

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DESPACHO HIDROTÉRMICO DE CORTO PLAZO (DHT-CP)

**Revisión Bibliográfica de las Propuestas de Modelación y
Solución de DHT-CP**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

MARCO FERNANDO PAREDES IÑIGUEZ

marco.paredes01@epn.edu.ec

DIRECTOR: NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

nelson.granda@epn.edu.ec

DMQ, 14 octubre del 2022

CERTIFICACIONES

Yo, Marco Fernando Paredes Iñiguez, declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



Marco Fernando Paredes Iñiguez

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Marco Fernando Paredes Iñiguez, bajo mi supervisión.



Nelson Victoriano Granda Gutiérrez
DIRECTOR

Certificamos que revisamos el presente trabajo de integración curricular.

Carlos Fabian Gallardo Qyuingatuna
REVISOR 1 DEL TRABAJO DE
INTEGRACIÓN CURRICULAR

Jesús Amado Jativa Ibarra
REVISOR 2 DEL TRABAJO DE
INTEGRACIÓN CURRICULAR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Marco Fernando Paredes Iñiguez

Nelson Victoriano Granda Gutiérrez

DEDICATORIA

Lleno de regocijo, amor y alegría, dedico el presente trabajo de integración curricular a mi familia y seres queridos, por confiar en mí y ser mi guía durante esta travesía.

Es para mi satisfactorio dedicar este trabajo a quienes fueron parte fundamental y el pilar para culminar esta etapa que con esfuerzo y dedicación he completado.

A mis padres, quienes son la fuente de inspiración y motivación para cumplir todo lo que me proponga.

A mi novia, con quien empecé este largo trayecto y quien me ha brindado su apoyo y soporte en cada momento superando las dificultades, motivándome a perseverar y alcanzar mis metas.

A mi hermana, porque pese a todo me brinda su apoyo incondicional y me impulsa a ser un buen ejemplo a seguir.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a cada amistad forjada durante este trayecto, cada palabra de apoyo y ayuda para no rendirme en el intento.

A mi tutor de trabajo de integración, por haberme dictado los lineamientos necesarios para articular este gran proyecto y por, sobre todo, solventar cualquier duda que ha surgido en el trayecto.

A mis docentes que han sembrado en mí la motivación y los conocimientos necesarios para ponerlos en práctica dentro de este proyecto y en mi trayectoria profesional.

Agradezco infinitamente a mis padres, por haberme brindado las herramientas y el apoyo para aterrizar y materializar mis sueños.

Por último, enviar un gran agradecimiento a mi novia por ser mi inspiración, mi amor y sobre todo mi mejor amiga, por no dejarme rendirme y siempre ser el lucero que guía mi camino.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
INDICE DE FIGURAS	VII
INDICE DE TABLAS	VIII
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivo General	1
1.2 Objetivos Específicos	2
1.3 Alcance	2
2 MARCO TEÓRICO	4
2.1 Planificación Operativa Energética del Sistema Nacional Interconectado	4
2.2 Horizonte de la Planificación Operativa Energética	5
2.3 Programación de Sistemas Hidrotérmicos	7
2.4 Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo	10
2.5 Revisión Bibliográfica del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo	11
2.6 Métodos de Optimización para el DHT-CP	17
2.7 Herramientas de código abierto para el DHT-CP	20
3 METODOLOGÍA	25
3.1 Modelación de Sistemas Eléctricos en SimSEE	25
4 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	31
4.1 Implementación de Sistema de Prueba IEEE 14 Barras en SimSEE	31
4.2 Implementación de SimSEE en SNI	35
4.3 Modelación del SNI	41
4.4 Resultados	44
4.5 Conclusiones	47
4.6 Recomendaciones	48
5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50
6 ANEXOS	53
ANEXO I	54
ANEXO II	0
ANEXO III	1

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Informe de planificación operativa del SNI [1]	5
Figura 2.2. Relación entre uso de reserva de embalses y condición hidrológica para costos futuros [3]	9
Figura 2.3. Costos inmediato y futuro de operación contra agua almacenada [6]	10
Figura 2.4. Estructura de Sala en SimSEE [Autor]	23
Figura 3.1. Interfaz SimSEEEedit "Pestaña Variables Globales" [Autor].....	25
Figura 3.2. Interfaz SimSEEEedit "Pestaña Fuentes" [Autor].....	26
Figura 3.3. Interfaz SimSEEEedit "Pestaña Actores" [Autor].....	27
Figura 3.4. Interfaz SimRes3 "Pestaña de Índices" [Autor].....	28
Figura 3.5. Interfaz SimRes3 "Pestaña de Variables Crónicas" [Autor].....	29
Figura 3.6. Interfaz SimRes3 "pestaña de Operaciones Crónicas" [Autor].....	29
Figura 3.7. Interfaz SimRes3 "Pestaña Impresión de Variables Crónicas" [Autor].....	30
Figura 4.1. Diagrama de Sistema de 14 Barras Modificado [Autor]	32
Figura 4.2. Resultados simulación despacho hidrotérmico Sistema IEEE 14 Barras	34
Figura 4.3. Resultados simulación despacho hidrotérmico Sistema IEEE 14 Barras	34
Figura 4.4. Modelación de fuentes del SNI en SimSEE	42
Figura 4.5. Modelación de generadores hidroeléctricos	43
Figura 4.6. Procesamiento y obtención de resultados.	44
Figura 4.7. Optimización y simulación del sistema SNI en época lluviosa [autor].....	45
Figura 4.8. Detalle de generación por centrales para época lluviosa [autor]	45
Figura 4.9. Gráfica de Generación - Demanda y costo operativo en época lluviosa [autor]	46
Figura 4.10. Optimización y simulación del sistema SNI en época seca [autor]	46
Figura 4.11. Detalle de generación por centrales para época seca [autor].....	47
Figura 4.12. Gráfica de Generación - Demanda y costo operativo en época seca [autor]	47

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de Generadores de Sistema de 14 Barras [Autor].....	32
Tabla 2. Parámetros técnicos de generadores hidroeléctricos.....	33
Tabla 3. Demanda detallada con pasos horarios	33
Tabla 4. Barras del sistema SNI reducido [autor].....	36
Tabla 5. Arcos de conexión del sistema SNI reducido [autor]	36
Tabla 6. Cargas del sistema SNI reducido [autor].....	37
Tabla 7. Demanda detallada de cargas del sistema [autor].....	37
Tabla 8. Generadores del sistema SNI [autor].....	39
Tabla 9. Generadores del sistema SNI [autor].....	39
Tabla 10. Parámetros técnicos de centrales hidroeléctricas [autor]	41

RESUMEN

En el presente trabajo de integración curricular se presenta un análisis de los métodos y modelos matemáticos implementados para la solución del problema de despacho hidrotérmico de corto plazo en sistemas eléctricos de potencia. Además, se explican los principios matemáticos empleados en la modelación del DHT-CP, y una comparativa de la formulación matemática de cada método en la implementación de la función objetivo a ser optimizada, y restricciones operacionales que el sistema y los actores que en él participan deben cumplir para garantizar la correcta operación del sistema. Por otro lado, se analizan las herramientas computacionales de pago y libre acceso enfocadas en la solución del despacho hidrotérmico de sistemas eléctricos, se hace énfasis en la herramienta SimSEE que es una plataforma de simulación de corto y largo plazo para la operación y planificación de sistemas.

En el proceso de desarrollo del presente trabajo, se establecen las características del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador para la solución del problema del DHT-CP mediante su modelación y simulación en la herramienta computacional SimSEE.

PALABRAS CLAVE: Despacho hidrotérmico, función objetivo, modelo matemático, simulación.

ABSTRACT

In this curricular integration work, an analysis of the methods and mathematical models implemented in the solution of the short term hydrothermal dispatch problem in electric power systems is presented. In addition, the mathematical principles used in the modeling of the DHT-CP are explained, and a comparison of the mathematical formulation of each method in the implementation of the objective function to be optimized, and operational constraints that the system and the actors involved in it must meet to ensure the proper operation of the system. On the other hand, the computational tools of payment and free access focused on the solution of hydrothermal dispatch of electrical systems are analyzed, with emphasis on the SimSEE tool, which is a short and long term simulation platform for the operation and planning of systems.

In the development process of the present work, the characteristics of the National Interconnected System of Ecuador are established for the solution of the DHT-CP problem through its modeling and simulation in the SimSEE computational tool.

KEYWORDS: Hydrothermal dispatch, objective function, mathematical model, simulation.

1 INTRODUCCIÓN

La correcta planificación y operación del sistema eléctrico garantiza el despacho de generación adecuado para satisfacer la demanda presente al menor costo posible sin comprometer la demanda futura. El problema comienza con la complejidad del sistema y el número de actores que participan en el, debido a que para centrales de generación renovable las fuentes (viento, irradiancia e influjos) son de carácter estocástico, su uso se basa en las proyecciones futuras de sus variables. Enfocándonos en las centrales de generación hidráulica de embalse, el costo operativo asociado a estas centrales se relaciona con el nivel de agua en los embalses al final del periodo, lo que supone un conflicto al momento de realizar la planificación del despacho a corto plazo del sistema, esto debido a que la planificación y operación del sistema debe garantizar óptimos resultados para los dos horizontes de tiempo (corto y mediano plazo).

Por otro lado, debido a la variabilidad de la demanda y el aumento del mismo año tras año, y cuyo crecimiento se estima con datos históricos de la misma, los sistemas deben ser capaces de soportar este incremento, creciendo de igual manera de ser necesario, con lo que, la planificación se debe ajustar continuamente a un sistema variante en el tiempo. Por este motivo, una correcta solución del DHT-CP debe garantizar el despacho de la demanda a corto plazo y garantizando un despacho económico de la demanda futura.

Por medio del presente trabajo, se estudian las metodologías de solución aplicadas al DHT-CP y la formulación matemática asociada a ellas, analizando semejanzas y diferencias entre las restricciones operativas y el planteamiento de la función objetivo en la solución del problema. Este análisis busca proveer un vistazo general de las propuestas de modelación que permita seleccionar la metodología adecuada que se ajuste a los requerimientos del usuario para el estudio del DHT-CP, además de presentar las herramientas computacionales disponibles que permiten el estudio del DHT-CP, especialmente con la herramienta SimSEE con la que se realiza la simulación del DHT-CP con dos sistemas eléctricos, partiendo de su modelación, simulación y evaluación de resultados.

1.1 Objetivo General

- Realizar un estudio y análisis de las propuestas de modelación para la solución del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo (DHT-CP) a través de una investigación bibliográfica.

1.2 Objetivos Específicos

- Realizar una investigación bibliográfica relacionada con los diferentes modelos matemáticos y métodos de solución del DHT-CP propuestos en la literatura técnica.
- Elaborar una base de datos información del SNI para el desarrollo de estudios de DHT-CP.
- Realizar estudios de DHT-CP, aplicados al SNI, empleando las herramientas de código abierto.
- Elaborar documento escrito final del Trabajo de Integración Curricular y presentación a la comunidad politécnica.

1.3 Alcance

Investigación Bibliográfica

Recopilación de información bibliográfica en libros, artículos técnicos, revistas especializadas, tesis relacionadas con la modelación matemática y métodos de solución del DHT-CP. Se realizará el análisis y organización de la información recolectada. Para la sistematización de la información recopilada, se elaborará un documento resumen de los diferentes modelos y métodos de solución del DHT-CP considerando: formulación matemática, restricciones del modelo, función objetivo, algoritmos y métodos de solución, tiempos de cálculo, sistemas de prueba, citación e impacto del artículo.

Adicionalmente, se recopilarán herramientas computacionales de libre acceso y código libre que permitan realizar estudios de DHT-CP. Se compilará información del lenguaje de programación, formulación matemática y métodos de solución implementados, sistemas de prueba disponibles, información de entrada y resultados que entrega la herramienta.

Elaboración De Base De Datos Del SNI Para Estudios De DHT-CP

Se recopilará información relacionada con el SNI de instituciones del sector eléctrico ecuatoriano como CENACE, ARCONEL, TRANSLECTRIC y de artículos técnicos, tesis, etc. La información recopilada será validada y almacenada en archivos de EXCEL considerando un formato que permita su exportación y uso por parte de las herramientas de cálculo identificadas en la etapa de revisión bibliográfica.

Estudios De DHT-CP En El SNI Usando Herramienta De Software Libre

En base del análisis de las características de las herramientas de software libre que permiten realizar estudios de DHT-CP, se definirá una para ser aplicada al SNI. Se elaborarán los archivos de datos de entrada necesarios, considerando la base de datos desarrollada.

Se realizarán estudios del DHT-CP aplicados al SNI considerando escenarios de alta y baja hidrología, tomando en cuenta un horizonte de estudio de 24 horas. Los resultados obtenidos serán comparados con los de un despacho económico diario elaborado por CENACE.

Elaboración de documento escrito y presentación del proyecto a la comunidad politécnica.

La componente de este proyecto considera la diseminación de resultados a través de presentación a pares y la elaboración de un documento escrito final, que resuma las actividades realizadas y presente las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Planificación Operativa Energética del Sistema Nacional Interconectado

La operación del sistema eléctrico no solo se enfoca en la satisfacción de la demanda actual, si no que, una adecuada planificación del sistema define una correcta operación del sistema en diferentes periodos de tiempo (corto, mediano y largo plazo), tal que, la planificación de la operación del sistema en cada periodo de tiempo involucra una correlación en los distintos plazos temporales. Tal planificación se lleva a cabo por el operador del sistema (CENACE) tal como lo estipula el literal ii) del Artículo 24 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Artículo 6 del Capítulo II del Reglamento del Despacho y Operación del SIN [1].

La planificación a mediano plazo de la operación del sistema tiene por objetivo principal la operación óptima de los embalses y el uso adecuado de los recursos disponibles para la generación, tomando en cuando planes de mantenimiento de los elementos del sistema, variabilidad de la demanda y aleatoriedad de la oferta y precios de combustibles, para minimizar costos operativos, riesgos de falla, y vertimientos de embalses [2].

Esta planificación se ejecuta entre los meses de enero, abril, julio y octubre (actualización cada 3 meses o en un menor tiempo de ser necesario). Tras cada actualización se debe elaborar un informe en el que se incorpore información vigente y actualizada de las proyecciones de demanda, estadística hidrológica, costos operativos, características de las centrales de generación y red eléctrica, e información adicional que el operador considere necesaria [1].

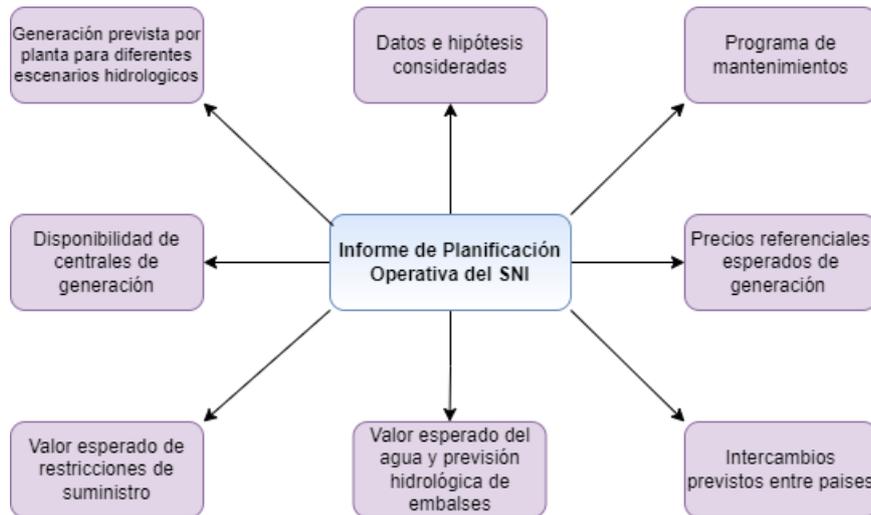


Figura 2.1. Informe de planificación operativa del SNI [1]

2.2 Horizonte de la Planificación Operativa Energética

Entre los estudios realizados en las etapas de planificación se tienen:

- Estudio de estado transitorio y dinámico

Se analiza la respuesta del sistema, a partir de una condición operativa específica, ante la presencia de perturbaciones de media o gran magnitud mediante el uso del programa de estabilidad [1].

- Estudio de estado estacionario

Por medio del uso de los programas de flujos de potencia convencional y óptimo, este último empleado para implementar el tap de referencia y voltajes objetivos de las unidades generadoras. A partir de los resultados obtenidos se define el perfil de voltaje, cargabilidad en líneas y transformadores, generación de potencia reactiva y demás variables requeridas en el análisis del estado estacionario [1].

- Análisis de pequeñas perturbaciones

Este estudio emplea el programa de análisis dinámico con el cual se genera una representación lineal de los elementos antes una condición operativa específica, esta linealización permite calcular los valores y vectores propios y junto a los factores de participación de cada planta es posible estudiar el comportamiento dinámico de las oscilaciones que pueden ser sobre amortiguadas, sub amortiguadas o críticamente amortiguadas. Con ello se puede recomendar ajustes en los sistemas de control o limitar

las transferencias del sistema de transmisión, en caso de presentar poca o ninguna amortiguación, y de esta manera lograr la estabilidad del sistema [1].

- Análisis de cortocircuitos

Estudia el comportamiento de los voltajes y corrientes del sistema ante una falla. Por medio del programa de cortocircuito estos resultados junto a los de estabilidad y flujos de carga permiten el control y ajuste de las protecciones.

- Análisis de transitorios

Consiste en el estudio del efecto de las maniobras de operación, sobre los elementos del sistema que puedan reducir la vida útil de los equipos o el deterioro físico.

Corto Plazo

Consiste en la planificación del sistema para la operación en un horizonte de tiempo de uno o varios días, con el objetivo de abastecer la demanda horaria, cumpliendo criterios de calidad y seguridad. Esta planificación considera los mantenimientos programados de los equipos además de implementar estrategias para el despacho económico óptimo.

Mediano Plazo

Tiene por objetivo la planificación para un horizonte de tiempo semanal a partir de una demanda repartida en periodos como base, media y punta. De igual manera en el horizonte de tiempo se busca suplir la demanda cumpliendo los criterios eléctricos de seguridad, calidad y confiabilidad. Para esta planificación se toman en cuenta voltajes de referencia en las barras del sistema, límites de transferencia de líneas de transmisión y estrategias de regulación de voltaje para garantizar una operación óptima del sistema y minimizando pérdidas eléctricas [1].

Largo Plazo

Representa la planificación operativa más compleja, de igual manera tiene por objetivo abastecer la demanda de un horizonte de tiempo de un año o más, para ello se requiere de una proyección precisa de la demanda y mediante estudios de estado estacionario, dinámico y transitorio se realiza una planificación que considera el estado futuro del sistema (elementos aún no operativos o en estado de construcción).

2.3 Programación de Sistemas Hidrotérmicos

La programación de operación a corto plazo de un sistema hidrotérmico requiere información para detallar la metodología a implementar. Previo a la programación del sistema se requieren los valores de oferta y demanda, de potencia y energía; valores obtenidos a partir de la disponibilidad de potencia presentada por los generadores y las proyecciones de demanda calculadas por cada empresa distribuidora [1].

Cada central hidráulica debe presentar su oferta en la generación proporcionando datos de:

- Programación de mantenimiento semanal
- Predicción de caudales [m^3/seg] diaria
- Restricciones operativas:
 - Límites de generación de cada unidad (máximo y mínimo)
 - Tiempo mínimo de parada después del que se puede realizar un nuevo arranque
 - Tiempo mínimo de operación
 - Margen de reserva de embalses
 - Potencia efectiva
- Restricciones aguas abajo, embalses y otras adicionales que puedan afectar la programación a corto plazo.

En cuanto a los generadores térmicos en su informe de oferta de generación deben indicar:

- Programación de mantenimiento
- Disponibilidad de combustibles (gl)
- Restricciones operativas
 - Límites de generación (máximo y mínimo)
 - Tiempos de arranque y parada
 - Tiempo mínimo de operación
 - Potencia neta efectiva

- Previsión de precios futuros de combustibles

Los datos de predicción de la demanda otorgados por las distribuidoras se presentan con la proyección semanal con resolución horaria, los requerimientos de generación forzada y restricciones eléctricas, además de las demandas presentadas por las distribuidoras. Los grandes consumidores que se alimentan directamente de la red deben obligatoriamente presentar sus proyecciones de potencia con resolución horaria para un horizonte de tiempo semanal [1].

