-the-art survey of topsis applications. *Expert Systems with Applications*, 39(17), 13051–13069.
- Bisht, V., Shah, G., Kushwaha, N., & Gupta, V. (2012). Genetic algorithm solution for a convex hydro-thermal generation scheduling. *Proceedings - 4th International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks, CICN 2012*, (pp. 646–650).
- Canavos, J. (1988). *Probabilidad y estadística. Aplicaciones y métodos*. Mc Graw-Hill, Interamericana de México.
- Chakraborty, S. & Zavadskas, E. (2014). Applications of waspas method in manufacturing decision making. 25(1), 1–20.
- Chandrasekaran, K. & Simon, S. (2009). Unit commitment in composite generation and transmission systems using genetic algorithm. In *2009 World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing (NaBIC)* (pp. 1115–1120).: IEEE.
- Christoforidis, M., Aganagic, M., Awobamise, B., Tong, S., & Rahimi, A. (1996). Long-term/mid-term resource optimization of a hydrodominant power system using interior point method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11, n.1, 287–294.
- Chu, P. & Beasley, J. (1997). A genetic algorithm for the generalised assignment problem. *Computers and Operations Research*, 24(1), 17–23.
- Cypser, R. (1954). Computer search for economical operation of a hydrothermal electric system. power apparatus and systems, part iii. *IEEE Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 73, 1260–1267.

- da Silva, E., Schilling, M., & Rafael, M. (2000). Generation maintenance scheduling considering transmission constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15, n. 2, 838–843.
- de Aquino, R., Lira, M., de Oliveira, J., , Carvalho, M., Neto, O., & de Almeida, G. (2009). Application of wavelet and neural network models for wind speed and power generation forecasting in a brazilian experimental wind park. *Neural Networks. International Joint Conference on*, (pp. 172–178).
- Dopazo, J. F. & Merrill, H. M. (1975). Optimal generator maintenance scheduling using integer programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 94(5), 1537–1545.
- Durbach, I. & Stewart, T. (2012a). A comparison of simplified value function approaches for treating uncertainty in multi-criteria decision analysis. *Omega*, 40(4), 456–464.
- Durbach, I. & Stewart, T. (2012b). Modeling uncertainty in multi-criteria decision analysis. *European Journal of Operational Research*, 223(1), 1–14.
- Eshraghnia, R., Shanechi, M. M., & Mashhadi, H. R. (2006). A New Approach for Maintenance Scheduling of Generating Units in Power Market. In *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems* (pp. 1–7): IEEE.
- Eshraghnia, R., Shanty, M. H. M., & Riahi, R. (2007). The effect of energy purchase cost in maintenance schedule of generating units based on genetic algorithm. In *2007 Mediterranean Conference on Control & Automation* (pp. 1–8): IEEE.
- Garcés, A. & Gómez, O. (2008). Solución del problema del despacho hidrotérmico mediante simulación de monte carlo y punto interior. *Revista Facultad de Ingeniería de la Universidad de Antioquia*, 45, 132–147.
- Gomes, L. & Lima, M. (1992a). From modeling individual preferences to multicriteria ranking of discrete alternatives: a look at prospect theory and the additive difference model. *Foundations of Computing and Decision Sciences*, 17(3), 171–184.
- Gomes, L., Machado, M., & Rangel, L. (2014). Multi-criteria analysis of natural gas destination in brazil: A comparison of todim against the use of the choquet integral. *Procedia Computer Science*, 31, 351–358.
- Gomes, L. M. & Lima, M. (1992b). Todim: basics and application to multicriteria ranking of projects with environmental impacts. *Foundations of Computing and Decision Sciences*, 16(4), 113–127.
- González, C. & Juan, J. (1999). Leveling reliability in systems with large hydro resource. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14, n.1, 23–28.
- Govindan, K. & Jepsen, M. (2016). Electre: A comprehensive literature review on methodologies and applications. *European Journal of Operational Research*, 250(1), 1–29.

