



MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO EN EL DESPACHO ECONÓMICO

CARLOS MARIO CORREA POSADA

Director

Ph.D. Patricia Jaramillo Álvarez

MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE SISTEMAS

Universidad Nacional de Colombia

Sede Medellín

Febrero de 2009

RESUMEN

La elaboración del despacho económico de energía es un proceso crítico en tiempo de ejecución que involucra una gran cantidad de variables, y se requiere de su elaboración para el desarrollo de los mercados competitivos. Dentro de los modelos de optimización lineales que se han desarrollado para resolver el problema del despacho económico, se cuenta con funciones objetivo que buscan minimizar el costo de operación de los mercados de energía, los cuales se basan en costos de combustibles o en ofertas de precio y disponibilidad de generación declarados por parte de los agentes generadores al Operador del Sistema, para atender un pronóstico de demanda determinado. Los diferentes modelos cuentan con restricciones lineales que garantizan la seguridad, calidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, arrojando programas de generación óptimos y factibles para los recursos hidráulicos y térmicos a ciclo simple. Además se han incorporado restricciones propias de los flujos de potencia para controlar los intercambios de energía activa a través de todos los equipos de la red de transmisión y evitar sus sobrecargas en estado estacionario.

En este momento no se han realizado desarrollos matemáticos completos que permitan introducir en los modelos de despacho económico la optimización para las plantas de ciclo combinado, es por eso que en algunos lugares, como el caso colombiano, se han desarrollado macros en Excel con modelos particulares de cada planta, que garantizan mediante reglas clásicas de decisión la programación factible de los recursos, pero que no aseguran una programación óptima de éstos. La implicación que esto tiene en el despacho final es que no se refleje el menor costo de operación del sistema, equivalente en unos casos al producto del precio de oferta por la generación para todos los recursos despachados, y en otros a la sumatoria de los costos de combustibles utilizados.

Este trabajo presenta un modelo de optimización que utiliza técnicas avanzadas de modelamiento matemático para representar dentro del problema del despacho económico de energía, las plantas térmicas de ciclo combinado y así involucrar dentro del mismo problema de decisión todos los recursos del sistema para garantizar una programación con el menor costo de operación. El modelo incorpora las principales características de las plantas de ciclo combinado que influyen en la programación de la generación, dentro de las cuales se destacan las que representan el comportamiento no lineal asociado a cambios de generación entre un período y otro (rampas), las restricciones temporales que controlan el tiempo en línea y fuera de línea de las máquinas, y las restricciones necesarias para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC. El modelo de optimización presentado garantiza una programación óptima de la planta minimizando el número de unidades en línea y el número de arranques programados, lo que representa el mayor reto para la optimización debido a las múltiples combinaciones de unidades de gas y de vapor que se pueden presentar para cumplir con el programa de generación. Por último se presentan ejemplos numéricos donde se acopla el modelo de optimización del despacho colombiano con el modelo propuesto para las plantas de ciclo combinado, y se corroboran los resultados con los datos entregados por los programas actuales.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a las siguientes personas:

A todo el personal de XM, Compañía de Expertos en Mercados, del Centro Nacional de Despacho y al equipo Despacho Económico por todo el apoyo recibido durante esta experiencia laboral.

Al MSc. Oscar Mauricio Carreño por el apoyo brindado en el proceso de aprendizaje de la Investigación de Operaciones y en la orientación para la elaboración de este trabajo.

A la profesora PhD. Patricia Jaramillo por su acompañamiento constante en la dirección de este proyecto de investigación.

Al MSc. Luis Julian Zuluaga por su colaboración en todo momento para facilitarme el tiempo y los recursos para elaborar este trabajo.

TABLA DE CONTENIDOS

LISTA DE TABLAS	6
LISTA DE FIGURAS.....	8
LISTA DE FIGURAS.....	8
1. INTRODUCCIÓN	9
2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	14
2.1 EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	15
2.2 EL PROBLEMA DEL DESPACHO ECONÓMICO	17
2.3 CLASES DE UNIDADES DE GENERACIÓN	19
2.3.1 OPTIMIZACIÓN PARA LAS PLANTAS HIDRÁULICAS	21
2.3.2 OPTIMIZACIÓN PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS	21
2.4 PLANTAS DE CICLO COMBINADO	25
2.5 PROGRAMACIÓN DE LAS PLANTAS DE CICLO COMBINADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA COLOMBIANO	28
3. ESTADO DEL ARTE.....	32
4. MODELO MATEMÁTICO.....	37
4.1 FUNCIÓN OBJETIVO	40
4.2 RESTRICCIONES ASOCIADAS A LAS UNIDADES DE GENERACIÓN.....	42
<i>Restricción de Máximo y Mínimo:</i>	<i>42</i>
<i>Restricción para controlar las variables binarias de Arranque y Parada:.....</i>	<i>47</i>
<i>Algoritmo para determinar el Tiempo Mínimo en Línea y Tiempo Mínimo Fuera de Línea que hace falta según las condiciones iniciales:.....</i>	<i>48</i>
<i>Restricción para determinar la parada según las condiciones iniciales:.....</i>	<i>50</i>
<i>Restricción para controlar tiempo mínimo en línea:.....</i>	<i>51</i>
<i>Restricción para controlar tiempo mínimo fuera de línea:.....</i>	<i>52</i>
<i>Restricción para controlar el máximo número de arranques al día:</i>	<i>53</i>
<i>Restricción para controlar las rampas:.....</i>	<i>54</i>
1. <i>Modelo 2 del Acuerdo 270 CNO.....</i>	<i>54</i>
2. <i>Modelo 3 del Acuerdo 270 CNO.....</i>	<i>57</i>
3. <i>Modelo DERA: Despacho Económico con Rampas Automáticas.....</i>	<i>58</i>
4.3 RESTRICCIONES ASOCIADAS AL CICLO COMBINADO	59
<i>Restricción para relacionar las unidades con el recurso:.....</i>	<i>59</i>
<i>Restricción para calcular el consumo de servicios auxiliares:.....</i>	<i>60</i>
<i>Restricción para calcular la generación de los quemadores de gas adicionales:</i>	<i>62</i>
<i>Restricciones para calcular la generación de las unidades de vapor:.....</i>	<i>63</i>
<i>Restricción de unidades para prestar el servicio de AGC:.....</i>	<i>65</i>

4.4	OTRAS RESTRICCIONES	66
	<i>Restricción para los períodos obligatorios:</i>	66
	<i>Restricción para las zonas de seguridad:</i>	67
	<i>Restricción para el máximo y mínimo de los recursos:</i>	68
5.1	DESPACHOS CON TODAS LAS UNIDADES DE VAPOR DISPONIBLES	73
	<i>Despachos por seguridad</i>	73
	<i>Despachos en mérito</i>	80
5.2	DESPACHOS CON TODAS LAS UNIDADES DE VAPOR INDISPONIBLES	83
	<i>Despachos por seguridad</i>	84
	<i>Despachos en mérito</i>	85
5.3	DESPACHOS CON UNA SOLA UNIDAD DE VAPOR INDISPONIBLE	87
5.4	DESPACHOS PARA PRESTAR EL SERVICIO DE AGC	90
5.5	DESPACHOS PARA VERIFICAR LAS RAMPAS CON LOS CAMBIOS DE GENERACIÓN	93
5.6	CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA Y TIEMPOS DE SOLUCIÓN	97
6.	CONCLUSIONES	98
7.	TRABAJOS FUTUROS.....	102
8.	BIBLIOGRAFÍA	103
	ANEXOS	107
	ANEXO 1. PROPUESTA PARA LAS RESTRICCIONES DE MÍNIMO Y MÁXIMO	107
	ANEXO 2. PROPUESTA PARA LAS RESTRICCIONES DE TIEMPO MÍNIMO EN LÍNEA	109
	ANEXO 3. GLOSARIO	111
	ANEXO 4. NOMENCLATURA DEL MODELO MATEMÁTICO	112
	ANEXO 5. RESUMEN	117

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. RESUMEN DE PARÁMETROS TÉCNICOS PARA LAS UNIDADES DE GENERACIÓN	20
TABLA 2. PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA CICLOS COMBINADOS.....	27
TABLA 3. TABLA DE VERDAD PARA LAS VARIABLES BINARIAS	47
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS UNIDADES DE TEBSA.....	71
TABLA 5. PARÁMETROS DEL CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES	71
TABLA 6. PARÁMETROS PARA LA RELACIÓN GENERACIÓN DE GAS A VAPOR.....	72
TABLA 7. COMBINACIÓN DE UNIDADES DE TEBSA CON SU MÍNIMO TÉCNICO Y SU CAPACIDAD (VALORES DE LA MACRO)	72
TABLA 8. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE FLORES1 Y FLORES2.....	73
TABLA 9. RESULTADO DESPACHO POR SEGURIDAD	74
TABLA 10. RESULTADO DESPACHO DE LAS UNIDADES DE TEBSA POR SEGURIDAD.....	74
TABLA 11. RESULTADO DESPACHO DE LAS VARIABLES BINARIAS DE TEBSA POR SEGURIDAD	75
TABLA 12. RESULTADO DEL CONSUMO DE AUXILIARES DE TEBSA POR SEGURIDAD	75
TABLA 13. RESULTADO DESPACHO MACRO DE TEBSA POR SEGURIDAD.....	79
TABLA 14. RESULTADO DESPACHO 7 UNIDADES POR SEGURIDAD	79
TABLA 15. RESULTADO DESPACHO DE LAS UNIDADES POR SEGURIDAD.....	80
TABLA 16. RESULTADO DESPACHO MACRO DE TEBSA CON UNIDADES POR SEGURIDAD.....	80
TABLA 17. RESULTADO DESPACHOS EN MÉRITO 3 UNIDADES.....	81
TABLA 18. RESULTADO DESPACHO DE LAS UNIDADES POR SEGURIDAD.....	81
TABLA 19. RESULTADO DEL CONSUMO DE AUXILIARES DE TEBSA EN MÉRITO	81
TABLA 20. RESULTADO DESPACHOS EN MÉRITO.....	82
TABLA 21. RESULTADO DESPACHO DE LAS UNIDADES EN MÉRITO	83
TABLA 22. RESULTADO DEL CONSUMO DE AUXILIARES DE TEBSA EN MÉRITO	83
TABLA 23. RESULTADO DESPACHO POR SEGURIDAD CON EL CICLO DE VAPOR INDISPONIBLE	84
TABLA 24. RESULTADO DESPACHO DE LAS UNIDADES DE TEBSA CON EL CICLO DE VAPOR INDISPONIBLE ...	84
TABLA 25. RESULTADO DEL CONSUMO DE AUXILIARES POR SEGURIDAD CON EL CICLO DE VAPOR INDISPONIBLE.....	85
TABLA 26. RESULTADO DESPACHOS EN MÉRITO CON EL CICLO DE VAPOR INDISPONIBLE.....	86
TABLA 27. RESULTADO DESPACHO DE LAS UNIDADES EN MÉRITO EL CICLO DE VAPOR INDISPONIBLE	86
TABLA 28. RESULTADO DEL CONSUMO DE AUXILIARES DE TEBSA EN MÉRITO CON EL CICLO DE VAPOR INDISPONIBLE.....	86
TABLA 29. RESULTADO DEL DESPACHO CON UNA UNIDAD DE VAPOR INDISPONIBLE.....	87
TABLA 30. RESULTADO DESPACHO DE LAS UNIDADES CON UNA UNIDAD DE VAPOR INDISPONIBLE	88
TABLA 31. RESULTADO DEL CONSUMO DE AUXILIARES CON UNA UNIDAD DE VAPOR INDISPONIBLE	88
TABLA 32. RESULTADO DEL DESPERDICIO DE VAPOR	88
TABLA 33. RESULTADO DEL DESPACHO CON AGC.....	91
TABLA 34. RESULTADO DEL DESPACHO POR UNIDAD CON AGC.....	91
TABLA 35. RESULTADO CONSUMO DE AUXILIARES DEL DESPACHO CON AGC	91
TABLA 36. PARÁMETROS DE FLORES1 MODELO 2 ACUERDO CNO 270.	93
TABLA 37. PARÁMETROS DE PAIPA4 MODELO 3 ACUERDO CNO 270.	94
TABLA 38. DESPACHO CON MODELO DE RAMPAS.	94
TABLA 39. DESPACHO POR UNIDADES CON MODELO DE RAMPAS.	95
TABLA 40. DESPACHO DE POTENCIA PARA TEBSA12G EN EL ARRANQUE.....	95
TABLA 41. DESPACHO DE POTENCIA PARA TEBSA11G EN EL ARRANQUE.....	96

TABLA 42. DESPACHO DE POTENCIA PARA TEBSA22G SUBIENDO AL MÁXIMO.	96
TABLA 43. RESULTADO MACRO DE TEBSA PARA EL MODELO CON RAMPAS.	96
TABLA 44. CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA Y TIEMPOS DE SOLUCIÓN.	97

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. TIPOS DE GENERACIÓN EN COLOMBIA A 31 DE DICIEMBRE DE 2007.	19
FIGURA 2. COMPONENTES GENERALES DE UNA PLANTA DE CICLO SIMPLE.	24
FIGURA 3. TIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA EN COLOMBIA A 31 DE DICIEMBRE DE 2007.	24
FIGURA 4. COMPONENTES GENERALES DE UNA PLANTA DE CICLO COMBINADO BÁSICA.	25
FIGURA 5. INTERACCIONES BÁSICAS DE ENERGÍA EN UN CICLO COMBINADO	26
FIGURA 6. ESQUEMA DE LA MACRO PARA LAS PLANTAS DE CICLO COMBINADO	29
FIGURA 7. ESQUEMA TRABAJO DRP – MACRO CICLOS COMBINADOS.	30
FIGURA 8. MODELO GENERAL DE LAS PLANTAS DE CICLO COMBINADO	38
FIGURA 9. MODELO DE RAMPAS.	44
FIGURA 10. RESULTADO MODELO DE QUEMADORES ADICIONALES	90
FIGURA 11. DESPACHO MÍNIMO DE AGC.	92
FIGURA 12. DESPACHO MÁXIMO DE AGC.	92

1. INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica ha experimentado un fenómeno de desregulación en todo el mundo durante las últimas décadas. Las empresas de servicios públicos que tradicionalmente estaban integradas verticalmente, se están viendo sometidas a una descomposición por actividades tales como la transmisión, la generación y la distribución. Países como Inglaterra, Nueva Zelanda, Australia, Argentina, Suecia, y los EE.UU han adoptado cambios para separar actividades como la transmisión y la generación, introduciendo al mercado un espacio para la libre competencia.

América Latina se ha caracterizado por ser una región líder en la reforma del sector eléctrico [50]. En los años ochenta, Chile fue el primer país en introducir reformas integrales con el objeto de abrir el sector a la participación privada y a la competencia. El ejemplo de Chile fue seguido por Argentina a principios de los años noventa y poco después por Bolivia y Perú. A mediados de los años noventa las reformas ya se habían extendido a Brasil y Colombia y más recientemente, a varios países centroamericanos, tendencia que en algún momento podría derivar hacia la completa integración física y regulatoria de sus sectores eléctricos. Claro está que el proceso de reforma de estos sectores se ha producido por etapas y todavía no ha llegado a todos los países de la región.

Particularmente el mercado eléctrico colombiano sufrió su reforma en el año de 1995 a un sistema de subastas similar al mercado de Inglaterra y Gales. Este proceso de desregulación introdujo una gran reestructuración al sector eléctrico, como se menciona en [22], ya que se originó una nueva competencia en la actividad de generación y comercialización de energía eléctrica, manteniendo las actividades de transmisión y distribución de energía como monopolios regulados. En Colombia se pasó de un despacho centralizado determinado por la optimización del uso de los recursos energéticos, a un despacho económico de generación novedoso en la región por utilizar precios de oferta y declaraciones de disponibilidad, información otorgada diariamente por los agentes generadores al operador independiente del sistema para determinar el programa de despacho. En otros países donde la componente hídrica es más baja, se introdujo la competencia minimizando los costos asociados al consumo de combustible para cada planta térmica. Cada agente estima un valor para sus recursos de generación teniendo en cuenta los costos fijos y variables de producción y las expectativas de riesgo que percibe en el mercado. El mercado colombiano toma en consideración un despacho ideal para liquidar las transacciones de energía. Si bien se permiten contratos bilaterales, éstos son de naturaleza financiera, similares a los contratos por diferencia. Adicionalmente en este mercado se garantizaría el libre acceso a las redes de transmisión y distribución con el fin de minimizar los obstáculos de entrada.

XM Compañía de Expertos en Mercados, una empresa del grupo ISA, es la encargada de ejercer las funciones de administración y operación del Mercado de Energía colombiano. Dentro de sus funciones de operador del sistema eléctrico se encuentra la elaboración del despacho económico diario de energía, que como lo establece la regulación colombiana¹ es un “*proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas, el programa horario de generación de los recursos*

¹ Resolución 004. Bogotá: CREG, 2003

del sistema, el cual se efectúa con el criterio de minimizar el costo de atender la demanda". La elaboración del despacho de energía en Colombia es una carrera contra el tiempo, diariamente se debe publicar el programa de generación a todos los agentes del mercado a las 14:45 horas¹, de manera que los agentes térmicos puedan comenzar a planear la operación de sus plantas para el día siguiente, proceso que incluye la nominación de las cantidades de gas (para las plantas que utilizan este combustible) a las empresas que lo suministran como Promigas, Ecopetrol, TGI y Ecogas.

Gracias a la variedad de recursos naturales y condiciones geológicas que se tienen en Colombia, podemos afirmar que este país es privilegiado de contar con un Mercado de Energía hidrotérmico, el cual se compone de plantas hidráulicas que utilizan agua como fuente para generar energía, y plantas térmicas que utilizan combustibles como el gas, carbón, fuel oil, entre otros, como combustible de generación. Las centrales de generación hidráulica se ubican en ciertas regiones del territorio colombiano como Antioquia, Tolima y el Oriente del país, mientras que en otras regiones como la Costa Atlántica se encuentran las plantas térmicas a gas y en el Nordeste del país se ubican las térmicas a carbón.

La operación económica de un sistema interconectado (enmallado) con recursos hidrotérmicos, como el caso colombiano, ofrece las siguientes ventajas sobre la operación de un sistema aislado dependiente de un solo tipo de generación:

- Utiliza sobrantes de generación de ciertas áreas para cubrir déficit en otras o exportar a los países vecinos.
- Es un sistema con alto grado de confiabilidad.
- Aprovecha la complementariedad de recursos naturales y regímenes hidrológicos que se presentan entre las diversas regiones del país.
- Permite la competencia entre las diferentes empresas de energía eléctrica, lográndose así un uso más eficiente de los recursos energéticos del país, lo cual se refleja en un costo menor de la energía para el usuario final.

En el caso puntual colombiano, el efecto que ha tenido la evolución del Mercado Eléctrico ha sido el impulso y el desarrollo de la electricidad en el país; las empresas privadas han realizado importantes inversiones en el sector y se ha venido desarrollando una competencia de precios que finalmente contribuye a que los usuarios tengan una tarifa de energía estable y además, permite contar con un producto de mayor calidad al que se tenía anteriormente. Desde el punto de vista de confiabilidad del sistema se ha ido logrando el objetivo de reducir la vulnerabilidad del suministro originada por la excesiva dependencia de la variable hidrológica, mediante el incremento de la componente termoeléctrica en el sistema de generación.

Para realizar la operación de un sistema interconectado se desarrollan procedimientos, algunos manuales y otros sistematizados, los cuales se deben usar en una forma óptima para atender oportunamente todas las necesidades. Hoy en día, el uso de herramientas de cómputo es indispensable para ejecutar de forma rápida y óptima el proceso del despacho económico de energía, debido a la gran cantidad de variables, de datos de entrada y a los procesos de

optimización que se tienen involucrados en el mismo. Por ejemplo el CND ha diseñado e implementado un software llamado *Despacho y Redespacho Programado* (DRP) que se encarga de realizar las tareas de optimización del despacho económico sobre un flujo de potencia óptimo DC de la red de transmisión, y con una verificación posterior del cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos², se obtienen los resultados óptimos de generación que cumplen todas las reglas² impuestas por el regulador del Mercado colombiano.

El modelo de despacho económico de generación colombiano se trabaja como un problema de “*Unit Commitment*” en el cual, para N generadores disponibles, debe encontrar el subconjunto de estos que satisfagan la demanda del sistema al mínimo costo de operación, dependiendo del precio de oferta y la disponibilidad de generación declarados por los agentes generadores y además, respetando las características técnicas de las diferentes plantas de generación. Este problema del “*Unit commitment*” ha sido ampliamente trabajado en todo el mundo y ha tomado fuerza desde que se introdujo la competencia en los mercados, ya que su solución busca determinar una programación óptima de los recursos teniendo en cuenta precios o costos de generación.

Para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad, confiabilidad y economía en un despacho económico, es necesario modelar dentro del problema del “*Unit commitment*” todas las plantas del sistema que participan en el mercado, donde la representación de sus características técnicas es fundamental a la hora de ejecutar la optimización, tanto para los recursos hidráulicos como para los térmicos. Los modelos de “*Unit commitment*” y de despacho económico que se han desarrollado en los diferentes mercados han incorporado todas las restricciones lineales que controlan los rangos de operación de las plantas hidráulicas y todas las características de las unidades térmicas que operan a ciclo simple, tecnología tradicional que ha operado durante las últimas décadas.

Dentro del conjunto de plantas térmicas que participan en un mercado eléctrico, se encuentran las plantas que operan a ciclo simple (o ciclo abierto) y las que operan mediante un ciclo combinado, las cuales se conocen también como Cogeneradores. Las plantas térmicas de ciclo simple son aquellas que utilizan gas o carbón como combustible para generar energía, y luego del proceso termodinámico expulsan el vapor caliente que sale de la caldera a través de una chimenea al medio ambiente; mientras que las plantas de ciclo combinado se caracterizan por la reutilización de ese vapor el cual, por medio de calderas de recuperación, sirve de combustible para alimentar unas turbinas adicionales y así generar más energía, o en algunos casos para atender procesos industriales que requieren de vapor caliente para alimentar sus hornos, máquinas, etc. La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores a los obtenidos por una central de ciclo simple, además es la tecnología que menos contamina de todas las industrias de producción de electricidad por quema de combustible fósil, características que han provocado un aumento significativo en la instalación de esta tecnología en los diferentes mercados durante las últimas dos décadas.

² Resolución 025. Bogotá: CREG, 1995

Los modelos de despacho económico encuentran un programa óptimo y factible para las plantas térmicas de ciclo simple, para lo cual incorporan en su modelo matemático las restricciones asociadas al tiempo en línea y fuera de línea de las unidades, mínimos y máximos de generación, restricciones de tiempos de aviso, tiempos de calentamiento, y se han desarrollado modelos lineales que representan las máximas variaciones que pueden tener las máquinas entre un período y otro según su velocidad de toma de carga y descarga, comportamiento que en la realidad tiene una tendencia no lineal por su dependencia de la temperatura de la caldera. En estos momentos no se encuentran modelos de despacho económico que incorporen dentro de sus restricciones funciones tales que permitan representar completamente las plantas térmicas de ciclo combinado, y como alternativa para garantizar una programación factible de este tipo de plantas se han desarrollado modelos alternos a la optimización que permiten garantizar la factibilidad de los programas encontrados como se muestra en [25], [26], [27], [31] y [33].