Centrales Hidroeléctricas

Tomando en cuenta la información necesaria para la programación hidrotérmica, el problema supone restricciones tanto por parte de los elementos del sistema como también restricciones operativas para etapas futuras, como se explicó con anterioridad. La naturaleza estocástica de los sistemas hídricos (centrales de pasada, embalse y de bombeo) supone que la programación del sistema considere los datos históricos para la toma de decisiones que afecten de manera positiva a las etapas futuras [2].

Tal es el caso de los costos operativos referentes de las centrales hidroeléctricas de embalse, cuya capacidad de reserva de energía supone restricciones especiales en cuanto al uso de los embalses para desplazar la dependencia de las centrales térmicas [3]. De esta forma, al contrario de lo que comúnmente se piensa que el agua almacena en los embalses no tiene costo, este reservorio tiene un costo de oportunidad asociado, es decir, se debe tomar en cuenta que las reservas pueden satisfacer una demanda elevada presente a riesgo de una condición hidrológica futura que puede generar un déficit de agua en embalses, una operación adecuada o también un vertimiento de embalses por exceso de agua (Figura 2.2 **Figura 2.2.** Relación entre uso de reserva de embalses y condición hidrológica para costos futuros).

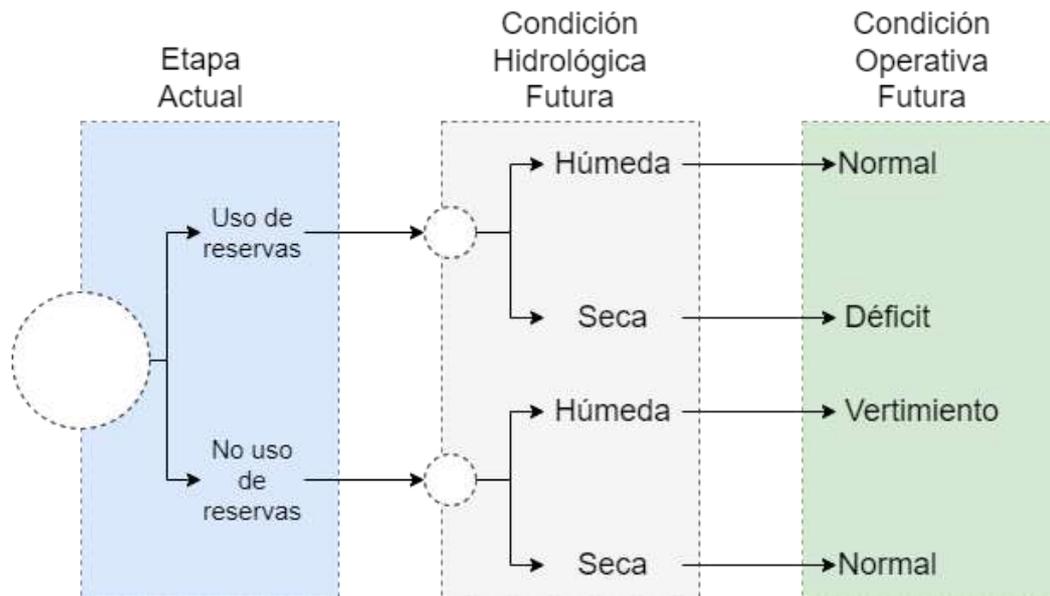


Figura 2.2. Relación entre uso de reserva de embalses y condición hidrológica para costos futuros [3]

La decisión en el uso de reservas de los embalses de las centrales hidroeléctricas plantea directamente los costos asociados a esta decisión, es así que surgen los términos: costo inmediato (CI) y costo futuro (CF), asociados directamente al uso o desuso de las reservas de agua con las reservas disponibles al final del periodo programado.

- Costo inmediato de operación (CI)

Este costo se relaciona con los costos operativos de las centrales térmicas a lo largo del periodo analizado, tal como se observa en la Figura 2.2, el uso de las reservas de agua durante el periodo supone una reducción en la operación de centrales térmicas, reduciendo de esta manera los costos operativos durante el periodo programado y aumentando el CI al final del periodo, en caso de no haber usado en gran parte las reservas [3].

- Costo futuro de operación (CF)

El CF se relaciona con los costos de generación térmica para el siguiente periodo de análisis. Es decir, estos costos serán menores al final del periodo programado ya que se dispone de una mayor reserva de agua para la siguiente etapa, suponiendo así un menor uso de centrales térmicas en el futuro. Pero, por el contrario, si se usa las reservas durante el periodo actual, el costo futuro será mayor por el déficit en la reserva de los embalses [4].

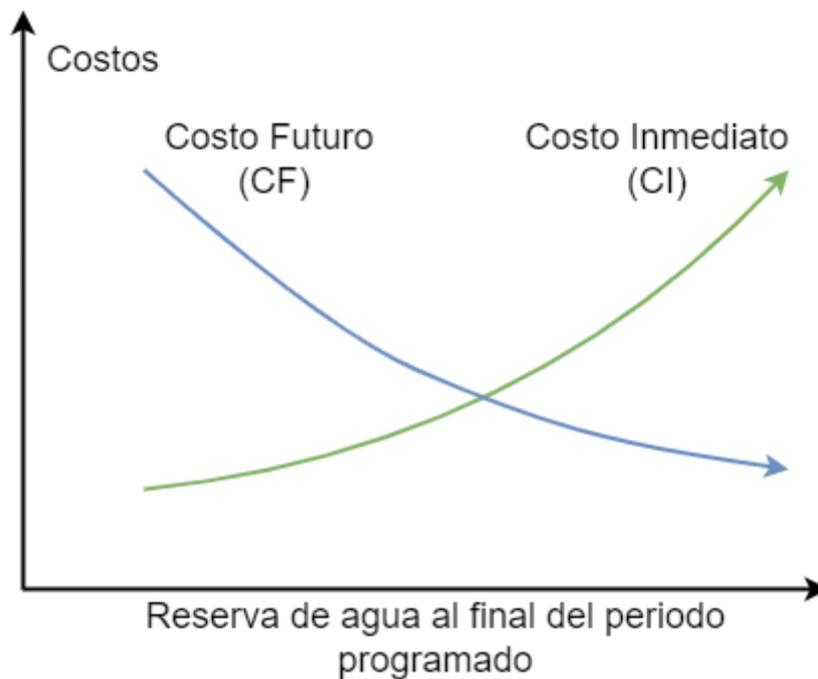


Figura 2.3. Costos inmediato y futuro de operación contra agua almacenada [6]

2.4 Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo

El objetivo principal del despacho hidrotérmico es el de abastecer la demanda energética en cada intervalo de tiempo al menor costo, debido a que el sistema varía continuamente en el tiempo, el despacho es un proceso continuo del que el operador del sistema debe continuamente estudiar el despacho y un óptimo modelo de operación del sistema tal que, establezca los recursos a emplear y en qué cantidad para satisfacer la demanda minimizando la función objetivo (costo total de operación) [5].

Resolver un despacho óptimo consiste en detallar el modo de operación de cada elemento del sistema, considerando los datos históricos, satisfaciendo la operación presente y previniendo el posible futuro. Este modelo de operación se basa en el estado dinámico del sistema en el que la historia del mismo es relevante para su futuro. La operación de un sistema dinámico genera mayor complejidad ya que cualquier decisión en el presente afecta la operación futura del sistema. En la práctica, los sistemas que almacenan energía (embalses hídricos) representan inercias en el sistema. El operador debe considerar su efecto previo al despacho, ya que la energía almacenada en los embalses puede reducir los costos operativos presentes, pero, arriesgando la operación futura (abarata el presente a costa del futuro), o esa misma energía puede reservarse para un futuro cercano empleando un recurso alternativo en el presente [2].

Para la planificación operativa del despacho hidrotérmico a corto plazo se establecen políticas de operación óptima de las centrales de generación disponibles, tomando en cuenta un uso eficiente de los recursos primarios (térmicos o hídricos), coordinación de mantenimientos de generadores y transmisores, previsión de demandas y la variabilidad en los precios de combustibles y caudales.

La resolución del problema generado para el despacho hidrotérmico óptimo puede efectuarse por varios métodos que cuentan con diferentes grados de efectividad. De manera general, pueden dividirse en métodos no recursivos y métodos recursivos. El planteo de métodos no recursivos toma en cuenta el problema y las variables de optimización para todos los intervalos de tiempo, es decir, resuelven el problema considerando todas las etapas al mismo tiempo, esta modelación no considera costos futuros de operación dificultando la solución al agregar restricciones adicionales al problema para coincidir los procesos estocásticos de cada etapa.

Por el contrario, la formulación de modelos recursivos facilita la solución al considerar los procesos estocásticos y plantear una función objetivo clara (minimizar costos o maximizar ingresos). Es decir, la función objetivo considera los valores de la etapa actual más los valores pertenecientes a la siguiente etapa (costo futuro). El término costo futuro (CF) suele referirse al valor del costo de operación del sistema desde la etapa (n) hasta el final del análisis, de manera que el planteo recursivo expresa este término como:

$$CF(n) = ce(n) + CF(n + 1) \quad (1)$$

Siendo $ce(n)$ el valor del costo directo incurrido en la etapa n.

2.5 Revisión Bibliográfica del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo

El análisis de la formulación matemática usada para la solución del DHT-CP se basa en la revisión bibliográfica realizada a varios documentos (artículos científicos, tesis, libros) relacionados con la implementación de metodologías para la solución del despacho hidrotérmico de corto plazo. El resumen de las referencias bibliográficas analizadas se encuentra en el Anexo 1, donde se detalla la función objetivo implementada y la metodología aplicada para la solución del DHT-CP.

Función Objetivo

La implementación de modelos recursivos en los que se definen una función objetivo puede solucionarse a partir de varios métodos matemáticos cuyo resultado tiene diferentes grados de precisión, de manera que, para la solución del DHT-CP se analizan diferentes métodos de solución cuya modelación matemática (función objetivo, restricciones y metodología) varía acorde los requerimientos del modelo a implementar. Sin embargo, de manera general la función objetivo a ser optimizada en la solución del DHT-CP es la de minimizar los costos de operación del sistema para satisfacer la demanda de energía.

Entre los costos incurridos en el sistema se tienen:

- Costos operativos de las centrales térmicas (combustibles, variables de operación y mantenimiento)
- Costos de importación de energía (en caso de que el sistema lo requiera),
- Costos de racionamiento (costos de falla),
- Costos asociados al uso de las reservas de agua en los embalses (costos inmediatos y futuros).

La incorporación de estos costos en la función objetivo puede analizarse en la ecuación (16), en la que se incorporan los costos actuales, futuros y de racionamiento de la energía. Sin embargo, debido a la complejidad que representa la inclusión de todos los costos asociados a la operación del sistema en la solución del DHT-CP, la mayoría de las referencias analizadas minimizan solamente los costos de operación de las centrales térmicas.

$$FO \rightarrow C_{op} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Nt} Pgt_{i,t} * C_{i,t} \quad (2)$$

Donde:

C_{op} : Costos operativos del sistema

$Pgt_{i,t}$: Potencia activa de central térmica i en el instante t

$C_{i,t}$: Costos de generación por potencia de central térmica i en el instante t

Por otro lado, el DHT-CP no solamente puede enfocarse en la minimización de los costos operativos, otros modelos de funciones objetivo incluyen la maximización de las ganancias del sistema (3), minimización de las emisiones de CO₂, SO₂ y NO₂ por parte de las centrales térmicas (4), minimización de energía usada o pérdida (5), o maximizar la potencia generada por el sistema (6) [6].

La modelación de otras funciones objetivos incorpora, en gran parte, las mismas restricciones operativas del sistema e incorpora ciertas restricciones adicionales que se ajustan a su modelación.

$$Max f = \sum_{t \in T} M_t^{SELL} * \Delta T * P_t^{SELL} \quad (3)$$

$$Min f = \alpha_{si} * \beta_{si} P_{si} * \gamma_{si} P_{si}^2 \quad (4)$$

$$Min f = \sum_{k \in K} W_{k,t}^{END} * E_s * (V_{k,0}^{INIT} - V_{k,t}) \quad (5)$$

$$Max f = \sum_{k \in K} W_{k,t}^{END} * E_s * V_{k,t} \quad (6)$$

Donde:

M_t^{SELL} : representa el precio de mercado previsto de la electricidad

α, β y γ : son coeficientes de emisión de la unidad térmica (i)

W_k^{END} : Valor marginal del agua

V_k : Niveles de agua en reservorios

E_s : Factor de conversión de energía

Restricciones Operacionales

Las restricciones operacionales son los límites y parámetros mínimos y máximos declarados por los agentes participantes del sistema para asegurar la operación segura y confiable. Entre las restricciones más implementadas en el DHT-CP se tienen:

- Balance de potencia

Representa la Ley de Kirchhoff, donde la potencia generada por el sistema (termoeléctrica e hidroeléctrica) será igual a la potencia demandada por la carga eléctrica. Generalmente, debido a la complejidad del cálculo del DHT-CP no se considera las pérdidas de potencia del sistema en equipos y líneas de transmisión, sin embargo, es posible considerar estos parámetros en la ecuación de balance de potencia (7) para obtener una solución más precisa [6].

$$\sum_{i=1}^{Nt} Pgt_i + \sum_{i=1}^{Nh} Pgh_i = P_D \quad (7)$$

La ecuación (8) es la restricción más empleada en estudios de DHT-CP por su factibilidad, además gran parte de las fuentes bibliográficas no consideran las pérdidas de potencia debido a su poca influencia en el cálculo, y a que los costos asociados a este parámetro son muy inferiores a los costos operativos totales.

Una formulación matemática alternativa que considera las pérdidas del sistema y los intercambios de potencia entre países se representa mediante (8).

$$\sum_{i=1}^{Nt} P_{gt,i} + \sum_{i=1}^{Nh} P_{gh,i} + P_{int,b} = P_D - P_L \quad (8)$$

Donde:

$P_{gt,i}$: Potencia activa de generador térmico i

$P_{gh,i}$: Potencia activa de generador hidroeléctrico i

$P_{gt,i}$: Potencia activa por importación de energía

P_D : Potencia de demanda

P_L : Pérdidas de potencia en el sistema

- Límites de generación (termoeléctrica e hidroeléctrica)

Las características técnicas de cada unidad varían con el modelo y construcción de la misma, los límites de generación garantizan la operación de la unidad dentro de una zona segura, tal que no perjudique la vida útil del equipo y garantice su óptimo funcionamiento [7]. Estos límites operativos usualmente los define el fabricante y son de primordial importancia en el DHT-CP.

$$P_{t,i}^{min} < P_{gt,i} < P_{t,i}^{max} \quad (9)$$

$$P_{h,i}^{min} < P_{gh,i} < P_{h,i}^{max} \quad (10)$$

Donde:

$P_{t,i}^{min}, P_{t,i}^{max}$: Potencia mínima y máxima de central termoeléctrica i

$P_{h,i}^{min}, P_{h,i}^{max}$: Potencia mínima y máxima de central hidroeléctrica i

- Límites de almacenamiento en reservorios de agua

La implementación de restricciones sobre las cotas mínimas y máximas de los embalses, se enfoca en la operación eficiente de las centrales hidroeléctricas; una operación óptima de la central establece una cota mínima de embalse por la energía potencial mínima para

su operación. Por otro lado, las cotas máximas de reservorios se establecen para limitar el vertimiento del recurso y los costos futuros asociados al agua [8].

De esta forma, la modelación matemática de las ecuaciones para esta restricción suele representarse a través del volumen de agua embalsado dentro de un valor mínimo y máximo adecuado para cada central hidroeléctrica (11).

$$V_{i \min} \leq V_i \leq V_{i \max} \quad (11)$$

Donde:

$V_{i \min}, V_{i \max}$: Volumen mínimo y máximo embalsado en central hidroeléctrica i

En ciertas formulaciones matemáticas, se establecen cotas máxima y mínima de la altura de caída de agua como restricción asociada a los límites de almacenamiento del reservorio. En este caso, deben modelarse la función de producción de energía de la central hidroeléctrica en función de la altura y el caudal.

$$h_{i \min} \leq h_i \leq h_{i \max} \quad (12)$$

Donde:

$h_{i \min}, h_{i \max}$: Cota mínima y máxima de caída de agua en central hidroeléctrica i

- Límites en tasa de descarga de agua

Las restricciones se enfocan en respetar los valores máximo y mínimo de la descarga de agua, asociadas a las características técnicas de la turbina – máquina motriz. Su formulación matemática se define a través de (13):

$$q_{i \min} \leq q_i \leq q_{i \max} \quad (13)$$

Donde:

$q_{i \min}, q_{i \max}$: Caudal mínimo y máximo de descarga para central hidroeléctrica i

- Reserva rodante

Los requerimientos de reserva rodante representan una fracción de la capacidad de generación de una unidad sincronizada al sistema que no está asociada a la producción energética, esta reserva se destinará a la participación de la unidad en la regulación primaria de frecuencia (RPF) y secundaria de frecuencia (RSF).

La designación de la reserva rodante permite definir la calidad del servicio eléctrico ante la presencia de desbalances de potencia entre la oferta y demanda, esta reserva se determina en función de la disponibilidad de las unidades, energía no suministrada o por

desviaciones de demanda [1]. La importancia de considerar la reserva rodante en el DHT-CP radica en los costos asociados a dicha reserva, dado que un mayor margen de reserva rodante aumenta los costos de operación, pero disminuye los costos derivados de falla por desbalances.

Los porcentajes óptimos requeridos para la RPF y RSF, en Ecuador son definidos por el operador del sistema para cada periodo estacional (seco y lluvioso). Es así que, la restricción de reserva rodante se modela como (14):

$$RG_t = \sum_{i=1}^N (Ph_i^{max} - Ph_i) \geq RRG_t \quad (14)$$

Donde:

RG_t : Reserva rodante para la hora t

RRG_t : Requerimiento de Reserva rodante para la hora t

Ph_i^{max} : Potencia activa máxima de hidroeléctrica i

Ph_i : Potencia activa de hidroeléctrica i

- Ecuación de balance hídrico

Esta restricción nace de la ley de conservación de la materia y expresa que el total de agua que ingresa a un sistema (central hidroeléctrica) debe ser igual a la cantidad que sale del mismo más un saldo diferencia de ambos valores [9]. El saldo diferencia entre los valores de volumen de agua inicial y final del embalse comprenden variables como: caudal afluente del embalse (afl), filtraciones del embalse ($filt$), evaporación ($evap$) y vertimiento en el embalse ($vert$). Todas estas variables son evaluadas en un periodo de tiempo t y con una duración del periodo (h), tal que la formulación matemática se define como (15):

$$Vol_{i,t+1} = Vol_{i,t} + h * (afl_{i,t} - Q_j(Pgh_{i,t}) - filt_{i,t} - evap_{i,t} - vert_{i,t}) \quad (15)$$

Donde:

$Q_j(Pgh_{i,t})$: caudal asociado a la potencia generada por la unidad i en el periodo de tiempo t

$Vol_{i,t+1}$: volumen del embalse al final del periodo t

$Vol_{i,t}$: volumen del embalse al inicio del periodo t

Usualmente, los balances hídricos son empleados para cuantificar el comportamiento hidrológico de una fuente de agua, permitiendo individualizar periodos de sequía o vertimiento que faciliten el cálculo del despacho energético. Sin embargo, el cálculo del balance hídrico presenta errores sustanciales en la toma de medidas y determinación de parámetros, dicha inexactitud suele representarse por un parámetro residual resultado de los errores mencionados, motivo por el cual no se considera en gran parte de las fuentes bibliográficas como una restricción en el desarrollo del DHT-CP [9].

2.6 Métodos de Optimización para el DHT-CP

Optimización por algoritmos genéticos

En términos generales, los algoritmos genéticos (AG) basan su funcionamiento en la representación de las soluciones de un problema por medio de strings, además de ejecutar una serie de operadores que se inspiran en la teoría de la evolución y leyes de la genética para una mejora continua de un grupo de soluciones aleatorias (población). Para un mejor entendimiento, este método sigue una serie de etapas en las que la población inicial va continuamente “mutando” hasta cumplir un criterio de convergencia [10].