- Ho, W. (2008). Integrated analytic hierarchy process and its applications - a literature review. *European Journal of Operational Research*, 186(1), 211–228.
- Jimenez, R. & Paucar, V. (2007). Long term hydrothermal scheduling linear programming model for large scale power systems. *2007 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, (pp. 96–100).
- Kendall, M. G. (1938). A new measure of rank correlation. *Biometrika*, 30, 81–93.
- Kim, J. & Geem, Z. (2015). Optimal scheduling for maintenance period of generating units using a hybrid scatter-genetic algorithm. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(1), 22–30.
- Klein, J. (1998). The use of heat rates in production cost modeling and market modeling. http://www.energy.ca.gov/papers/98-04-07_HEATRATE.PDF.
- Kohtari, D. (2006). *Power System Optimization*. Prentice-Hall, New Delhi.
- Leou, R. (2003). A new method for unit maintenance scheduling based on genetic algorithm. In *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, volume 1 (pp. 246–251).: IEEE.
- Li, F. & Kuri, B. (2005). Generation scheduling in a system with wind power. *2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific*, (pp. 1–6).
- Lyra, C. & Tavares, H. (1988). A contribution to the midterm scheduling of large scale hydrothermal power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(3), 852–857.
- López, C. (2007). Diagnóstico de las centrales termoeléctricas en colombia y evaluación de alternativas tecnológicas para el cumplimiento de la norma de emisiones de fuentes fijas. Trabajo de grado, Universidad de la Salle.
- Manbachi, M., Mahdloo, F., & Haghifam, M. (2010). A new solution for maintenance scheduling in deregulated environment applying genetic algorithm and monte-carlo simulation. *IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, (pp. 378–384).
- Manwell, J., McGowan, J., & Rogers, A. (2002). *Wind Energy Explained. Theory, design and application*. John Wiley & Sons LTD.
- Mardani, A., Jusoh, A., Nor, K. M., Khalifah, Z., Zakwan, N., & Valipour, A. (2015a). Multiple criteria decision-making techniques and their applications - a review of the literature from 2000 to 2014. *Economic Research-Ekonomiska Istrazivanja*, 28(1), 516–571.
- Mardani, A., Jusoh, A., & Zavadskas, E. (2015b). Fuzzy multiple criteria decision-making techniques and applications - two decades review from 1994 to 2014. *Expert Systems with Applications*, 42(8), 4126–4148.

- Mardani, A., Zavadskas, E. K., Govindan, K., Senin, A., & Jusoh, A. (2016). Vikor technique: A systematic review of the state of the art literature on methodologies and applications. *Sustainability (Switzerland)*, 8(1), 37.
- Marler, R. & Arora, J. (2004a). Survey of multi-objective optimization methods for engineering. *Struct Multidisc Optim*, 26, 369–395.
- Marler, R. & Arora, J. (2004b). Survey of multi-objective optimization methods for engineering. *Structural and Multidisciplinary Optimization*, 26(6), 369–395.
- Martínez, A., Ramírez, M., & Escobar, A. (2014). Middle termed hydrothermal dispatch considering maintenance outages using heuristics. In *Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), 2014 IEEE PES* (pp. 1–7).: IEEE.
- Motto, A., Arroyo, J., & Galiana, F. (2005). A mixed-integer lp procedure for the analysis of electric grid security under disruptive threat. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), 1357–1365.
- Ngonkham, S. & Buasri, P. (2009). Harmony search algorithm to improve cost reduction in power generation system integrating large scale wind energy conversion system. In *2009 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference* (pp. 1–5).
- Oh, T., Park, J., Cho, K., Choi, J., Baek, U., & El-Keib, A. (2011). Generators maintenance scheduling using combined fuzzy set theory and ga. *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 1(4), 452–458.
- Opricovic, S. (1998). Multicriteria optimization of civil engineering systems. *Faculty of Civil Engineering, Belgrade*, 2(1), 5–21.
- Opricovic, S. & Tzeng, G. (2002). Compromise solution by mcdm methods: A comparative analysis of vikor and topsis.
- Opricovic, S. & Tzeng, G. (2004). Compromise solution by mcdm methods: A comparative analysis of vikor and topsis. *European Journal of Operational Research*, 156(2), 445–455.
- Patel, M. (1999). *Wind and solar power systems*. CRC Press LLC.
- Polasky, S., Carpenter, S., Folke, C., & Keeler, B. (2011). Decision-making under great uncertainty: Environmental management in an era of global change. *Trends in Ecology and Evolution*, 26(8), 398–404.
- Ramirez, M., Martinez, A., Escobar, A., & Guimarães, F. (2017). Maintenance of generation units coordinated with annual hydrothermal scheduling using a hybrid technique. *REDIN, Universidad de Antioquia*, (pp. 18–32).
- Ramírez, M. (2014). Despacho hidrotérmico anual considerando mantenimiento de las unidades de generación usando algoritmo genético de chu-beasley. Tesis de maestría, Universidad Tecnológica de Pereira.