Por ejemplo en Colombia se ha desarrollado un modelo en Microsoft Office Excel³ que utiliza reglas clásicas de programación para garantizar que el despacho de generación de estas plantas tenga en cuenta las diferentes restricciones del ciclo combinado, pero es un modelo externo que no tiene ningún acople automático con las restricciones de la optimización. Este programa de Excel no optimiza la generación de la planta, simplemente verifica que el programa de generación sea factible aplicando las reglas de combinación de los grupos de unidades a vapor y a gas, y es por esto que el despacho programado por el CND no garantiza completamente el menor costo de operación del sistema. Adicionalmente por estar este software en una plataforma completamente diferente al software del despacho, se incorporan al proceso manualidades que se reflejan en retrasos temporales y que aumentan las probabilidades de error poniendo en riesgo la calidad y oportunidad del proceso. Otros modelos como los presentados en [25], [26], [27], [31] y [33] resuelven parcialmente el problema o hacen simulaciones sobre las posibles alternativas de solución, pero nunca introducen dentro del problema de despacho económico todas las restricciones necesarias para garantizar una programación óptima y factible de estas plantas.

Ante la falta de desarrollos se ha identificado la necesidad de desarrollar un modelo de optimización que utilice técnicas avanzadas de modelamiento matemático para representar, dentro del problema del despacho económico de energía, las plantas térmicas de ciclo combinado, y así garantizar el menor costo de operación del sistema, modelo que se presenta en este trabajo. El modelo incorpora las características de las plantas de ciclo combinado que se traducen en restricciones de generación, dentro de las cuales se destacan aquellas que representan el comportamiento no lineal asociado a la velocidad de toma de carga y descarga de la planta, la cual depende de la combinación de unidades programadas; las restricciones temporales que controlan el tiempo en línea y fuera de línea de la planta, teniendo en cuenta las unidades de vapor y las unidades de gas para garantizar una programación factible, y por último las restricciones asociadas a la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC (*Automatic Generation Control*). El modelo de optimización presentado también minimiza el número de unidades en línea y el número de arranques programados, lo que representa el mayor reto para la optimización debido a las múltiples combinaciones de unidades de gas y de vapor posibles que existen para cumplir con el programa de generación dentro del horizonte de optimización. Este modelo toma como datos de entrada un precio de oferta y una disponibilidad de generación para un horizonte de optimización de n períodos, y unos parámetros o características técnicas informadas por cada uno

³ Acuerdo 334. Bogotá: CNO, 2005. Macro desarrollada por GECELCA S.A ESP y Termobarranquilla S.A. ESP

de los agentes generadores para representar el comportamiento de sus plantas. Además se presenta el modelo de optimización del despacho acoplado completamente con el modelo propuesto para las plantas de ciclo combinado, lo que garantiza que en una sola ejecución se obtienen programas óptimos y factibles para todas las plantas del mercado, y adicionalmente para el caso colombiano se les simplificarán las tareas a los analistas de despacho en su proceso de programación económica de los recursos de generación.

Para realizar las pruebas del modelo se incluye la implementación de este para representar el comportamiento de la planta Tebsa dentro del despacho económico colombiano, que actualmente es la planta de generación de ciclo combinado más grande de este mercado con dos turbinas de vapor y cinco de gas.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Desde mediados de 1980 la estructura del sector eléctrico, en muchos países, experimentó cambios en los procesos de generación, transmisión y distribución. La necesidad de una operación más eficiente dio paso a la privatización, reestructuración y finalmente a la desregulación del sector eléctrico, el cual estaba bajo el control del estado. El surgimiento de mercados de energía en el mundo ya es una realidad. La Directiva de la Unión Europea creó en 1999 el Mercado Interno de Electricidad, que establece la liberalización de la energía eléctrica sin imponer un modelo único de estructura de mercado para todos los países pertenecientes a esta comunidad [51]; América del Norte se ha hecho presente con Canadá y Estados Unidos, introduciendo reestructuraciones en mercados representativos como el de PJM, Nueva York y California [52]. En América Latina se han liderado cambios en la reforma del sector eléctrico desde los años ochenta, Chile fue el primer país en abrir el sector a la participación privada y a la competencia, seguido por Argentina, Bolivia, Perú, Brasil y Colombia [50]. Así mismo los países centroamericanos no se han quedado atrás y están trabajando sobre cambios importantes con la integración de sus mercados con la creación del SIEPAC.

Dentro de los cambios que ha introducido la desregulación en los mercados eléctricos, está la creación de un ente independiente encargado de realizar las labores de administración y operación del mercado, denominado Operador del Sistema [32]. Esta entidad tiene el deber y la autoridad para operar y administrar el sistema eléctrico cumpliendo con criterios de seguridad, calidad, confiabilidad y economía. Países como Inglaterra, Estados Unidos, Canadá, Australia, Nueva Zelanda, Chile, Argentina y Perú, actualmente administran el sector eléctrico bajo un enfoque de competitividad y administración óptima de sus recursos, experimentando la necesidad de actualizar y desarrollar nuevos algoritmos que faciliten la operación del sistema eléctrico [50]. Dentro de estos nuevos algoritmos operativos se han desarrollado modelos de optimización para efectuar las labores de planeación del sistema eléctrico, dentro de las cuales se encuentra la programación óptima de los recursos de generación a corto plazo, lo que se conoce como despacho económico de energía.

El despacho de generación es una de las principales funciones de los Operadores del Sistema modernos [32]. Mediante este procedimiento se determina el programa óptimo de generación para todos los recursos del mercado con el objetivo de minimizar el costo de operación del sistema, que dependiendo del mercado puede ser la minimización de precios de oferta de todos los recursos o la minimización del costo del combustible de las plantas térmicas. Para obtener resultados óptimos y factibles de generación por medio del despacho económico, se deben modelar todas las tecnologías de generación involucradas en el mercado que participen en la asignación de recursos para la atención de la demanda de electricidad, con sus costos y características técnicas asociadas. Dentro de estas tecnologías se encuentran algunas tradicionales como la hidráulica y la térmica a ciclo simple o abierto, y con el surgimiento de los mercados desregulados en el mundo y el incremento de los productores independientes IPP (*Independent Power Producer*) [33] han aparecido nuevas tecnologías de generación como las térmicas a ciclo combinado, las eólicas, las solares, entre otras.

Los algoritmos de despacho económico que se encuentran en la literatura han abordado completamente el problema de la programación de los recursos para las plantas tradicionales, encontrando programas de generación óptimos que garantizan el cumplimiento de sus características técnicas, pero el surgimiento de nuevas tecnologías y su incorporación en los mercados ha creado la necesidad de desarrollar nuevos algoritmos que permitan su modelamiento dentro del problema de optimización.

En este trabajo se aborda el problema asociado al modelamiento de las plantas de ciclo combinado en el problema del despacho económico. Estas plantas corresponden a la mayoría de nuevos generadores instalados en el mundo [27], ya que presentan ventajas sobre tecnologías tradicionales como alta eficiencia, respuesta rápida, tiempo corto de instalación, disponibilidad de gas y pocas emisiones. Su modelaje dentro del despacho económico es una labor complicada por las múltiples combinaciones de operación que dependen del número de máquinas en línea, el estado de la turbinas de combustión y de vapor.

A continuación se muestra como la evolución del mercado de energía en Colombia y la aparición de varios ciclos combinados en nuestro sistema durante los próximos años, ha creado la necesidad de realizar una investigación sobre los modelos de optimización existentes para este tipo de plantas. Al no encontrar propuestas que involucren completamente las características de los ciclos combinados dentro del problema de optimización del despacho económico, se ha visto la necesidad de formular un modelo que permita la incorporación de estas plantas con sus características técnicas dentro del problema de optimización.

2.1 EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sector eléctrico colombiano ha sufrido importantes transformaciones en los últimos quince años. Tal y como se menciona en [53], desde comienzos de la década de los noventa, y siguiendo algunas tendencias mundiales de mercado, específicamente del mercado de energía Inglés, se han puesto en práctica importantes reformas en el modelo de desarrollo económico para la prestación de servicios públicos domiciliarios. Las bases de estas reformas fueron impulsadas por la Constitución de 1991, y debido al racionamiento que sufrió el país en 1992 y 1993, requirieron de modificaciones y aceleraciones en el proceso de introducción del nuevo modelo que se llevaron a cabo con la ley eléctrica 142 y 143. No fue sino hasta 1995 cuando el sector eléctrico colombiano abrió sus puertas a la competencia total en sus negocios de generación, transmisión, distribución y creó la figura de la comercialización como el enlace comercial entre estas tres actividades y los consumidores de energía. Se estableció que el Estado debería crear condiciones que favorecieran la inversión privada en el sector y la eficiencia económica, y además debería garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de la población. Adicionalmente se le asignaron al Estado las funciones de planeación del sistema eléctrico, regulación y control del mercado que se comenzaba a desarrollar. Debido a estas reformas, se ha creado una competencia en el mercado eléctrico que ha permitido la participación del capital privado nacional y extranjero en cada uno de sus negocios, en particular en el sector de la generación de energía.

Desde 1993 la regulación colombiana en cabeza de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ha estado encaminada a establecer un marco normativo que garantice la eficiencia económica, que vele por la calidad en la prestación del servicio y que procure mejorar la cobertura

de este. En este año se reglamentó el Código de Operación⁴, en el cual se establecieron, entre otras cosas, las reglas y procedimientos para operar el Mercado de Energía. Uno de los principales cambios que introdujo este código al mercado fue la creación de los procedimientos y las reglas para la elaboración del despacho de energía, proceso cuyo objetivo es establecer día a día el programa de generación para todos los recursos del sistema cumpliendo con criterios de seguridad, calidad, confiabilidad y economía.

Antes de 1995 se tenía como objetivo para definir el programa de generación el minimizar los costos de producción de las plantas del sistema hora a hora, para lo cual se tenían en cuenta los costos declarados tanto por las plantas térmicas como las hidráulicas. Este objetivo estaba sujeto a unas restricciones hidráulicas que tienen sus orígenes en pronósticos hidrológicos de los caudales de los ríos que alimentan los diferentes embalses, lo que se traduce en un dato de predicción del nivel de los embalses, y restricciones propias de las plantas térmicas que tenían en cuenta sus costos fijos y sus costos variables. En forma general se puede representar ese problema de optimización como [28]:

F.O. minimizar:	Costos de producción (Térmicos + Racionamientos) + Costos Terminales (Referidos a embalses) + Penalizaciones (Vertimientos)
Sujeto a:	Restricciones de continuidad Restricciones de demanda Límites máximos y mínimos

La desregulación de los mercados eléctricos crea más competencia e introduce nuevos mecanismos de transacción para los agentes del mercado. La desregulación de los mercados ha promovido un cambio de operaciones basadas en ofertas de precios [4]. Es así como con la creación en 1995 del código de operación colombiano para el nuevo esquema de mercado, se pasó de elaborar un despacho centralizado determinado por la optimización del uso de los recursos energéticos como el agua, el gas y el carbón, a un despacho económico de generación basado en precios de oferta y declaraciones de disponibilidad informados diariamente por los agentes generadores al Operador del Mercado, en otras palabras, el despacho tiene en cuenta el precio de oferta de cada agente en vez de considerar el costo de producción de cada unidad de generación, claro está que la regulación establece que los precios de oferta elaborados por cada agente deben corresponder a la valoración de sus recursos, para lo cual deben tener en cuenta los costos variables de producción y las expectativas de riesgo que cada agente percibe en el mercado⁵.

XM es la compañía encargada de ejercer las funciones establecidas por la ley para la administración y operación del Mercado de Energía colombiano. Dentro de sus funciones de

⁴ Resolución 025. Bogotá: CREG, 1995

⁵ Resolución 025. Bogotá: CREG, 1995

operador del sistema eléctrico se encuentra la elaboración diaria del despacho económico de energía, que se define según lo establecido por la regulación colombiana como un “proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas, el programa horario de generación de los recursos del sistema, el cual se efectúa con el criterio de minimizar el costo de atender la demanda”⁶ pero fue a partir del 1 de marzo de 2001 que la CREG estableció que el despacho programado de generación en Colombia, debía realizarse utilizando métodos de optimización diaria. “El CND encontrará para las veinticuatro (24) horas del Despacho, mediante procedimientos de optimización diaria”⁷.

“En un mercado de electricidad competitivo la optimización es el mejor camino para organizar económicamente la generación del sistema” [2], en este tipo de mercados los participantes realizan diariamente sus ofertas para cada período de transacción, para el caso colombiano solamente los agentes generadores realizan ofertas para sus plantas y con esta información se realiza un despacho económico hora a hora para el día siguiente.

Para cumplir con esta labor de optimización el CND desarrollo un software llamado Despacho y Redespacho Programado (DRP) en el que se establece un modelo de optimización lineal cuyo objetivo es minimizar los costos de operación teniendo en cuenta las restricciones de generación para las diferentes plantas del sistema y además, tiene acoplado un flujo de potencia óptimo DC (sólo se tiene en cuenta el flujo de potencia activa a través de la red) para modelar mediante algunas aproximaciones las restricciones propias de la red de transmisión. El DRP arma la matriz del modelo matemático y la optimización se realiza utilizando CPLEX⁸, una herramienta de optimización altamente reconocida. Los resultados de generación arrojados por la optimización se someten a una verificación estricta del cumplimiento de las reglas de seguridad, calidad y confiabilidad establecidas por la regulación colombiana⁹ mediante un modelo eléctrico AC, el cual tiene en cuenta los flujos de potencia activa y reactiva, lo que permite verificar los niveles de tensión, cargabilidad de equipos y realizar estudios detallados de estabilidad.

2.2 EL PROBLEMA DEL DESPACHO ECONÓMICO

Una de las tareas más importantes en la planeación de corto plazo de un sistema de potencia es el despacho de energía, proceso que calcula el programa de generación donde se pueden ahorrar miles de millones por año en costos para el mercado de energía, que se ven reflejados finalmente en la tarifa del usuario consumidor. El modelo de despacho económico tiene como objetivo encontrar un programa de generación óptimo para n horas siguiente, para lo cual debe decidir cuándo prender o apagar cada una de las unidades del sistema. Este modelo de decisión se trabaja como un problema “Unit Commitment” [1] en el cual para N generadores disponibles se debe encontrar el sub conjunto de plantas que deben estar en línea para satisfacer la demanda del sistema al mínimo costo de operación, tomando como datos de entrada un precio de oferta (o declaración de costos de combustibles) y una disponibilidad declarada por los agentes generadores, y el conjunto de características técnicas que garantizan la factibilidad del programa encontrado.

⁶ Resolución 004. Bogotá: CREG, 2003

⁷ Resolución 026. Bogotá: CREG, 2001

⁸ Consultar referencia [46] para más información

⁹ Resolución 025. Bogotá: CREG, 1995

El problema de “*Unit Commitment*” se define matemáticamente como un problema combinatorio mixto de optimización de gran escala [2] [15], es un *NP-Hard* [3] que involucra miles de valores binarios de decisión, variables continuas y una gran cantidad de restricciones con igualdades y desigualdades. La solución óptima a dicho problema complejo combinatorio de optimización solo puede ser obtenida mediante una técnica de búsqueda global. El problema de “*Unit Commitment*” determina económicamente el estado ON/OFF de las unidades para encontrar el programa de generación sobre un horizonte de planeación corto sujeto a la satisfacción de la demanda y a restricciones de operación del sistema.

La función objetivo del problema de “*Unit Commitment*” ha sido ampliamente trabajada como una minimización de costos, pero en Colombia, por las características del mercado, es una minimización de precios. Esta función busca programar las unidades de generación satisfaciendo dos tipos de restricciones, unas globales y otras locales. Las restricciones globales garantizan que la cantidad de generación despachada en todas las unidades sea igual que la demanda del sistema, incluyendo las cargas, las pérdidas y las reservas del sistema. Las restricciones locales incluyen los rangos de generación permitidos para cada una de las unidades del sistema y las rampas, el mínimo tiempo en línea y fuera de línea para las unidades térmicas.

Debido a que la generación está normalmente ubicada en diferentes aéreas interconectadas mediante líneas de transmisión, los flujos de potencia están restringidos por los límites térmicos, límites por regulación de tensión o límites de estabilidad de las líneas de transmisión. Si el problema de “*Unit Commitment*” no tiene en cuenta estas restricciones de transmisión entonces el programa óptimo de generación obtenido puede ocasionar sobrecargas en las líneas o violación de los límites de intercambio que comprometen la seguridad de sistema eléctrico, lo que implica una reprogramación de la generación incurriendo en sobrecostos [3], es por eso que se le agrega otro tipo de restricciones al problema para tener en cuenta las limitaciones de la red de transmisión conocidas en la literatura como óptimo de potencia.

Se han utilizado varios métodos para resolver el problema del “*Unit Commitment*” entre los cuales se destacan [1] [2] [15]:

- Métodos basados en Listas de Prioridad [6] [15]
- Relajación Lagrangiana [8] [15]
- Programación dinámica [7] [15]
- Simplex [7]
- Branch and Bound [7]
- Algoritmos genéticos y Programación Evolutiva [9] [10] [15]

Al aplicar estos métodos de solución para el “*Unit Commitment*” se han identificado algunas dificultades generales como [2]:

- El alto tiempo computacional para problemas de media y alta escala.
- Alta dependencia de heurísticas en algunos métodos como por ejemplo la Lista de Prioridad, lo que implica la obtención de soluciones subóptimas.
- La dificultad para obtener soluciones factibles.

Para resolver el problema del despacho colombiano se ha utilizado la programación lineal entera mixta (MIP) que resuelve el problema de “*Unit Commitment*” y el despacho económico, y se ha

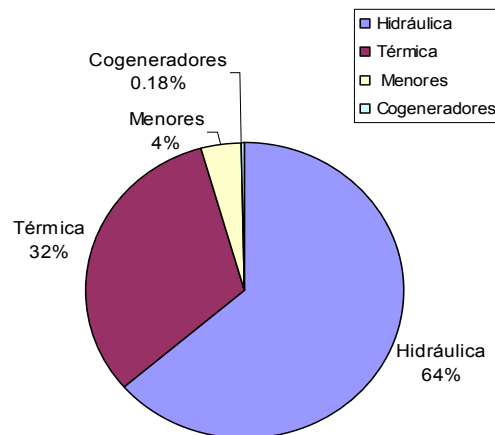
utilizado el método Simplex mejorado del CPLEX [22] para encontrar la solución, alternativa que ha permitido encontrar programas de generación óptimos en tiempos relativamente cortos que cumplen con las expectativas del mercado. Además esta técnica de optimización garantiza la convergencia en una solución óptima en un número de iteraciones finita [17][19][20].

2.3 CLASES DE UNIDADES DE GENERACIÓN

Un sistema eléctrico tradicional está compuesto básicamente por dos tipos de unidades generadoras que son las hidráulicas y las térmicas, donde las primeras generan energía gracias a que utilizan agua para mover los rotores de las máquinas y las segundas se aprovechan del calor que se le inyecta a una caldera alimentada ya sea por gas, carbón, *fuel oil* entre otros, para generar gases a alta presión que mueven los rotores de las máquinas térmicas.

Como ejemplo para mostrar la alta componente de las tecnologías tradicionales en un mercado se toma la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional -SIN- colombiano a diciembre 31 de 2007, que alcanzó un valor de 13,405.7 MW, 128.5 MW más que el año anterior. La capacidad hidráulica representó el 63.6% del total de la capacidad efectiva del SIN, la térmica el 32.1% y menores y cogeneradores el 4.3% [30] (ver Figura 1)

FIGURA 1. Tipos de generación en Colombia a 31 de diciembre de 2007.



FUENTE: XM Los expertos en mercados. Medellín – Colombia. 2008 <<http://www.xm.com.co>> [Consultado 01 Julio 2008]

El costo de operación de una unidad térmica depende altamente de su eficiencia [4] y generalmente estos costos son más altos que los de las unidades hidráulicas. En la mayoría de los mercados las unidades de generación térmicas se operan en cargas constantes durante los 24 períodos del día y las unidades hidráulicas se utilizan para asumir los altos cambios de demanda, sobre todo en las horas pico [4] [12] [13]. Este comportamiento es característico de los mercados que optimizan costos variables de las unidades, ya que el arrancar y/o parar una unidad térmica tiene un costo demasiado elevado y no es económico para el sistema asumir estos sobre costos, lo que no ocurre con las unidades hidráulicas, por eso es más económico operar en carga base las

térmicas y prender o apagar las hidráulicas para perseguir los cambios de demanda. A diferencia de los mercados que optimizan costos, en el mercado colombiano se optimizan precios, cada agente refleja sus costos en un precio de oferta que se utiliza como insumo para la decisión económica, y es así como para encontrar el “*Unit Commitment*” todas las unidades están bajo las mismas condiciones de competencia, todas declaran un precio de oferta al Operador del Mercado.

Para garantizar los criterios de seguridad, calidad, confiabilidad y economía establecidos por la regulación¹⁰, es necesario modelar dentro del mismo problema de optimización todas las plantas del sistema que participan en el mercado, o sea, se deben modelar las restricciones que representan tanto a las plantas hidráulicas como a las térmicas para tomar la decisión económica en igualdad de condiciones.

En algunos mercados el Operador del Sistema elaborara el despacho económico de forma centralizada. Esta estructura evita el fenómeno de auto programación de los recursos por parte de los agentes generadores [14] [21]. Para viabilizar esta tarea de programación por parte del Operador, los agentes deben declarar sus características técnicas de generación, lo que se traduce para el modelo de optimización en restricciones técnicas propias de las plantas. Desafortunadamente, en los mercados en los cuales existe la auto programación se llega a diferencias importancias entre el Operador y los auto programas de cada una de las plantas en tiempo real[36], lo que puede causar desbalances en el sistema.

Por ejemplo los parámetros que las unidades declaran al Operador del sistema colombiano para tener en cuenta en el despacho económico son las siguientes:

Tabla 1. Resumen de Parámetros Técnicos para las Unidades de Generación

PARAMETRO TÉCNICO	UNIDADES
CAPACIDAD NOMINAL	MW
CAPACIDAD BRUTA	MW
CAPACIDAD EFECTIVA NETA	MW
CARGA SICRONIZANTE	MW
MÍNIMO TÉCNICO	MW
TIEMPO CALENTAMIENTO (TC)	Horas
TIEMPO MÍNIMO DE GENERACIÓN (MTG)	Horas
TIEMPO MÍNIMO FUERA DE LÍNEA (MTFL)	Horas
TIEMPO DE AVISO (TA)	Horas
MÍNIMO TIEMPO DE CARGA ESTABLE (MTCE)	Horas
RAMPA DE AUMENTO Y DISMINUCIÓN	MW/h
ARRANQUES PROGRAMADOS POR DÍA	-
CAPACIDAD DE GENERACIÓN MVAR	MVAR
CAPACIDAD DE ABSORCIÓN DE MVAR	MVAR
HEAT RATE (TASA DE CALENTAMIENTO)	MBTU/MW
FACTOR DE POTENCIA	-
ELEGIBLE PARA AGC	-
ESTADISTMO	%

¹⁰ Resolución 025. Bogotá: CREG, 1995

2.3.1 Optimización para las plantas hidráulicas

Dentro del problema de optimización se tienen en cuenta las restricciones propias de los generadores hidráulicos para decidir cuándo arrancar o no las máquinas, y que una vez estas estén en servicio no superen su carga máxima declarada ni se encuentren por debajo de su mínimo técnico.

No es complicado desarrollar modelos para las restricciones que representan este tipo de plantas en el problema de despacho. Gracias a las características que presentan los controles implementados sobre las válvulas que controlan el flujo de agua que mueve la turbina del generador, este tipo de plantas no tiene restricciones temporales para generar, en otras palabras, pueden modificar su generación casi de forma inmediata entre un período y otro y pueden entrar y salir de operación sin problema.