1. Elección aleatoria de población de soluciones
2. Mutación y/o crecimiento aleatorio de elementos de la población
3. Evaluación de la calidad de soluciones
4. Competencia entre soluciones y eliminación de aquellas con baja calidad bajo un criterio de elección
5. Si cumple el criterio se finaliza, caso contrario se repite el paso 2.

Una vez creada la población inicial mediante un proceso aleatorio o bajo una selección de datos acorde al sistema, el objetivo del modelo de solución es la selección adecuada de la solución óptima. La metodología implementada debe tener la capacidad de comparar dos o más soluciones y evaluar las mismas bajo la función objetivo establecida, las restricciones del sistema y un nivel de factibilidad de la solución [3]. Este nivel de factibilidad puede agregarse a un factor de penalización por violación de restricciones, el cual puede ser constante o ajustable acorde al proceso de mutación o crecimiento de las generaciones. Para el DHT-CP, el factor de penalización puede ser modelado de manera que refleje la penalización por energía no suministrada, incorporando este factor a la función objetivo a ser optimizada [3].

Bajo este esquema, la función objetivo del DHT-CP puede plantearse como:

$$z_T = \min \left(\sum_{t=1}^T \left(\min \sum_{i=1}^{N_{UGT}} E_{i,t} * CC_i(Pt_{i,t}) \right) + \sum_{i=1}^{N_{UGT}} (CC_{enci} + C_{ap i}) \right. \\ \left. + \sum_{j=1}^{N_{UGH}} CF_j(Vol_{j,T}) + Penalización \right) \quad (16)$$

Donde:

z_T : Costo total de operación del sistema (CI + CF + Penalización)

T : número de etapas t en el horizonte de programación (etapas horarias)

N_{UGT} : Número de unidades termoeléctricas

N_{UGH} : Número de unidades hidroeléctricas de embalse

$E_{i,t}$: Estado de la unidad i en el tiempo t (1 = encendida, 0 = apagada)

$Pt_{i,t}$: Potencia suministrada por la central térmica i en el tiempo t

Programación Dinámica

El método de solución por programación dinámica y programación dinámica multi-pasada suele emplear variables con valores discretos de tiempo y valores cuantificados de las variables de estado y de control, mismas que en la programación dinámica suelen incorporar límites superiores e inferiores. En la programación dinámica convencional, las variables a optimizar se van calculando en cada etapa de tiempo discreto para todos los posibles estados en esa etapa, de manera que, el programa debe ser capaz de calcular el valor objetivo de ese estado a cada estado de la siguiente etapa de tiempo y controlar, seleccionar y almacenar la política de control óptima que proporcione el valor más óptimo [11].

En cuanto a la programación dinámica multi-pasada con aproximaciones sucesivas, se desarrolla el problema de manera que facilite la visualización de las soluciones de programación dinámica, esta técnica comienza por un proceso de decisión entre “etapas” para encontrar una política de control óptimo más robusta, la trayectoria óptima de la primera pasada es empleada como trayectoria nominal de la segunda pasada. Posteriormente, el segundo paso consiste en implementar un proceso de selección más

fino para encontrar una política más fina. En cuanto a los valores de estado admisibles durante el segundo paso, incluye valores de la trayectoria nominal e incorpora los estados con unidades más finas, de manera que, llega un momento en el que se alcanza una etapa en el que el incremento de estado no se refina y la trayectoria óptima puede encontrarse en el límite de estados admisibles. Existe la posibilidad que esa trayectoria óptima se encuentre fuera de límites, generado que se realicen pasadas adicionales sin refinamiento de estados para cada paso con la trayectoria óptima del paso anterior, hasta llegar a una trayectoria óptima sin cambios, dando así una convergencia si esta condición se cumple para cada unidad de generación [12].

La diferencia con la programación dinámica convencional es que la aproximación sucesiva se basa en mantener constante un subconjunto de variables y realizar la optimización (maximización o minimización) respecto al resto de variables e invirtiendo el proceso de manera iterativa hasta llegar a la convergencia por medio del “filtrado” de soluciones a partir de la selección de las políticas y trayectorias implementadas. Usualmente, la función objetivo se modela, para ambas técnicas, de la siguiente manera [13].

$$\text{Min } CT = \sum_{j=1}^{j_{max}} n_j \sum_{i=1}^N C_i(PF_{ij}) \quad (17)$$

Donde:

CT: Costo total de producción

n_j: Número de horas en el tiempo *j*

C_i: Costo de operación de cada unidad térmica

PT_{ij}: Potencia generada por la unidad térmica *i* en el tiempo *j*

Método de Punto Inferior (MPI)

El método parte de un estado inicial en que se predicen direcciones de búsqueda dentro un poliedro convexo hacia un óptimo local x^* , que posteriormente se corrigen para mejorar el método y optimizar el proceso de búsqueda de la mejor solución [5].

Este método suele ser implementado en problemas de simulación lineales y no lineales, en el caso del DHT-CP suelen implementarse métodos de punto interior de alto orden como: Método Primal, Método Predictor – Corrector (MPC) y el Método Predictor con Múltiples Pasos de Corrección (MPMC) [5]. En este tipo de métodos, la función objetivo se desarrolla

de manera que considere los costos inmediatos de operación de las plantas de generación térmicas:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} \varphi_{i,t}(P_{i,t}) \quad (18)$$

Donde:

i: asocia a las plantas térmicas

φ : Función de costo de plantas térmicas

P: Potencia generada por la unidad térmica

2.7 Herramientas de código abierto para el DHT-CP

HydroPowerModels

La herramienta de simulación HydroPowerModels basa su funcionamiento bajo la optimización de sistemas por medio de la Programación Dinámica Estocástica Dual por sus siglas en inglés (SDDP). Esta herramienta computacional se maneja de forma similar a la herramienta SimSEE la cual maneja cada proceso a partir de varios ejecutables. En este caso, la especificación de problemas y formulación modelación del sistema se realiza a través de PowerModels.jl y PowerModels.json para la descripción de la red eléctrica [14].

La plataforma PowerModels.jl facilita la evaluación computacional de la formulación y modelación de sistemas eléctricos, cuyo código permite desacoplar las especificaciones del problema de la formulación del sistema. Es decir, el sistema permite definir varias formulaciones de sistemas eléctricos y para su posterior evaluación y comparación en un sistema central [14]. La descripción de la red e información adicional se realiza por archivos *.json con la notación de MatPower agregando también información extra que el sistema pueda requerir como un modelo de operación hidrotérmica, mismo que tenga agregado el gráfico de políticas, los datos del sistema y los parámetros de planificación [14].

De esta manera las especificaciones del problema que se pueden realizar en el programa son:

- Flujos de Potencia (PF)
- Flujo Óptimo de Potencia (OPF)
- Conmutación Óptima de Transmisión (OTS)

- Planificación de la Expansión de la Red de Transmisión (TNEP)

PSR

La empresa ofrece un conjunto de herramientas computacionales para la simulación del despacho hidrotérmico y demás análisis de sistemas eléctricos, todas ellas con licencia de pago. Se adapta a la representación de los sistemas eléctricos bajo incertidumbre, con múltiples tecnologías de generación, toma en cuenta la disponibilidad de las energías primarias de cada tipo de generación y las restricciones del sistema de transmisión de energía. Las herramientas implementan técnicas de optimización estocástica (SDDP) para la solución de los problemas operativos y de planificación [15].

- SDDP

La programación dinámica dual de procesos estocásticos suele emplearse en los estudios de operación de sistemas eléctricos en el corto, mediano y largo plazos, teniendo en cuenta la característica estocástica del sistema y el menor costo de operación de este, considerando para ello:

- Los detalles y restricciones operativas de las centrales hidroeléctricas y térmicas
- Representación de mercados eléctricos
- Incertidumbre hidrológica, empleando modelos estocásticos de los afluentes de agua que alimentan las centrales hidroeléctricas, considerando características hidrológicas como estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas, etc. [15]
- Modelación detallada de la red de transmisión, considerando los límites de flujo de potencia, leyes de Kirchhoff, pérdidas eléctricas, restricciones de seguridad, etc.
- Variación de carga por nivel de carga y por barra
- Política de operación de costo mínimo, que es la función objetivo a optimizar

La metodología de solución representa la función de costo futuro como una función de carácter lineal por partes, ocasionando que no sea necesario enumerar las posibles combinaciones de niveles de los embalses, permitiendo de esta manera, hallar la solución óptima de un sistema estocástico con una gran cantidad de centrales hidroeléctricas [15].

SimSEE

Es una herramienta computacional de código abierto, empleada por agentes generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores, administradores, operadores y grandes consumidores del sistema eléctrico [16]. Esta herramienta permite la simulación de varios casos de estudios para su posterior aplicación en:

- Planificación de inversiones (largo plazo)
- Evaluación de proyectos
- Programación de operación de mediano plazo
- Determinación de precio y riesgo de contratos
- Programación diaria y semanal (corto plazo)
- Programación en tiempo continuo
- Cálculo de tarifas

SimSEE ejecuta la misma simulación en intervalos de tiempo definidos dependiendo del horizonte de tiempo (largo, mediano o corto plazo). Es decir, si se ejecuta una simulación para varios años (largo plazo) los pasos de tiempo óptimos son diarios o semanales, por el contrario, si se ejecuta una simulación en corto plazo (semanas o meses) los intervalos de tiempo deben ser horarios [17]. Las simulaciones realizadas por el programa se basan en la implementación de dos elementos fundamentales (actores y fuentes) que participan en una “sala de juegos” que es el espacio donde se realiza la simulación.

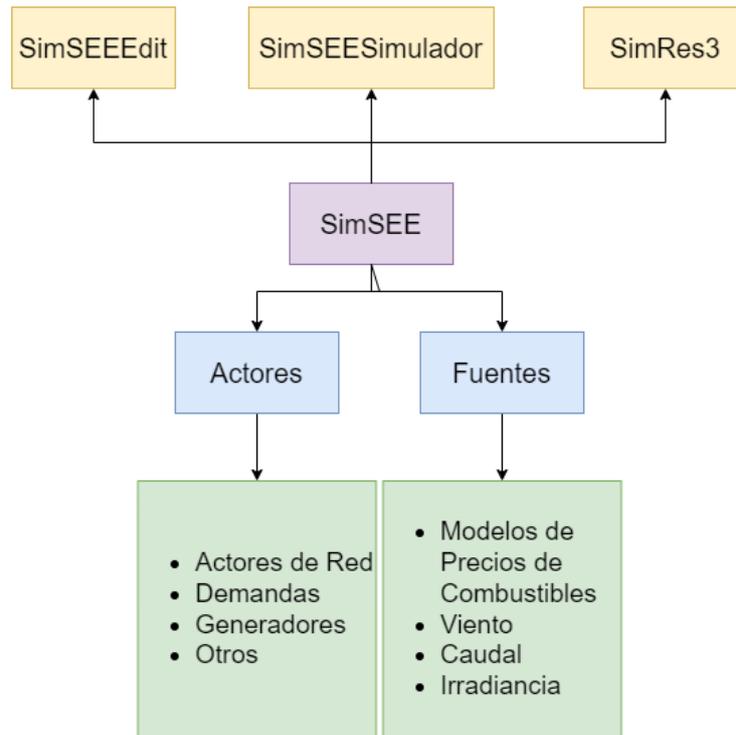


Figura 2.4. Estructura de Sala en SimSEE [Autor]

Los actores son los elementos que “manejan la energía” clasificados como:

- Actores de red: Nodos y Arcos
- Demandas: Elementos que extraen energía del nodo.
- Generadores: Elementos que inyectan energía al nodo (Centrales de generación)
- Otros: Modelos de mercados internacionales, bancos de baterías o modelos de usos de energías gestionables.

Por otro lado, las fuentes son elementos que generan valores numéricos, entre ellos están: precios de combustibles, velocidad del viento, irradiancia, etc.

Los procesos estocásticos son aquellos que no pueden predecirse y se tratan de un conjunto de valores aleatorios dependientes de un argumento o parámetro. Dado que los sistemas eléctricos tienen procesos estocásticos (aportes hidráulicos de las represas, estado de rotura o reparación de máquinas), genera que el resultado de simulación del sistema sea igual a un proceso estocástico [17]. La simulación de un sistema con procesos estocásticos en SimSEE se llama Crónica simulada, de esta forma la representación de una variable tras un proceso de varias crónicas se realiza por medio de una matriz en la que los datos del tiempo se representan en filas y los resultados de cada crónica se ingresan en las columnas, llamando así a la representación de una variable como “Variable Crónica”.

La herramienta SimSEE requiere de una etapa de optimización previa de la sala para la ejecución de una crónica, esta etapa es conocida como “Corrida” y requiere definir el instante inicial e instante final para la simulación. Una de las ventajas principales de esta herramienta es la de crear varias capas y con ello diferentes escenarios que permiten en una misma sala simular distintos modos de operación del sistema [17].

3 METODOLOGÍA

A partir del análisis bibliográfico relacionado con la formulación matemática del DHT-CP y los métodos de solución, en este capítulo se explica la metodología y el proceso de modelación y simulación de sistemas eléctricos usando la herramienta computacional SimSEE.

3.1 Modelación de Sistemas Eléctricos en SimSEE

Modelación en software SimSEE

El estudio de sistemas eléctricos a partir de la modelación y simulación en herramienta SimSEE facilita la planificación operativa en horizontes de tiempo de corto y largo plazo, variando desde un día a varias semanas, meses o años.

La modelación de los actores y fuentes del sistema se realizan por medio del binario "SimSEEEedit", esta herramienta cuenta con interfaz gráfica que permita al usuario visualizar los actores y las conexiones entre ellos.

En la pantalla principal de la SimSEEEedit se presentan varias pestañas, como se observa en la Figura 3.1, cada pestaña permite la modelación de un parámetro específico del sistema.



Figura 3.1. Interfaz SimSEEEedit "Pestaña Variables Globales" [Autor]

- *Variables Globales:* A través de esta pestaña se modelan los tiempos para la simulación y optimización del sistema. Adicionalmente, en esta pestaña se selecciona el paso de tiempo para la optimización del sistema. El paso de tiempo

debe ajustarse acorde al horizonte de simulación , si se trata de un horizonte de mediano o largo plazo el paso de tiempo se realiza en horas, mientras que, si se trata de un horizonte a corto plazo, el paso de tiempo se realiza en minutos.

Si el paso de tiempo tiene un detalle horario se deben seleccionar el número y duración de los postes, esto para clasificar las etapas de la demanda en la simulación. Por otro lado, para un paso de tiempo en minutos se debe establecer la duración del paso, que para una demanda con detalle horario puede ajustarse entre 30 o 60 minutos. No es recomendable seleccionar un paso de tiempo horario ya que el sistema considera para la simulación un promedio diario para la demanda pese a que esta se encuentre detallada en horas.

- **Fuentes:** La siguiente pestaña, permite la incorporación de diversos tipos de fuentes (constantes, gaussianas, uniforme, de combinación, CEGH, entre otras). Estas fuentes facilitan la modelación de los actores, ya que agregan aleatoriedad o la característica estocástica de las fuentes (irradiancia, influjos, viento, etc.) con las que trabajan los actores.

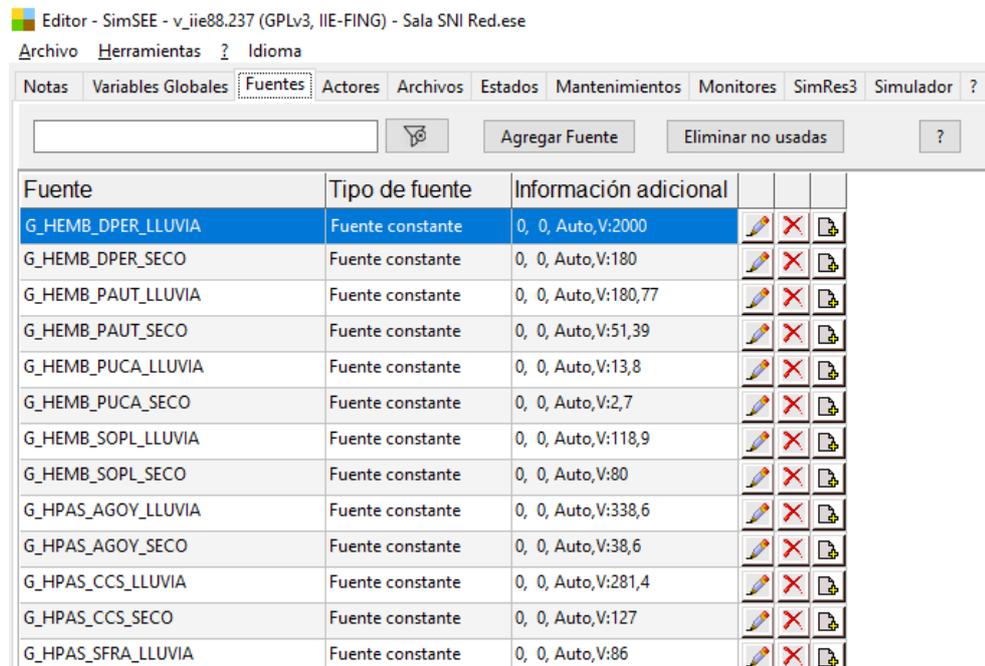


Figura 3.2. Interfaz SimSEEdit “Pestaña Fuentes” [Autor]

- **Actores:** En esta pestaña se modelan los diversos actores que participan activamente en el sistema (nodos, arcos, generadores, demandas, etc.)

Cada actor tiene diferentes modelos de simulación que se ajustan al tipo de estudio a realizar, base de datos que manejan o el horizonte de tiempo a simular. En primer lugar, deben modelarse todas las barras del sistema, cada actor debe especificarse la barra a la que se conecta. Cabe recalcar que en esta herramienta no influyen los niveles de voltaje y valores de corriente que maneja el sistema, por lo que, en caso de existir entre dos barras un transformador este se modela como un arco más.

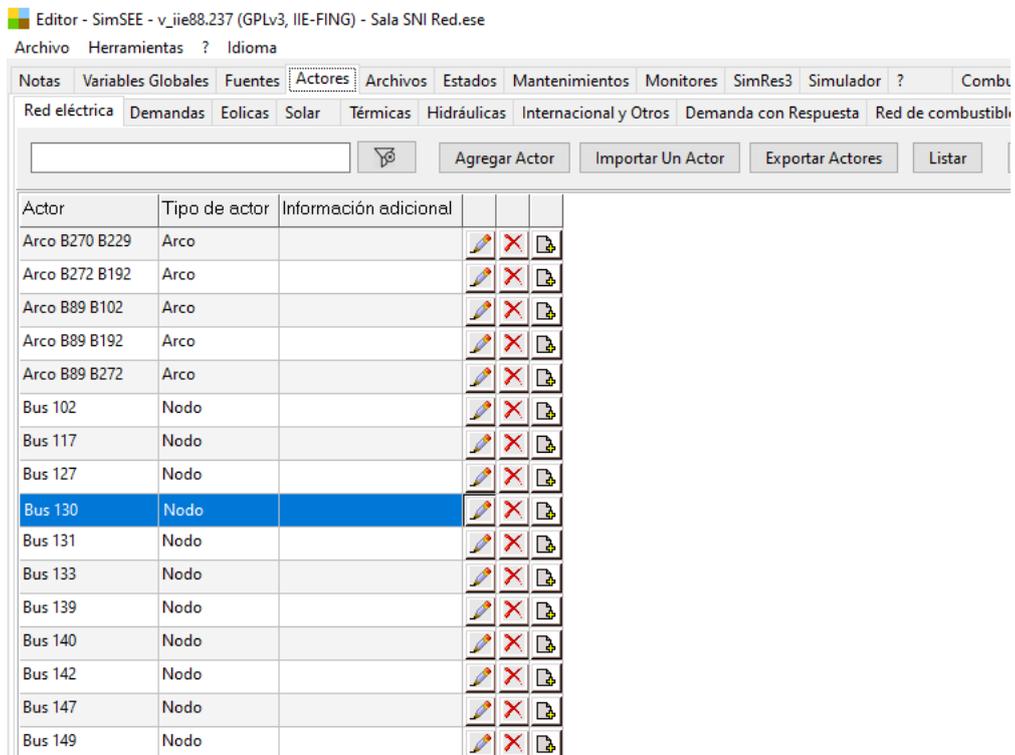


Figura 3.3. Interfaz SimSEEdit “Pestaña Actores” [Autor]

Otro aspecto fundamental en el proceso de modelación del sistema, es el procesamiento y manejo de resultados. SimSEE para este proceso cuenta con un binario ejecutable llamado “SimRes3” el cual puede ser ejecutado directamente desde “SimSEEdit” y en el cual se seleccionan los índices de cada actor del sistema.