- Ramírez, M. (2017a). Sistema de prueba a - test system a. https://www.researchgate.net/publication/328051523_Test_system_A.
- Ramírez, M. (2017b). Sistema de prueba b - test system b. https://www.researchgate.net/publication/328051630_Test_system_B.
- Ramírez, M. (2017c). Test system for maintenance scheduling coordinated with hydrothermal dispatch. <http://academia.utp.edu.co/planeamiento/files/2013/10/Test-system.txt>.
- Saaty, T. (1980). *The Analytic Hierarchy Process*. New York.
- Saaty, T. (2008). Decision making with the analytic hierarchy process. *International Journal of Services Sciences*, 1(1), 83–98.
- Samhouri, M. (2009). An intelligent opportunistic maintenance (om) system: A genetic algorithm approach. In *2009 IEEE Toronto International Conference Science and Technology for Humanity (TIC-STH)* (pp. 60–65).: IEEE.
- Samuel, G. & Rajan, C. (2012). A modified genetic approach to long-term generation maintenance scheduling to enhance the reliability of the units. In *IEEE International Conference On Advances In Engineering, Science And Management (ICAESM -2012)* (pp. 789–793).
- Shi, L., Wang, R., & Yao, L. (2017). Modelling and solutions of coordinated economic dispatch with wind-hydro-thermal complex power source structure. *IET Renewable Power Generation*, 11(3), 262–270.
- Soder, L. (1993). Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8,n. 2, 564–571.
- Srinivasan, D., Koay, C., & M.I., M. (2010). Generator maintenance scheduling with hybrid evolutionary algorithm. In *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems* (pp. 632–637).: IEEE.
- Tzeng, G. & Huang, J. (1981). *Multiple attribute decision making*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- UPME (2014). Proyecciones de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2014 a diciembre 2037. http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Documents/Termicas_Marzo_2014.pdf.
- Wang, Y. & Handschin, E. (1999). Unit maintenance scheduling in open systems using genetic algorithm. *1999 IEEE Transmission and Distribution Conference (Cat. No. 99CH36333)*, 1.
- Wang, Y., Kirschen, D. S., Zhong, H., Xia, Q., & Kang, C. (2016). Coordination of generation maintenance scheduling in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP(99), 1–10.

- XM (2017a). Generación hidráulica y térmica. <http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx>.
- XM (2017b). Indicadores. <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>.
- Yamamoto, M., Zaier, R., Chen, P., & Toyota, T. (2001). Decision-making method of optimum inspection interval for plant maintenance by genetic algorithms. In *2nd International Symposium on Environmentally Conscious Design and Inverse Manufacturing* (pp. 466–469).: IEEE.
- Yamayee, Z., Sidenblad, K., & Yoshimura, M. (1983). A computational efficient optimal maintenance scheduling method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102, n.2, 330–338.
- Yang, J. & Chen, N. (1990). Unit commitment and hydrothermal generation scheduling by multi-pass dynamic programming. *Proceedings of the 29th Conference on Decision and Control*, (pp. 3075–3076).
- Yellen, J., Al-Khamis, T., Vemuri, S., & Lemonidis, L. (1992). A decomposition approach to unit maintenance scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(2), 726–733.
- Yu, Z., Sparrow, F., & Bowen, B. (2004). A safety & security constrained hydrothermal scheduling model system. *Power Engineering Society General Meeting, 2004*, 1, 983–988.
- Zadeh, A., Abdel-Akher, M., Wang, M., & Senjyu, T. (2012). Optimized day-ahead hydrothermal wind energy systems scheduling using parallel pso. *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2012 International Conference on*, (pp. 1–6).