Dentro de las restricciones propias de este tipo de unidades generadoras tenemos las siguientes:

- El programa de generación debe estar dentro de los rangos factibles declarados por el agente, estos rangos se acotan por debajo con el mínimo técnico de la unidad y por encima con la disponibilidad declarada.
- La generación despachada debe cumplir los criterios de reserva establecidos por la regulación, tanto para la reserva caliente como para el AGC¹¹.
- Para las cadenas hidráulicas de generación, se modela una restricción que garantiza que el programa de despacho cumpla con intervalos de generación y agrupaciones de unidades asociadas al flujo de agua que interconecta la cadena de generación.
- Se modelan para este tipo de plantas las zonas prohibidas de generación que corresponden a intervalos de generación que se encuentran entre el mínimo y el máximo de la planta donde éstas, por algún motivo técnico, no pueden generar.

El problema de optimización en el despacho de energía para las unidades hidráulicas involucra solamente variables binarias para determinar el estado ON/OFF de las máquinas, por lo que es un problema que se resuelve más fácil y en tiempos más cortos que el despacho para las unidades térmicas, que involucra más variables binarias y más restricciones.

2.3.2 Optimización para las plantas térmicas

Las plantas térmicas, como su nombre lo indica, dependen directamente de calor para generar electricidad ya que dentro del proceso de generación es indispensable calentar una caldera para transformar un combustible de alimentación en vapor y así mover el rotor de la máquina para

¹¹ Resolución 004. Bogotá: CREG, 2003.

generar energía. Esta dependencia en especial, involucra restricciones temporales de generación representadas en curvas de energía de la unidad.

El problema de “*Unit Commitment*” para las plantas térmicas ha sido resuelto tradicionalmente en sistemas de potencia centralizados para determinar cuándo arrancar o apagar una unidad térmica de generación, y cómo despachar los generadores en línea para alcanzar la demanda del sistema y los requerimientos de reserva satisfaciendo las restricciones de generación, de manera que el costo total de operación sea mínimo. Un programa estándar para este tipo de plantas es usualmente formulado sujeto a las siguientes restricciones [19]:

- Límites de producción: La generación debe respetar el mínimo y el máximo técnico una vez la unidad se encuentre en línea.
- Límites de rampas: Entre un período y otro la unidad puede tener un máximo de variación de potencia de acuerdo a los parámetros declarados de rampas de aumento y disminución.
- Tiempos mínimos en línea y fuera de línea: Cuando se arranca una unidad se debe respetar el Tiempo Mínimo en Línea (TML) y cuando se apaga una unidad se debe respetar el Tiempo Mínimo Fuera de Línea (TMFL).
- Se deben respetar las zonas prohibidas de generación.
- Se debe respetar el máximo número de arranques programados por día.
- Se debe respetar Tiempo Mínimo de Carga Estable (MTCE) cuando la planta tiene variaciones mayores al número máximo de MWh permitidos para la carga estable.
- Se debe tener en cuenta el rango necesario para realizar AGC, siempre y cuando la planta preste este tipo de servicio.

Debido a las características de generación de las unidades térmicas, éstas no pueden variar libremente la generación entre un período y otro, tanto para aumentar como para disminuir la cantidad de MW, muchas veces por las características de sus calderas o por los ciclos térmicos que utilizan para la generación. Para representar la energía en términos de potencia en un período de tiempo determinado, se establecen modelos de bloques de potencia que representa los intervalos de generación permitidos para la unidad, los cuales establecen para un período de tiempo determinado un rango de generación permitido dependiendo del valor de despacho que la unidad tenga programado para el período anterior (rampas dinámicas), así para establecer el despacho de una planta en el período t se necesita conocer cuál fue su despacho en el período $t-1$. Para involucrar estos bloques de generación en el modelo de optimización del despacho, se han desarrollado modelos que integran los diferentes bloques al despacho económico como restricciones de la función objetivo. Algunas plantas de generación, en vez de declarar en sus parámetros los bloques de potencia, declaran una ecuación lineal que representa el comportamiento de la planta, en este caso la ecuación reemplaza el modelo de bloques dentro de las restricciones del modelo de despacho.

Por ejemplo el modelo lineal formulado para las plantas en Colombia¹² tiene las siguientes inecuaciones:

$$\begin{aligned} & \text{“ } a \cdot P_i(t) - b \cdot P_i(t-1) \leq UR_i; \text{ para la rampa de aumento} \\ & c \cdot P_i(t-1) - d \cdot P_i(t) \leq DR_i; \text{ para la rampa de disminución “} \end{aligned}$$

Donde:

- a,b,c,d: Parámetros que dependen del modelo de la planta
- UR_i: Rampa de aumento de la planta *i* [MWh]
- DR_i: Rampa de disminución de la planta *i* [MWh]
- P_i(*t*): Energía despachada para la planta *i* en el período *t* [MWh]
- P_i(*t*-1): Energía despachada para la planta *i* en el período *t*-1 [MWh]

Los agentes que tengan plantas de generación térmica, deberán seguir el siguiente procedimiento para encontrar los valores adecuados para los respectivos parámetros, de acuerdo con la resolución vigente¹³:

- Verificar condiciones normales de operación, llevando la unidad desde 0 MWh hasta la capacidad efectiva técnica y luego a 0 MWh otra vez.
- Se grafican las condiciones de arranque y parada de las unidades: Potencia vs Tiempo.
- De las gráficas anteriores se calcula el área bajo la curva para cada período, encontrando los valores de energía respectivos.
- Con los valores de energía encontrados, se analizan las diferentes opciones y se encuentra el modelo, o la combinación de modelos, más adecuados para cada unidad.

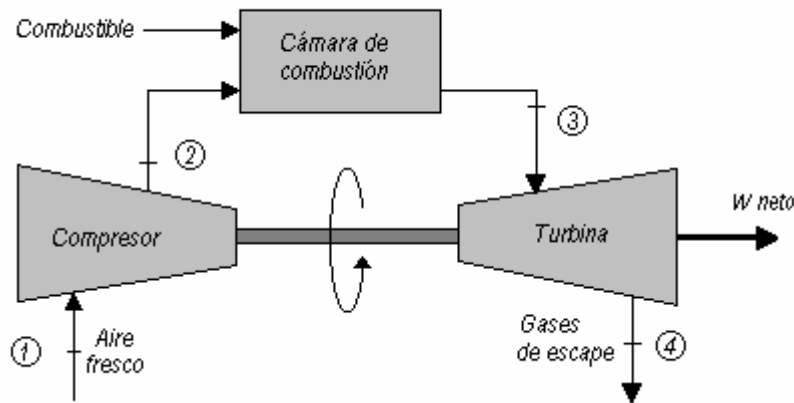
El conjunto de restricciones compuestas por variables que dependen de otros períodos, como por ejemplo las mencionadas para los TML y TMFL, obligan a que el problema de despacho necesariamente se modele como un problema acoplado para todo el horizonte de optimización, o sea, no se puede obtener el menor costo de operación del sistema analizando cada uno de los períodos de manera independiente, sino que se tiene que analizar todo el conjunto de períodos como un solo problema, ya que las soluciones que se encuentren para un período determinado tienen impacto sobre los otros períodos.

Las restricciones presentadas para las plantas térmicas de generación son aplicables para aquellas máquinas que solamente utilizan un ciclo termodinámico para generar (ver Figura 2), que son conocidas como plantas de ciclo simple ya que las ecuaciones están diseñadas para tomar decisiones sobre una sola unidad, no tienen incorporadas relaciones que involucren varias unidades para una misma planta térmica. Las unidades de ciclo simple se caracterizan por el desaprovechamiento de los gases calientes que se desprenden del proceso termodinámico, los cuales son eliminados a la atmósfera sin ser reutilizados, esto implica que este tipo de plantas sean catalogadas como ineficientes en su proceso de conversión de energía.

¹² Resolución 009. Bogotá: CREG, 2003. p.2

¹³ Acuerdo 270. Bogotá: CNO, 2003. p.3

FIGURA 2. Componentes generales de una planta de ciclo simple.



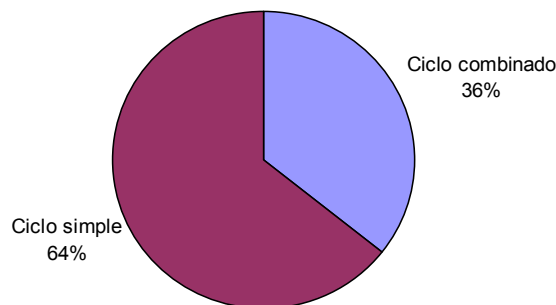
FUENTE: Todomonografías.com. 2006.

<<http://www.todomonografias.com/images/2007/04/a16692.gif>> [Consultado 20 Julio 2008]

Adicionalmente a las plantas térmicas de ciclo simple, han surgido en los sistemas plantas térmicas de ciclo combinado las cuales involucran varias unidades dentro de un mismo ciclo de generación. Las plantas de ciclo combinado se caracterizan por la reutilización de los gases calientes que se escapan a la atmósfera por las chimeneas de las turbinas a gas existentes, estos gases calientes se aprovechan para generar vapor por medio de calderas de recuperación, y con éste vapor se alimentan unas turbinas adicionales para generar más energía. Estas plantas presentan restricciones adicionales que complican su modelamiento lineal dentro del "Unit Commitment".

Para observar un ejemplo del impacto que tienen las plantas de ciclo combinado, se presenta la capacidad térmica instalada en el SIN colombiano. De un total de 4.298 MW el 64.49% corresponde a plantas de ciclo simple y el 35.51% a plantas de ciclo combinado [30] (ver Figura 3)

FIGURA 3. Tipos de generación térmica en Colombia a 31 de diciembre de 2007.



FUENTE: XM Los expertos en mercados. Medellín – Colombia. 2008 <<http://www.xm.com.co>> [Consultado 01 Julio 2008]

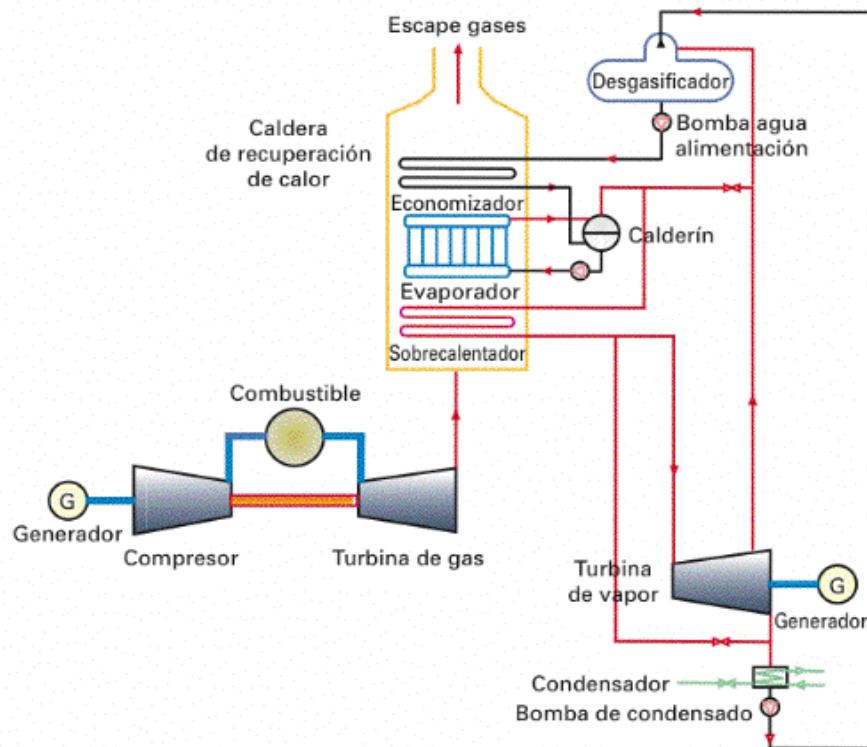
2.4 Plantas de ciclo combinado

Se puede definir un ciclo combinado como el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos individuales, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo. El calor residual del proceso de generación de trabajo neto en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura [18].

Una central termoeléctrica de ciclo combinado es un tipo de central que utiliza gas natural, gasóleo o incluso carbón preparado como combustible para alimentar una turbina de gas. Luego los gases de escape de la turbina de gas que todavía tienen una elevada temperatura, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica.

En la Figura 4 se muestran los componentes de una planta de ciclo combinado.

FIGURA 4. Componentes generales de una planta de ciclo combinado básica.



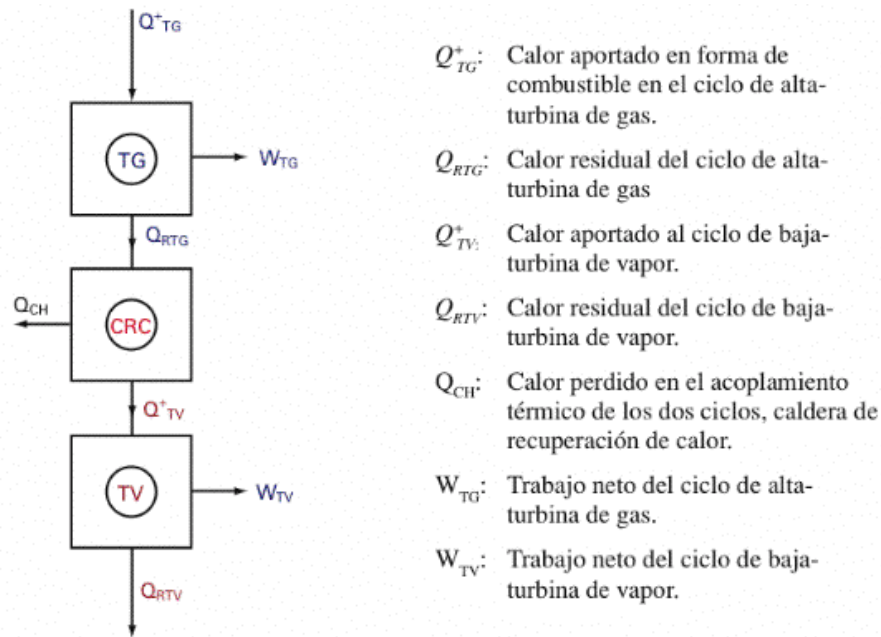
FUENTE: Conceptualización del modelamiento de una planta de ciclo combinado. Gerencia Centro Nacional de Despacho. Documento XM CND 2008 001. Mayo 27, 2008

La turbina de gas está compuesta por un compresor, una cámara de combustión y la turbina propiamente. El compresor se encarga de comprimir el aire que viene del ambiente y que luego se conduce hasta la cámara de combustión. En este lugar se enciende la mezcla de aire y combustible, generando un gas a alta presión y temperatura. Este gas se aprovecha para mover el eje de la turbina.

El HRSG (*Heat recovery steam generator*) es un intercambiador de calor que utiliza la corriente de gas caliente que sale de la turbina de gas para generar vapor. Este vapor es enviado a la turbina de vapor. En la turbina de vapor se recibe el vapor generado por el HRSG para mover el eje de la turbina.

Es importante tener presente los intercambios de energía que se presenta en una planta de este tipo. En la Figura 5 se presentan dichas interacciones entre los componentes del ciclo combinado.

FIGURA 5. Interacciones básicas de energía en un ciclo combinado



FUENTE: Conceptualización del modelamiento de una planta de ciclo combinado. Gerencia Centro Nacional de Despacho. Documento XM CND 2008 001. Mayo 27, 2008

Con el crecimiento notable en los mercados desregulados en todo el mundo, y el aumento en la participación de Productores Independientes de Potencia (IPP) las aplicaciones de los ciclos combinados han aumentado [26] [27]. A finales de los años 90 se vio el ciclo combinado como la solución ideal para las nuevas energías en mercados competitivos [24] y es por eso que este tipo de plantas térmicas representan la mayoría de las unidades de generación que actualmente se están instalando en todo el mundo [27], por lo que el despacho de estos recursos se convierte en un área de interés, tanto para los agentes del mercado como para el Operador.

Para mostrar el incremento en la instalación de estas nuevas tecnologías dentro de los mercados, se presenta el plan de expansión en generación del Mercado Eléctrico colombiano, donde se tiene previsto la instalación de nuevos ciclos combinados en el SIN, tal y como se muestra en la tabla número 2.

Tabla 2. Proyectos de generación para ciclos combinados

PROYECTO	CAPACIDAD	FECHA DE ENTRADA
Termoflores 4: Se cierra el ciclo de Termoflores2 y Termoflores3	163 MW	Noviembre de 2009
Meriléctrica: Aumenta su capacidad con un Ciclo Combinado	272 MW	Noviembre de 2012
Termocandelaria: Se cierra el ciclo de Termocandelaria1 y Termocandelaria2	560 MW	Noviembre de 2012

FUENTE: XM Los expertos en mercados. Medellín – Colombia. 2008 <<http://www.xm.com.co>> [Consultado 01 Julio 2008]

Dentro de las ventajas que presentan este tipo de plantas sobre otras alternativas de generación se destacan [25] [26] [27]:

- Alto grado de eficiencia: El calor capturado del gas resultante del primer ciclo de generación (que en un ciclo simple es desperdiciado), es usado por una turbina de vapor que lo toma de un recolector de calor, y así con el mismo combustible de entrada (gas), se genera más energía.
- Alta velocidad de respuesta ante cambios de carga: Las plantas térmicas a gas se caracterizan por tener unas rampas de toma de carga relativamente rápidas. En varios mercados se despachan en su carga base o se utilizan como plantas de emergencia para prevenir apagones.
- Impacto ambiental: El bióxido de carbono es un producto inevitable que resulta de la combustión del combustible fósil para la generación de energía. El dióxido de carbono producido por una planta de ciclo combinado es mucho más bajo que cualquier otra máquina que utilice combustibles fósiles para su proceso de generación, esto se debe al alto grado de eficiencia térmica de esta tecnología y a la alta relación que tienen de hidrogeno-carbono y metano (componentes primarios del gas natural).
- Flexibilidad: Este tipo de plantas son extremadamente flexibles, gracias a que pueden operar mediante una gran combinación de unidades, lo que le permite tener altos rangos de selección para la cantidad de combustible. Así mismo, los ciclos térmicos pueden ser combinados independientemente del tipo de combustible y de los medios de trabajo que utilizan para mejorar la eficiencia del proceso de conversión de energía.

La inclusión de este tipo de plantas dentro del modelo de despacho es un gran reto de optimización [26] [27] debido que se debe determinar el estado ON/OFF de las diferentes unidades de generación hora a hora. Estas unidades tienen múltiples configuraciones para operar sus turbinas [23] y existe una alta interdependencia entre cada uno de sus componentes [26]. Las configuraciones están determinadas por el número y el estado de las turbinas de gas y de vapor teniendo así muchas posibilidades para encontrar el estado óptimo de generación. Así mismo la decisión y la combinación de unidades depende de los tiempos en línea y fuera de línea de cada una de las unidades y del modelamiento correcto de las velocidades de toma de carga y descarga asociadas a las diferentes máquinas. El despacho económico de las unidades de ciclo combinado debe encontrar un programa de generación lo más óptimo y eficiente posible, tanto eléctrica como energéticamente.

2.5 PROGRAMACIÓN DE LAS PLANTAS DE CICLO COMBINADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA COLOMBIANO

Ante la falta de modelos de optimización para incorporar las plantas de ciclo combinado dentro del problema del despacho económico, y con el ánimo de garantizar una programación factible de este tipo de plantas, se han desarrollado modelos alternos a la optimización que permiten garantizar la factibilidad de los programas encontrados como se muestra en [25], [26], [27], [31] y [33]. Para programar las plantas de generación térmicas de ciclo combinado en el despacho de energía colombiano, y ante la falta de modelos de optimización para este tipo de unidades, se han desarrollado macros en Excel¹⁴ con modelos particulares para cada planta que garantizan, mediante reglas clásicas de decisión, la programación factible de los recursos pero que no encuentran una programación óptima de éstos, lo que implica que el despacho final no refleja el menor costo de operación del sistema, que equivale al producto del precio de oferta por la generación para todos los recursos despachados. El modelo del despacho económico y los desarrollos particulares para las plantas de ciclo combinado son programas completamente independientes y no están acoplados por ningún mecanismo automático, las labores de paso de información entre un modelo y otro son procesos manuales y dependen 100% de la pericia del analista.

La macro implementada tiene como entradas un despacho económico arrojado por el DRP y un número mínimo de unidades por seguridad, y su función es validar la factibilidad de estos datos de entrada. En caso de que la generación y/o las unidades por seguridad no sean factibles, la macro entrega las rampas necesarias y despacha las unidades mínimas para que el programa final cumpla con las características técnicas de la planta.

El esquema de la macro implementada se presenta en la Figura 6:

¹⁴ Acuerdo 414. Bogotá: CNO, 2007. Modelo de 5 quemadores adicionales Termobarranquilla S.A.

FIGURA 6. Esquema de la macro para las plantas de ciclo combinado

Fecha de estudio : 04/04/2008

PER	DES	AGC	SEG			220 KV			110 KV			GEN	DES	DES	GT's	ST	DGT		INF	
			220	110	CS	CC	S	220	110	220	110						DES	RMF		
17	549		4	2		0	2						312	549	549	3	2	2		
18	583		2	1		0	1						153	583	583	3	2	2	0	0
19	663		2	1		0	1						153	663	663	3	2	2	0	0
20						1	1	111					153							
21						1	1	111					153							
22						1	1	111					153							
23						1	1	111					153							
00						1	1	111					153							
01	153		2	1		0	1	1	111				153	153	153	1	1	1	0	0
02	153		2	1		0	1	1	111				153	153	153	1	1	1	0	0
03	153								111											
04	153		2	1		0	1	1	111				153	153	153	1	1	1	0	0
05	153		2	1		0	1	1	111				153	153	153	1	1	1	0	0
06	153		2	1		0	1	1	111				153	153	153	1	1	1	0	0
07	153		2	1		0	1	1	111				153	153	243	1	1	1	0	0
08	455		4	2		2	2	222					312	455	469	2	2	2	1	1
09	511		4	2		2	2	222					312	511	511	3	2	2	1	0
10	573		4	2		2	2	222					312	573	573	3	2	2	0	0
11	689		4	2		2	2	222	0	222			312	689	689	3	2	2	0	0
12	791		4	2		2	2	222	0	222			312	791	791	3	2	2	0	0

Procedimientos de la Macro

Datos de Entrada (circulo rojo)

Se validan:

1. Rampas
2. Unidades Seguridad
3. TML y TMFL
4. AGC

Despacho Final (circulo rojo)

Datos de entrada:

- **Despacho económico:** La información de generación que se le ingresa a la macro proviene de la ejecución de un despacho económico en el DRP teniendo en cuenta todas las restricciones mencionadas para cada tipo de generación. Como las plantas de ciclo combinado no tienen restricciones en este modelo, se obtiene un despacho económico para estas que no tiene en cuenta ninguna característica técnica de sus unidades.
- **Unidades por seguridad:** Las unidades por seguridad requeridas en un ciclo combinado pueden ser establecidas previamente mediante estudios eléctricos siempre y cuando éstas sean producto de un mantenimiento en la red o causadas por un estado topológico especial; o pueden ser un resultado de la optimización cuando están involucradas en decisiones económicas. Cuando las unidades son producto de la optimización se deben ejecutar varias corridas del despacho económico y validar cada uno de estos resultados con la macro para encontrar de forma semiautomática la opción más económica.

Procedimientos de la Macro:

- **Verificación de las rampas:** La macro compara período a período la generación en $t - 1$ con la generación en t y en caso en que la diferencia supere la máxima variación permitida, se ajusta la generación en t sin realizar evaluaciones económicas. Con este procedimiento se asegura un despacho final que cumple con las restricciones técnicas de máxima variación de toma de carga y descarga.
- **Unidades de seguridad:** La macro verifica período a período que el despacho de entrada cumpla con las unidades mínimas por seguridad que se le ingresan a la macro. En caso de

que el despacho de entrada no cumpla con estas condiciones, el programa ajusta el despacho en cada período para cumplir con las condiciones mencionadas. Es importante mencionar que el despacho arrojado por la macro tiene el menor número de unidades en línea posible para cada período.