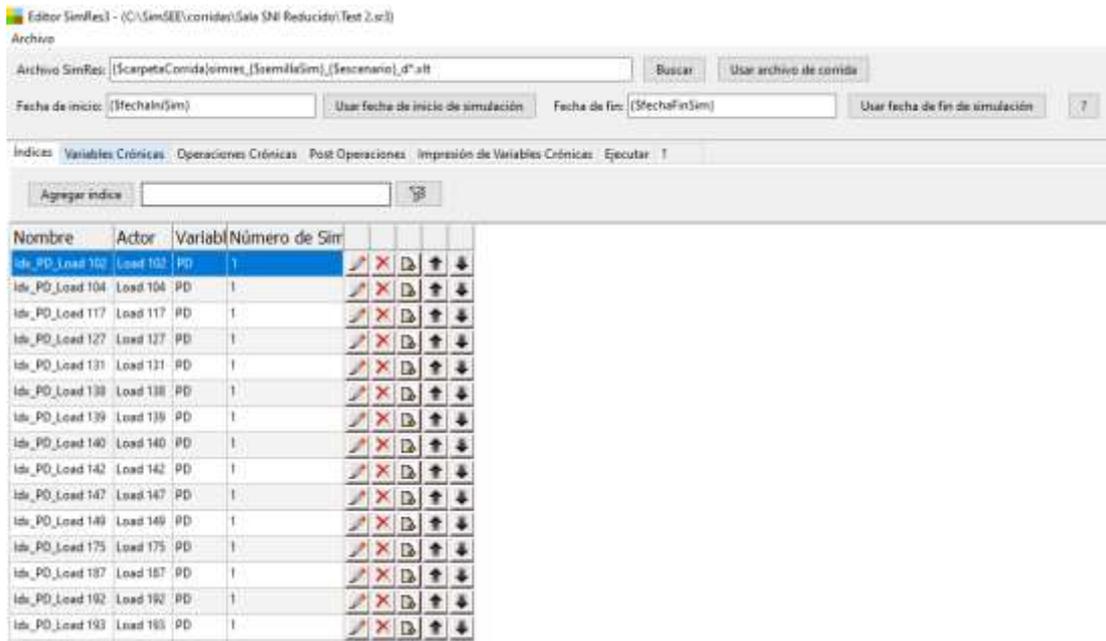


Figura 3.4. Interfaz SimRes3 “Pestaña de Índices” [Autor]

Dentro de la ventana de SimRes3 se tienen varias pestañas, cada una facilita la obtención y manejo de resultados de simulación. En primer lugar, se deben obtener los índices de cada actor del sistema. Estos índices representan las variables de cada actor (Potencia, Costo marginal, Costo por penalidad, etc.), para la simulación se requieren principalmente los valores de potencia de los generadores, potencia de demanda de las cargas (se recomienda no seleccionar únicamente la potencia ya que al ser el valor demandado de la barra este tiene signo negativo), y por último, el costo marginal de cada barra. Este costo marginal es el resultado de la operación de los generadores para satisfacer la demanda y en casos de no abastecimiento se consideran los costos por penalidad de las máquinas de falla.

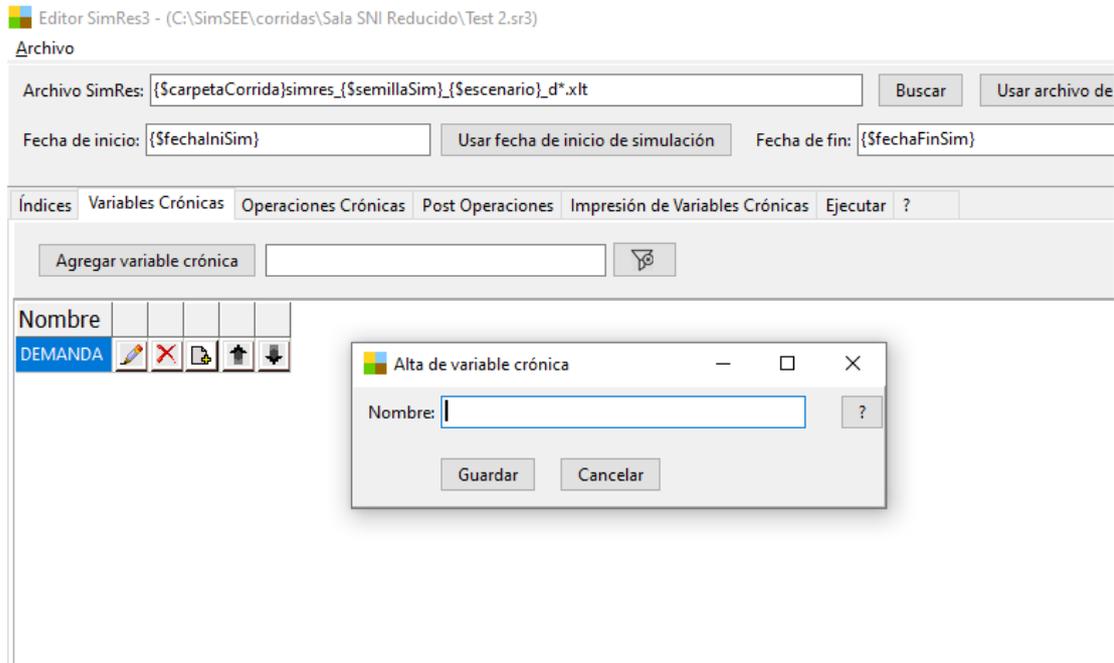


Figura 3.5. Interfaz SimRes3 “Pestaña de Variables Crónicas” [Autor]

Una vez obtenidos los índices que se necesitan en la simulación, se debe crear la variable en la que se escribirán los valores de los índices y las operaciones que con ellos se realicen. Para ello es posible manejar una variable para cada índice o manejar una variable global en la que se registre el valor de potencia, demanda o costos total del sistema, como resultado de la suma de cada índice.

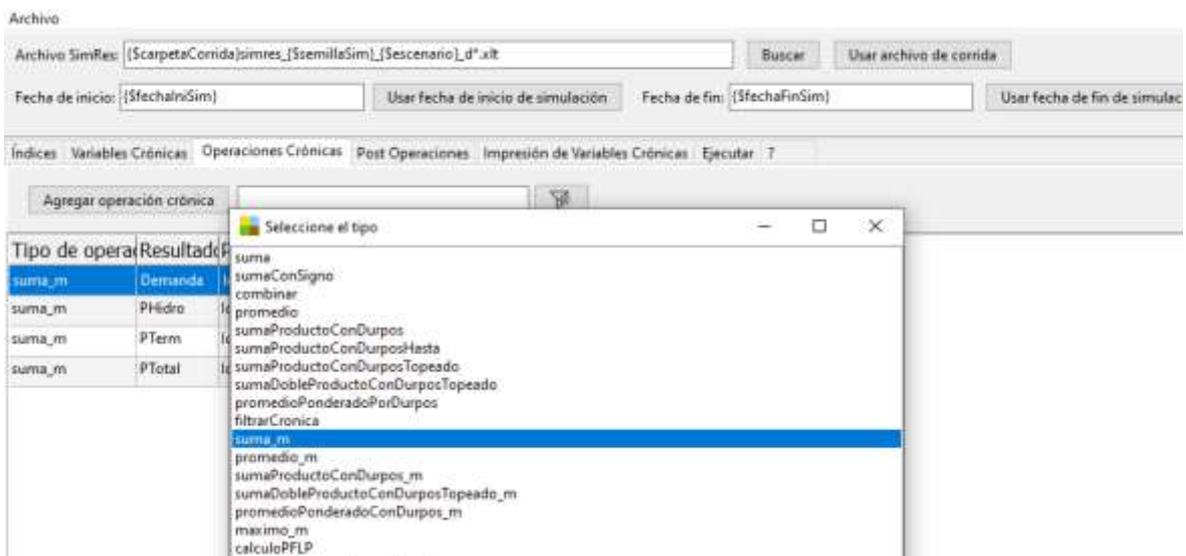


Figura 3.6. Interfaz SimRes3 “pestaña de Operaciones Crónicas” [Autor]

En la pestaña operaciones crónicas, se manejan las operaciones realizadas con los índices obtenidos en un inicio y cuyo resultado se deposita en las variables creadas en la pestaña anterior. Para la obtención de la potencia o costo total de un grupo de actores, se emplea la operación “suma_m” esta operación realiza la suma de cada índice y con ello se obtiene el valor total de los actores para el índice seleccionado.

Para la visualización de resultados, en la pestaña de impresión de variables crónicas se puede seleccionar la forma en la que se quiere imprimir los resultados obtenidos, sea a través de un histograma, una matriz de datos o una gráfica de cada variable en función del tiempo (opción “CompararValoresMultiplesCronVars”). Esta última opción permite graficar la variación de la variable crónica en función del tiempo como un gráfico de áreas apiladas o un gráfico de dispersión y, además, graficar más de una variable en la misma hoja para compararlas.

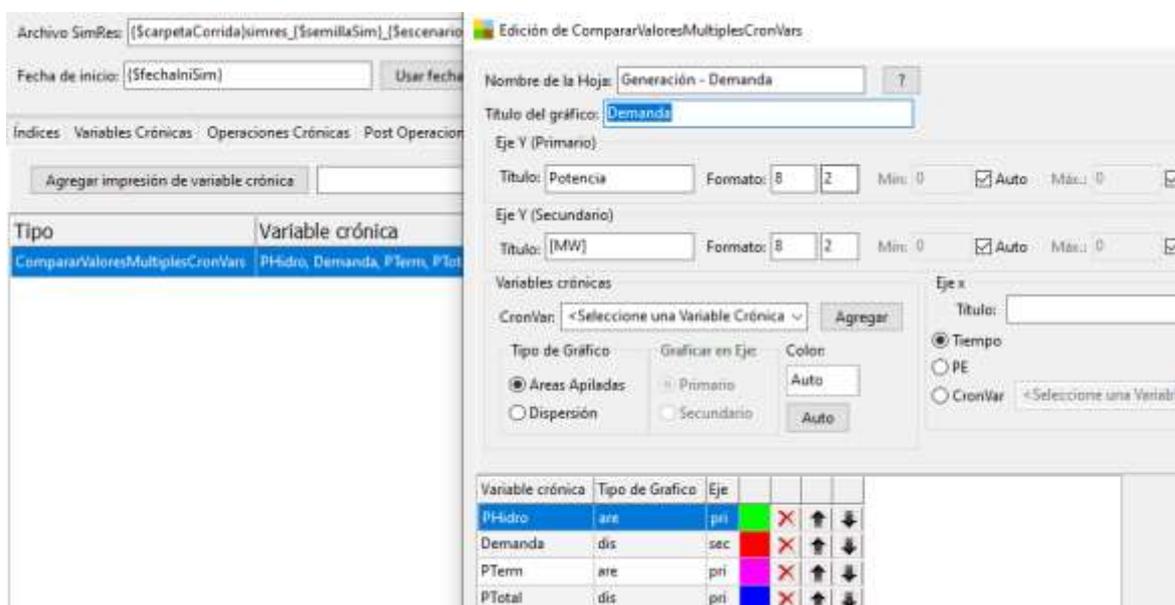


Figura 3.7. Interfaz SimRes3 “Pestaña Impresión de Variables Crónicas” [Autor]

Por último, desde la ventana de SimSEEdit se puede acceder a la ventana del binario SimSEESimulador en la que se ejecuta la optimización y simulación del sistema para posteriormente imprimir los resultados.

4 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Implementación de Sistema de Prueba IEEE 14 Barras en SimSEE

El sistema de prueba IEEE 14 Barras es un sistema típico empleado para el estudio de sistemas eléctricos de potencia, en este caso se modela el sistema en SimSEE como un modelo de prueba para la solución del despacho hidrotérmico de corto plazo.

Este sistema cuenta con:

- 3 generadores hidroeléctricos
- 2 generadores termoeléctricos
- 2 transformadores de dos devanados
- 1 transformador de tres devanados
- 11 cargas

Para la modelación en SimSEE se modificó el sistema, donde los transformadores se modelan como arcos de conexión y la barra 8 (en la que se conecta el tercer devanado del transformador y una de las centrales hidroeléctricas) se elimina y el tercer devanado del transformador se toma en cuenta como la barra 7, en la que se conecta el generador, y a las barras 4 y 9.

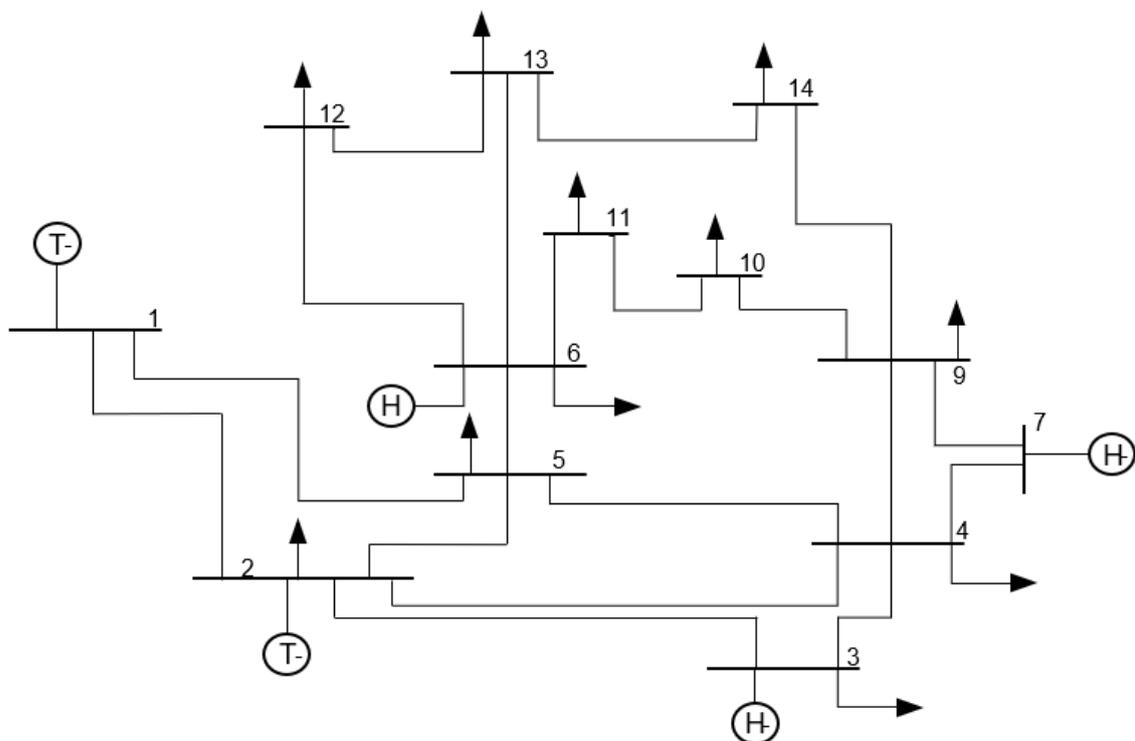


Figura 4.1. Diagrama de Sistema de 14 Barras Modificado [Autor]

En la figura se presenta el diagrama del sistema de prueba IEEE 14 barras modificado para la modelación en SimSEE. Para la modelación de las variables técnicas de cada componente se emplean las tablas de parámetros asociadas a cada demanda y generador.

En cuanto a los generadores hidroeléctricos, se los modela como centrales de embalse y los parámetros de diseño (altura, caudales, cotas de operación y vertimiento, entre otros) se modelan a partir de los parámetros de diseño de centrales de embalse que se emplean en sistemas de prueba disponibles en la página oficial de SimSEE.

Tabla 1. Parámetros de Generadores de Sistema de 14 Barras [Autor]

ID	Bus	Tipo	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Costos Op [\$/MWh]
GH_1	Bus_0001	Hidro	30,0	280,0	12,2
GH_2	Bus_0002	Hidro	40,0	150,0	15,3
GH_3	Bus_0003	Hidro	25,0	110,0	10,2
GT_1	Bus_0006	Termo	20,0	150,0	30,6
GT_2	Bus_0008	Termo	10,0	100,0	35,7

La Tabla 1 presenta las variables técnicas de las centrales de embalse empleadas para la modelación de los generadores en el sistema de prueba.

Tabla 2. Parámetros técnicos de generadores hidroeléctricos

Referencia	Eficiencia [MW/hm ³]	Influjos naturales [m ³ /s]	Volumen inicial [Hm ³]	Volumen máximo [Hm ³]	Volumen mínimo [Hm ³]	Potencia Subida [MW]	Caudal mínimo [m ³ /h]	Caudal máximo [m ³ /h]
GH_1	0,012	0,694	3,20	8,00	1,80	30,00	38,33	416,67
GH_2	0,014	0,778	3,50	7,00	1,10	40,00	23,33	200,00
GH_3	0,013	0,611	3,80	6,00	1,20	30,00	18,33	233,33

Las demandas del sistema se modelan para tres días a partir de una demanda base, esta demanda presentada en la tabla se suma o resta por una fuente constante para variar entre demandas. Después del modelado del archivo de SimRes3 se realiza la simulación para el despacho de uno de los tres días modelados y con ello la obtención de resultados.