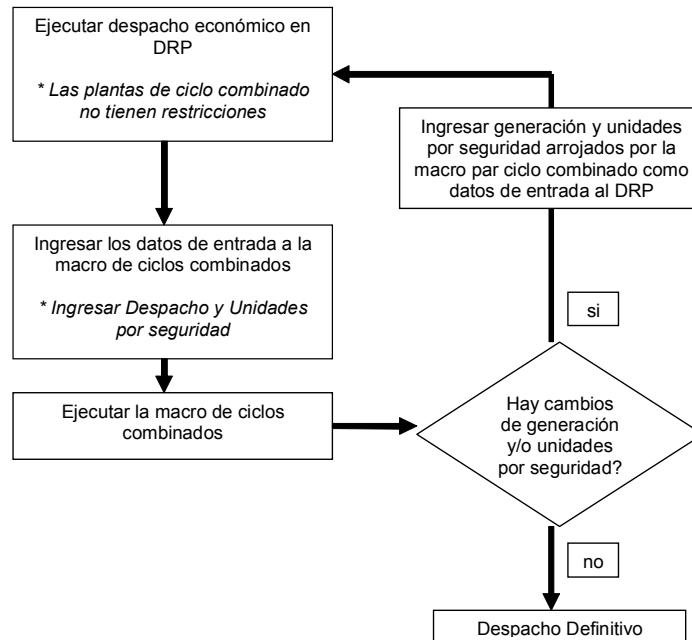
- **TML y TMFL:** La macro garantiza el cumplimiento de los parámetros tiempo mínimo en línea y tiempo mínimo fuera de línea, además verifica que se respete el mínimo y el máximo técnico para cada una de las unidades despachadas. En caso de que el insumo de despacho no cumpla con alguno de estos parámetros, la macro deja en línea o fuera de línea las unidades respectivas. Este proceso implica muchas veces ejecutar otro despacho económico para re calcular las unidades por seguridad ya que las calculadas inicialmente pueden violar los parámetros de las máquinas.
- **AGC:** Si la planta de ciclo combinado está prestando AGC, la macro garantiza que el número de unidades despachadas sean las necesarias para prestar dicho servicio.

Datos de salida:

- **Despacho de la planta:** La macro arroja un despacho factible que cumple con las características técnicas de las máquinas. Este despacho no es económico ya que para asignar las rampas y las unidades por seguridad no tiene criterios de optimización que involucren el resto de máquinas del sistema.
- **Unidades despachadas:** La macro arroja un reporte de las unidades despachadas para cumplir con el programa de generación encontrado. La macro garantiza que el número de unidades despachadas es el mínimo posible, involucrando esta regla dentro de su proceso de decisión.

El esquema de trabajo implementado por la dirección Transacciones del Mercado para elaborar el proceso del despacho colombiano teniendo en cuenta las plantas de ciclo combinado se muestra en la Figura 7:

FIGURA 7. Esquema trabajo DRP – Macro ciclos combinados



En este esquema se pueden identificar las siguientes dificultades y altos niveles de riesgo:

- Como la macro de ciclos combinados no optimiza la generación, el programa final del despacho no garantiza el óptimo global del problema.
- El intercambio de información y la retroalimentación de datos entre el DRP y la macro es manual, lo que genera un alto riesgo para la calidad y la oportunidad del despacho.
- Se requiere un número indeterminado de iteraciones entre el optimizador y la macro para encontrar el despacho definitivo.
- La elaboración del despacho económico es una carrera contra el tiempo por los límites horarios establecidos por la regulación¹⁵ y la iteración manual y cíclica entre ambas aplicaciones para encontrar un despacho definitivo, incrementa el tiempo del proceso poniendo en riesgo los indicadores de oportunidad del producto.

Estas dificultades y riesgos en la calidad y la oportunidad del producto del despacho económico, motivan el desarrollo y la implementación de un modelo de optimización para las plantas de ciclo combinado que se acople al modelo actual de despacho, y así tener una programación de los recursos integrada para obtener resultados más óptimos, confiables y en tiempos menores.

¹⁵ Resolución 004. Bogotá: CREG, 2003. p.2

3. ESTADO DEL ARTE

Con el ánimo de complementar el modelo de optimización desarrollado para el despacho económico y garantizar una optimización total sobre todas las plantas que participan en un mercado, se realizó una investigación en el marco de la comunidad científica¹⁶ que estudia temas como el modelado y la optimización de las plantas térmicas, con el objetivo de encontrar desarrollos existentes que se pudieran aplicar a nuestro modelo de optimización, para solventar las dificultades atribuidas a la representación de las plantas de ciclo combinado anteriormente mencionadas.

Dentro de la búsqueda realizada se pueden enmarcar los modelos encontrados en diferentes categorías, las cuales se determinan por las características y los campos de aplicación del modelo desarrollado para el ciclo combinado. De la información encontrada se destacan los siguientes artículos, que de una u otra forma aportan conceptos valiosos a la investigación que se presenta en este trabajo para formular un modelo genérico de las plantas de ciclo combinado que se pueda acoplar al despacho económico.

El primer grupo de trabajos está enfocado a mejorar las políticas de operación de los ciclos combinados para maximizar los beneficios del agente generador. En [24] se presenta una teoría que demuestra cómo los dueños de las plantas de ciclo combinado pueden incrementar sus ganancias mejorando sus esquemas de operación y la planeación de sus mantenimientos, según las decisiones de despacho. El artículo muestra como las ganancias de los agentes propietarios de ciclos combinados han disminuido en los últimos años gracias a la forma sub óptima como los agentes han operado las turbinas de gas y de vapor, y como no han incluido los costos de operación y mantenimiento en sus decisiones de inversión. Se demuestra cómo se puede aumentar las ganancias del agente en un 23% simplemente mejorando la forma como se tratan los costos de administración y operación del mercado (AOM) en las decisiones de despacho, para lo cual se propone incluir los costos AOM en la función objetivo del despacho, de manera que se evite generar con este tipo de unidades cuando la remuneración del mercado no cubre la totalidad de los costos.

En [47] se ataca un aspecto meramente técnico relacionado con el gran número de transitorios térmicos que se están presentando en la operación de las plantas de ciclo combinado, originados por los despachos a los cuales se están viendo sometidas. Se muestra como los *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG) son los equipos que más transitorios térmicos introducen al sistema, fenómenos que llegan a afectar el balance de la planta y el desempeño de las turbinas de gas y de vapor. Se propone diseñar los HRSG para minimizar estos transitorios y se establecen procedimientos operativos para realizar los arranques y las paradas de las máquinas, ya que estos procesos son los que más transitorios introducen al sistema.

¹⁶ IEEE Transactions On Power Systems, IEEE Electric Power Systems Management, IEEE Electrical and Power, Energy Systems, IEEE Power and Energy Magazine , Power Engineering Magazine, Electric Power Systems Research, Journal of the Institution of Engineers (India): Electrical Engineering Division

En [48] también se investiga un tema teórico enfocado a plantear alternativas para incrementar la eficiencia del ciclo sin necesidad invertir en nuevas tecnologías para las turbinas, optimizando el proceso del HRSG mediante el uso de secciones paralelas que limitan condiciones sub críticas de operación. Este artículo ofrece además una descripción de los fundamentos termodinámicos de una planta de ciclo combinado en términos de la eficiencia, fundamentos necesarios para entender la teoría propuesta.

Si bien este tipo de artículos técnicos y económicos presentan algunas problemáticas asociadas con la operación de los ciclos combinados que ayudan a elaborar toda la descripción del problema que se presentó en el capítulo anterior, y a complementar las bases teóricas que permiten comprender el funcionamiento de estas plantas, no contribuyen a la formulación explícita de las restricciones técnicas para el modelo de optimización. Son artículos cuyo público objetivo son las personas encargadas de la administración, la operación y el mantenimiento de las plantas que pueden incluir dentro sus políticas de operación estos modelos para incrementar los beneficios económicos y técnicos de sus generadores.

Así mismo se presenta en [32] una teoría que los agentes generadores pueden usar para determinar los costos asociados a la operación de las turbinas de vapor, y se muestra una aplicación para determinar estas curvas en una planta Tailandesa. Una limitación de esta teoría es que solamente establece cuatro opciones de operación para el ciclo, por lo que solo calcula el costo asociado a estas configuraciones específicas. Usando los costos encontrados y un modelo de regresión, el autor encuentra un polinomio de tercer orden para obtener la característica de operación de la planta que lo resuelve aplicando algoritmos genéticos. Esta función está en términos del consumo de calor, y permite establecer una relación entre el gas y el vapor que se utiliza más adelante en las restricciones técnicas que se formulan en el siguiente capítulo. Además se muestra como hay límites a partir de los cuales se debe operar en ciclo abierto porque el vapor no ha alcanzado las condiciones necesarias para operar el HRSG en ciclo combinado, esta condición también se tiene en cuenta en el modelo desarrollado en este trabajo por medio de restricciones lineales.

Otro tipo de artículos son los que se enfocan al estudio de las características eléctricas de las plantas de ciclo combinado dentro de un sistema de potencia. En [49] se describe en detalle como es el funcionamiento de la planta paso a paso, se establecen las dependencias entre los diferentes sistemas del ciclo concluyendo que la generación de las turbinas de vapor depende de la generación de las turbinas de gas, se muestra que esta relación es sustancialmente lineal y tiene una proporción aproximada del 75%, información fundamental para crear las restricciones de dependencia entre las turbinas que se presentan más adelante. El autor sostiene en palabras que la máquina debe ser despachada full en verano y al mínimo en invierno, además en ninguna parte contempla la opción de que la planta pueda marginar el sistema por lo que no se incluye la decisión ON/OFF de las unidades necesaria para nuestro modelo. A parte de la relación entre el gas y el vapor no se mencionan las otras restricciones técnicas del ciclo. Finalmente el trabajo se enfoca en modelar los diferentes controles del sistema para realizar estudios eléctricos dinámicos sobre las turbinas de gas y vapor, y se estudia cómo es la respuesta de las turbinas ante cambios en la frecuencia del SIN, tema que se sale del alcance del modelo de optimización propuesto.

Una de las características más reconocidas de los ciclos combinados es su bajo impacto ambiental con respecto a otras tecnologías, por esto se encuentran otro grupo de artículos como [26] y [33] que además de presentar un modelo simplificado de las unidades de ciclo combinado con sus componentes básicas, introducen un modelo de optimización con restricciones relacionadas con aspectos ambientales que suponen un máximo de emisiones permitido. La simplificación del sistema que propone este autor se basa en la independencia de cada turbina para determinar el nivel de potencia y el vapor máximo y mínimo que se puede utilizar, concepto que nos permite dividir las restricciones que se presentan más adelante en dos tipos, unas aplicables a las unidades de gas y de vapor independientemente y otras que relacionan todo el ciclo. Este artículo muestra como el HRSG es un elemento esencial para determinar si el vapor que producen las turbinas de gas va a utilizar para alimenta las turbinas de vapor o para alimentar otras aplicaciones industriales. Esta dependencia del HRSG también se toma como referencia para introducir algunas restricciones en el modelo que determinan la cantidad de generación en las unidades de vapor. Este modelo minimiza los costos del combustible satisfaciendo una demanda de electricidad y de vapor. La gran limitante de este modelo es que solamente presenta las restricciones necesarias para satisfacer una demanda y respetar el límite máximo de emisiones permitido, y no se tiene en cuenta nada del “*Unit commitment*” para las unidades de gas y de vapor, proponiendo que los trabajos futuros deben hacer el planteamiento del resto de restricciones técnicas que hacen falta para complementar el modelo. Además se introduce la idea que para un ciclo combinado es más compleja la decisión del “*Unit commitment*” debido a la inter dependencia entre los componentes del ciclo. En [26] se reduce el modelo de [33] a un ejercicio de hoja de cálculo para comprobar los resultados.

Un grupo de trabajo es el que se enfoca en desarrollar técnicas de simulación. En este grupo se destaca el modelo presentado en [25] donde se postula la simulación dinámica como un procedimiento esencial para encontrar el desempeño deseado del ciclo combinado, teniendo en cuenta restricciones de diseño del sistema, de la operación de la planta y el impacto ambiental. El objetivo del artículo es desarrollar una herramienta de simulación para las plantas de ciclo combinado e investigar cómo usar la herramienta en el desarrollo de un sistema de decisión para determinar la operación de la planta. Se presentan dos modelos de simulación, uno para observar la interacción hombre - máquina en las labores de operación real de la planta, y otro para la programación de la operación en el proceso de decisión de los arranques de las diferentes turbinas. El autor visualiza la aplicación de su herramienta en la fase de diseño de la planta, ya que el rendimiento operativo del ciclo afecta la especificación de diseño para cada una de las máquinas, sub-sistemas y controles. El autor presenta un modelo muy detallado que emula el flujo de partículas a través de todos los componentes del sistema para diferentes tipos de operación, pero no se puede usar para nuestros propósitos porque en ningún momento simula la interacción de la planta con el resto del sistema de potencia ni con el mercado de energía. Sin embargo de esta herramienta de simulación se rescata para nuestro modelo de optimización la forma como todas las turbinas de gas inyectan un vapor a los HRSG que es usado por las turbinas de vapor, y la independencia de las turbinas de gas y de vapor para modelar sus velocidades de toma de carga y descarga, condiciones que se tienen en cuenta en la elaboración de las restricciones que se presentan en el siguiente capítulo.

Teniendo en cuenta la escasez de modelos para las plantas de ciclo combinado que tienen en cuenta la interacción de la planta con el sistema de potencia y con el mercado de energía, en [31]

se presenta un modelo de optimización para la planeación de largo plazo del agente utilizando Programación Entera Mixta (MIP – *Mixed Integer Programming*) y descomponiendo los diferentes horizontes mediante la relajación Lagrangiana. Este grupo de trabajos en general plantean en su función objetivo cómo maximizar el beneficio del ciclo combinado teniendo en cuenta una especie de liquidación del mercado, donde incluyen para cada agente las ventas y las compras en bolsa, lo que le permite al agente generador hacer simulaciones con diferentes posiciones en el mercado para planear la operación óptima futura de su planta. El autor modela ventas de electricidad en el mercado *spot*¹⁷, para encontrar un precio de bolsa futuro con base en el cual se determinan las estrategias de operación para maximizar sus ganancias. Es un modelo enfocado a los agentes de generación, para estos que elaboren a largo plazo su estrategia de oferta. Se tienen en cuenta balances de demanda energía y de vapor para aquellos mercados que tienen demanda de vapor. Para representar las rampas solamente tienen en cuenta un valor estático para limitar el aumento y la disminución de potencia. Se incluyen restricciones que modelan la reserva secundaria (AGC) como un margen de generación por unidad que se puede utilizar en caso de que el sistema lo requiera, concepto que se toma como base para la implementación de las restricciones que contemplan el AGC en el modelo que se presenta en este trabajo. Si bien el enfoque de este modelo no permite su implementación en un despacho de energía *ex ante* o en la planeación a corto plazo, si se recomienda que los agentes generadores estudien su implementación y acople a sus estructuras de mercado para usarlo en sus modelos de planeación de largo plazo.

Otros trabajos enmarcados dentro de este grupo son los que se presentan en [14], [17] y [34] que también plantean maximizar el beneficio del ciclo combinado mediante la optimización de los costos variables de operación de la planta. Estos modelos también son totalmente orientados a que las plantas obtengan una mayor competitividad en el mercado pero cuyos resultados no son los requeridos por un despacho de energía realizado por el Operador del Sistema.

Dentro del último grupo de trabajos se clasifican aquellos enfocados a la programación de la operación de las plantas de ciclo combinado teniendo en cuenta el “*Unit commitment*”. En el artículo presentado en [27] se propone un método para establecer todos los posibles diagramas de estado de las plantas de ciclo combinado. El autor define en un comienzo todas las posibles combinaciones de unidades que se pueden presentar en el ciclo combinado, y utiliza la programación dinámica para encontrar la mejor ruta de configuraciones para subir o para bajar generación, dependiendo del estado en que se encuentre la planta en un período determinado. Para cambiar de un estado a otro el autor establece relaciones y reglas de transición que dependen de la configuración de la planta. El autor tiene en cuenta en su modelo las restricciones correspondientes a las rampas de generación, y las aplica a cada unidad térmica por separado aprovechando la propiedad de independencia entre las turbinas. Para resolver todas las restricciones técnicas que no intervienen en la decisión del “*Unit commitment*” el autor plantea el uso de la relajación Lagrangiana, ya que el solo hecho de tener en cuenta todas las configuraciones del ciclo en todos los períodos convierte su problema en uno de grandes dimensiones. Aplicar este método como parte del modelo que se presenta en este trabajo no se considera práctico por la cantidad de reglas que se deben crear para resolver el problema y el uso de descomposiciones, además que no se tienen en cuenta otras restricciones técnicas del ciclo combinado como el cálculo de la generación a vapor, el uso del HRSG y la operación en ciclo abierto, sin embargo de este artículo se identifican los conceptos necesarios para trabajar todo el problema del “*Unit commitment*” en el ciclo combinado, que se plasman mediante restricciones

¹⁷ Mercado en el cual las transacciones ocurren de contado y la entrega es inmediata

lógicas que manejan las variables binarias que representan el estado ON/OFF de las unidades, en vez de crear todos los diagramas de estado y reglas propuestas. Los ejemplos numéricos presentados para este método comprueban las hipótesis planteadas de que el ciclo combinado es una tecnología eficiente, que su respuesta ante cambios de generación es rápida, que es una tecnología amigable ambientalmente y se muestra el impacto que tienen estas plantas en el precio de bolsa de un mercado basado en costos, pero nunca se prueba que las decisiones tomadas por la metodología sean eficientes para el SIN y para el mercado en un modelo de competencia.

Por los resultados presentados de la investigación realizada, se llega a la conclusión de que no se han desarrollado modelos que involucren optimizaciones sobre las plantas de ciclo combinado dentro de un esquema de mercado competitivo, que decida tanto el estado ON/OFF de las unidades como el nivel de despacho económico de las mismas, teniendo en cuenta todas las restricciones técnicas necesarias para modelar la generación total de la planta. En varios mercados del mundo se programan este tipo de plantas en su carga base [4] [12] [13] [49], y solamente varían su programa de generación para pasar de una estación temporal a otra, mientras que en otros mercados los agentes de generación son los encargados de auto programar su generación dentro de su oferta, caso en el cual Operador del Sistema simplemente debe establecer un programa de generación que respete la disponibilidad declarada, pero no se han tenido en cuenta los mercados en los cuales estas plantas compiten como cualquier otra tecnología y su nivel de despacho depende totalmente de su precio de oferta sin importar sus características de operación respetando las restricciones técnicas.

4. MODELO MATEMÁTICO

“A partir del 1 de marzo de 2001, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ente regulador colombiano, estableció que el despacho programado de generación en Colombia, debía realizarse utilizando métodos de optimización diaria” [22].

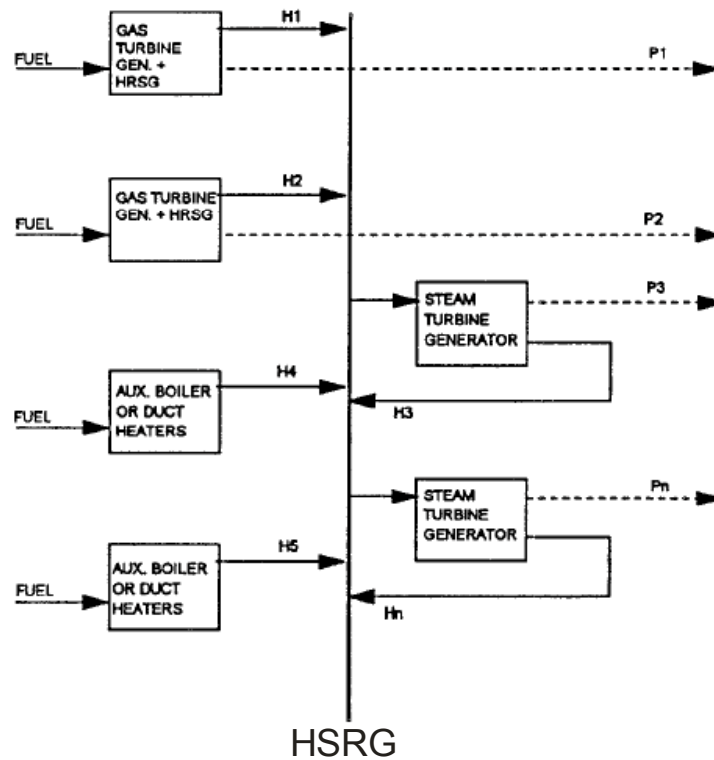
Luego de hacer una revisión profunda de la bibliografía disponible, se encuentra que para formular un modelo genérico que optimice la generación de las plantas de ciclo combinado en un mercado basado en ofertas de precio y disponibilidad, y acoplarlo sin problemas dentro del problema de despacho económico de energía, el modelo debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- El modelo de las plantas de ciclo combinado debe garantizar una operación óptima de la planta, lo que implica minimizar el número de unidades en línea y minimizar el arranque de unidades para cumplir con el despacho requerido. Este es un reto complejo dado el gran número de combinaciones que se pueden presentar para cumplir con el programa óptimo de generación.
- El modelo de las plantas de ciclo combinado debe garantizar una operación factible de la planta, lo que implica cumplir tiempos mínimos de generación y de apagado para cada una de las unidades.
- El modelo debe tener en cuenta las limitaciones en los cambios de generación (rampas) originadas por la dependencia del calor para generar en cada una de sus unidades.
- El modelo debe despachar la planta en ciclo abierto para los casos en los cuales no se tengan las unidades de vapor disponibles mediante un uso adecuado del HRSG.
- El modelo debe garantizar la operación factible y óptima de la planta cuando se encuentre prestando el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) cumpliendo las reglas propias de cada mercado.
- El modelo se debe acoplar al modelo de despacho económico con el *“Unit Commitment”* y el flujo DC sin afectar la calidad de los resultados obtenidos.

El modelo de optimización que se propone a continuación contiene la formulación entera mixta que resuelve el problema de las plantas de ciclo combinado dentro del despacho económico de energía. El modelo resuelve el problema de *“Unit Commitment”* para encontrar de forma óptima cuándo arrancar y cuándo parar cada una de las unidades de generación que componen el ciclo combinado mediante variables binarias ON/OFF, tal y como lo hace el problema del despacho económico de energía. La hipótesis fundamental de este modelo consiste en que se puede representar un ciclo combinado como una sumatoria de varias unidades térmicas de ciclo simple, gracias a que el eje de las turbinas está desacoplado y cada una actúa de forma independiente, tal y como se presenta en los artículos [26], [33], [25] y [27]. Posteriormente se relacionan las

unidades de gas con las de vapor por medio del modelaje del HSRG y según las características del ciclo combinado, similar a como se propone en [26], [33] y [25]. Una representación gráfica de la descomposición sugerida se muestra en la Figura 8, donde se descompone el ciclo combinado en sus componentes básicas necesarias para tener en cuenta en un modelo de optimización.

Figura 8. Modelo general de las plantas de ciclo combinado



FUENTE: Referencia bibliográfica [26] página 2.