Tabla 3. Demanda detallada con pasos horarios

Día 1	Día 2	Día 3
13,48	33,7	53,92
12,64	31,6	50,56
10,20	25,5	40,80
8,40	21	33,60
7,60	19	30,40
8,44	21,1	33,76
9,28	23,2	37,12
12,56	31,4	50,24
13,44	33,6	53,76
10,08	25,2	40,32
11,24	28,1	44,96
12,60	31,5	50,40
15,12	37,8	60,48
15,12	37,8	60,48
14,32	35,8	57,28
13,48	33,7	53,92
15,16	37,9	60,64
18,56	46,4	74,24
22,80	57	91,20
19,32	48,3	77,28
17,60	44	70,40
14,40	36	57,60
12,00	30	48,00
10,16	25,4	40,64

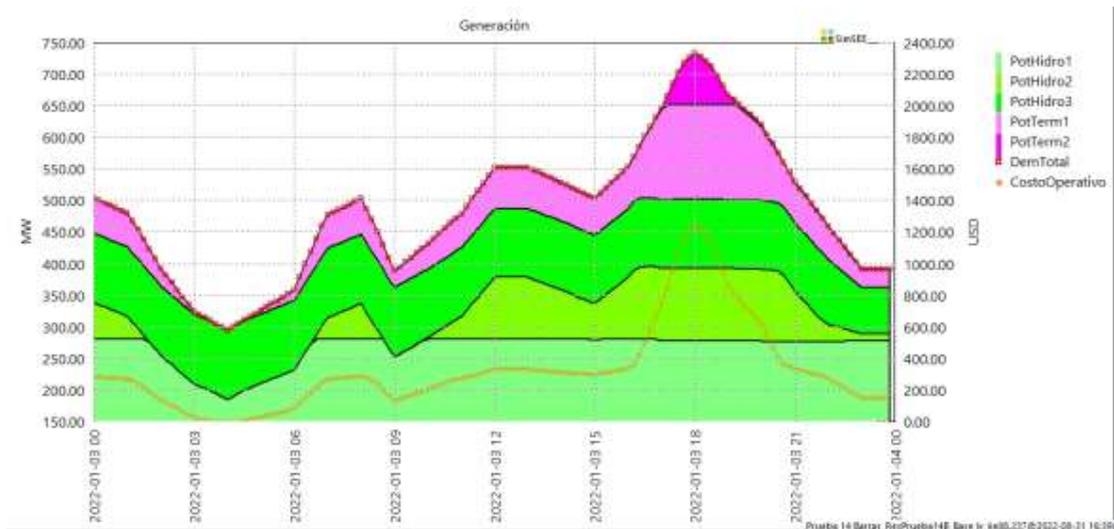


Figura 4.2. Resultados simulación despacho hidrotérmico Sistema IEEE 14 Barras

Época Lluviosa

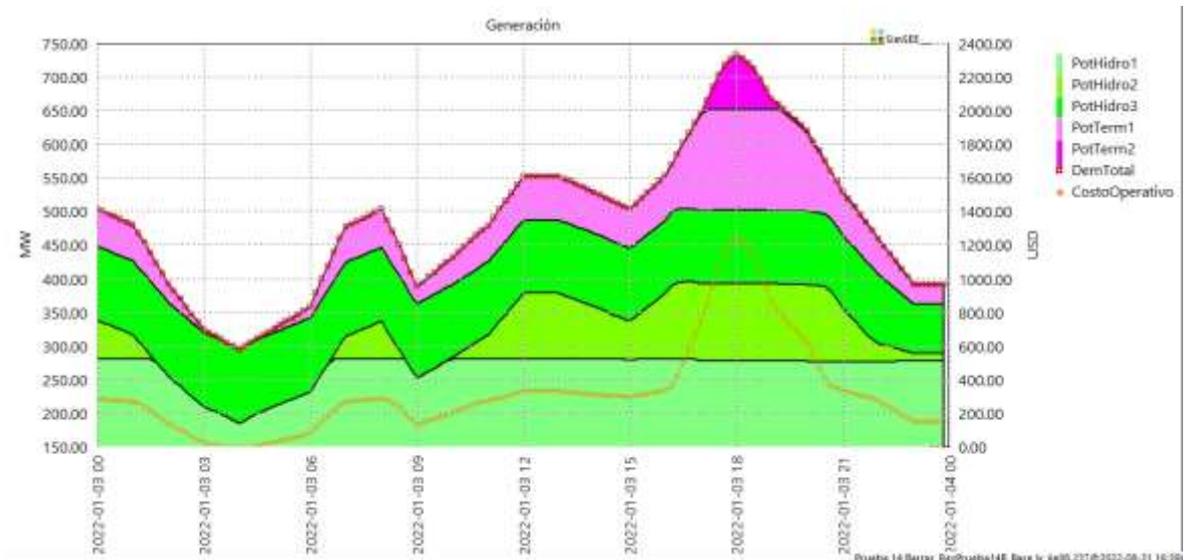


Figura 4.3. Resultados simulación despacho hidrotérmico Sistema IEEE 14 Barras

Época Seca

Como puede visualizarse en las figuras, la demanda varía continuamente con el paso del tiempo y se observa como el programa despacha la generación hidroeléctrica principalmente para satisfacer la demanda, esto con el fin de reducir costos operativos a través de la línea de costo operativo de las centrales de generación. Este costo operativo con el despacho hidroeléctrico mantiene magnitudes bajas hasta que el aumento de la demanda obliga al sistema a despachar generación térmica con lo que el costo marginal aumenta por los costos de operación de las centrales térmicas. Los resultados presentados

presentan la operación del sistema para dos escenarios de operación (época lluviosa y época seca). En la época seca, los influjos que alimentan las centrales hidroeléctricas reducen la capacidad operativa de las mismas, pudiendo apreciarse esto en la Figura 4.3 donde la potencia activa generada por las hidroeléctricas se reduce en aproximadamente 30 MW a las potencias visualizadas en la Figura 4.2.

El software SimSEE en caso de que la generación no llegue a satisfacer la demanda, el sistema despacha la demanda por medio de generadores de falla, que son máquinas ficticias que simulan la condición de ausencia de generación y pueden modelarse para representar los valores de penalización por no suministro.

4.2 Implementación de SimSEE en SNI

La modelación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) presenta cierta complejidad debido al gran número de barras y actores que participan en él. Este grado de complejidad impide que sea posible modelar el sistema completo, por lo que es necesario realizar la una reducción del sistema.

El proceso de reducción del sistema requiere considerar solamente las principales barras del sistema y definir las centrales generación y demandas que se conectaran a ellas. Además, es posible eliminar barras “redundantes” del sistema si se toman en cuenta los siguientes aspectos:

- Barras conectadas a generadores
- Barras asociadas al cambio del nivel de voltaje del sistema
- Barras conectadas a una única demanda

Los parámetros considerados en la eliminación de barras y reducción del sistema se basan en el hecho de que el software SimSEE no trabaja con los niveles de voltaje de un sistema. Esto facilita la reducción de barras que solo se conectan al generador o demanda y a la barra principal del sistema por medio de un transformador.

El diagrama unifilar del SNI Anexo II. refleja un sistema con aproximadamente 274 barras, mismas que si se intentan modelar en SimSEE requerirían gran poder computacional. Eso sin contar, además, con los generadores y cargas que aumentan la complejidad del sistema.

Es así que, una vez ejecutado el proceso de reducción del sistema se maneja un sistema con 29 barras y 40 arcos de conexión, adicionalmente, se reducen el número de cargas

mediante la suma de las cargas conectadas a una misma barra Anexo III. Las centrales hidroeléctricas y térmicas no se alteran, pero, para la simulación no se consideran los generadores hidroeléctricos de potencias bajas, con la finalidad de facilitar la simulación reduciendo la complejidad del sistema. Además, no se cuentan con series de caudal para centrales hidroeléctricas de pequeña potencia.

Tabla 4. Barras del sistema SNI reducido [autor]

#	ID Bus	Zona	#	ID Bus	Zona
1	Bus 102	Zona Pascuales	16	Bus 174	Zona Santo Domingo - Quevedo
2	Bus 117	Zona Santo Domingo - Quevedo	17	Bus 187	Zona Santo Domingo - Quevedo
3	Bus 127	Zona Santa Rosa - Totoras	18	Bus 191	Zona Santo Domingo - Quevedo
4	Bus 130	Zona Santa Rosa - Totoras	19	Bus 192	Zona Santo Domingo - Quevedo
5	Bus 131	Zona Molino Milagro	20	Bus 193	Zona Santo Domingo - Quevedo
6	Bus 133	Zona Santa Rosa - Totoras	21	Bus 206	Zona Molino Milagro
7	Bus 139	Zona Molino Milagro	22	Bus 217	Zona Molino Milagro
8	Bus 140	Zona Santa Rosa - Totoras	23	Bus 229	Zona Molino Milagro
9	Bus 142	Zona Santa Rosa - Totoras	24	Bus 232	Zona Santa Rosa - Totoras
10	Bus 147	Zona Santa Rosa - Totoras	25	Bus 243	Zona Quito
11	Bus 149	Zona Santa Rosa - Totoras	26	Bus 259	Zona Molino Milagro
12	Bus 150	Zona Santa Rosa - Totoras	27	Bus 270	Zona Molino Milagro
13	Bus 157	Zona Molino Milagro	28	Bus 272	Zona Salitral
14	Bus 159	Zona Molino Milagro	29	Bus 89	Zona Pascuales
15	Bus 164	Zona Molino Milagro			

De igual manera, el número de líneas de transmisión se redujo de manera tal que interconecten las barras del sistema reducido. El número total de líneas de transmisión modeladas fue de 40, tal como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 5. Arcos de conexión del sistema SNI reducido [autor]

#	ID Arco	From Bus	To Bus	#	ID Arco	From Bus	To Bus
1	ArcoB150B149	150	149	21	ArcoB272B192	272	192
2	ArcoB147B149	147	149	22	ArcoB272B89	272	89
3	ArcoB149B232	149	232	23	ArcoB102B89	102	89
4	ArcoB243B232	243	232	24	ArcoB259B229	259	229
5	ArcoB243B140	243	140	25	ArcoB270B229	270	229
6	ArcoB243B147	243	147	26	ArcoB217B229	217	229
7	ArcoB140B147	140	147	27	ArcoB102B229	102	229
8	ArcoB142B147	142	147	28	ArcoB159B229	159	229
9	ArcoB117B232	117	232	29	ArcoB102B164	102	164
10	ArcoB133B232	133	232	30	ArcoB159B206	159	206
11	ArcoB133B127	133	127	31	ArcoB206B139	206	139
12	ArcoB150B192	150	192	32	ArcoB159B157	159	157
13	ArcoB117B193	117	193	33	ArcoB139B157	139	157
14	ArcoB191B193	191	193	34	ArcoB139B131	139	131
15	ArcoB191B187	191	187	35	ArcoB157B164	157	164
16	ArcoB174B193	174	193	36	ArcoB127B164	127	164
17	ArcoB192B193	192	193	37	ArcoB130B164	130	164
18	ArcoB192B259	192	259	38	ArcoB130B127	130	127
19	ArcoB192B89	192	89	39	ArcoB187B174	187	174
20	ArcoB229B192	229	192	40	ArcoB150B127	150	127

En cuanto a las cargas del sistema, en estas también se redujeron sumando las cargas que se conectan a una misma barra, además, a diferencia del sistema de 14 barras la demanda se detalla para un día (24 periodos horarios) debido a la magnitud del sistema y la complejidad que involucra en su optimización. El número total de demandas representadas fue 24, tal como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Cargas del sistema SNI reducido [autor]

#	ID Carga	Bus	#	ID Carga	Bus
1	Load 102	Bus 102	13	Load 187	Bus 187
2	Load 104	Bus 229	14	Load 192	Bus 192
3	Load 117	Bus 117	15	Load 193	Bus 193
4	Load 127	Bus 127	16	Load 206	Bus 206
5	Load 131	Bus 131	17	Load 217	Bus 217
6	Load 138	Bus 133	18	Load 232	Bus 232
7	Load 139	Bus 139	19	Load 243	Bus 243
8	Load 140	Bus 140	20	Load 259	Bus 259
9	Load 142	Bus 142	21	Load 270	Bus 270
10	Load 147	Bus 147	22	Load 272	Bus 272
11	Load 149	Bus 149	23	Load 73	Bus 130
12	Load 175	Bus 174	24	Load 91	Bus 89

Tabla 7. Demanda detallada de cargas del sistema [autor]

Load 102	Load 117	Load 127	Load 130	Load 131	Load 133	Load 139	Load 140	Load 142	Load 147	Load 149	Load 174
83,98	155,12	146,52	188,78	43,66	53,76	104,44	58,43	78,20	35,45	31,17	46,33
77,44	143,04	135,12	174,08	40,26	49,58	96,31	53,89	72,11	32,70	28,75	42,72
75,72	139,87	132,12	170,22	39,37	48,48	94,18	52,69	70,51	31,97	28,11	41,78
73,69	136,12	128,58	165,66	38,31	47,18	91,65	51,28	68,62	31,11	27,36	40,66
73,24	135,28	127,78	164,63	38,08	46,89	91,09	50,96	68,19	30,92	27,19	40,41
73,50	135,76	128,25	165,23	38,21	47,06	91,41	51,14	68,44	31,03	27,28	40,55
74,54	137,69	130,06	167,57	38,75	47,72	92,71	51,87	69,41	31,47	27,67	41,13
74,69	137,96	130,31	167,89	38,83	47,81	92,89	51,97	69,54	31,53	27,72	41,21
86,03	158,90	150,10	193,38	44,73	55,07	106,99	59,86	80,10	36,32	31,93	47,46
92,21	170,32	160,89	207,28	47,94	59,03	114,68	64,16	85,86	38,93	34,23	50,87
101,41	187,32	176,94	227,96	52,72	64,92	126,12	70,57	94,43	42,81	37,64	55,95
105,69	195,22	184,41	237,59	54,95	67,66	131,45	73,54	98,41	44,62	39,23	58,31
108,39	200,22	189,13	243,66	56,35	69,39	134,81	75,42	100,93	45,76	40,24	59,80
107,34	198,28	187,30	241,30	55,81	68,72	133,50	74,69	99,95	45,32	39,85	59,22
106,95	197,54	186,60	240,41	55,60	68,47	133,01	74,42	99,58	45,15	39,70	59,00
107,52	198,59	187,59	241,69	55,90	68,83	133,72	74,81	100,11	45,39	39,91	59,32
104,73	193,45	182,73	235,43	54,45	67,05	130,25	72,87	97,52	44,22	38,88	57,78
103,19	190,60	180,04	231,96	53,65	66,06	128,33	71,80	96,08	43,56	38,30	56,93
103,43	191,04	180,46	232,50	53,77	66,21	128,63	71,97	96,31	43,67	38,39	57,06
116,11	214,47	202,59	261,01	60,37	74,33	144,41	80,79	108,11	49,02	43,10	64,06
113,82	210,24	198,60	255,87	59,18	72,87	141,56	79,20	105,99	48,06	42,25	62,80
108,04	199,56	188,50	242,86	56,17	69,16	134,37	75,18	100,60	45,61	40,10	59,60
99,22	183,27	173,12	223,04	51,58	63,52	123,40	69,04	92,39	41,89	36,83	54,74
93,76	173,19	163,60	210,77	48,75	60,03	116,61	65,24	87,31	39,59	34,80	51,73
Load 187	Load 192	Load 193	Load 206	Load 217	Load 229	Load 232	Load 243	Load 259	Load 270	Load 272	Load 89
152,35	401,54	57,41	55,18	38,71	105,51	163,00	338,98	20,08	165,91	231,31	63,29
140,49	370,29	52,94	50,88	35,70	97,30	150,32	312,59	18,52	152,99	213,30	58,37
137,37	362,06	51,77	49,75	34,91	95,14	146,98	305,65	18,11	149,60	208,57	57,07
133,69	352,37	50,38	48,42	33,97	92,59	143,04	297,47	17,63	145,59	202,98	55,54
132,86	350,18	50,07	48,12	33,76	92,01	142,16	295,62	17,52	144,69	201,72	55,20
133,34	351,45	50,25	48,29	33,88	92,35	142,67	296,69	17,58	145,21	202,45	55,40
135,23	356,43	50,96	48,98	34,36	93,66	144,69	300,89	17,83	147,27	205,32	56,18
135,49	357,12	51,06	49,07	34,43	93,84	144,97	301,47	17,86	147,55	205,72	56,29
156,07	411,34	58,81	56,52	39,66	108,08	166,98	347,25	20,57	169,96	236,95	64,84
167,28	440,90	63,04	60,58	42,51	115,85	178,98	372,20	22,05	182,17	253,98	69,50
183,97	484,90	69,33	66,63	46,75	127,41	196,84	409,34	24,25	200,35	279,32	76,43
191,74	505,36	72,26	69,44	48,72	132,79	205,15	426,62	25,28	208,80	291,11	79,66
196,64	518,29	74,10	71,22	49,97	136,19	210,40	437,53	25,92	214,14	298,56	81,69
194,74	513,27	73,39	70,53	49,49	134,87	208,36	433,30	25,67	212,07	295,67	80,90
194,02	511,37	73,11	70,27	49,30	134,37	207,59	431,69	25,58	211,29	294,58	80,60
195,05	514,09	73,50	70,64	49,56	135,08	208,69	433,98	25,71	212,41	296,14	81,03
190,00	500,76	71,60	68,81	48,28	131,58	203,28	422,74	25,05	206,91	288,47	78,93
187,20	493,39	70,54	67,80	47,57	129,64	200,29	416,51	24,68	203,86	284,22	77,77
187,63	494,54	70,71	67,95	47,68	129,94	200,76	417,48	24,74	204,33	284,88	77,95
210,64	555,18	79,38	76,29	53,53	145,88	225,37	468,67	27,77	229,39	319,81	87,51
206,49	544,25	77,82	74,79	52,47	143,01	220,94	459,45	27,22	224,87	313,51	85,79
196,00	516,58	73,86	70,98	49,80	135,74	209,71	436,09	25,84	213,44	297,58	81,43
180,00	474,42	67,83	65,19	45,74	124,66	192,59	400,50	23,73	196,02	273,29	74,78
170,10	448,32	64,10	61,60	43,22	117,80	182,00	378,47	22,42	185,24	258,26	70,67

Finalmente, el número de generadores térmicos e hidráulicos representado también es menor respecto del original, eliminándose los de baja potencia y aquellos que no se cuenta con suficiente información de sus parámetros técnicos. Se ha hecho énfasis en representar los generadores hidráulicos y térmicos de mayor capacidad.

Tabla 8. Generadores del sistema SNI [autor]

#	ID Gen	Bus	P [MW]	TIPO	Pmin [MW]	Pmax [MW]
1	G_HEMB_DPER_U1	Bus 174	70	Hidro	60	71,1
2	G_HEMB_DPER_U2	Bus 174	70	Hidro	70	71,1
3	G_HEMB_PAUT_U1	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	100,035
4	G_HEMB_PAUT_U10	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	117,484
5	G_HEMB_PAUT_U2	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	100,04
6	G_HEMB_PAUT_U3	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	100,04
7	G_HEMB_PAUT_U4	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	100,04
8	G_HEMB_PAUT_U5	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	100,04
9	G_HEMB_PAUT_U6	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	117,48
10	G_HEMB_PAUT_U7	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	117,48
11	G_HEMB_PAUT_U8	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	117,48
12	G_HEMB_PAUT_U9	Bus 157	86,16	Hidro	86,16	117,48
13	G_HEMB_PUCA_U1	Bus 133	36,50	Hidro	30,00	38,00
14	G_HEMB_PUCA_U2	Bus 133	36,50	Hidro	30,00	38,00
15	G_HEMB_SOPL_U1	Bus 102	161,66	Hidro	161,66	170,00
16	G_HEMB_SOPL_U2	Bus 102	161,66	Hidro	161,66	170,00
17	G_HPAS_AGOY_U1	Bus 127	78,00	Hidro	78,00	79,90
18	G_HPAS_AGOY_U2	Bus 127	78,00	Hidro	78,00	79,90
19	G_HPAS_CCS_U1	Bus 150	150,00	Hidro	150,00	184,50
20	G_HPAS_CCS_U2	Bus 150	150,00	Hidro	150,00	184,50
21	G_HPAS_CCS_U3	Bus 150	150,00	Hidro	150,00	184,50
22	G_HPAS_SFRA_U1	Bus 130	110,00	Hidro	110,00	113,13
23	G_TTGA_MAC1_U1	Bus 229	65,30	Termo	50,00	74,90
24	G_TTVA_GZEV_TV3	Bus 272	26,00	Termo	26,00	73,00
25	G_TTVA_TRIN_U1	Bus 89	90,00	Termo	90,00	133,03

Como se indicó en el capítulo anterior, la modelación de generadores hidráulicos requiere de datos técnicos relacionados con los embalses y caudales. Obtener dichos parámetros ha sido un reto, por lo que en el sistema final modelaron las unidades más representativas.