Los aportes más importantes del modelo que se plantea a continuación son los siguientes:

- El modelo garantiza una operación óptima de todas las máquinas térmicas del SIN, tanto las de ciclo simple como las de ciclo combinado. El precio de oferta de todas las máquinas está incluido dentro de la misma función objetivo y se tienen en cuenta dentro del mismo modelo de optimización todas las restricciones que representan el comportamiento físico de las turbinas.
- Se minimiza el número de unidades en línea y su número de arranques para cumplir con el despacho óptimo requerido. Para cumplir con este criterio se soluciona el problema del “*Unit Commitment*” para determinar la generación de cada una de las unidades por medio de variables binarias que representan el estado ON/OFF de las máquinas.
- Para garantizar un programa factible que tenga en cuenta todas las características técnicas de las plantas térmicas, se involucran restricciones para cumplir tiempos mínimos en línea

y fuera de línea para cada una de las unidades. Partiendo de la hipótesis que el ciclo combinado se puede descomponer en varias unidades de ciclo simple por la independencia de los ejes de las turbinas, se pudo tomar como base el modelo presentado en [19] para lograr este objetivo. En [19] se demuestra que las restricciones planteadas involucran menos variables binarias y menos restricciones que en los modelos tradicionales [35] [36], lo que permite reducir considerablemente el tiempo de ejecución, es por eso que para este trabajo se adoptan las restricciones allí propuestas involucrando algunas mejoras adicionales.

Paralelamente se proponen mejoras al modelo presentado en [19] que consisten formular menos restricciones, se pasa de un modelo con 6 conjuntos de restricciones a un modelo con 5 conjuntos, y además se realizan las adecuaciones necesarias para acoplar el modelo a las reglas impuestas por la regulación colombiana. Es importante mencionar que las restricciones propuestas son aplicables a cualquier planta térmica, por lo que también se pueden utilizar para las unidades de ciclo simple. Este modelo es una alternativa al que utiliza hoy en día el CND para el despacho de energía y soluciona los siguientes problemas que presenta el modelo actual:

- Garantizar el funcionamiento del modelo para los empates de generación entre un despacho y otro.
 - Estabilidad del modelo al aplicar rampas automáticas.
-
- Para representar el comportamiento asociado a la variación de la generación entre un período y otro (rampas) se proponen tres alternativas de solución, las cuales están de acuerdo con lo planteado por la regulación colombiana¹⁸ para las plantas térmicas y le permiten al agente seleccionar la opción que más se acople a la operación de sus unidades. Como alternativas 1 y 2 se propone más adelante la aplicación de los modelos lineales creados por el CNO¹⁹ para cada una de las unidades térmicas que componen el ciclo combinado, esto gracias a que se puede representar el ciclo combinado como una sumatoria de unidades de ciclo simple. Para representar estas alternativas, el modelo se basa en los planteamientos de [37] y [38], y como se mencionó para el modelo de tiempo mínimo en línea y fuera de línea, éste también es un modelo genérico, alterno al que actualmente utiliza el CND, que se puede aplicar a todas las plantas térmicas y que permite solucionar los siguientes problemas que presenta el modelo actual:
 - Garantizar el funcionamiento del modelo para los empates de generación entre un despacho y otro.
 - Estabilidad del modelo al aplicar mínimos y máximos obligatorios.
 - Estabilidad del modelo para cumplir el tiempo mínimo en línea y fuera de línea.
 - Acoplar las restricciones del modelo al proceso de redespacho.

¹⁸ Resolución 009. Bogotá: CREG, 2003

¹⁹ Acuerdo 270. Bogotá: CNO, 2003

Adicionalmente se propone una mejora al modelo propuesto en [38] utilizando de forma eficiente las variables de decisión. El modelo propuesto en [38] utiliza 4 conjuntos de restricciones para los bloques de entrada y salida, y con la solución propuesta solo se necesitan 2 conjuntos de restricciones.

La alternativa número 3 consiste en aplicar la tesis expuesta en [40], como se muestra más adelante, para representar la variación de la generación directamente con los parámetros de toma de carga y descarga de las unidades.

Es importante mencionar que la selección de alguno de los modelos propuestos depende de la capacidad del agente para encontrar los diferentes parámetros que el modelo requiere según los procedimientos expuestos por el CNO² para representar la operación de sus unidades.

- El modelo garantiza la operación factible y óptima de la planta cuando se encuentra prestando el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) utilizando como base matemática los conceptos presentados en [31] para crear las restricciones.
- Este modelo se acopla sin inconvenientes al despacho de energía colombiano utilizando las mismas variables de decisión, la misma estructura de modelación y las mismas reglas de mercado en la elaboración de las restricciones.

Este modelo asume que la demanda de potencia es constante durante una hora de estudio. Cualquier demanda insatisfecha debe ser racionada, lo cual se podrá modelar mediante generadores ficticios equivalentes para barra del sistema, es así como estos generadores equivalentes aseguran la convergencia del problema ante condición de déficit de generación.

A continuación se presenta en forma detallada la formulación del modelo. Inicialmente se presenta la función objetivo, luego se presentan las restricciones asociadas a cada una de las unidades térmicas y por último se presentan las restricciones propias del ciclo combinado que asocian las unidades de gas con las unidades de vapor.

4.1 Función objetivo

Como se ha expresado, el objetivo del problema de despacho económico es minimizar el costo de operación del sistema, el cual se define como la suma para los 24 períodos del producto entre el precio de oferta y la generación de cada uno de los recursos del sistema, diferente al objetivo de la mayoría de los mercados de electricidad que minimizan una función de los costos de producción. El precio de oferta es una constante definida en la oferta del generador y la generación es una variable de decisión del problema. Esta función se representa matemáticamente de la siguiente forma:

$$\min : \sum_{p=P_i}^{Pf} \sum_{r=R_1}^{nr} Pofe_{r,p} \times GR_{r,p} \quad (1)$$

Donde p: Índice: Período [h]

Pf: Constante: Período Final de optimización [h]

r: Índice: Recurso de generación

nr: Constante: Número de recursos de generación activos

$Pofe_{r,p}$: Constante: Precio de oferta del recurso r en el período p [\$/MWh]

$GR_{r,p}$: Variable de decisión: Generación del recurso r en el período p [MWh]

Es importante mencionar que un recurso o planta de generación corresponde a la agrupación de una o varias unidades (Por ejemplo el recurso Guavio está compuesto por 5 unidades de generación, el recurso Tebsa está compuesto por 7 unidades, etc.)

Para garantizar la convergencia del problema se le agrega a la función objetivo (1) una variable adicional que llamaremos racionamiento, esta variable se trata también como un generador y tiene una penalización en la función objetivo que corresponde al precio de racionamiento (un precio muy alto), y así en caso de no haber generación disponible se despacha este generador de racionamiento y se garantiza la convergencia del problema.

La función objetivo para el despacho económico al incluir el racionamiento queda:

$$\min : \sum_{p=P_i}^{Pf} \sum_{r=R_1}^{nr} Pofe_{r,p} \times GR_{r,p} + \sum_{p=P_i}^{Pf} \sum_{b=B_1}^{nb} P_rac_{b,p} \times R_{b,p} \quad (2)$$

Donde b: Índice: Barras con demanda mayor que cero

nb: Constante: Número de barras

$P_rac_{b,p}$: Constante: Precio de racionamiento de la barra b en el período p [\$/MWh]

$R_{b,p}$: Variable de decisión: Generación de Racionamiento de la barra b en el período p [MWh]

En esta función objetivo se incluyen todos los recursos de generación, sin importar cual sea el tipo de sus unidades (hidráulicas, térmicas a ciclo simple, térmicas a ciclo combinado, eólicas, etc.)

Es importante mencionar que tal y como se describe en [27], esta función objetivo basada en precios tiene una estructura similar a las funciones basadas en costos, lo que permite su transformación de manera sencilla para otros mercados con estructura de costos.

4.2 Restricciones asociadas a las Unidades de Generación

Inicialmente se parte de la hipótesis que un ciclo combinado se puede descomponer en varias unidades de ciclo simple para representar de una forma más sencilla, las diferentes características técnicas propias de cada planta térmica que sean independientes del tipo de operación, como por ejemplo el tiempo en línea, fuera de línea, las rampas y el AGC. Esta descomposición es posible siempre y cuando los ejes de las turbinas se encuentren desacoplados, tal y como se presenta en [25], [26], [27] y [33]. A continuación se presentan las restricciones asociadas a las unidades térmicas independientes (sin importar que sean unidades de gas o de vapor) y luego se plantean las características propias del ciclo combinado que relacionan las unidades entre sí.

La representación de las plantas de ciclo combinado dentro del problema del despacho económico requiere modelar cada una de las unidades de generación que componen el ciclo por las siguientes causas:

- En la operación de los ciclos combinados se requiere conocer el estado ON/OFF de las unidades para representar su comportamiento. En la selección de las diferentes alternativas de operación radica la complejidad de solución de este problema como se demuestra en [27].
- Las características técnicas de cada una de las unidades determinan la generación del recurso.
- La ubicación eléctrica de cada unidad de generación es fundamental para el modelaje de la red de transmisión y sus restricciones dentro del flujo de potencia.
- El AGC en la operación real se controla por unidad y no por recurso.
- Las zonas de seguridad están conformadas por unidades (el concepto de zona de seguridad se presenta más adelante).

Las restricciones presentadas a continuación son aplicables a cualquier planta térmica del SIN sin importar que pertenezcan o no a un ciclo combinado y sin importar el combustible de alimentación.

Restricción de Máximo y Mínimo:

Se debe garantizar que la generación de cada unidad se encuentre dentro del rango factible de operación. La generación debe ser menor que un valor máximo:

$$\boxed{\begin{array}{l} G_{u,p} \leq \text{Máximo}_{u,p} \times u_{gon_{u,p}} \\ \forall u = U_1, \dots, U_{nu}, p = P_i, \dots, P_f \end{array}} \quad (3)$$

- Donde:
- u : Índice: Unidad de generación
 - nu : Constante: Número de unidades de generación activas
 - P_i : Constante: Período Inicial de optimización [h]
 - $G_{u,p}$: Variable de decisión: Generación de la Unidad u en el período p [MWh]
 - $ugon_{u,p}$: Variable de decisión: Variable binaria que representa el estado ON/OFF de la Unidad u en el período p
 - Máximo $_{u,p}$: $\min(\text{disponibilidad}_{u,p}, \text{máximo obligado}_{u,p}) - AGC_{u,p}$ [MWh]
 - $AGC_{u,p}$: Constante: Valor de AGC asignado a la Unidad u en el período p [MWh]

En esta restricción se introduce la variable binaria $ugon$ que representa el estado ON/OFF de cada unidad. En el caso en que esta variable tome el valor de 1 significa que la unidad está en línea (encendida), y la restricción (3) quedaría indicando que la generación debe ser menor o igual que el máximo. Por el contrario, si la variable toma el valor de 0 significa que la unidad está apagada y la restricción (3) queda que la generación de la unidad es menor o igual que cero.

Adicionalmente, la generación despachada debe ser mayor que un valor mínimo:

$$\boxed{\begin{aligned} G_{u,p} &\geq \text{Mínimo}_{u,p} \times ugon_{u,p} \\ \forall u &= U_1, \dots, U_{nu}, p = P_i, \dots, P_f \end{aligned}} \quad (4)$$

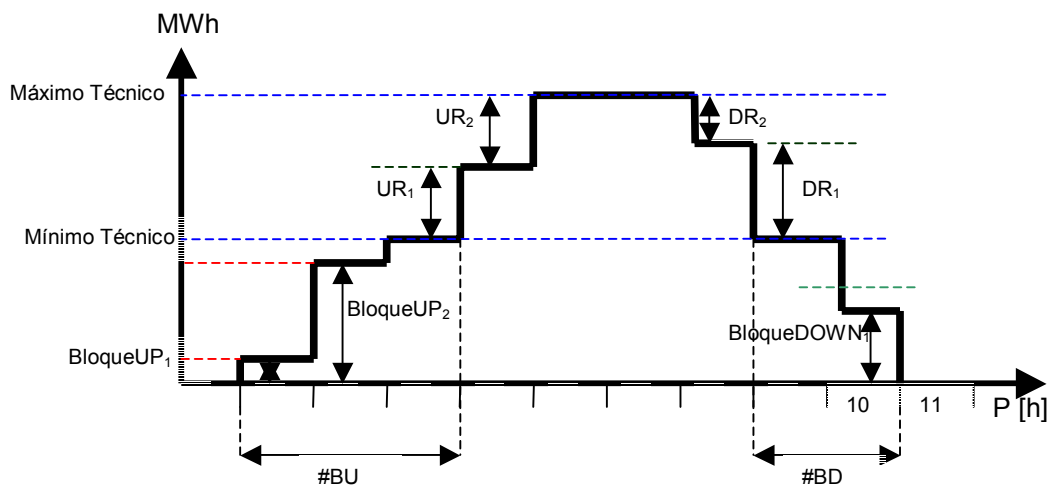
- Donde: Mínimo $_{u,p}$: $\max(\text{mínimo}_{\text{técnico}}_{u,p}, \text{mínimo}_{\text{obligado}}_{u,p}) + AGC_{u,p}$
 $\forall \text{min}_{\text{oblig}} \neq 0$
[MWh]

Igual que en la restricción de máximo por unidad (3), cuando la variable UGON tome el valor de 1 significa que la unidad está en línea (encendida), y la restricción (4) quedaría que la generación debe ser mayor o igual que el mínimo. Por el contrario, si la variable toma el valor de 0 significa que la unidad está apagada y la restricción (4) queda que la generación de la unidad es mayor o igual que cero.

Al introducir el valor de AGC asignado a cada unidad dentro de la restricción de mínimo y máximo garantizamos que se respete la holgura de seguridad y que la máquina pueda variar su generación en caso de que el sistema lo requiera, tal y como lo indica la regulación colombiana²⁰.

Las restricciones (3) y (4) funcionan cuando su generación puede ser mayor que el Mínimo Técnico de la unidad, pero no aplican para las unidades térmicas en los períodos en los cuales la máquina está arrancando o parando, ya que la generación en estas horas corresponde a bloques de entrada o salida, tal y como se establecen en el modelo 1 del Acuerdo CNO 270 que los define como “*rampas de aumento desde un valor de cero MWh hasta el mínimo técnico, o disminución desde el mínimo técnico hasta cero MWh*”. En la Figura 9 se observa que la máquina arranca con 3 bloques de entrada en los períodos 2, 3 y 4 cuya generación es menor que el mínimo técnico, y se apaga con 2 bloques de salida en los períodos 9 y 10.

FIGURA 9. Modelo de rampas



Con estas consideraciones decimos que la restricción (4) aplica para todas las unidades que no modelan rampas, y para las que sí lo hacen es necesario modificarla de la siguiente forma:

²⁰ Resolución 198. Bogotá: CREG, 1997

$$\begin{aligned}
G_{u,p} \geq & \text{Minimo}_{u,p} \times \left(ugon_{u,p} - \sum_{i=1}^{\#BD} parada_{u,p+i} - \sum_{i=1}^{\#BU} arranque_{u,p-i+1} \right) + \\
& \sum_{i=1}^{\#BU} \left(\text{BloqueUP}_{u,i} \times arranque_{u,p-i+1} \right) + \\
& \sum_{i=1}^{\#BD} \left(\text{BloqueDOWN}_{u,i} \times parada_{u,p-i+\#BD+1} \right) \quad (5)
\end{aligned}$$

$\forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u$ modele rampas
 $p = P_i, \dots, P_f$

Donde:

$parada_{u,p}$: Variable de decisión: Variable binaria que representa cuando para la unidad u en el período p .

$\#BD$: Constante: Número de Bloques Down del modelo 1 para la unidad u

$arranque_{u,p}$: Variable de decisión: Variable binaria que representa cuando arranca la unidad u en el período p .

$\#BU$: Constante: Número de Bloques UP del modelo 1 para la unidad u

$\text{BloqueDOWN}_{u,i}$: Constante: Bloque de salida DOWN (modelo 1) de la unidad u [MWh]

$\text{BloqueUP}_{u,i}$: Constante: Bloque de entrada UP (modelo 1) de la unidad u [MWh]

Nótese que en la restricción número (5), si no hay un arranque o una parada y la unidad es despachada ($ugon = 1$) entonces la generación debe ser mayor o igual al mínimo (igual que la restricción 4). Cuando hay un arranque ($arranque = 1$) o una parada ($parada = 1$), el término $ugon_{u,p} - \sum_{i=1}^{\#BD} parada_{u,p+i} - \sum_{i=1}^{\#BU} arranque_{u,p-i+1}$ es igual a cero, entonces la generación queda mayor o igual al BloqueUP_i si es un arranque o al BloqueDOWN_i si es una parada, dependiendo del período.

Así como se controla el mínimo de la unidad es necesario controlar el máximo, para esto se construye la restricción opuesta a la del mínimo de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
G_{u,p} \leq & \text{Maximo}_{u,p} \times \left(ugon_{u,p} - \sum_{i=1}^{\#BU} \text{arranque}_{u,p-i+1} - \sum_{i=1}^{\#BD} \text{parada}_{u,p+i} \right) + \\
& \sum_{i=1}^{\#BU} \left(\text{BloqueUP}_{u,i} \times \text{arranque}_{u,p-i+1} \right) + \\
& \sum_{i=1}^{\#BD} \left(\text{BloqueDOWN}_{u,i} \times \text{parada}_{u,p-i+\#BD+1} \right) \quad (6) \\
\forall u = & U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
p = & P_i, \dots, P_f
\end{aligned}$$

Igual que el análisis anterior, si no hay un arranque o una parada y la unidad es despachada ($ugon = 1$) entonces la generación debe ser menor o igual al máximo (igual que la restricción 3). Cuando hay un arranque ($\text{arranque} = 1$) o una parada ($\text{parada} = 1$), el término $ugon_{u,p} - \sum_{i=1}^{\#BD} \text{parada}_{u,p+i} - \sum_{i=1}^{\#BU} \text{arranque}_{u,p-i+1}$ es igual a cero, entonces la generación queda menor o igual al BloqueUP_i si es un arranque o al BloqueDOWN_i si es una parada. Es así entonces con las restricciones (5) y (6) como se obliga la generación en los arranques o las paradas a que sea igual a los bloques de entrada o salida respectivamente.

Las restricciones (5) y (6) están basadas en el modelo presentado en [38] que asegura que estas ecuaciones:

- Reflejan rigurosamente la operación real de las unidades, y en comparación con el modelo presentado en [39] se obtiene una mayor eficiencia computacional.
- Resolver este problema por medio de programación entera mixta garantiza una convergencia del problema en un número finito de iteraciones, además, no se requiere de heurísticas y se tiene el problema acoplado sin ningún inconveniente al problema del despacho económico.
- En comparación a otras formulaciones para este problema, no se requieren variables binarias adicionales para representar los bloques de entrada (BloqueUP) o salida (BloqueDOWN) pero se aumenta el número de restricciones.

Al estudiar el modelo propuesto en [38] y teniendo en cuenta que su principal debilidad se encuentra en la cantidad de restricciones generadas para controlar los bloque de entrada y salida, se formulan de una forma más eficiente las ecuaciones (5) y (6) las cuales reemplazan las ecuaciones (1), (2), (3) y (4) propuestas en [38], tal y como se explica en el Anexo 1. De esta manera se reduce el número de restricciones a la mitad sin necesidad de agregar nuevas variables al problema, solamente haciendo un uso adecuado de las variables binarias de arranque y parada .

Restricción para controlar las variables binarias de Arranque y Parada:

En las restricciones (5) y (6) se introducen las variables binarias de *arranque* y *parada*, las cuales toman valores de 0 o 1 según la solución óptima del problema de “Unit commitment”. Estas variables funcionan de la siguiente forma:

- La variable *arranque* es igual a 1 solamente en el primer período en que la generación es mayor que cero.
- La variable *parada* es igual a 1 solamente en el primer período en que la generación es igual a cero.

Tomando como ejemplo la gráfica presentada en la Figura 9, una tabla de verdad para las variables binarias se presenta a continuación:

Tabla 3. Tabla de verdad para las variables binarias

variable/p	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<i>ugon</i>	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
<i>arranque</i>	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>parada</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

En este orden de ideas, la lógica para controlar las variables binarias es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{arranque}_{u,p} - \text{parada}_{u,p} = \text{ugon}_{u,p} - \text{ugon}_{u,p-1} \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 & p = P_i, \dots, (P_f - 1)
 \end{aligned} \tag{7}$$

Con esta restricción controlamos que si la unidad arranca en el período p la variable *ugon* en el período anterior $p-1$ tiene que ser igual a cero. Adicionalmente si la unidad para en el período p entonces *ugon* en el período anterior $p-1$ tiene que ser igual a 1.

Para obligar a que la variable *ugon* sea igual a 1 cuando hay un arranque, se implementa la siguiente restricción:

$$\begin{aligned}
 & \text{ugon}_{u,p} \geq \sum_{i=1}^{\#BU} \text{arranque}_{u,p-i+1} \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 & p = P_i, \dots, P_f
 \end{aligned} \tag{8}$$

Y de forma similar, para obligar que *ugon* sea 1 en los períodos que preceden una parada, se implementa la siguiente ecuación:

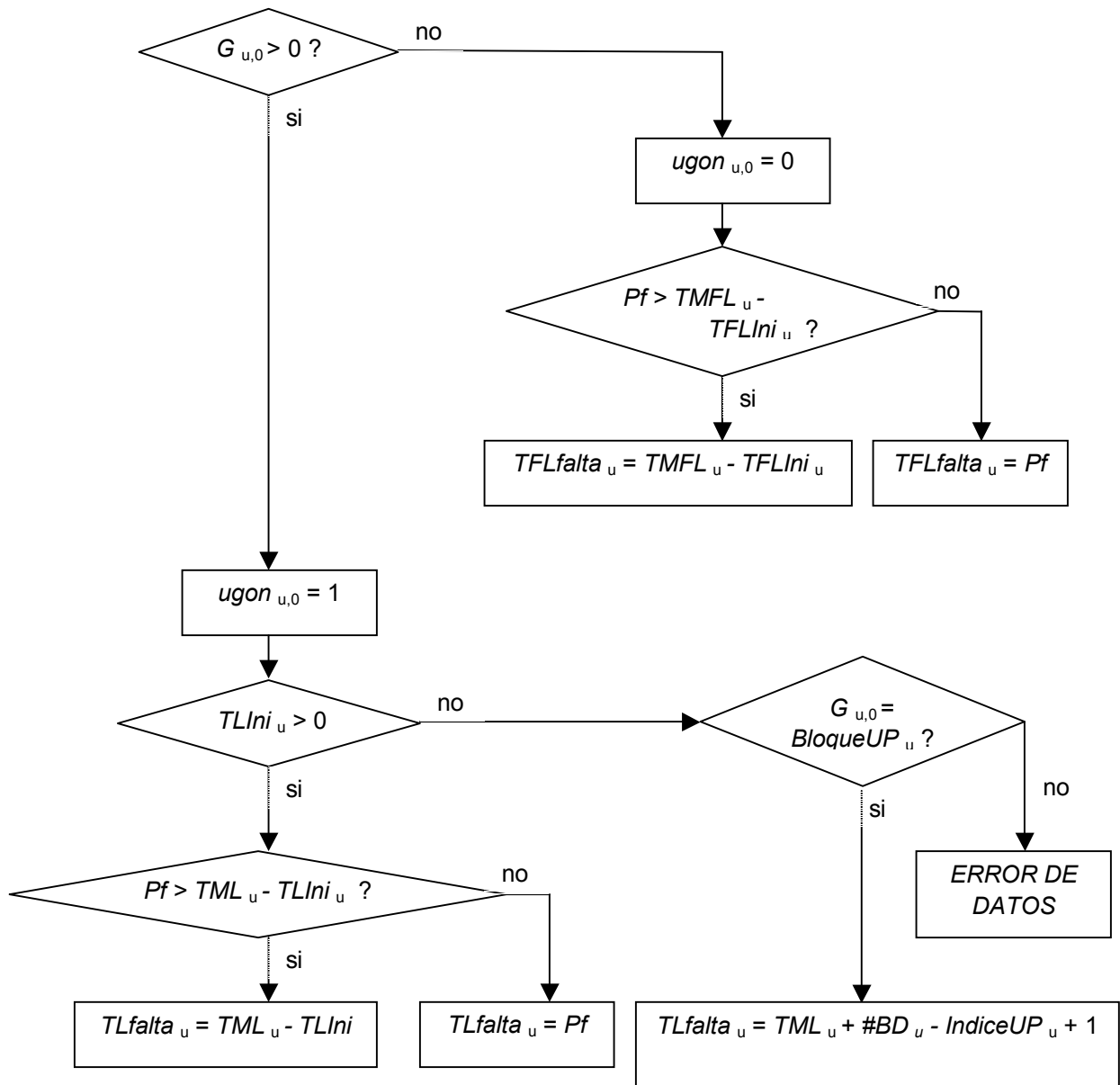
$$\begin{aligned}
& ugon_{u,p} \geq \sum_{i=1}^{\#BD} parada_{u,p+i} \\
& \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
& p = P_i, \dots, P_f
\end{aligned} \tag{9}$$

Estas restricciones también están basadas en el modelo presentado en [38] pero se encontró que en este existe un problema con los primeros períodos de la optimización. Si la unidad terminó el despacho anterior arrancando y debe comenzar nuestro despacho en bloques de entrada o cumpliendo los primeros períodos del Tiempo Mínimo en Línea, no hay forma de controlar los arranques y se dan casos en los cuales la variable arranque es igual a 1 en el período 1, cuando realmente ésta fue igual a 1 en los últimos períodos del día anterior (condición de frontera). Este caso tiene un impacto directo en la generación de la unidad impuesta por (5) y (6). Para controlar este problema en las fronteras es necesario complementar el modelo propuesto en [38] con la ecuación (10) para garantizar que la unidad que no tenga más de 1 arranque en los bloques de entrada.