Tabla 9. Generadores del sistema SNI [autor]

#	ID Gen	Bus	P [MW]	TIPC	Pmin [MW]	Pmax [MW]
26	G_HEMB_BABA_U1	Bus 117	12,00	Hidro	12,00	21,06
27	G_HEMB_MAZA_U1	Bus 159	85,00	Hidro	75,00	85,00
28	G_HPAS_ABAN_U1	Bus 139	15,40	Hidro	7,50	15,41
29	G_HPAS_ABAN_U3	Bus 139	23,10	Hidro	7,50	23,11
30	G_HPAS_ALAO_U1_U4	Bus 130	10,00	Termo	1,00	10,40
31	G_HPAS_AMBI_U1	Bus 142	1,50	Termo	1,50	4,25
32	G_HPAS_CALO_U1_U2	Bus 193	8,10	Hidro	8,10	9,30
33	G_HPAS_CHIL_U1_U2	Bus 232	1,80	Termo	0,50	1,81
34	G_HPAS_CHTB_U1_U2	Bus 229	5,00	Hidro	2,50	8,10
35	G_HPAS_CMOR_U1_U2	Bus 131	1,20	Termo	0,60	1,20
36	G_HPAS_CMOR_U3	Bus 131	1,20	Termo	0,60	1,20
37	G_HPAS_CUMB_U1_U4	Bus 243	27,99	Termo	8,00	30,02
38	G_HPAS_ECAR_U1	Bus 232	5,00	Termo	5,00	8,00
39	G_HPAS_GUAN_U1_U5	Bus 232	4,71	Termo	1,50	6,00
40	G_HPAS_ILL1_U1_U2	Bus 140	1,20	Termo	0,30	1,20
41	G_HPAS_ILL1_U3_U4	Bus 140	1,80	Termo	0,50	3,33
42	G_HPAS_ILL2_U1_U2	Bus 140	4,00	Termo	1,50	5,25
43	G_HPAS_LPLA_U1_U3	Bus 142	1,20	Termo	0,20	1,32
44	G_HPAS_MAND_U1	Bus 117	30,00	Hidro	30,00	33,30
45	G_HPAS_MAND_U2	Bus 117	30,00	Hidro	30,00	33,30
46	G_HPAS_NAYO_U1_U2	Bus 243	26,72	Termo	10,00	29,70
47	G_HPAS_OCAÑ_U1	Bus 206	13,00	Hidro	13,00	13,05
48	G_HPAS_OCAÑ_U2	Bus 206	13,00	Hidro	13,00	13,05
49	G_HPAS_PAPA_U1	Bus 243	4,32	Hidro	1,50	4,32
50	G_HPAS_PAPA_U2	Bus 243	3,84	Hidro	2,50	4,08
51	G_HPAS_PASO_U1_U2	Bus 232	3,20	Termo	1,50	4,50
52	G_HPAS_PENI_U1_U3	Bus 127	1,50	Termo	0,50	1,88
53	G_HPAS_PENI_U4	Bus 127	1,50	Termo	1,00	1,88
54	G_HPAS_RBLA_U1	Bus 130	2,20	Termo	1,50	3,03
55	G_HPAS_RECU_U1	Bus 150	14,00	Termo	10,00	14,73
56	G_HPAS_SAUC_U1	Bus 206	8,00	Termo	4,00	8,50
57	G_HPAS_SAUC_U3	Bus 206	8,00	Termo	8,00	8,50
58	G_HPAS_SAUC_U4	Bus 206	1,50	Termo	1,50	8,50
59	G_HPAS_SAYM_U5	Bus 139	5,00	Termo	2,50	9,69
60	G_HPAS_SAYM_U7	Bus 139	7,40	Termo	3,70	7,56
61	G_HPAS_SIBI_U1_U2	Bus 270	8,00	Hidro	4,00	14,54
62	G_HPAS_SMCA_U1	Bus 142	2,40	Termo	1,50	2,95
63	G_TMCI_CCAS_U1_U4	Bus 127	3,60	Termo	1,00	5,31
64	G_TMCI_CES2_U1_U6	Bus 117	14,00	Termo	6,00	16,70
65	G_TMCI_CES2_U7_U12	Bus 117	14,00	Termo	6,00	16,70
66	G_TMCI_DAYU_U1	Bus 127	1,00	Termo	1,00	2,25
67	G_TMCI_GHER_U1_U6	Bus 127	31,20	Termo	2,50	34,32
68	G_TMCI_GROC_U1_U8	Bus 272	24,72	Termo	3,00	38,12
69	G_TMCI_GUA2_U6	Bus 232	7,50	Termo	5,00	8,12
70	G_TMCI_JARA_U1_U5	Bus 193	38,90	Termo	7,78	41,47
71	G_TMCI_JARA_U6_U9	Bus 193	28,72	Termo	6,18	33,17
72	G_TMCI_JIV3_U1	Bus 127	42,00	Termo	10,00	45,40
73	G_TMCI_LAFA_U1_U4	Bus 142	0,50	Termo	0,25	6,60
74	G_TMCI_LORE_U1	Bus 127	1,00	Termo	1,00	2,25
75	G_TMCI_MAN2_U1_U12	Bus 187	17,38	Termo	1,48	20,40
76	G_TMCI_MIRA_U11_U12	Bus 187	4,50	Termo	3,50	5,10
77	G_TMCI_SEL2_U1_U53	Bus 192	60,84	Termo	1,50	61,26
78	G_TMCI_SEL3_U1	Bus 192	22,60	Termo	10,00	28,00
79	G_TMCI_TGUA_U1_U22	Bus 89	20,00	Termo	2,00	20,00
80	G_TTGA_EQUI_U2	Bus 272	46,00	Termo	35,00	52,82
81	G_TTGA_EQUI_U4	Bus 272	44,00	Termo	35,00	51,67
82	G_TTGA_MAC2_TM1	Bus 229	60,00	Termo	15,00	82,21
83	G_TTGA_MAC2_TM5	Bus 229	40,00	Termo	15,00	54,81
84	G_TTVA_COAZ_U1	Bus 229	12,00	Termo	10,00	15,04
85	G_TTVA_ECOE_U1	Bus 229	9,80	Termo	8,00	15,01
86	G_TTVA_ISCA_U1	Bus 229	36,00	Termo	25,00	50,00

Las centrales térmicas sombreadas no se consideraron para la modelación, sin embargo, en la modelación final del sistema se incorporan los actores conforme la optimización del sistema lo permita.

Tabla 10. Parámetros técnicos de centrales hidroeléctricas [autor]

Referencia	Volumen máximo [Hm³]	Volumen mínimo [Hm³]	Caudal máximo [m³/h]	Cota max op [m]	Cota mín op [m]	Cota max normal op [m]	Cudal max [m³/s]	Influjos naturales Lluviosos[m³/s]	Influjos naturales Seca [m³/s]	Altura Inicial [m]	Desagues [m³/s]
G_HEMB_DPER_U1	5802,54	1733,66	406,29	87,00	70,00	85,00	81,00	234,00	180,00	77,00	250,00
G_HEMB_DPER_U2	5802,54	1733,66	406,29	87,00	70,00	85,00	81,00	234,00	180,00	77,00	250,00
G_HEMB_PAUT_U1	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U10	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U2	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U3	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U4	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U5	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U6	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U7	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U8	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PAUT_U9	69,47	25,91	190,00	135,00	150,00	159,00	105,00	180,77	51,39	74,00	112,50
G_HEMB_PUCA_U1	100,70	21,20	20,69	45,00	21,00	40,00	18,60	13,80	2,70	41,20	20,00
G_HEMB_PUCA_U2	100,70	21,20	20,69	45,00	21,00	40,00	18,60	13,80	2,70	41,20	20,00
G_HEMB_SOPL_U1	0,00	0,00	149,20	45,00	21,00	40,00	100,00	118,90	80,00	359,00	100,00
G_HEMB_SOPL_U2	0,00	0,00	149,20	45,00	21,00	40,00	100,00	118,90	80,00	359,00	100,00
G_HPAS_AGOY_U1	1,90	1,10	120,00	45,00	35,00	43,00	120,00	338,60	38,60	43,00	120,00
G_HPAS_AGOY_U2	1,90	1,10	120,00	45,00	35,00	43,00	120,00	338,60	38,60	43,00	120,00
G_HPAS_CCS_U1	0,91	0,00	278,40	58,00	35,00	55,00	139,25	281,40	127,00	620,00	200,00
G_HPAS_CCS_U2	0,91	0,00	278,40	58,00	35,00	55,00	139,25	281,40	127,00	620,00	200,00
G_HPAS_CCS_U3	0,91	0,00	278,40	58,00	35,00	55,00	139,25	281,40	127,00	620,00	200,00
G_HPAS_SFRA_U1	0,00	0,00	116,00	80,00	60,00	75,00	65,00	86,00	35,00	460,00	120,00
G_HEMB_BABA_U1	93,10	3,89	171,00	120,00	110,00	117,60	175,00	243,28	30,89	35,00	118,60
G_HEMB_MAZA_U1	383,11	82,63	141,10	100,00	83,00	138,00	141,10	190,90	51,00	68,00	400,00
G_HPAS_ABAN_U1	0,00	0,00	13,02				13,00	61,90	14,00	350,00	12,50
G_HPAS_ABAN_U3	0,00	0,00	13,02				13,00	61,90	14,00	350,00	
G_HPAS_CALO_U1_U2	0,00	0,00	13,00				12,00	19,40	8,00	174,00	
G_HPAS_CHTB_U1_U2	0,00	0,00	6,50				6,50			174,00	
G_HPAS_MAND_U1	0,00	0,00	210,00			210,00	210,00	210,00	78,40	41,40	
G_HPAS_MAND_U2	0,00	0,00	210,00			210,00	210,00	210,00	78,40	41,40	
G_HPAS_OCAÑ_U1	0,00	0,00	8,20				8,20			373,00	
G_HPAS_OCAÑ_U2	0,00	0,00	8,20				8,20			373,00	
G_HPAS_PAPA_U1	0,00	0,00	5,00				5,00			230,00	
G_HPAS_PAPA_U2	0,00	0,00	5,00				5,00			230,00	
G_HPAS_SIBI_U1_U2	0,00	0,00	13,40				13,40				
G_HPAS_SAUC_U1_U2_U3							6,76	9,10	3,60	420,00	
G_HPAS_SAYM_U5_U7							4,28	10,20	2,80	212,00	

En el Anexo III se visualiza el sistema reducido resultante del proceso de reducción y que se modeló inicialmente en SimSEE para la solución del DHT-CP.

4.3 Modelación del SNI

La modelación del SNI en la herramienta SimSEE parte de la definición del tiempo de simulación, el cual se definió como un día (despacho diario). Posteriormente, se procede con la modelación de las barras y arcos del sistema, tomando en cuenta las Tabla 4 y Tabla 5. Dado que no se considera las pérdidas en el sistema de transmisión, la modelación de estos actores no requiere de una mayor cantidad de información.

El sistema, previo a la modelación de demandas y generadores solicita modelar las fuentes que interactúen con estos actores y dado que se plantea la solución del DHT-CP en dos condiciones hidrológicas, se modelan las fuentes para cada condición (estiaje y avenida). Estas fuentes se modelan como constantes debido a que su variación a lo largo del día es

mínima, y también debido a la complejidad en la adquisición de información detallada de flujos para cada central hidroeléctrica.

Editor - SimSEE - v_ii88.237 (GPLv3, IIE-FING) - Sala SNI Red.ese

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas Variables Globales Fuentes Actores Archivos Estados Mantenimientos Monitores SimRes3 Simulado

Agregar Fuente Eliminar no usadas ?

Fuente	Tipo de fuente	Información adicional			
G_HEMB_DPER_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:2000			
G_HEMB_DPER_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:180			
G_HEMB_PAUT_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:180,77			
G_HEMB_PAUT_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:51,39			
G_HEMB_PUCA_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:13,8			
G_HEMB_PUCA_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:2,7			
G_HEMB_SOPL_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:118,9			
G_HEMB_SOPL_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:80			
G_HPAS_AGOY_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:338,6			
G_HPAS_AGOY_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:38,6			
G_HPAS_CCS_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:281,4			
G_HPAS_CCS_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:127			
G_HPAS_SFRA_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:86			
G_HPAS_SFRA_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:35			
G_HEMB_BABA_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:243,28			
G_HEMB_BABA_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:30,89			
G_HEMB_MAZA_LLUVIA	Fuente constante	0, 0, Auto, V:190,9			
G_HEMB_MAZA_SECO	Fuente constante	0, 0, Auto, V:51			

Figura 4.4. Modelación de fuentes del SNI en SimSEE

Notas	Variables Globales	Fuentes	Actores	Archivos	Estados	Mantenimientos	Monitores	SimRes3	Simulado
Red eléctrica	Demandas	Eolicas	Solar	Térmicas	Hidráulicas	Internacional y Otros	Demanda con Respuesta		
				Agregar Actor	Importar Un Actor	Exportar Actores			
Actor	Tipo de actor	Información adicional							
G_HEMB_MAZA	Hidroeléctrica con embalse								
G_HEMB_PAUT_2	Hidroeléctrica con embalse								
G_HEMB_SOPL	Hidroeléctrica con embalse								
G_HPAS_ABAN_1	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_ABAN_3	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_AGOY	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_CALO	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_CCS	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_CHTB	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_MAND	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_OCAÑ	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_PAPA	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_SAUC	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_SAYM_5	Generador hidráulico de pasada								
G_HPAS_SAYM_7	Generador hidráulico de pasada								

Figura 4.5. Modelación de generadores hidroeléctricos

Finalmente, se incluye la modelación de los generadores y la definición de las variables a obtener e imprimir una vez concluida la simulación. SimSEE presenta un sistema de obtención y manejo de resultados complejo, debido a esto los sistemas con un gran número de actores presentan un número mayor de índices a manejar y con ello se requiere de un exhaustivo proceso de procesamiento de resultados. Estos resultados son primordialmente las potencias de generación (térmica e hidráulica) y demanda para analizar cómo se abastece la demanda y también el costo marginal.

Índices						
Variables Crónicas	Operaciones Crónicas	Post Operaciones	Impresión de Variables Crónicas	Ejecutar	?	
Agregar índice		<input type="text"/>				
Nombre	Actor	Variabl	Número de Sim			
Idx_PD_Load 102	Load 102	PD	1			
Idx_PD_Load 127	Load 127	PD	1			
Idx_PD_Load 138	Load 138	PD	1			
Idx_PD_Load 139	Load 139	PD	1			
Idx_PD_Load 140	Load 140	PD	1			
Idx_PD_Load 149	Load 149	PD	1			
Idx_PD_Load 193	Load 193	PD	1			
Idx_P_G_HEMB_MAZA	G_HEMB_MAZA	P	1			
Idx_P_G_HEMB_PAUT_2	G_HEMB_PAUT_2	P	1			
Idx_P_G_HEMB_DPER	G_HEMB_DPER	P	1			
Idx_P_G_HEMB_SOPL	G_HEMB_SOPL	P	1			
Idx_P_G_HPAS_ABAN_1	G_HPAS_ABAN_1	P	1			
Idx_P_G_HPAS_ABAN_3	G_HPAS_ABAN_3	P	1			
Idx_P_G_HPAS_AGOY	G_HPAS_AGOY	P	1			
Idx_P_G_HPAS_CCS	G_HPAS_CCS	P	1			
Idx_P_G_HPAS_CHTB	G_HPAS_CHTB	P	1			
Idx_P_G_HPAS_MAND	G_HPAS_MAND	P	1			
Idx_P_G_HPAS_OCAÑ	G_HPAS_OCAÑ	P	1			
Idx P G HPAS PAPA	G HPAS PAPA	P	1			

Figura 4.6. Procesamiento y obtención de resultados.

4.4 Resultados

Una vez modelado el sistema por completo se procede con la optimización; en el primer intento el programa simulador colapsó debido a la complejidad del sistema. Se procedió entonces a la incorporación paulatina de generación, iniciando con las fuentes hidroeléctricas para seguir con las fuentes termoeléctricas. Esta inclusión paulatina de fuentes de generación presentó tiempos de simulación desmesurados, con resultados poco fiables. Como alternativa, se planteó la posibilidad de reducir nuevamente el sistema para facilitar la optimización, obteniendo resultados poco esperanzadores ya que el programa seguía colapsando o los tiempos de simulación era muy altos, aproximadamente hora y media.

Finalmente, para conseguir tiempos de optimización razonables y evitar el colapso del programa se planteó aumentar el paso de tiempo de simulación de 10 min a una hora, reducción de la demanda en un 55%, modelación de 4 unidades térmicas y 15 unidades hidráulicas, y reducir el número de crónicas (iteraciones) en la optimización del sistema. Estas modificaciones del sistema original provocan una disminución en la fiabilidad de los resultados, pero permiten con analizar la operación del sistema y comprobar la modelación de los actores.

Con los cambios antes indicados se logran tiempos de cálculo que oscilan entre 25 y 30 minutos, obteniéndose los siguientes resultados.

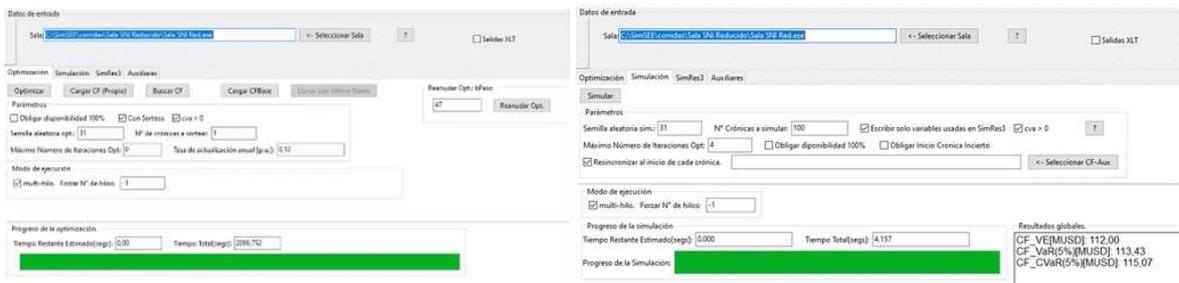


Figura 4.7. Optimización y simulación del sistema SNI en época lluviosa [autor]

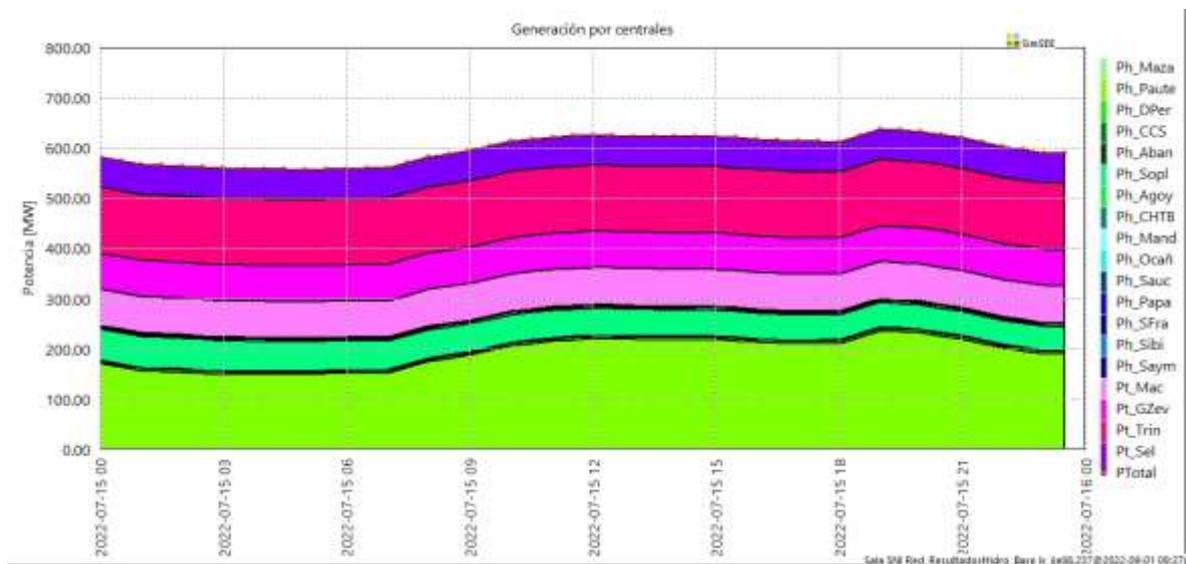


Figura 4.8. Detalle de generación por centrales para época lluviosa [autor]

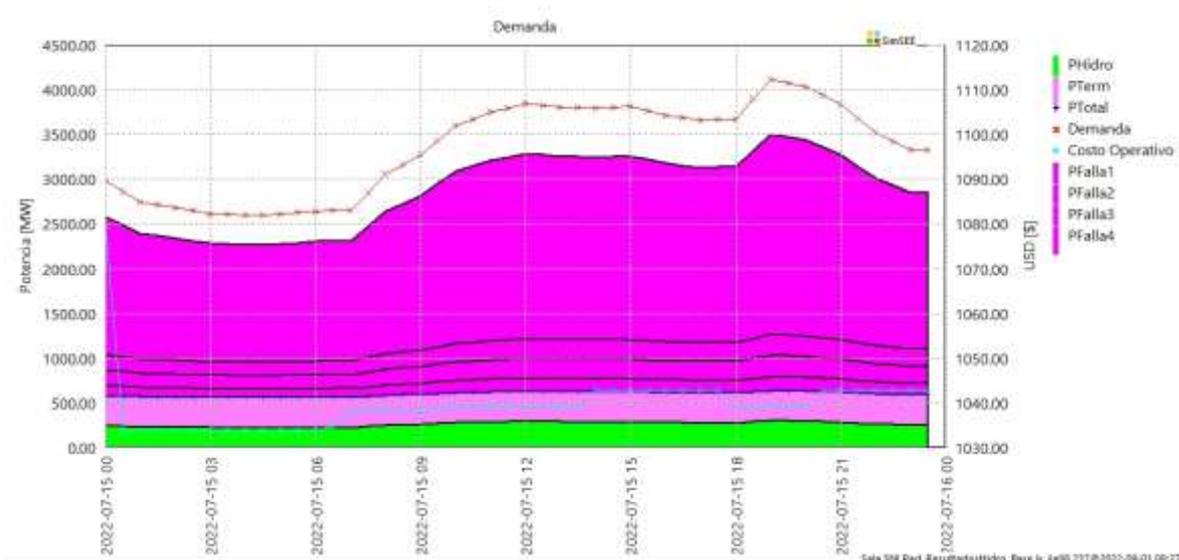


Figura 4.9. Gráfica de Generación - Demanda y costo operativo en época lluviosa [autor]

Los resultados obtenidos no son consistentes con la operación real del SNI, por tanto, la modelación y/o proceso de optimización es poco fiable y genera un despacho de generación que no satisface la demanda, tal como se muestran en las Figura 4.8 y 4.9, donde se observa que en su mayoría operan las centrales térmicas por sobre las centrales hidráulicas evaluadas en el escenario de operación lluvioso, en esta última imagen se observa como el sistema al no poder optimizar adecuadamente la operación de las centrales, debido a la complejidad del mismo, no abastece la demanda requerida y acciona las máquinas de fallas. Por tanto, el resultado del DHT-CP es incorrecto y de utilidad nula para el análisis del SNI.