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^{IndiceUP} arranque_{u,i-I\#BU} \leq 1 \\
& \forall u = U_1 \dots U_{nu} \mid u \text{ modele rampas}
\end{aligned} \tag{10}$$

Algoritmo para determinar el Tiempo Mínimo en Línea y Tiempo Mínimo Fuera de Línea que hace falta según las condiciones iniciales:

Como se puede observar, las condiciones iniciales (datos del despacho final del día anterior) de las plantas térmicas son requeridas para la optimización del despacho económico, y es por eso que se debe determinar para cada una de las unidades de generación térmicas que modelan rampas cual es el Tiempo en Línea que hace falta si la unidad termina generando o cual es el Tiempo Fuera de Línea que hace falta si la unidad termina apagada. Para controlar estas condiciones de frontera implementa el siguiente algoritmo:



- Donde:
- $G_{u,0}$: Constante: Generación de la unidad u en el período 0 (último período del día anterior). [MWh]
 - $ugon_{u,0}$: Constante: Representa el estado ON/OFF de la unidad u en el período 0 (último período del día anterior).
 - $TLIni_u$: Constante: Tiempo en línea inicial de la unidad u . [h]
 - $TFLIni_u$: Constante: Tiempo fuera de línea inicial de la unidad u . [h]
 - TML_u : Constante: Tiempo mínimo en línea de la unidad u . [h]
 - $TMFL_u$: Constante: Tiempo mínimo fuera de línea de la unidad u . [h]

$TLfalta_u$: Constante: Tiempo en línea que falta para la unidad u . [h]

$TFLfalta_u$: Constante: Tiempo fuera de línea que falta para la unidad u . [h]

El algoritmo sigue la siguiente lógica:

- Si la generación inicial es mayor que cero, entonces:
 - Si el tiempo en línea inicial es mayor que cero: El recurso viene prendido y generando por encima del mínimo técnico y su tiempo en línea corresponde al valor indicado en Tiempo en línea inicial. Para este caso se debe calcular cuantas horas en línea le faltan al recurso para cumplir con el parámetro de TML.
 - Si el tiempo en línea inicial es igual a cero: Significa que el recurso terminó el despacho anterior en un bloque de salida del modelo 1. En este caso el tiempo en línea que le faltan al recurso es igual al TML más los bloques de salida del modelo 1. La opción ERROR DE DATOS es porque en las condiciones iniciales se tiene que la planta no tiene un $TLini$ mayor que cero y la generación no corresponde a un bloque de entrada, lo cual es inconsistente.
- Si la generación inicial es igual a cero, y por ende el tiempo fuera de línea inicial es mayor que cero, entonces se calcula el tiempo mínimo fuera de línea que le falta al recurso para cumplir con el parámetro TMFL.

Restricción para determinar la parada según las condiciones iniciales:

En los casos en los cuales la unidad termina el despacho anterior con un bloque de salida del modelo 1, se debe garantizar que la variable *parada* sea cero en los períodos en los cuales falta generar el resto de bloques de salida, para lo cual se implementa la siguiente restricción:

$$\boxed{\begin{array}{l} \text{si } G_{u,0} = \text{BloqueDown}_u \quad \therefore \quad \sum_{p=Pi}^{\#BD - \text{IndiceDown}} \text{parada}_{u,p} \leq 0 \\ \forall r = U_1, \dots, U_{nu} \end{array}} \quad (11)$$

Donde: IndiceDown : Constante: Índice correspondiente al BloqueDown (modelo 1) en que terminó el despacho la unidad u el día anterior.

Las ecuaciones (11) y (10), y el algoritmo presentado para el cálculo del Tiempo Mínimo en Línea y Tiempo Mínimo Fuera de Línea que hace falta según las condiciones iniciales corresponden a un nuevo aporte que este trabajo propone para complementar el modelo presentado en [38] en lo relacionado con el manejo de las condiciones de frontera.

Restricción para controlar tiempo mínimo en línea:

Una de las características que complican la modelación de las plantas térmicas dentro del problema de optimización es el Tiempo Mínimo en Línea y el Tiempo Mínimo Fuera de Línea ya que involucran el manejo de temporalidad en el problema, o sea, de la decisión de despacho que se tome en un período depende la decisión que se tome en otro período, los períodos están relacionados entre sí.

El Tiempo Mínimo en Línea es un parámetro que indica cuantas horas debe permanecer como mínimo en línea una unidad luego de que arranca, para esto se formula la siguiente restricción:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=P_i}^{P_f + \#BD_u + \#BU_u - 1} parada_{u,i} \leq (TML_u + \#BD_u + \#BU_u) \times (1 - arranque_{u,p}) \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 & p = P_i, \dots, P_f \\
 & i \leq P_f + \#BD_u
 \end{aligned} \tag{12}$$

Esta ecuación obliga a que cuando la variable *arranque* sea igual a 1, la variable *parada* tiene que ser igual a cero durante un número de períodos igual al TML más los bloques de arranque y parada. Esta restricción aplica si el arranque se produce en un período en el cual el TML se pueda cumplir en el horizonte del despacho, es decir, si la unidad tiene arranque y parada dentro del horizonte de optimización. Para los casos en los cuales el arranque de la unidad se produjo en el despacho anterior (aquellos despachos en que el *TLini* es mayor que cero) se formula la siguiente restricción:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=P_i}^{TLfalta_u + \#BD_u} parada_{u,i} = 0 \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 & \text{si } TLfalta_u > 0
 \end{aligned} \tag{13}$$

Con esta restricción se controla que si la unidad viene en línea la variable *parada* no puede ser igual a 1 sino hasta que el despacho cumpla el TML más el número de bloques de salida.

Las ecuaciones (12) y (13) están basadas en el modelo presentado en [19] donde el autor asegura que su modelo:

- Reduce el tiempo computacional al utilizar menos variables binarias y menos restricciones que los modelos tradicionales.

- Es un modelo aplicable a problemas reales.

Sin embargo, al estudiar las restricciones con detalle se encontraron las siguientes deficiencias:

- El modelo no contempla los bloques de entrada ni los bloques de salida, y según la regulación colombiana²¹ estos bloques no hacen parte del TML. Al no tener en cuenta estos bloques el despacho entregado por este modelo no es un despacho aplicable a la realidad, ni es factible de operar.
- El modelo involucra 3 conjuntos de restricciones diferentes para controlar el TML de las unidades.

Por lo anterior se propone una modificación a las restricciones (21), (22) y (23) presentadas en [19] las cuales se puede reemplazar por las restricciones (12) y (13) presentadas en este trabajo, para más detalle consultar el Anexo 2. Con esta modificación se tienen las siguientes ventajas:

- Se controla el TML con sólo dos conjuntos restricciones, lo que implica un modelo más eficiente con menores tiempos de computación.
- Al involucrar las variables *arranque* y *parada* dentro de estas restricciones se tiene un mejor control de las condiciones iniciales y finales del despacho, eliminando los problemas del modelo presentado en [19] para los extremos con los bloque de entrada y salida.

Restricción para controlar tiempo mínimo fuera de línea:

De manera similar al TML se define el Tiempo Mínimo Fuera de Línea como un parámetro que indica cuántas horas debe permanecer fuera de línea (apagada) una unidad luego de que se apaga. Para esto se formula la siguiente restricción:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=TLfalta_u+1}^{p+TMFL_u-1} (1 - u_{gon_{u,i}}) \geq TMFL_u \times parada_{u,p} \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 & p = TLfalta_u + 1 \dots P_f - TMFL_u + 1
 \end{aligned} \tag{14}$$

Cuando *parada* es igual a 1, esta restricción obliga a que la variable *ugon* sea igual a cero un número de períodos igual a TMFL. De forma similar a la ecuación (12) la restricción (14) se activa siempre y cuando exista una parada en el horizonte del despacho. Para cumplir el TMFL de una

²¹ Resolución 009. Bogotá: CREG, 2003

unidad que terminó el despacho anterior apagada (condiciones iniciales con $TLfalta$ mayor que cero) se formula la siguiente restricción:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=Pi}^{TLfalta_u} ugon_{u,i} = 0 \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 & \text{si } TLfalta_u > 0
 \end{aligned} \tag{15}$$

Esta restricción obliga a que $ugon$ tiene que ser igual a cero tantos periodos como horas fuera de línea hagan falta.

Tal y como se mencionó en la restricción de TML, las ecuaciones (14) y (15) se basan en el modelo propuesto en [19]. En este caso también es necesario introducir la variable *parada* dentro de estas ecuaciones para controlar los bloques de salida, pero al contrario del TML no fue posible eliminar la restricción formulada para los casos en los cuales no es posible cumplir el parámetro TMFL dentro del horizonte del despacho, y es por eso que es necesario involucrar al modelo la restricción (16) que obliga, ante una *parada*, a que la variable $ugon$ sea igual a cero hasta el período final de la optimización y así controlar la condición de frontera para el último período.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=P_f-TMFL_u}^{P_f} (1 - ugon_{u,i} - parada_{u,p}) \geq 0 \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 & p = P_f - TMFL_u + 2 \dots P_f
 \end{aligned} \tag{16}$$

Restricción para controlar el máximo número de arranques al día:

Otro de los parámetros que tienen las plantas térmicas es el número máximo de arranques por día. Gracias a que modelamos la variable *arranque* podemos controlar este parámetro por medio de una sumatoria que controla que el número de arranques por despacho no supere el máximo número de arranques, tal y como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}
 & Máximo\#arranques_u \geq \sum_{p=Pi}^{P_f} arranque_{u,p} \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas}
 \end{aligned} \tag{17}$$

Donde $Maximo\#arranques_u$: Constante: Parámetro que representa el # máximo de arranques para la unidad u en el horizonte de despacho.

Restricción para controlar las rampas:

Las unidades térmicas dependen del calor que se le inyecta a una caldera para generar energía lo que implica que su función de generación real no tiene un comportamiento lineal en el tiempo (características de velocidad de toma de carga y descarga). Por ejemplo para el mercado colombiano la CREG en el año 2003 publicó la resolución 009 que considera:

- “Que según la información suministrada al CND por las empresas generadoras, se evidencia que las rampas de arranque y parada actualmente reportadas no guardan relación con el tipo de recurso y tecnología de cada agente, lo cual ocasiona complejidad y dificulta la optimización del despacho”.
- “Que con el objeto de lograr un mejor proceso de optimización del uso de los recursos de generación térmica del sistema, se ha considerado necesario uniformizar los criterios utilizados por los generadores para el reporte de rampas de arranque y parada de unidades de generación termoeléctrica”.

En la cual establece que todos los generadores térmicos deben declarar al Operador del Sistema las rampas de aumento y disminución para cada uno de sus recursos ajustándose al siguiente modelo lineal:

$$\begin{aligned} a \times G_{u,p} - b \times G_{u,p-1} &\leq UR_u \\ c \times G_{u,p-1} - d \times G_{u,p} &\leq DR_u \end{aligned} \quad 22$$

Y que además establece que para aquellos recursos de generación que operan en ciclo combinado y tengan mínimo dos unidades de gas, el modelo de rampas de aumento y disminución será el que apruebe el CNO.

Para tratar este problema para las unidades térmicas de los ciclos combinados se proponen entonces tres alternativas diferentes, las cuales deben ser evaluadas por los agentes generadores para determinar cuál es la que mejor se adapta a las condiciones de operación y luego ser avaladas por el ente regulador del mercado.

1. Modelo 2 del Acuerdo 270 CNO.

Esta alternativa busca que se declaren los parámetros de cada una de las unidades de gas y de vapor según la metodología establecida en el Acuerdo 270 del CNO para el Modelo 2, el cual está definido como: “Este modelo utiliza un valor numérico de 1 para los parámetros a), b), c) y d) del modelo lineal establecido en la Resolución CREG 009 de 2003. Podrá ser utilizado para declarar la

²² Este modelo se explica con detalle más adelante en el numeral 2. Modelo 3 del Acuerdo 270 CNO

velocidad de toma de carga y descarga entre un período y otro en MWh... en el rango en que desde el mínimo técnico hasta la capacidad efectiva neta de la planta". En este modelo el agente define los valores UR que representan la máxima energía expresada en MWh que la unidad puede aumentar en dos horas consecutivas, y los valores DR para representar la máxima disminución. Los agentes pueden declarar varios UR y DR para diferentes valores de generación de las unidades, esto se conoce como Rampas Dinámicas.

Para controlar los aumentos de generación entre un período y otro se formulan las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned}
 G_{u,p+1} - G_{u,p} &\leq \sum_{i=1}^{\#UR} (UR_{u,i} \times u_{gonUR_{u,i,p}}) \\
 \forall u = U_1, \dots, U_{nu} & \mid u \text{ modele rampas} \\
 p = P_i - 1, \dots, P_f - 1 &
 \end{aligned}
 \tag{18}$$

Donde	$\#UR_{u,i}$:	Constante: Número total de bloque se subida UR la unidad u en el segmento i .
	$UR_{u,i}$:	Constante: Valor del bloque de aumento la unidad u en el segmento i . [MWh]
	$u_{gonUR_{u,p}}$:	Variable de decisión: Variable binaria que indica en cual segmento de aumento esta la unidad u en el período p .

Esta restricción establece que el mayor cambio de generación entre dos períodos consecutivos está limitado por el parámetro UR respectivo. En esta restricción se introducen las variables binarias u_{gonUR} para representar cual es el UR que se debe aplicar según los valores de generación en los períodos en cuestión.

De forma similar se controla la disminución de generación entre períodos:

$$\begin{aligned}
 G_{u,p} - G_{u,p+1} &\leq \sum_{i=1}^{\#DR} (DR_{u,i} \times u_{gonDR_{u,i,p}}) \\
 \forall u = U_1, \dots, U_{nu} & \mid u \text{ modele rampas} \\
 p = P_i - 1, \dots, P_f - 1 &
 \end{aligned}
 \tag{19}$$

Donde	$\#DR_{u,i}$:	Constante: Número total de bloque se disminución DR para la unidad u en el segmento i .
	$DR_{u,i}$:	Constante: Valor del bloque de disminución de la unidad u en el segmento i . [MWh]
	$u_{gonDR_{u,p}}$:	Variable de decisión: Variable binaria que indica en cual

segmento de descenso esta la unidad u en el período p .

En esta restricción también se introducen variables binarias $ugonDR$ para determinar cuál DR se debe aplicar dependiendo de los valores de generación en los períodos de la decisión.

Para controlar que entre dos períodos consecutivos solamente puede activarse alguna de las dos variables binarias $ugonUR$ o $ugonDR$ (ya que el recurso está subiendo o está bajando, pero no se pueden presentar las dos condiciones al tiempo) se crea la siguiente restricción:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{\#DR} (DR_{u,i} \times ugonDR_{u,i,p}) + \sum_{i=1}^{\#UR} (UR_{u,i} \times ugonUR_{u,i,p}) &= 1 \\ \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\ p = P_i - 1, \dots, P_f - 1 \end{aligned} \quad (20)$$

Para controlar los límites inferiores (valores mínimos) de cada uno de los segmentos de subida o bajada se controla que la generación en el período p sea menor o igual que el valor mínimo del segmento $ugonDR$ o $ugonUR$:

$$\begin{aligned} G_{u,p} &\leq \sum_{i=1}^{\#DR} (MXDR_{u,i} \times ugonDR_{u,i,p}) + \sum_{i=1}^{\#UR} (MXUR_{u,i} \times ugonUR_{u,i,p}) \\ \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\ p = P_i - 1, \dots, P_f - 1 \end{aligned} \quad (21)$$

Para controlar los límites superiores (valores máximos) de cada uno de los segmentos de subida o bajada se controla que la generación en el período p sea menor o igual que el valor máximo del segmento $ugonDR$ o $ugonUR$:

$$\begin{aligned} G_{u,p} &\leq \sum_{i=1}^{\#DR} (MXDR_{u,i+1} \times ugonDR_{u,i,p}) + \sum_{i=1}^{\#UR} (MXUR_{u,i+1} \times ugonUR_{u,i,p}) \\ \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\ p = P_i - 1, \dots, P_f - 1 \end{aligned} \quad (22)$$

Donde	$MXDR_{u,i}$:	Constante: Valor máximo del segmento i para el bloque de disminución de la unidad u . [MWh]
	$MXUR_{u,i}$:	Constante: Valor máximo del segmento i para el bloque de aumento de la unidad u . [MWh]

2. Modelo 3 del Acuerdo 270 CNO.

Esta alternativa busca que se declaren los parámetros de cada una de las unidades de gas y de vapor según la metodología establecida en el Acuerdo 270 del CNO para el Modelo 3, el cual está definido como: “Este modelo utiliza un valores numéricos diferentes de 1 para los parámetros a , b , c y d ... se halla un conjunto de valores para a , b , y UR ... y c , d y DR ”. Este modelo también puede ser utilizado para el rango en que desde el mínimo técnico hasta la capacidad efectiva neta de la planta. En otras palabras, este modelo establece los coeficientes para la ecuación de una línea recta cuya pendiente determina la máxima variación de generación entre períodos.

Para controlar los aumentos de generación entre un período y otro se formulan las siguientes restricciones que modelan el comportamiento de una línea recta:

$$\begin{aligned}
 a_u \times G_{u,p+1} - b_u \times G_{u,p} &\leq UR_u + Maximo_{u,p} \times \sum_{i=1}^{\#BU} arranque_{u,p+i-1} \\
 \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 p = P_i - 1, \dots, P_f - 1
 \end{aligned} \tag{23}$$

Donde a_u : Constante: Coeficiente a modelo 3 de la unidad u .

b_u : Constante: Coeficiente b modelo 3 de la unidad u .

Como este modelo sólo se debe aplicar para valores mayores al mínimo técnico, se introduce la variable binaria de *arranque* multiplicando un valor de magnitud grande, en este caso el máximo de la planta, para que cuando esta variable sea igual a 1 y durante los bloques de entrada la generación no se limita por esta restricción sino que se acota por las restricciones (5) y (6).

De forma similar se controlan los decrementos de generación para valores diferentes a los bloques de salida (controlados por la variable *parada*):

$$\begin{aligned}
 c_u \times G_{u,p} - d_u \times G_{u,p+1} &\leq DR_u + Maximo_{u,p} \times \sum_{i=1}^{\#BD} parada_{u,p+i} \\
 \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 p = P_i - 1, \dots, P_f - 1
 \end{aligned} \tag{24}$$

Donde c_u : Constante: Coeficiente c modelo 3 de la unidad u .

d_u : Constante: Coeficiente d modelo 3 de la unidad u .

3. Modelo DERA: Despacho Económico con Rampas Automáticas

Este modelo involucra las restricciones presentadas en la tesis de maestría [40] que representan en el despacho económico de generación las tasas de toma de carga y descarga en MW/min para las unidades en las cuales esta característica dependa del nivel de potencia (rampas dinámicas). El DERA incluye restricciones que discretizan la variación máxima de energía en periodos de minutos, lo que permite tener una aproximación a la curva de potencia de la unidad durante cada periodo horario del despacho. Para controlar la variación del despacho entre dos sub periodos consecutivos se implementan las siguientes restricciones que tienen un comportamiento similar a (18) y (19):

$$\begin{aligned}
 GP_{u,p,k} - GP_{u,p,k-1} &\leq \sum_{i=1}^{\#UR} TC_{u,i} \times ugonDUR_{u,p,k,i} \\
 \forall u = U_1, \dots, U_{nu} & \mid u \text{ modele rampas} \\
 p = P_i - 1, \dots, P_f & \\
 k = \text{subperíodo} &
 \end{aligned}
 \tag{25}$$

$$\begin{aligned}
 GP_{u,p,k-1} - GP_{u,p,k} &\leq \sum_{i=1}^{\#DR} TD_{u,i} \times ugonDDR_{u,p,k,i} \\
 \forall u = U_1, \dots, U_{nu} & \mid u \text{ modele rampas} \\
 p = P_i - 1, \dots, P_f & \\
 k = \text{subperíodos} &
 \end{aligned}
 \tag{26}$$

- Donde: $GP_{u,p,k}$: Variable de decisión: Generación en potencia de la unidad u en el período p en el subperíodo k .
- $TC_{u,i}$: Constante: Rata de toma de carga para la unidad u en el segmento i
- $TD_{u,i}$: Constante: Rata de toma de descarga para la unidad u en el segmento i
- $ugonDDR_{u,p,k,i}$: Variable de decisión: Variable binaria que indica en cual segmento i esta la unidad u para el período p en el subperíodo k .
- $ugonDUR_{u,p,k,i}$: Variable de decisión: Variable binaria que indica en cual segmento i esta la unidad u para el período p en el subperíodo k .

Las variables $ugonDUR$ y $ugonDDR$ son las mismas que se presentan en las ecuaciones (21) y (22). Para controlar el comportamiento de estas variables binarias se debe implementar también la ecuación (20).

Si bien este conjunto de restricciones controlan efectivamente el cambio de potencia de la unidad de generación, es necesario relacionar por medio de una restricción las variables de potencia y energía, ya que la demanda del sistema eléctrico se pronostica en energía y no en potencia. La restricción de balance energía – potencia se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}
 & GP_{u,p-1,k} - GP_{u,p,k} + 2 \times \sum_{k=1}^{K-1} GP_{u,p,k} = 2 \times K \times G_{u,p} \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ modele rampas} \\
 & p = P_i - 1, \dots, P_f \\
 & k = \text{subperíodos} \\
 & K = \# \text{ de subperíodos}
 \end{aligned} \tag{27}$$

Para controlar los límites superiores (valores máximos) de cada uno de los segmentos de subida o bajada se deben implementar las restricciones (21) y (22).

4.3 Restricciones asociadas al Ciclo Combinado

Las propiedades termodinámicas del ciclo combinado obligan a crear relaciones entre las unidades de gas y de vapor ya que la generación del ciclo de vapor depende directamente de la generación de las turbinas de gas, una relación que como se demuestra en [49] es sustancialmente lineal. Con la aplicación del conjunto de restricciones presentado anteriormente se garantiza que cada una de las unidades de gas y de vapor cumpla de forma óptima con sus características técnicas, o sea, que el despacho económico encuentre una generación factible para cada una de las unidades, y ahora, se deben relacionar las unidades y los ciclos entre sí para obtener programas de generación óptimos y factibles para el total del ciclo combinado.

Restricción para relacionar las unidades con el recurso:

Para integrar este modelo de unidades con el modelo de despacho se debe formular una restricción para controlar que la suma de la generación de las unidades sea igual a la generación total del recurso que asocia estas unidades:

$$\begin{aligned}
GR_{r,p} &= \sum_{ug=1}^{nug \in r} G_{ug,p} + \sum_{uv=1}^{nuv \in r} G_{uv,p} - Aux_p \\
\forall r &= R_1, \dots, R_{nr} \mid R \text{ es un ciclo combinado} \\
p &= P_i, \dots, P_f \\
ug, uv &\in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\}
\end{aligned} \tag{28}$$

- Donde
- nug_r: Constante: Número de unidades de gas *ug* asociadas al recurso *r*.
 - G_{ug,p}: Variable de decisión: Generación de la unidad de gas *ug* en el período *p*. Es un subconjunto de las unidades térmicas U. [MWh]
 - nuv_r: Constante: Número de unidades de vapor *uv* asociadas al recurso *r*.
 - G_{uv,p}: Variable de decisión: Generación de la unidad de vapor *uv* en el período *p*. Es un subconjunto de las unidades térmicas U. [MWh]
 - Aux_p: Variable de decisión: Consumo de los servicios auxiliares del recurso *r*. [MWh]

En el proceso de generación hay un consumo de energía en la alimentación de los servicios auxiliares asociados a las turbinas de gas y de vapor. Este consumo se representa con el término *Aux* que se debe restar de la generación bruta del recurso para obtener la generación neta. Es importante mencionar que ninguno de los artículos consultados incluye en sus modelos la variable asociada con los consumos auxiliares de la planta, pero aquí se considera que esta variable es fundamental para el cálculo de la generación neta del recurso ya que varía dependiendo del número de unidades despachadas.

Restricción para calcular el consumo de servicios auxiliares:

El consumo de generación asociado a los servicios auxiliares de la central depende del número de unidades despachadas. Este consumo se calcula como:

$$\begin{aligned}
Aux_p &= ka \times rgon_{r,p} + Aug \times \sum_{ug=1}^{nug \in r} ugon_{ug,p} + Auv \times \sum_{uv=1}^{nuv \in r} ugon_{uv,p} \\
\forall r &= R_1, \dots, R_{nr} \mid R \text{ es un ciclo combinado} \\
p &= P_i, \dots, P_f \\
ug, uv &\in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\}
\end{aligned} \tag{29}$$

- Donde:
- $rgon_{r,p}$: Variable de decisión: Variable binaria que representa el estado ON/OFF del recurso r en el período p
 - ka : Constante: Consumo de auxiliares que no depende de la generación de gas ni de vapor
 - Aug : Constante: Consumo de auxiliares asociados a la generación de cada unidad de gas [MWh]
 - Auv : Constante: Consumo de auxiliares asociados a la generación de cada unidad de vapor [MWh]

Es necesario multiplicar la constante Auv por la variable binaria $rgon$ del recurso para que solo haya consumo de auxiliares cuando el despacho del recurso sea mayor que cero. El manejo de las variables binarias relacionadas con los recursos se presenta más adelante en el numeral 4.4.

Cuando el intercambiador de calor HRSG que utiliza la corriente de gas caliente que sale de la turbina de gas para generar vapor está en servicio, o sea que se opera en ciclo combinado, es necesario calcular un consumo de servicios auxiliares asociados HRSG para mover el eje de la turbina de vapor. Este consumo se puede reflejar en la capacidad de las turbinas de gas afectadas por el estado ON/OFF de quemadores adicionales y así no introducir una variable adicional asociada a los auxiliares del HRSG.

El efecto que tiene sobre la planta la instalación de quemadores adicionales de gas es aumentar la generación del recurso, y para su representación en el modelo de despacho es necesario modelar unidades de generación adicionales, donde cada unidad de gas del ciclo combinado tiene asociada una unidad de quemador.

Con estas consideraciones la restricción de máximo por unidad (6) para las unidades a gas en un ciclo combinado que tienen quemadores adicionales se modifica de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 G_{ug,p} \leq & \text{Maximo}_{ug,p} \times \left(ugon_{ug,p} - \sum_{i=1}^{\#BU} \text{arranque}_{ug,p-i+1} - \sum_{i=1}^{\#BD} \text{parada}_{ug,p+i} \right) + \\
 & \sum_{i=1}^{\#BU} \left(\text{BloqueUP}_{ug,i} \times \text{arranque}_{ug,p-i+1} \right) + \\
 & \sum_{i=1}^{\#BD} \left(\text{BloqueDOWN}_{ug,i} \times \text{parada}_{ug,p-i+\#BD_u+1} \right) - \\
 & \text{AuxHRSG}_{ug} \times ugon_{ug,p}
 \end{aligned} \tag{30}$$

$\forall ug = ug_1, \dots, ug_{ng} \mid ug \text{ con quemador adicional } uq$
 $p = P_i, \dots, P_f$
 $ug, uq \in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\}$

Donde: $ugon_{uq,p}$: Variable de decisión: Variable binaria que representa el estado ON/OFF del quemador uq asociado a la unidad de gas ug en el período p . Es un subconjunto de las unidades térmicas U . [MWh]

$AuxHRSG_{ug}$: Constante: Consumo de auxiliares asociado a tener en servicio el HRSG de la unidad de gas ug [MWh]

La restricción (30) le resta al máximo de la unidad de gas el consumo de auxiliares $AuxHRSG$ cuando la variable binaria $ugon_{uq,p}$ es igual a 1. En la literatura se asocia el término de quemadores auxiliares con calderas auxiliares en la etapa del gas.

Restricción para calcular la generación de los quemadores de gas adicionales:

La generación de los quemadores depende directamente de la generación de las turbinas de gas y solo pueden estar en servicio si hay unidades de vapor disponibles para operar en ciclo combinado, en caso contrario no se debe incrementar la producción de vapor porque sería un desperdicio mayor.

Con la restricción (30) representamos que el quemador entra en servicio cuando el HRSG está en servicio y por ende hay una operación en ciclo combinado, pero para que la generación de los quemadores sea mayor que cero se requiere de una generación mínima en las unidades de gas, comportamiento que se representa con las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned}
 G_{ug,p} &\geq MinReq_{uq,p} \times ugon_{uq,p} \\
 \forall ug = ug_1, \dots, ug_{ng} \mid ug \text{ con quemador adicional } uq \\
 p &= P_i, \dots, P_f \\
 ug, uq &\in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\}
 \end{aligned}
 \tag{31}$$

Donde: $MinReq_{uq}$: Constante: Mínimo de generación requerido en la unidad de gas ug por el quemador uq para poder entrar en servicio. [MWh]

Adicionalmente se crea una restricción para controlar la máxima generación de los quemadores dependiendo del estado de la variable $ugonCC$:

$$\begin{aligned}
 G_{uq,p} &\leq Maximo_{uq} \times ugon_{uq,p} \\
 \forall ug = ug_1, \dots, ug_{ng} \mid ug \text{ con quemador adicional } uq \\
 p &= P_i, \dots, P_f \\
 ug, uq &\in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\}
 \end{aligned}
 \tag{32}$$

Donde: $Maximo_{uq}$: Constante: Máximo técnico del quemador uq . [MWh]

Como los quemadores se pueden representar como unidades de generación, también les aplica la restricción de mínimo (5).

Restricciones para calcular la generación de las unidades de vapor:

La generación de las unidades de vapor depende de la generación de las unidades de gas tal y como se muestra en [25], [26], [32] y [33], porque éstas son las que producen el combustible para mover las turbinas de vapor. Las unidades de gas inyectan el vapor resultante de su generación en el HSRG que es la fuente común de combustible para las unidades de vapor.

La relación de generación según [49] es sustancialmente lineal y tiene una proporción aproximada del 75%. La ecuación que representa esta relación de gas y vapor mediante el HSRG es la siguiente:

$$\begin{aligned} \sum_{uv=1}^{nuv \in r} G_{uv,p} + Gvcs_p &= Factor_{gv} \times \sum_{ug=1}^{nug \in r} G_{ug,p} + \sum_{uq=1}^{nuq \in r} G_{uq,p} \\ \forall p &= P_i, \dots, P_f \\ uv, ug, uq &\in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\} \end{aligned} \quad (33)$$

Donde: $Gvsc_p$: Variable de decisión: Variable que representa el desperdicio de vapor en el período p [MWh]

nuq_r : Constante: Número de quemadores uq asociados al recurso r .

$G_{uq,p}$: Variable de decisión: Generación del quemador uq en el período p [MWh]

$Factor_{gv}$: Constante: Factor de conversión de gas a vapor.

Nótese que en esta ecuación la variable HSRG está implícita, equivale al lado izquierdo de la ecuación y se evita su escritura para minimizar el número de variables y el número de restricciones.

La generación de vapor (HSRG) es igual a la generación de las unidades de gas multiplicada por un factor de conversión (75% aproximadamente) más la generación de los quemadores. Es importante mencionar que la generación de vapor se debe modelar como la sumatoria de la generación de las unidades térmicas de vapor más una variable adicional que bautizamos como desperdicio, la cual representa el vapor que no se puede utilizar para generar energía. Hay mercados donde este vapor no se arroja al ambiente sino que se utiliza para alimentar algunas industrias, y por eso existe una demanda de vapor tal y como se muestra en los artículos [25], [26],

[27], [32] y [33] que tiene un costo dentro de la función objetivo y una restricción para el balance entre el vapor y la demanda.

Para los mercados que no tienen demanda de vapor, esta variable solamente puede tomar valores diferentes de cero cuando hay unidades de vapor indisponibles y cuando las que están disponibles están copadas y no pueden generar más energía, caso en el que es imposible que se aproveche todo el vapor adicional generado por las unidades de gas. Haciendo un símil con el racionamiento, esta variable de desperdicio de vapor garantiza la convergencia de la ecuación (33).

Para controlar la máxima generación de la variable G_{vcs} se implementan las siguientes restricciones:

$$\boxed{\begin{aligned} G_{vcs,p} &\leq \text{Maximo}_{vcs,p} \times u_{gonVCS,p} \\ \forall p &= P_i, \dots, P_f \end{aligned}} \quad (34)$$

Donde: $\text{Maximo}_{vcs,p}$: Constante: Máxima capacidad de generación de la de la variable de desperdicio G_{vcs} en el período p . Esta constante es igual a la capacidad de las unidades de vapor indisponibles. [MWh]

$u_{gonVCS,p}$: Variable de decisión: Variable binaria que representa el estado ON/OFF de la variable de desperdicio G_{vcs}

En los casos en los cuales la variable binaria u_{gonVCS} solamente puede ser diferente de cero si hay alguna unidad de vapor indisponible y cuando las unidades de vapor disponibles estén generando a su máxima capacidad, se implementa:

$$\boxed{\begin{aligned} \sum_{uv=1}^{nuv \in r} G_{uv,p} &\geq \text{Maximo}_{uv,p} \times u_{gonVCS,p} \\ \forall p &= P_i, \dots, P_f \\ uv &\in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\} \end{aligned}} \quad (35)$$

Donde: $\text{Maximo}_{uv,p}$: Constante: Máxima capacidad de generación de la de unidad de vapor uv en el período p . [MWh]

Adicional a la cantidad de vapor que se produce en el ciclo de gas es necesario alcanzar las condiciones termodinámicas necesarias en la caldera de recuperación para poder utilizar el vapor en las turbinas de vapor. En [27] se crean unos conjuntos de posibilidades de operación, o diagramas de estado, que tienen en cuenta estas condiciones del vapor para prender o apagar unidades. Para evitar la creación de todos los diagramas de estado y reglas entre configuraciones propuestas en [27], se establece que mediante restricciones lógicas que relacionen las variables binarias de las unidades de gas con las unidades de vapor se pueden determinar las condiciones de gas mínimas requeridas para despachar las unidades de vapor de forma general. Como complemento a la restricción (33) es entonces necesario implementar las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
& \#MUG \times \left(\sum_{uv=1}^{mv \in r} ugon_{uv,p} - 1 \right) \leq \sum_{ug=1}^{nug \in r} ugon_{ug,p} \\
& \forall p = P_i, \dots, P_f \\
& uv, ug \in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\}
\end{aligned} \tag{36}$$

Donde: #MUG: Constante: Número de unidades de gas mínimo a partir del cual se pueden tener en línea más de una unidad de vapor.

Esta restricción no permite tener en línea más de una unidad de vapor hasta que estén en línea #MUG unidades de gas, o sea, si se despachan entre 1 y #MUG -1 unidades de gas solo se puede despachar una unidad de vapor. Esta característica se encuentra determinando las condiciones necesarias en la caldera de recuperación para generar con vapor y es informado por cada agente generador al CND. Cuando se tienen #MUG unidades de gas despachadas se deben tener en línea las otras unidades de vapor, para lo cual se implementa:

$$\begin{aligned}
& \#MUG \times \sum_{uv=1}^{mv \in r} ugon_{uv,p} - rgon_{r,p} \geq \sum_{ug=1}^{nug \in r} ugon_{ug,p} \\
& \forall r = R_1, \dots, R_{nr} | R \text{ es un ciclo combinado} \\
& p = P_i, \dots, P_f \\
& uv, ug \in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\}
\end{aligned} \tag{37}$$

Las restricciones (36) y (37) abarcan de forma general los diagramas de estado propuestos en [27] sin necesidad de aplicar programación dinámica para encontrar la ruta óptima de configuraciones, y cumplen con las reglas establecidas en ese artículo para los casos en los cuales se está aumentando o disminuyendo generación. Estas ecuaciones combinadas con (33), (34) y (35) determinan la generación óptima del ciclo combinado.

Restricción de unidades para prestar el servicio de AGC:

Si una planta de ciclo combinado participa dentro del mercado del AGC, puede ser necesario que se requieran despachar varias unidades del ciclo para cumplir con los criterios de cambios de generación para variaciones de la frecuencia en los tiempos establecidos por la regulación²³. Para controlar el mínimo de unidades requeridas cuando se presta el servicio de AGC se implementa la siguiente restricción:

²³ Resolución 198. Bogotá: CREG, 1997. Acuerdo 263. Bogotá: CNO,

$$\begin{aligned}
& \sum_{ug=1}^{nug \in r} ugon_{ug,p} + \sum_{uv=1}^{nvg \in r} ugon_{uv,p} \geq MinUAGC_r \\
& \forall r = R_1, \dots, R_{nr} \mid R \text{ es un ciclo combinado} \\
& p = P_i, \dots, P_f \\
& uv, ug \in U = \{U_1, \dots, U_{nu}\}
\end{aligned} \tag{38}$$

Donde: $MinUAGC_r$: Constante: Número de unidades requeridas para prestar el servicio de AGC del recurso de ciclo combinado r .

Para controlar el despacho mínimo y máximo de las unidades según la franja de AGC asignada a cada una de ellas, se aplican las restricciones (5) y (6) que incluyen en los términos Mínimo y Máximo respectivamente la cantidad de potencia asignada como se propone en [31]. Estos valores de AGC para los términos Mínimo y Máximo pueden ser iguales (caso del mercado colombiano) o diferentes como se muestra en [31].

Es importante mencionar que si bien se despachan varias unidades del ciclo combinado para cumplir con el AGC asignado a la planta, estas unidades solamente suman una unidad para el total de unidades requeridas en el SIN para cada período, tal y como lo establece²⁴ “*Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.*”

4.4 Otras restricciones

Para complementar las restricciones que involucran unidades térmicas dentro del problema del despacho económico, se presentan otros dos conjuntos de restricciones en las cuales pueden estar involucradas este tipo de unidades que son necesarias para la elaboración del despacho diario de generación.

Restricción para los períodos obligatorios:

Por diferentes condiciones de despacho, como por ejemplo por cuestiones de seguridad, es necesario obligar a que una unidad este despachada sin importar su precio de oferta, en estos casos se dice que la unidad tiene la característica de obligatoria o inflexible en un período determinado y debe salir despachada valores mayores o iguales a su Mínimo Técnico.

Para representar esta condición se formula la siguiente restricción:

$$\begin{aligned}
& ugon_{u,p} - \sum_{i=1}^{\#BD} parada_{u,p+i} - \sum_{i=1}^{\#BU} arranque_{u,p-i+1} = 1 \\
& \forall u = U_1, \dots, U_{nu}, p = \text{Período Obligado}
\end{aligned} \tag{39}$$

Esta ecuación obliga a que la variable $ugon$ sea igual a 1 en los períodos en que se obliga a que la unidad sea despachada. Se deben tener en cuenta las variables de $arranque$ y $parada$ para que los bloques de entrada y los bloques de salida no sean tenidos en cuenta como períodos obligatorios,

o sea, se garantiza que en el período en el cual se obliga una unidad térmica no puede haber ni un arranque, ni un bloque de entrada, ni una parada ni un bloque de salida.

Restricción para las zonas de seguridad:

Otra de las condiciones que puede determinar la generación de las diferentes unidades es cuando estas se encuentren dentro de una zona de seguridad, la cual se define como una agrupación de unidades a las cuales se les puede obligar una generación mínima o se les puede limitar su despacho por cuestiones de seguridad, calidad o confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Para restringir la máxima generación de una zona de seguridad se formula una restricción donde se representa que la suma de la generación de las unidades que pertenecen a la zona no puede superar un límite establecido.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=U_1}^{\#U \in z} G_{i,p} \leq \text{Maximo}Z_{z,p} \\
 & \forall z = \text{Zona de Máxima generación} \\
 & p = P_1, \dots, P_f
 \end{aligned} \quad (40)$$

Donde: $nu \in z$: Constante: Número de unidades u asociadas a la zona z .

$G_{i,p}$: Variable de decisión: Generación de la unidad i en el período p .
[MWh]

$\text{Maximo}_{z,p}$: Constante: Límite máximo de generación de la zona z en el período p . [MWh]

De forma similar y para garantizar una generación mínima en una zona de seguridad se crea una restricción donde la suma de la generación de las unidades no puede ser inferior al límite impuesto por la zona.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=U_1}^{\#U \in z} G_{i,p} \geq \text{Minimo}Z_{z,p} \\
 & \forall z = \text{Zona de Mínima generación} \\
 & p = P_1, \dots, P_f
 \end{aligned} \quad (41)$$

Donde: $\text{Mínimo}_{z,p}$: Constante: Límite mínimo de generación de la zona z en el período p .
[MWh]

Adicionalmente, para garantizar un número mínimo de unidades en una zona de seguridad se formula una restricción que obligue a que la variable $ugon$ sea igual a 1 para el número de unidades que requiere la zona de seguridad. Es importante mencionar que los bloques de entrada y salida no pueden hacer parte de esta zona ya que estos valores son menores al mínimo técnico de las unidades y por consiguiente no se cuentan como seguridad.

$$\sum_{i \in U1}^{\#U \in Z} \left(\text{Peso}_{i,p} \times ugon_{i,p} - \sum_{j=1}^{\#BD} \text{parada}_{u,p+j} - \sum_{k=1}^{\#BU} \text{arranque}_{u,p-k+1} \right) \geq \#UZ_{z,p}$$

$\forall z = \text{Zona de Unidades de Generación}$

$p = P_1, \dots, P_f$

(42)

Donde $\text{Peso}_{z,p}$: Constante: Peso o factor con que participa la unidad i en la suma de unidades para la zona z en el período p .

$\#UZ_{z,p}$: Constante: Número de unidades requeridas por la zona z en el período p .

Restricción para el máximo y mínimo de los recursos:

Igual que a las unidades de generación, los recursos se deben controlar para que su nivel de generación se mueva entre un valor mínimo y máximo dependiendo de la variable binaria que representa su estado ON/OFF. De forma similar a las ecuaciones (3) y (4) de unidades se implementan las siguientes restricciones para los recursos:

$$\text{GR}_{r,p} \leq \text{Máximo}_{r,p} \times rgon_{r,p}$$

$$\forall r = R_1, \dots, R_{nr}, p = P_1, \dots, P_f \quad (43)$$

Donde: $\text{Máximo}_{u,p}$: Constante: Máximo obligatorio para el recurso r en el período p . [MWh]

$$\text{GR}_{r,p} \geq \text{Mínimo}_{r,p} \times rgon_{r,p}$$

$$\forall r = R_1, \dots, R_{nr}, p = P_1, \dots, P_f \quad (44)$$

Donde: $\text{Mínimo}_{u,p}$: $\max(\text{mínimo}_{\text{técnico}}_{r,p}, \text{mínimo}_{\text{obligado}}_{r,p})$

$\forall \text{min}_{\text{oblig}} \neq 0$

[MWh]

En caso de que la variable binaria *rgon* tome valor de 1, entonces la generación del recurso debe estar entre el mínimo y el máximo, en caso contrario el recurso se encuentra fuera de servicio.

5. RESULTADOS NUMÉRICOS

Para validar los resultados del modelo propuesto para las plantas térmicas de ciclo combinado se presentan unos casos típicos de despacho para la planta Tebsa, único recurso de ciclo combinado con más de dos turbinas de vapor en el mercado colombiano. Además se simulan las siguientes condiciones del Sistema Interconectado Nacional con el propósito de demostrar el funcionamiento y la aplicabilidad de cada una de las restricciones planteadas:

1. Condición de despacho con todas las unidades de vapor disponibles: Con este escenario se presenta el comportamiento del modelo para calcular las generaciones mínimas y máximas para las diferentes combinaciones de unidades de gas y de vapor. En este escenario se analizan los siguientes casos:
 - 1.1. Despachos por seguridad: Se muestra el comportamiento del modelo para calcular las generaciones mínimas y máximas para las diferentes combinaciones cuando la planta de ciclo combinado tiene un precio de oferta alto y sale despachada solamente por razones de seguridad.
 - 1.2. Despachos en mérito: Se muestra el comportamiento del modelo para calcular las generaciones mínimas y máximas para las diferentes combinaciones cuando la planta de ciclo combinado tiene un precio de oferta bajo y sale despachada por mérito.
2. Condición de despacho con todas las unidades de vapor indisponibles: Con este escenario se presenta el comportamiento del modelo para calcular las generaciones mínimas y máximas para las diferentes combinaciones de unidades de gas sin tener en cuenta las unidades de vapor porque se suponen indisponibles. En este escenario se analizan los siguientes casos:
 - 2.1. Despachos por seguridad: Se muestra el comportamiento del modelo para calcular las generaciones mínimas y máximas para las diferentes combinaciones cuando la planta de ciclo combinado tiene un precio de oferta alto y sale despachada solamente por razones de seguridad.
 - 2.2. Despachos en mérito: Se muestra el comportamiento del modelo para calcular las generaciones mínimas y máximas para las diferentes combinaciones cuando la planta de ciclo combinado tiene un precio de oferta bajo y sale despachada por mérito.
3. Condición de despacho con una sola unidad de vapor indisponible: Con este escenario se presenta el comportamiento del modelo para calcular las generaciones mínimas y máximas para las diferentes combinaciones de unidades de gas y teniendo en cuenta que hay una unidad de vapor indisponible. En este escenario se analizan en un mismo despacho los casos de generación por seguridad y generación por orden de mérito.
4. Condición de despacho para prestar el servicio de AGC: Se presenta un escenario de despacho donde la planta de ciclo combinado tiene asignada una franja de generación para participar en el mercado con el servicio secundario de frecuencia AGC. Se muestra como el despacho de cada una de las unidades del ciclo y como estas contribuyen con la reserva requerida para prestar el servicio de frecuencia mencionado.

5. Condición de despacho para verificar específicamente las rampas ante cambios de generación: Con este escenario se presenta el comportamiento del modelo para calcular las rampas de aumento y disminución para los tres modelos sugeridos (modelo2, modelo3 y DERA) para las diferentes unidades térmicas del SIN.