Figura 4.10. Optimización y simulación del sistema SNI en época seca [autor]

De igual manera puede apreciarse en la modelación y simulación del sistema para un escenario de época seca para las centrales hidroeléctricas, la optimización pese a reducir el sistema e implementar las consideraciones antes mencionadas, no refleja resultados esperados y que sean consistentes al DHT-CP.

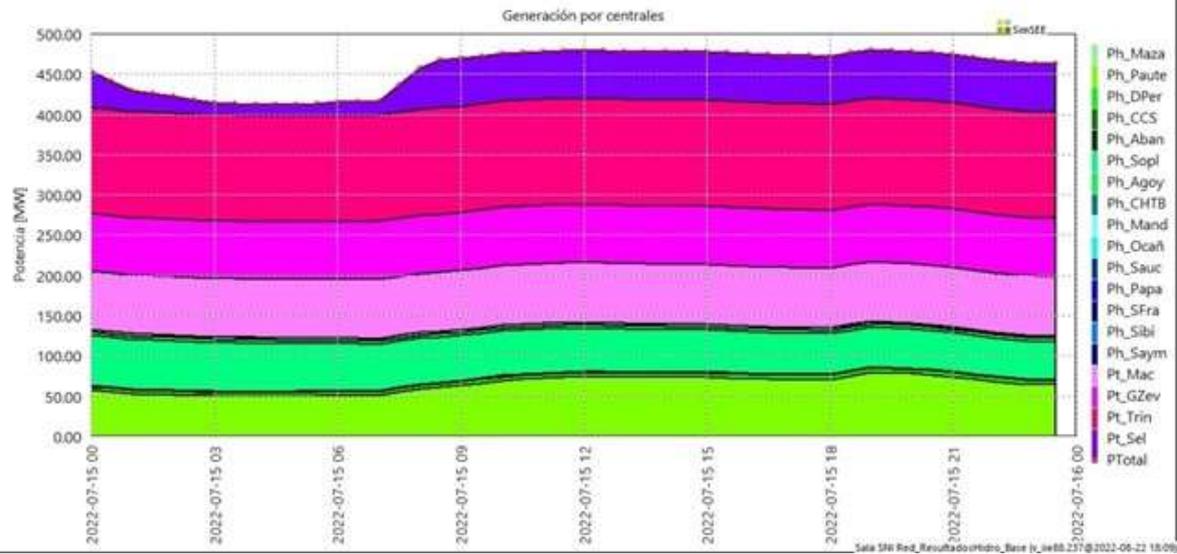


Figura 4.11. Detalle de generación por centrales para época seca [autor]

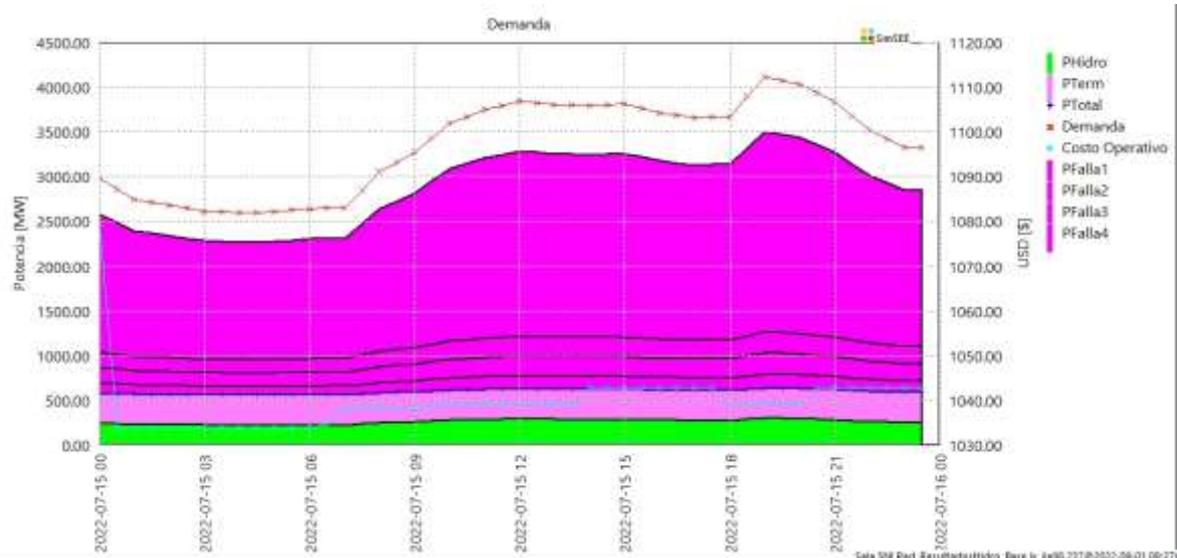


Figura 4.12. Gráfica de Generación - Demanda y costo operativo en época seca [autor]

En las figuras 4.11 y 4.12 se observan resultados similares a los obtenidos de la simulación en la época lluviosa, con la diferencia de que la potencia activa generada por las centrales hidroeléctricas es ligeramente menor a la obtenida anteriormente, pero con resultados inconsistentes para su estudio.

4.5 Conclusiones

- Las metodologías estudiadas para la solución del DHT-CP ajustan su función objetivo, acorde con las restricciones operacionales y la modelación base del sistema. Generalmente, debido a la complejidad del problema, la formulación

matemática considera al sistema eléctrico con demandas y barras reducidas, sin incorporar las pérdidas de transmisión y las restricciones operacionales asociadas a estos componentes.

- En la mayoría de los casos, la función objetivo del DHT-CP es la minimización de los costos operativos asociados a las centrales térmicas; adicionalmente, pueden incorporarse costos operativos futuros relacionados con el nivel de agua en los embalses al final del periodo de estudio. Las principales restricciones operacionales consideradas son: ecuación de balance de potencia, límites técnicos operativos de las centrales de generación, dinámica de los embalses, límites de embalses, tasa de descarga de agua y ecuación de balance hídrico.
- La herramienta computacional SimSEE implementa algoritmos que permiten la solución del DHT-CP, entregando los costos marginales en las barras del sistema. Este costo es resultado de los costos operativos de las plantas térmicas y precios asociados al valor del agua en las centrales hidroeléctricas. Debido a que el programa considera la operación en corto plazo, no toma en cuenta los costos futuros del agua, sin embargo, si considera los influjos que alimentan a los embalses de las centrales, permitiendo así realizar un análisis para diversos escenarios hidrológicos.
- Para el caso del sistema eléctrico ecuatoriano, su complejidad no permite la modelación completa en el programa SimSEE, por tanto, se realizó una reducción del sistema original con el fin de reducir el número de barras, cargas y generadores. Sin embargo, pese a los esfuerzos de modelación no fue posible lograr la convergencia ni solución del DHT-CP.

4.6 Recomendaciones

- La formulación matemática del DHT-CP debe ajustarse a la metodología de solución seleccionada, además, debe considerarse que la incorporación de un mayor número de restricciones operacional aumenta la complejidad del sistema y con ello, el poder computacional requerido para el cálculo.
- Para la modelación de un sistema eléctrico en SimSEE, al no contar con interfaz gráfica para visualizar el sistema y que la impresión de resultados debe realizarse manualmente, debe realizarse una reducción del mismo que facilite la modelación. Además, debe analizarse cuidadosamente los generadores y cargas que no pueden eliminarse ya que se alteran los resultados del DHT-CP. En cualquier caso, los resultados obtenidos deben validarse con la operación real del sistema.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CONELEC, "Procedimientos de Despacho Y Operacion," p. 129, 2007.
- [2] S. R. Pérez Mora, "Optimización del Despacho Hidrotérmico en Corto Plazo Basado en el Modelo de Programación Lineal Entera Mixta," Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [3] E. Manuel and G. Sagás, "Programación De La Generación De Corto Plazo En Sistemas Hidrotérmicos Usando Algoritmos Genéticos," Universidad Técnica Federico Santa María, 2001.
- [4] F. Danilo, "Optimización del despacho hidrotérmico estocástico del SNI para un estudio de largo plazo," Universidad de San Carlos de Guatemala, 2011.
- [5] A. Garcés Ruiz and O. Gómez Carmona, "Solución al problema del despacho hidrotérmico mediante simulación de Monte Carlo y punto interior," *Rev. Fac. Ing.*, no. 45, p. 16, 2008.
- [6] J. Kong, H. I. Skjelbred, and O. B. Fosso, "An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 178, no. August 2019, p. 14, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106027.
- [7] S. Pinzon Masache and C. Barrera-Singana, "Short-term hydrothermal economic dispatch applied on hydraulic coupled power plants using dynamic programming," 2020.
- [8] R. K. Swain, A. K. Barisal, P. K. Hota, and R. Chakrabarti, "Short-term hydrothermal scheduling using clonal selection algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 3, p. 10, 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.11.016.
- [9] F. A. Claro, "BALANCE HIDRICO," p. 34, 1991.
- [10] J. M. Ramirez and P. E. Oñate, "The short-term hydrothermal coordination via genetic algorithms," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 34, no. 1, p. 20, 2006, doi: 10.1080/15325000691001584.
- [11] L. Ding, "Multistage Stochastic Programming," 2020.
- [12] J. S. Yang and N. Chen, "Short term hydrothermal coordination using multi-pass dynamic programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 3, p. 7, 1989, doi: 10.1109/59.32598.
- [13] S. P. Umayal and N. Kamaraj, "Stochastic multi objective short term hydrothermal scheduling using particle swarm optimization," *Proc. INDICON 2005 An Int. Conf. IEEE India Counc.*, vol. 2005, no. 2, p. 5, 2005, doi: 10.1109/INDCON.2005.1590220.
- [14] A. Rosemberg, "HydroPowerModels.jl," 2020.
<https://andrewrosemberg.github.io/HydroPowerModels.jl/latest/>.
- [15] PSR, "Modelado de Sistemas de Energía." <https://www.psr-inc.com/software-es/>.
- [16] Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Oriental del Uruguay, "SimSEE." <https://simsee.org/index.html>.
- [17] F. Palacio and P. Soubes, "Manuales de Usuario de SimSEE," pp. 1–77, 2019.
- [18] E. Ares, E. Godoy, and N. Scenna, "Despacho Hidrotérmico Óptimo De Redes De Generación , Transporte Y Consumo En Un Horizonte De Tiempo a Corto Plazo," Universidad Tecnológica Nacional, 2015.

- [19] R. N. Rodrigues, E. L. Da Silva, E. C. Finardi, and F. Y. K. Takigawa, "Solving the short-term scheduling problem of hydrothermal systems via Lagrangian relaxation and augmented Lagrangian," *Math. Probl. Eng.*, vol. 2012, p. 19, 2012, doi: 10.1155/2012/856178.
- [20] L. Lezama, J. Maria, G. Pareja, L. Alfonso, and M. Giraldo, "Despacho Hidrotérmico Mediante Un Método De Punto Interior Con Variables Canalizadas," p. 7, 2008.
- [21] A. Tobón and A. Uribe, "Solución al Problema de Despacho Hidrotérmico Con La Técnica de Dantzig Wolfe," Universidad Tecnológica de Pereira, 2006.
- [22] K. C. Le, B. H. Dinh, and T. T. Nguyen, "Environmental economic hydrothermal system dispatch by using a novel differential evolution," *J. Eng. Technol. Sci.*, vol. 50, no. 1, pp. 1–20, 2018, doi: 10.5614/j.eng.technol.sci.2018.50.1.1.
- [23] S. Fadil and C. Yaşar, "A pseudo spot price algorithm applied to short-term hydrothermal scheduling problem," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 29, no. 11, p. 28, 2001, doi: 10.1080/153250001753239202.
- [24] D. N. Simopoulos, S. D. Kavatza, and C. D. Vournas, "An enhanced peak shaving method for short term hydrothermal scheduling," *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 11, p. 7, 2007, doi: 10.1016/j.enconman.2007.07.001.
- [25] M. Basu, "An interactive fuzzy satisfying method based on evolutionary programming technique for multiobjective short-term hydrothermal scheduling," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 69, no. 2–3, p. 9, 2004, doi: 10.1016/j.epsr.2003.10.003.
- [26] N. Gouthamkumar, V. Sharma, and R. Naresh, "Disruption based gravitational search algorithm for short term hydrothermal scheduling," *Expert Syst. Appl.*, vol. 42, no. 20, p. 34, 2015, doi: 10.1016/j.eswa.2015.05.017.
- [27] P. C. Yang, H. T. Yang, and C. L. Huang, "Scheduling short-term hydrothermal generation using evolutionary programming techniques," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 143, no. 4, p. 6, 1996, doi: 10.1049/ip-gtd:19960463.
- [28] A. J. Mezger and K. C. de Almeida, "Short term hydrothermal scheduling with bilateral transactions via bundle method," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 29, no. 5, p. 10, 2007, doi: 10.1016/j.ijepes.2006.10.002.
- [29] I. Erkmen, A. Turkiye, and B. Karatas, "SHORT-TERM HYDROTHERMAL COORDINATION BY USING MULTI-PASS DYNAMIC PROGRAMMING WITH SUCCESSIVE APPROXIMATION," p. 4, 1994.
- [30] W. Sifuentes and A. Vargas, "Short-term hydrothermal coordination considering an AC network modeling," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 29, no. 6, p. 9, 2007, doi: 10.1016/j.ijepes.2006.11.008.
- [31] B. N. S. Rahimullah and T. K. Abdul Rahman, "Short-term hydrothermal generation scheduling using evolutionary computing technique," *SCORED 2006 - Proc. 2006 4th Student Conf. Res. Dev. "Towards Enhancing Res. Excell. Reg.*, no. SCORED, p. 4, 2006, doi: 10.1109/SCORED.2006.4339342.
- [32] P. K. Hota, R. Chakrabarti, and P. K. Chattopadhyay, "Short-term hydrothermal scheduling through evolutionary programming technique," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 52, no. 2, p. 8, 1999, doi: 10.1016/S0378-7796(99)00021-8.
- [33] F. J. Heredia and N. Nabona, "Optimum Short-Term Hydrothermal Scheduling with

- Spinning Reserve through Network Flows," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, p. 10, 1995, doi: 10.1109/59.466476.
- [34] D. A. Tejada-Arango, S. Wogrin, A. S. Siddiqui, and E. Centeno, "Opportunity cost including short-term energy storage in hydrothermal dispatch models using a linked representative periods approach," *Energy*, vol. 188, p. 15, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.116079.
- [35] B. L. Kaul and J. Nanda, "An Optimal Automatic Generation Controller for a Hydro-Thermal System," *IFAC Proc. Vol.*, p. 2, 1979, doi: 10.1016/s1474-6670(17)65270-4.
- [36] M. E. El-Hawary, "An Overview of Economic Dispatch for General Hydro-Thermal Electric Power Systems," *IFAC Proc. Vol.*, p. 9, 1979, doi: 10.1016/s1474-6670(17)65252-2.
- [37] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, Thrid Edit. Wiley, 1384.
- [38] K. C. Almeida and F. Cicconet, "Decentralized Hydrothermal Dispatch via Bilevel Optimization," *J. Control. Autom. Electr. Syst.*, vol. 30, no. 4, p. 11, 2019, doi: 10.1007/s40313-019-00471-0.
- [39] S. Ieng, Y. S. Akil, and I. C. Gunadin, "Hydrothermal Economic Dispatch Using Hybrid Big Bang-Big Crunch (HBB-BC) Algorithm," *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1198, no. 5, p. 7, 2019, doi: 10.1088/1742-6596/1198/5/052006.
- [40] J. Zalamea, "Despacho Hidrotérmico de Mediano Plazo aplicado al Complejo Hidroeléctrico Paute Integral," *Rev. Técnica "energía"*, vol. 18, no. 1, p. 11, 2021, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n1.2021.465.
- [41] A. M. Palani, H. Wu, and M. M. Morcos, "A Fast Penalty-Based Gauss-Seidel Method for Stochastic Unit Commitment with Uncertain Load and Wind Generation," *IEEE Open Access J. Power Energy*, vol. 8, no. April, p. 12, 2021, doi: 10.1109/OAJPE.2021.3079150.
- [42] IEEE, "Security Constrained Unit Commitment for Electricity Market : Modeling , Solution Methodology and Future Challenges," no. April, p. 48, 2022.
- [43] A. L. Diniz, F. D. S. Costa, M. E. Maceira, T. N. Dos Santos, L. C. B. Dos Santos, and R. N. Cabral, "Short/Mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems- The case of Brazil," 2018.
- [44] D. Tejada, S. Wogring, A. Siddiqui, and E. Centeno, "Short-Term Storage Signals in Hydrothermal Dispatch Models Using a Linked Representative Periods Approach," Universidad Pontificia Comillas, Spain.
- [45] A. Arce, T. Ohishi, and S. Soares, "Optimal dispatch of generating units of the Itaipú hydroelectric plant," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 1, p. 5, 2002, doi: 10.1109/59.982207.

6 ANEXOS

ANEXO I. Tabla de resumen de Referencias del DHT-CP

ANEXO II. Diagrama Unifilar SNI Original

ANEXO III. Diagrama Unifilar SNI Reducido Para Estudios

ANEXO I

REF	Año	Título	Autor	Modelo Matemático	Función Objetivo	Restricciones	Sist. Prueba
[18]	2015	Despacho hidrotérmico óptimo de redes de generación, transporte y consumo en un horizonte de tiempo a corto plazo	Carolina D'Emanuele Ares, Ezequiel Godoy y Nicolás Scenna	Modelo Mixto Entero no Lineal (MINLP)	$c_{opt} = \sum_{i,t} (c_{op_{i,t}} + c_{down_{i,t}} + c_{up_{i,t}})$	Demanda de energía Capacidad de transporte Capacidad de generación de las plantas hidroeléctricas y su vinculación con los reservorios donde se encuentran ubicadas Capacidad de generación y restricciones operativas de las plantas termoeléctricas	Modelo del Sistema Argentino
[3]	2001	Programación de la Generación de Corto Plazo en Sistemas Hidrotérmicos usando Algoritmos Genéticos	Esteban Manuel Gil Sagás	Algoritmos Genéticos	$Z_T = \min \left(\sum_{t=1}^T y_t + \sum_{i,t} (C_{enc\ i} + C_{ap\ i}) \right)$	Satisfacción de la demanda Requerimientos de reserva en giro Límites técnicos de operación Tiempos mínimos en unidades térmicas Dinámica hidráulica de cada embalse Capacidad de los embalses Penalizaciones	SIC
[19]	2012	Solving the Short-Term Scheduling Problem of Hydrothermal Systems via Lagrangian Relaxation and Augmented Lagrangian	Rafael N. Rodríguez Edson L. da Silva	Relajación Lagrangiana y Lagrangiano aumentado	$\min_{F_{STS}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \left[(a_{0i} + a_{1i} p t_{it} + a_{2i} p t_{it}^2) + (b_{0i} \left(1 - e^{-\frac{x_{it} - \frac{1}{\omega t}}}{\omega t} \right) + b_{1i}) (1 - u_{i,t-1}) \right] + \alpha$	Balance de Potencia Límites en reservorios Función de Costo Futuro Ecuación de Balance de Agua Límites Técnicos de Operación	System with 121 hydro- and 12 thermals units
[6]	2020	An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem	Jiehong Konga, Hans Ivar Skjelbreda, Olav Bjarte Fossob		$Z_{z_T} = \min \left(\sum_{t=1}^T (\min_{i=1}^{N_{UGT}} E_{i,t} * C C_i (P t_{i,t})) + \sum_{i=1}^{N_{UGT}} (C C_{enc\ i} + C_{ap\ i}) + \sum_{j=1}^{N_{UGH}} C F_j (V o l_{j,T}) \right) + Penalización$	Balance de potencia Balance de agua en reservorios Límites de almacenaje y vertimiento en reservorios Variación y pérdidas de altura relacionadas con el caudal Producción hidroeléctrica Límites de producción de energía y descarga de agua de la unidad Acoplamiento con estrategia a mediano y largo plazo	Modelo propuesto
[20]	2008	DHT por el Método de Punto Inferior con Variables Canalizadas	Jesus M. Lopez L. Gallego P.	Método de Punto Inferior con Variables Canalizadas	$\min f(x) = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{ng} f_{(i,t)} (P g_{(i,t)})$	Primera y segunda ley de Kirchhoff Ecuación de continuidad que modela la topología de las cuencas hidráulicas Ecuación de eficiencia de los generadores hidráulicos Límites mínimos y máximos en las diferentes variables de optimización	IEEE 30 Barras

[21]	2007	Solución al Problema del Despacho Hidrotérmico con la técnica de Dantzing Wolfe	Yerlin A. Tobon R. Ábgela M. Uribe A.	Dantzing Wolfe	$\min Z = \sum_{i=1}^n C t_i * G t_i$	Balance de energía Factor de turbinamiento Balance Hídrico Límites de almacenamiento de embalse Límites de turbinamiento Límites de generación térmica	Modelo Propuesto
[22]	2018	Environmental Economic Hydrothermal System Dispatch by Using a Novel Differential Evolution	Kien Chi Le Bach Hoang Dinh	Novel Differential Evolution	$\text{Min } F = \phi_1 \sum_{i=1}^{N_1} F_{1i} + \phi_2 \sum_{i=1}^{N_2} F_{2i}$	Balance de potencia Límites de operación de centrales Balance Hídrico Límites de descarga de agua	Modelo Propuesto
[23]	2010	A Pseudo Spot Price Algorithm Applied to Short-Term Hydrothermal Scheduling Problem	Salih Fadil, Celal Yaşar	A Pseudo Spot Price Algorithm	$\text{Minimize } F_T = \sum_{j=1}^{j \max} \sum_{n \in N_s} F_n(P_{G,s,n}) t_j(R) *$	Balance de Energía Límites de generación de unidades térmicas e hidroeléctricas Reserva rodante límites de tasa de descarga inferior y superior	Sistema 16 barras propuesto 5 unidades térmicas 4 unidades hidráulicas
[24]	2007	An enhanced peak shaving method for short term hydrothermal scheduling	Dimitris N. Simopoulou s, Stavroula D.	Peak shaving method	$TC = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} [ST_{i,t} F C_{i,t} + ST_{i,t} (1 - ST_{i,t-1}) SUP_t + ST_{i,t-1} (1 - ST_{i,t}) SD N_i]$	Sistema, Unidades Térmicas e Hídricas Balance de energía Límites de generación Restricciones de rampa (T) Balance de agua (H) Límites de reservorios (H)	Sistema Eléctrico Griego Modificado
[25]	2004	An interactive fuzzy satisfying method based on evolutionary programming technique for multiobjective short-term hydrothermal scheduling	M. Basu	Método de satisfacción difusa basado en la técnica de programación evolutiva para multiobjetivo	$f1 \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^{N_s} [a_{si} + b_{si} P_{sim} + c_{si} P_{sim}^2 + d_{si} \sin\{e_{si} (P_{si}^{min} - P_{sim})\}]$	Balance de potencia Límites de generación Límites en reservorios de agua y tasas de descarga Ecuación de continuidad de la red de reservorios de agua	Sistema de prueba cascada multi-cadena 4 unidades hidráulicas 3 unidades térmicas
[26]	2015	Disruption based gravitational search algorithm for short term hydrothermal scheduling	N. Gouthamkumar, Veena Sharma, R. Naresh	Algoritmo de búsqueda gravitacional basado en perturbaciones	$\text{Min } TPC = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ng} a_i + b_i P g_i^t + c_i (P g_i^t)^2 + d_i \times \sin\{e_i \times (P g_i^{min} - P g_i^t)\} $	Balance de carga del sistema Límites de generación (térmica, hidroeléctrica) Generación hidroeléctrica (límites de descarga de agua, límites de volumen de almacenamiento de depósito) Ecuación de equilibrio dinámico de agua Límites de volumen de almacenamiento inicial y final del embalse	Sistema 1: 4 G. hidráulica en cascada y 1 U. Térmica Sistema 2: 4 U. Hidráulica y 3 U. Térmica

[27]	1996	Scheduling short-term hydrothermal generation using evolutionary programming techniques	P.C. Yang H.T. Yang C.L. Huang	Técnica de programación evolucionaria	$\min_{P_{sit}} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I FC_i(P_{sit})$	Balance de Potencia Límites de generación (térmica, hidroeléctrica) Continuidad hidroeléctrica Valores Inicial y Final de reservorios Reservas almacenadas Tasa de descarga de agua Descarga de agua total	Sist. 1 una U.Hidráulica y una Térmica Sist. 2. 4 U, Hidráulicas y 2 Térmica
[12]	1989	Short term hydrothermal coordination using multi-pass dynamic programming	Jin-Shyr Yang Nanming Chen	Programación Dinámica Multipasada Con Aproximación Sucesiva	$\text{Minimize } C = \sum_{j=1}^{jmax} n_j \sum_{i=1}^{N_j} C_i(PF_{ij})$	Balance de Potencia Límites de generación de unidades(térmica, hidroeléctrica) Límite de agua disponible Límite de tasa de cambio de generación	Sistema eléctrico de Taiwán
[28]	2006	Short term hydrothermal scheduling with bilateral transactions via bundle method	Alfredo J. Mezger, Katia C. de Almeida	Método Bundle	$CT(P_{tj}^p, t_j) = \sum_{j=1}^{np} \tilde{n}_j \cdot C_j(P_{tj}^p + U_t t_j)$	Límites físicos u operativos de los flujos de energía Volúmenes de los embalses Tasas de derrame y descarga Transacciones de energía Generación de energía térmica e hidroeléctrica.	El sistema Ward-Hale de 6 barras
[29]	1994	Short. Term Hydrothermal coordination by using multi-pass dynamic programming with successive approximation	Ismet ERKMEN Behcet KARATAS	Programación Dinámica Multipasada Con Aproximación Sucesiva	$\text{Minimize } CT = \sum_{j=1}^{jmax} n_j \sum_{i=1}^N C_j(PT_{ij})$	Balance de Potencia Límites de generación de unidades(térmica, hidroeléctrica) Límite de agua disponible Límite de tasa de cambio de generación	TEK Sistema Eléctrico Turco (1993)
[30]	2006	Short-term hydrothermal coordination considering an AC network modeling	W. Sifuentes, A. Vargas	Modelo de red AC	$\text{Min}\{\sum_{t=1}^T (\sum_{n=1}^N (A_n U_{t,n} + B_n P_{t,n} + C_n P_{t,n}^2 + S_n \gamma_{t,n})) + \sum_{i=1}^I (Ra \cdot zp_{t,i} + Rq \cdot zp_{t,i} + Rx \cdot zqx_{t,i})\}$	Restricción auxiliar para detectar el arranque Operación mínima de tiempo de actividad Salida mínima y máxima de la generación de la unidad hidráulica Equilibrio hidráulico considerando continuidad y retardo de caudal de entrada Volumen mínimo y máximo de cada embalse Requisito de reserva de giro Equilibrio nodal en el bus k (activo y reactivo) Límites de capacidad de líneas de transmisión o ramales Límites de potencia de salida (activa y reactiva) de las unidades térmicas. Límites de voltaje en bus	Nine bus system
[31]	2006	Short-term Hydrothermal Generation Scheduling	B.N. S. Rahimullah T.K. Abdul Rahman	Técnica de computación evolutiva	$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I F_i(P_{sit})$	Balance de potencia Capacidad de generación térmica Capacidad de generación hidráulica Descarga de agua total	Sistema de una unidad térmica y una hidráulica

		Using Evolutionary Computing Technique					
[32]	1999	Short-term hydrothermal scheduling through evolutionary programming technique	P.K. Hota, R. Chakrabarti, P.K. Chattopadhyay	Técnica de computación evolutiva	$f_{total} = \sum_{j=1}^z n_j f_j(PT_j)$	Balance de potencia Pérdidas eléctricas entre carga e hidroeléctrica Tasa de descarga de agua Volumen de reservorios Límites de generación de cada unidad	Sistema de una unidad térmica y una hidráulica
[8]	2011	Short-term hydrothermal scheduling using clonal selection algorithm	R.K. Swain, A.K. Barisal, P.K. Hota, R. Chakrabarti	Algoritmo de selección clonal	$\text{Minimize } f_{total} = \sum_{i=1}^z n_j f_j(PT_j)$ $\text{Minimize } f_{total} = \sum_{i=1}^z \sum_{i=1}^{N_s} n_j f_j(PT_j)$	Balance de potencia Pérdidas eléctricas entre carga e hidroeléctrica Tasa de descarga de agua Volumen de reservorios Límites de generación de cada unidad Continuidad hidráulica	Sistema 1 de 1 U. Térmica y 1 U. Hidráulica Sistema 2 cascada multi-cadena 4 hidráulicas y 3 Térmicas
[10]	2007	The Short-Term Hydrothermal Coordination via Genetic Algorithms	Juan M. Ramirez Pablo E. Oñate	Algoritmos Genéticos	$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ngt} (F_i(P_{i,t}^t) U_{i,t} + S_i * (1 - U_{i,t-1}))$	Balance de carga del sistema Límites de generación (térmica, hidroeléctrica) Generación hidroeléctrica (límites de descarga de agua, límites de almacenaje de agua, volumen de agua en cada reservorio al final del periodo de análisis) Ecuación de equilibrio dinámico de agua Reserva rodante	Sist 1: 4 hidráulicas 10 térmica Sist 2: 16 hidráulicas 30 térmicas
[33]	1995	Optimum short-term hydrothermal scheduling with spinning reserve through network flows	F.J. Heredia N. Nabona	Reserva Giratoria a través de flujos de red	$\min \sum_{i=1}^{N_i} \{ \sum_{j=1}^{N_u} [(c_{ij} + 2c_{qj} P_j)(P_j^{(i)} - P_j) + c_{qj}(P_j^{(i)} - P_j)^2] \}$	Balance de potencia Límites operativos de generadores Límites de almacenamiento y reserva rodante.	Caso B48x (3 G-Hidráulicos de embalse en cascada, 4 G. Térmicos, 5 buses, 6 líneas de transmisión)

[34]	2019	Opportunity cost including short-term energy storage in hydrothermal dispatch models using a linked representative period approach	Diego A. Tejada - Arango Sonja Wogrin Afzal S. Siddiqui Efraim Centeno	Periodos Representativos Vinculados	$\min \sum_{\omega m} p_m^{\omega} \sum_{rp,k,t} w g_{rp} \cdot s u_t \cdot S U_{rp,k,t}^{\omega}$ $+ \sum_{\omega m} p_m^{\omega} \sum_{t,(rp,k) \in \{C_{l,p,rp,k \cap MP_{m,p}}\}} w g_{rp} \cdot s d_t \cdot S D_{rp,k,t}^{\omega}$ $+ \sum_{\omega m} p_m^{\omega} \sum_{t,(rp,k) \in \{C_{l,p,rp,k \cap MP_{m,p}}\}} w g_{rp} \cdot f_t \cdot U C_{rp,k,t}^{\omega}$ $+ \sum_{\omega m} p_m^{\omega} \sum_{t,(rp,k) \in \{C_{l,p,rp,k \cap MP_{m,p}}\}} w g_{rp} \cdot v_t \cdot P_{rp,k,t}^{\omega}$ $+ \sum_{\omega m} p_m^{\omega} \sum_{(rp,k) \in \{C_{l,p,rp,k \cap MP_{m,p}}\}} w g_{rp} \cdot v' \cdot E N S_{rp,k}^{\omega}$ $+ \sum_{\omega m} p_m^{\omega} \sum_{(rp,k) \in \{C_{l,p,rp,k \cap MP_{m,p}}\}} w g_{rp} \cdot v'' \cdot R N S_{rp,k}^{\omega}$	Reserva de Potencia Balance de Potencia Relación lógica entre las variables binarias para UC Capacidad de producción de centrales térmicas e hídricas (min, max) Ecuación de balance de agua Reservas de agua	Spanish power system in target 2030
[13]	2005	Stochastic Multi Objective Short Term Hydrothermal Scheduling Using Particle Swarm Optimization	S. P. Umayal N. Kamaraj	Optimización de enjambre de partículas	$J_t = \int_0^T (\sum a_i p_i^2 + b_i p_i + c_i) dt$	Balance de potencia Límites de generación Pérdidas de transmisión	Sist 1 (1 G. Hidráulico y 1 G. Térmico) Sist 2 (4 G. Hidráulicos y 2 G. Térmicos)
[4]	2011	Optimización del despacho hidrotérmico estocástico del SNI para un estudio de largo plazo	Danilo Fernando Sontay Chan	Programación dinámica dual estocástica	$Z = \min f(C_{op})$	Balance de potencia Límites operativos de generadores Límites de almacenamiento y reserva rodante.	SNI Guatemala
[2]	2015	Optimización del despacho hidrotérmico en el corto plazo basado en el modelo programación lineal entera mixta	Santiago Rogelio Pérez Mora	Programación Lineal Entera Mixta	$Min_z = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J [B_j * p_{jk} + C_j * Y_{jk}]$	Límites técnicos de operación Min tiempo de funcionamiento y apagado Limitaciones de planta Rampa de encendido y apagado Limitaciones de combustibles Dinámica hidráulica de cada embalse Cotas min y max de cada embalse Volumen del embalse Volumen de turbinamiento Vertimiento no controlable	SNI Ecuador
[11]	2020	Multistage stochastic programming	Lingquan Ding	Programación Estocástica multietapa	$\min \sum_{t=1}^T \gamma^{t-1} \{ \sum_{i=1}^4 [b_{it} s_{it} + \sum_{j=1}^5 c_{j \rightarrow i,t}] + \sum_{k \in \Omega_i} u_k g_{kt} + \sum_{j=1}^4 e_{ij} d f_{ijt} + \sum_{j=1}^4 c_{j \rightarrow 5,t} e x_{j \rightarrow 5,t} \}$	Balance de potencia Capacidad de generación térmica Capacidad de generación hidráulica Descarga de agua total	Sistema 10 unidades hidráulicas y una unidad térmica

							(TEK System)
[5]	2008	Solución del problema de despacho hidrotérmico utilizando la simulación de Monte Carlo y el punto interior	Alejandro Garcés Ruiz Oscar Gómez Carmona	Simulación de Monte Carlo y punto Interior	$\text{Min } \psi = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_t} \psi_{i,t}$	Balance de potencia Pérdidas eléctricas entre carga e hidroeléctrica Tasa de descarga de agua Volumen de reservorios Límites de generación de cada unidad	Sistema de prueba (6 barras, 2 unidades térmicas y 2 unidades hidráulicas)
[35]	1979	An optimal automatic generation controller for a hydro-thermal system	B. L. Kaul J. Nanda	Control integral del despacho	$Z = \min f(C_{op})$	Balance de potencia Límites operativos de generadores Límites de almacenamiento y descarga de agua	
[36]	1979	An Overview of Economic Dispatch for General Hydro-Thermal Electric Power Systems	M. E. El-Hawary		$F_t = \sum_{i \in R_s} F_i(P_{s_i})$	Balance de potencia Pérdidas eléctricas entre carga e hidroeléctrica Tasa de descarga de agua Volumen de reservorios Límites de generación de cada unidad	Sistema eléctrico propuesto
[37]	2014	Power Generation, Operation and Control	Allen J. Wood Bruce F. Wollenberg	Programación Lineal Entera Mixta	$\text{Min } F_T = \sum_{j=1}^{N_s} F(P_{s_j})n_j$	Balance de potencia Pérdidas eléctricas entre carga e hidroeléctrica Tasa de descarga de agua Volumen de reservorios Límites de generación de cada unidad	
[38]	2019	Decentralized Hydrothermal Dispatch via Bilevel Optimization	K. C. Almeida F. Cicconet	Optimización Binivel	$f = \pi_s \sum_{t=1}^T c_2 p t_{t,s}^2 + c_1 p t_{t,s} + c_0$	Balance hídrico Balance de potencia Límites operativos de generadores	Sistema eléctrico de Brasil
[39]	2019	Hydrothermal Economic Dispatch Using Hybrid Big Bang-Big Crunch (HBB-BC) Algorithm	Sokun leng, Yusri Syam Akil, Indar Chaerah Gunadin	Hybrid Big Bang-Big Crunch (HBB-BC) Algorithm	$\text{Min } F_t = \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$	Capacidad del generador Potencia del generador Límites operativos del generador	IEEE 26 Bus System
[40]	2021	Despacho Hidrotérmico de Mediano Plazo aplicado al Complejo Hidroeléctrico Paute Integral	Javier Zalamea	MTHD	$Z = \min f(C_{op})$		Complejo hidroeléctrico Paute Integral

[41]	2021	A Fast Penalty-Based Gauss-Seidel Method for Stochastic Unit Commitment With Uncertain Load and Wind Generation	Ananth M. Palani Hongyu Wu, Medhat M. Morcos	Gauss Seidel Algorithm	$\zeta = \text{minimize} \sum_{t=1}^{NT} \left[\sum_{i=1}^{NI} (NL_i \cdot Z_{i,t} + SU_{i,t} \cdot IU_{i,t} + \sum_{s=1}^S Pr^s \sum_{d=1}^{NG} (P_{d,i,t}^s \cdot IC_{d,i})) + \sum_{s=1}^S Pr^s ((AL_i^s + LL_i^s) \cdot VOLL + \sum_{l \in L} (BrSl1_{l,t}^s + BrSl1_{l,t}^s) \cdot VOOB) \right]$	Balance de potencia Flujo de potencia Límites operativos del generador Restricciones de aceleración y desaceleración del generador	IEEE 118 Bus System ERCOT-LIKE System
[42]	2022	Solving large scale optimization problems in Electricity market and power system applications	IEEE Power & Energy Society	Lagrangian Relaxation Descompositi on methods	$f = \sum_{g \in G} C_g$	Balance de energía Límites de reserva y transmisión	
[43]	2018	Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil	André L. Diniz, Fernanda da Serra Costa M. Elvira M.	DECOMP	$Z^{t,s} = \text{min} PC^{t,s} + \alpha_{RA}^{t,s}$	Balance de Potencia Restricciones eléctricas Restricciones de conservación de agua	Sistema Eléctrico de Brasil
[7]	2020	Short-term hydrothermal economic dispatch applied on hydraulic coupled power plants using dynamic programming	Stanislao P. Masache Carlos B. Singaña	Dynamic Programming	$\text{Min} F_t = \sum_{j=1}^N F_j(n_j)$	Balance de potencia Límites operativos de generadores Límites de almacenamiento y descarga de agua	Sistema propuesto (4 unidades hidráulicas y 1 unidad térmica)
[44]		Short-Term Storage Signals in Hydrothermal Dispatch Models Using a Linked Representative Periods Approach	D. Tejada S. Wogring A. Siddiqui	Modelo LRP	$Z = \text{min} f(C_{op})$	Balance de potencia Límites operativos de generadores Límites de almacenamiento y descarga de agua	Spanish power system in target 2030
[45]	2002	Optimal Dispatch of Generating Units of the Itaipú Hydroelectric	Arce A. Ohishi T. Soares S.	Dinamic Programming Technique	$Z = \text{min} \sum \{C_{up} * \Delta n_t + c_p * p_n(dt)\}$	Balance de potencia Límites operativos de generadores Límites de almacenamiento y descarga de agua	Itaipu System

ANEXO III