En cada caso se comparan los resultados obtenidos del modelo con los resultados arrojados por la macro avalada por el CNO²⁴ y el modelo de quemadores adicionales presentado por Termobarranquilla S.A a XM en su solicitud de cambio de versión de la macro con la adición de los quemadores. El modelo presentado ha sido implementado utilizando ILOG OPL Development Studio IDE versión 5.2.

Tebsa es un recurso con las siguientes características:

- 2 unidades de gas conectadas a 110 kV
- 3 unidades de gas conectadas a 220 kV
- 2 unidades de vapor conectadas a 220 kV.
- Las 5 unidades de gas tienen quemadores adicionales.

Las unidades tienen los siguientes parámetros técnicos:

Tabla 4. Características técnicas de las unidades de Tebsa

nombre	barra	Tipo	TML (h)	TMFL (h)	MW/min	# arranques	Mínimo (MW)	Máximo (MW)
TEBSA11G	tebsa110	GAS	8	8	5	24	50	94
TEBSA12G	tebsa110	GAS	8	8	5	24	50	94
TEBSA21G	tebsa220	GAS	8	8	5	24	50	94
TEBSA22G	tebsa220	GAS	8	8	5	24	50	94
TEBSA23G	tebsa220	GAS	8	8	5	24	50	94
TEBSA11Q	tebsa110	QUEM	1	1	-	24	4	15
TEBSA12Q	tebsa110	QUEM	1	1	-	24	4	15
TEBSA21Q	tebsa220	QUEM	1	1	-	24	4	15
TEBSA22Q	tebsa220	QUEM	1	1	-	24	4	15
TEBSA23Q	tebsa220	QUEM	1	1	-	24	4	15
TEBSA21V	tebsa220	VAPOR	1	1	-	24	45	180
TEBSA22V	tebsa220	VAPOR	1	1	-	24	45	180

Para calcular el consumo de los servicios auxiliares se tienen los siguientes parámetros:

Tabla 5. Parámetros del consumo de servicios auxiliares

constante	descripción	valor
k:	Consumo de auxiliares que no depende de la generación de gas ni de vapor	5
Aug:	Consumo de auxiliares asociados a la generación de cada unidad de gas	0.3
Auv:	Consumo de auxiliares asociados a la generación de cada unidad de vapor	2

²⁴ Acuerdo 414. Bogotá: CNO, 2007

AuxHRSG:	Consumo de auxiliares asociado a tener en servicio el HRSG de la unidad de gas <i>ug</i>	2
----------	--	---

Para calcular la relación entre la generación de gas y la de vapor se tiene:

Tabla 6. Parámetros para la relación generación de gas a vapor

constante	descripción	valor
<i>Factor_{gv}</i>	Factor de conversión de gas a vapor	0.61
<i>#MUG</i>	Mínimo de unidades de gas a partir del cual se puede tener en línea más de una unidad de vapor	4
<i>Maximo_{vcs}</i>	Máxima capacidad de generación de la de la variable de desperdicio <i>G_{vcs}</i> en el período <i>p</i> .	180 MW

El número de unidades requeridas para prestar el servicio de AGC *MinUAGC* son 6, y el mínimo técnico del recurso Tebsa es de 120 MWh en ciclo combinado. Las posibles combinaciones de unidades con sus mínimos y sus máximos según la macro aprobada por el CNO se muestran a continuación:

Tabla 7. Combinación de unidades de Tebsa con su mínimo técnico y su capacidad (valores de la macro)

OPCION	#GT 220	#GT 110	#ST	AUX (MW)	MINIMO (MW)	MAXIMO (MW)
1	0	0	0	5	0	0
2	0	1	0	5	45	89
3	0	1	1	7	73	156
4	0	2	0	6	94	182
5	0	2	1	8	153	319
6	1	0	0	5	45	89
7	1	0	1	7	120	156
8	1	1	0	6	94	182
9	1	1	1	8	153	319
10	1	2	0	6	144	276
11	1	2	1	8	234	436
12	2	0	0	6	94	182
13	2	0	1	8	153	319
14	2	1	0	6	144	276
15	2	1	1	8	234	436
16	2	2	0	6	194	370
17	2	2	1	8	283	530
18	2	2	2	10	312	642
19	3	0	0	6	144	276
20	3	0	1	8	234	436
21	3	1	0	6	194	370
22	3	1	1	8	283	530
23	3	1	2	10	312	642
24	3	2	0	7	244	464
25	3	2	1	9	333	624
26	3	2	2	11	392	791

5.1 Despachos con todas las unidades de vapor disponibles

El primer caso de estudio es suponiendo que todas las unidades del ciclo combinado están disponibles y pueden salir despachadas. Dentro de este supuesto se analiza primero el caso en que las máquinas se despachan por seguridad y luego un caso donde las máquinas generan en mérito. El propósito de estos despachos es mostrar el comportamiento del modelo para calcular las generaciones mínimas y máximas para cada combinación posible del ciclo respetando sus características.

Despachos por seguridad

Uno de los retos más complejos a los cuales se enfrentan día a día los analistas de despacho es optimizar las generaciones de seguridad que involucran plantas térmicas de ciclo combinado con plantas térmicas de ciclo simple, por la gran cantidad de combinaciones posibles y la no inclusión del ciclo combinado dentro del modelo de optimización. Esta selección de generación es compleja cuando la seguridad requerida no sale despachada en mérito y ocasiona un sobre costo al sistema.

Dadas las condiciones eléctricas del SIN todos los días se deben despachar en la costa Atlántica del país un mínimo de unidades, dentro de las cuales participan varias unidades de ciclo simple y Tebsa (el ciclo combinado), y se debe encontrar para cada uno de los períodos de optimización la opción más económica para cumplir esa seguridad, dependiendo de los precios de oferta, los mínimos técnicos y las características técnicas de todas las unidades.

Para lograr este objetivo se modela en el despacho una zona de seguridad con un requerimiento de 4 unidades mínimo para los períodos 1 a 10 y 15 al 18, 6 unidades para los períodos 11 al 14 y 2 unidades períodos 19 a 24. Dentro de la zona de seguridad se incluyen las plantas térmicas Flores1, Flores2 y Tebsa con sus 5 unidades de gas y 2 unidades de vapor. Las unidades Flores1 y Flores2 tienen las siguientes características:

Tabla 8. Características técnicas de Flores1 y Flores2

nombre	barra	Tipo	TML (h)	TMFL (h)	# arranques	Mínimo (MW)	Máximo (MW)	UP (MW/h)	DOWN (MW/h)
FLORES1	Flores110	GAS	8	4	1	65	160	20-30-50	14
FLORES21	THores110	GAS	3	1	1	40	112	40	3

Se considera que Flores1 viene en línea con 5 horas (terminó el despacho anterior generando y le faltan 3 horas en línea para poder apagarse) y que las unidades Tebsa21G y Tebsa23G vienen en línea y ya cumplieron su TML. El objetivo de este ejemplo es mostrar que el modelo despacha la opción de unidades más económica teniendo en cuenta todas las características técnicas de las unidades y todas las posibilidades de combinación, y para observar mejor los resultados se deshabilita el modelo rampas ya que este se verificará en detalle en el numeral 5.4 de este capítulo.

El despacho arrojado por el modelo es el siguiente:

Tabla 9. Resultado despacho por seguridad

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES21	96000	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	65	65	65	65	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA	94000	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	312	312	312	312	234	234	234	234	187	211	120	120	120	120
BETANIA	93000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	534	534	425	0	0	0
FORCE2	92000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	405	405	405	0	0	0
ALBAN	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	145	26	0	102	91	161	69	411	411	411	173	0	0
MIEL1	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	88	305	317	330	330	265	330	330	330	330	330	330	330	330	0	0
PAIPA1	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUATRON	54000	0	0	0	0	0	0	206	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	165	0
GJAVIO	51000	208	0	0	0	110	644	1115	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	611
JAGUAS	44000	170	147	15	0	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PAIPA4	43000	7	40	84	64	104	136	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
PLAYAS	31039	201	201	201	196	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
GJATAPE	31038	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASAJERA	28598	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
CHIVOR	28597	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PAGUA	28597	600	600	600	600	600	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600	600
SANCARLOS	28597	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
TYOPAL2	28597	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30
URRA	28597	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266

En esta tabla se muestra el despacho de todos los recursos del sistema necesarios para cubrir la demanda en cada uno de los 24 períodos. Adicionalmente se muestra el precio de cada de recurso y se organiza el despacho iniciando en el recurso más económico en la parte inferior hasta el más costoso en la parte superior de la tabla.

El despacho por unidad obtenido para Tebsa es el siguiente:

Tabla 10. Resultado despacho de las unidades de Tebsa por seguridad

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	86	79	79	79	79	79
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21G:	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	61	61	61	61	61	61	61	61	0	72	72	72	72	92	0	0	0	0	83	48	48	48	48	48
TEBSA22G:	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	71	50	0	0	0	0
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	50	50	50	50	0	92	92	74	0	0	0	0	0	0
TEBSA23G:	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
# Gas 110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
# Gas 220	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
# Vapor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
# T Unidades	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2

En la parte inferior de la tabla se muestran unas filas que contienen la sumatoria del número de unidades de gas a 110 kV, a 220 kV y las unidades de vapor despachadas. La última fila contiene la sumatoria de unidades que participan dentro de la zona que obliga un despacho de unidades mínimas por seguridad.

El valor que toman las unidades binarias se muestra a continuación:

Tabla 11. Resultado despacho de las variables binarias de Tebsa por seguridad

ARRANQUE

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
TEBSA22G:	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA23G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PARADA

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21G:	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
TEBSA23G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

UGON

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21G:	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1
TEBSA22G:	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
TEBSA23G:	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

El consumo de auxiliares por período es:

Tabla 12. Resultado del consumo de auxiliares de Tebsa por seguridad

Período	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
Auxiliares(MW)	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	10.2	10.2	10.2	10.2	7.9	7.9	7.9	7.9	7.6	7.6	7.3	7.3	7.3	7.3

Adicionalmente en ningún período se presentó desperdicio de vapor (variable de desperdicio igual a cero) porque todas las unidades de vapor estaban disponibles.

El análisis de este despacho es el siguiente:

- **Períodos 1 al 10:** Tebsa para cumplir con 3 unidades requiere una generación igual a 153 MWh y para cumplir con 4 unidades de 234 MWh, lo que da una diferencia de 81 MWh, entonces es más económico despachar solo 3 unidades en Tebsa y cumplir la otra unidad con Flores1 (65 MWh) hasta que cumpla su TML y luego arrancar a Flores2 que tiene menor mínimo que Flores1 (40 MWh) así estas plantas estén un poco más costosas que Tebsa. Flores2 en el período 4 no cumple seguridad porque el despacho corresponde a su bloque *UP*, lo mismo para Flores1 en el período 5 cuyo despacho corresponde a su bloque *DOWN*.
- **Períodos 11 a 14:** Se necesitan 6 unidades que las cumple Tebsa. Por las condiciones de relación gas-vapor Tebsa no puede generar 5 unidades si tiene las máquinas de vapor disponibles, es por eso que Tebsa genera 234 MWh con 4 máquinas o 312 MWh con 6 máquinas, y es más óptimo generar las 6 unidades con Tebsa que generar 4 y completar con Flores2 y con Flores1, básicamente porque esta decisión implica dejar a Flores1 en línea desde el período 5 ya que apagándola no puede cumplir su *TMFL* por la cantidad de bloques de entrada *UP* (ver más adelante la Tabla 36).
- **Períodos 15 a 18:** Se cumplen las 4 unidades con Tebsa. Flores2 no se puede volver a arrancar porque tiene máximo un arranque al día y arrancar a Flores1 significa hacer todo un bloque de entrada *UP* de 3 períodos y dejarla en línea mínimo 8 horas. Como en los períodos posteriores solamente se requieren 2 unidades, no es económico arrancar a Flores1 porque va a crear una inflexibilidad que genera un sobre costo al sistema.
- **Períodos 19 y 20:** Solamente se requieren 2 unidades por seguridad pero como Tebsa es el recurso marginal es necesario tener 3 unidades en línea para cumplir con el despacho óptimo.
- **Períodos 21 a 24:** Solamente se requieren 2 unidades por seguridad y las cumple Tebsa. Si se revisan los mínimos de las unidades tenemos que el mínimo de la unidad de gas es 50 MWh con lo que se generan 31 MWh de vapor para un total de 81 MWh, pero como el mínimo del recurso es 120 MWh en ciclo combinado se tiene que despachar la unidad de gas en 79 MWh y la de vapor en 48 MWh.
- Adicionalmente se observa que la planta Paipa1 no sale despachada porque su disponibilidad es igual a cero, esta planta se encuentra en mantenimiento.

Actualmente para encontrar el resultado de despacho óptimo presentando en este numeral, los analistas de despacho deben ejecutar varias simulaciones con el modelo siguiendo el flujo mostrado en la Figura 7, para evaluar las diferentes combinaciones de unidades y cumplir con la restricción de la zona de seguridad, donde el número de simulaciones depende de la complejidad del problema. Como el proceso del despacho es crítico en el tiempo, ya que hay establecidos plazos regulatorios para publicar la información, muchas veces el tiempo no le permite a los analistas ejecutar todas las simulaciones necesarias para encontrar la opción óptima global, y es por eso que finalmente se obtienen despachos factibles pero con óptimos locales. La mayor ventaja del modelo propuesto es que encuentra el óptimo global en una sola ejecución.

El costo de operación del sistema para el despacho de la Tabla 9 es de \$ 5,786,969,965.

Para mostrar el impacto que tiene el modelo propuesto sobre los costos del sistema, se consideran algunas de las simulaciones que haría un analista de despacho hoy en día, las cuales se describen mediante las siguientes opciones:

- Opción 1: Para cumplir con las 6 unidades requeridas en los períodos 11 a 14 se podría dejar a Flores1 prendida hasta el período 14, despachar a Flores2 desde el período 11 al 14 y que Tebsa cumpla con las otras 4 unidades requeridas.

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES21	96000	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA	94000	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	234	234	234	234	234	234	234	203	211	153	120	120	120	120

Costo de operación del sistema: \$ 5,803,047,004

Sobre costo: \$ 16,077,039

- Opción 2: Se conserva la opción 1 hasta el período 14, y adicionalmente se dejan generando Flores2 y Flores1 hasta el período 18 para cumplir 2 unidades y que Tebsa cumpla las 2 faltantes.

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES21	96000	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	3	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	14	0	0	0	0	0
TEBSA	94000	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	312	312	312	312	120	120	120	120	170	211	120	125	120	120

Costo de operación del sistema: \$ 5,810,727,004

Sobre costo: \$ 23,757,039

- Opción 3: Para cumplir con las 4 unidades en los períodos 1 a 10 se puede despachar a Flores2 desde el período 2 hasta el período 10, dejar generando a Flores1 hasta el período 10 y que Tebsa cumpla con las otras 2 unidades requeridas.

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES21	96000	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA	94000	153	120	120	120	120	125	120	125	120	120	312	312	328	312	234	234	234	234	187	211	123	120	120	120

Costo de operación del sistema: \$ 5,794,994,160

Sobre costo: \$ 8,024,195

Así se pueden seguir evaluando otras opciones y encontrando las diferencias de costo hasta que se llegue a la opción óptima arrojada por el modelo. Es importante mencionar que la cantidad de evaluaciones depende del tiempo que tenga disponible el analista para ejecutarlas. Suponiendo que solo tiene 20 minutos para esta labor, podría solamente ejecutar las tres opciones mencionadas anteriormente, y en el mejor de los casos encontraría un despacho con un sobre

costo cercano a los 8 millones de pesos, mientras que con el modelo propuesto encuentra la solución óptima en aproximadamente 2 minutos.

Analizando las restricciones involucradas en la toma de decisiones de este ejemplo se puede comprobar el buen funcionamiento para las siguientes reglas:

- Con todas las unidades térmicas se verifica:
 - Se aplican las restricciones (5) y (6) para garantizar que cuando el *ugon* es igual a 1 el despacho debe ser mayor o igual al mínimo técnico, y que en el período antes de que *parada* sea igual 1 el despacho es igual al bloque *DOWN*. Adicionalmente se verifica el funcionamiento de estas restricciones para el bloque de entrada *UP* y que este período no cumpla seguridad.
 - Se cumplen las restricciones (7) (8) y (9) para evitar arranques y paradas en un mismo período y garantizar su coordinación con la variable *ugon* como se muestra en la Tabla 11.
 - Se aplica el algoritmo para determinar el *TLfalta* en Flores1 y se cumplen las restricciones (12) y (13) para el *TML* y (14) y (16) para el *TMFL*.
 - Se controla el máximo número de arranques al día con la restricción (16)
- Con Tebsa se prueban las siguientes restricciones del ciclo combinado:
 - La generación del recurso mostrada en la Tabla 9 corresponde a la suma de la generación de las unidades de gas y las de vapor mostrado en la Tabla 10 menos el consumo de los auxiliares mostrado en la Tabla 12, tal como lo indica la restricción número (28).
 - El consumo de los auxiliares presentado en la Tabla 12 corresponde a lo indicado en la restricción (29) dependiendo del número de unidades despachadas.
 - No hay necesidad de despachar quemadores ya que no se requiere la generación adicional de vapor para lograr despachos altos.
 - La generación de las unidades de vapor corresponde a la restricción (29). Como hay unidades de vapor disponibles no se despacha la variable *Gvcs* que corresponde al desperdicio de vapor, o sea, todo el vapor que sale de las unidades de gas es aprovechado por las turbinas de vapor.
 - Se cumplen las restricciones (32) y (33) que obligan ante despachos de gas entre 1 y 3 unidades se debe despachar una unidad de vapor, y para despachos de 4 unidades de gas en adelante se deben despachar las dos unidades de vapor.
- Se cumple la restricción (42) asociada a las zonas de seguridad cuando se requiere un mínimo número de unidades en línea.

Al comparar los resultados obtenidos con los datos de la macro de Tebsa aprobada por el CNO²⁵ se comprueba que los despachos cumplen con los valores declarados para las combinaciones de unidades despachadas, las cuales se muestran en la Tabla 7. Las combinaciones para cumplir con 3 unidades en ciclo combinado son la 5, 9 y 13 cuyo mínimo es 153 MWh; para 4 unidades son la 11, 15 y 20 con un mínimo de 234 MWh y para 6 unidades se tienen la 18 y la 23 y su mínimo es 312 MWh.

Comparando el despacho obtenido con la Tabla 7 se puede observar que siempre se despacharon el mínimo número de unidades posible. En los períodos 19 y 20 donde Tebsa fue el recurso marginal no se pudo operar con 2 unidades porque el máximo para esta combinación (3 y 7) es 156 MWh. El resultado obtenido al ejecutar la macro es el siguiente:

Tabla 13. Resultado despacho macro de Tebsa por seguridad

Recurso/Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Tebsa	153	153	153	153	153	153	153	153	153	166	312	312	312	312	234	234	234	234	194	211	132	120	120	120

Para comprobar el despacho mínimo por seguridad cuando todas las unidades del ciclo combinado salen despachadas, cambiamos las unidades por seguridad del ejemplo anterior en los períodos 19 a 21 por un mínimo de 7 unidades. Se obtiene el siguiente despacho en los períodos 10 a 24:

Tabla 14. Resultado despacho 7 unidades por seguridad

recurso	precio	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES21	96000	40	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA	94000	153	312	312	328	312	326	315	312	312	392	392	392	123	120	120
BETANIA	93000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	329	353	153	0	0	0
PORCE2	92000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	405	405	405	0	0	0
ALBAN	85000	0	0	145	10	0	10	10	83	0	411	411	411	170	0	0
MIEL1	70000	305	317	330	330	265	330	330	330	321	330	330	330	330	0	0
PAIPA1	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUATRON	54000	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	165	0
GUAVIO	51000	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	611
JAGUAS	44000	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PAIPA4	43000	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
PLAYAS	31039	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
GUATAPE	31038	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASAJERA	28598	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
CHIVOR	28597	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PAGUA	28597	400	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600	600
SANCARLOS	28597	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
TYOPAL2	28597	29	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30
URRA	28597	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266

El despacho por unidad obtenido es el siguiente:

²⁵ Acuerdo 414. Bogotá: CNO, 2007

Tabla 15. Resultado despacho de las unidades por seguridad

recurso	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	59	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	79	81	79
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	67	45	72	45	45	74	72	72	72	103	45	45	48	49	48
TEBSA22G:	50	50	50	50	50	53	50	50	50	50	50	50	0	0	0
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	0	77	50	77	77	50	50	50	50	50	108	108	0	0	0
TEBSA23G:	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

El análisis de este despacho es el siguiente:

- **Periodos 11 al 14:** Como se puede observar el despacho de Tebsa trae 2 unidades de gas (TEBSA12G y TEBSA22G) despachadas desde el período 10. A partir del período 11 se deben arrancar otras 2 unidades de gas para cumplir con las 6 unidades por seguridad en los períodos 11 al 14, tal y como lo analizamos en el ejemplo anterior.
- **Periodos 15 a 18:** Se requieren 7 unidades por seguridad en los períodos 19 a 21, el modelo no puede apagar ninguna de las unidades de gas en los períodos 15 a 18 porque no alcanzan a cumplir su *TMFL* para volver a arrancar en el período 19, es por eso que se quedan inflexibles las 6 unidades de Tebsa en estos períodos.
- **Periodos 19 a 21:** Para cumplir con la seguridad obligada de 7 unidades se arranca la unidad de gas que falta (TEBSA21G) en el período 19 y se quedan todas las máquinas generando al mínimo hasta el período 21.

El despacho del recurso cumple con el mínimo indicado en la Tabla 7 de combinaciones (ver combinación 26) completando la prueba para todos los mínimos posibles en todas las combinaciones que consideran todas las unidades del ciclo combinado disponibles. El despacho obtenido al ejecutar la macro de Tebsa para esas unidades está de acuerdo con los valores encontrados por el modelo.

Tabla 16. Resultado despacho Macro de Tebsa con unidades por seguridad

Recurso/Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Tebsa	153	153	153	153	153	153	153	153	153	231	312	312	312	312	312	312	312	312	392	392	392	147	120	120

Despachos en mérito

Un caso muy común en el despacho es que la planta de ciclo combinado salga despachada como recurso marginal en los períodos 19 al 21 que son los de mayor demanda, tal y como se analizó en el primer ejemplo (ver Tabla 9). En este ejemplo se va a incluir a Tebsa dentro de los recursos que están en mérito con lo que se busca encontrar la opción más óptima y que genere menos inflexibilidades al sistema para evitar sobre costos. Sin obligar unidades por seguridad y cambiando el precio de oferta de Tebsa a 91000 \$/MWh se obtiene el siguiente despacho:

Tabla 17. Resultado despachos en mérito 3 unidades

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES1	96000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BETANIA	93000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	0	0	0	402	426	226	0	0	0
PORCE2	92000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	405	405	405	0	0	0
TEBSA	91000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153	153	153	153	153	319	319	319	0	0	0
ALBAN	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	168	302	397	338	94	183	172	242	150	411	411	411	293	0	0
MIEL1	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	281	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	0	0
PAIPA1	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUATRON	54000	0	0	0	26	0	0	108	399	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	285	0
GJAVIO	51000	426	195	63	0	271	824	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	731
JAGJAS	44000	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PAIPA4	43000	7	40	84	121	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
PLAYAS	31039	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
GUATAPE	31038	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASAJERA	28598	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
CHIVOR	28597	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PAGUA	28597	600	600	600	600	600	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600	600
SANCARLOS	28597	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
TYCPAL2	28597	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30
URRA	28597	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266

En esta tabla se presenta el despacho de todos los recursos del sistema necesarios para cubrir la demanda en cada uno de los 24 períodos. Adicionalmente se muestra el precio de cada de recurso y se organiza el despacho iniciando en el recurso más económico en la parte inferior hasta el más costoso en la parte superior de la tabla.

El despacho por unidad obtenido es el siguiente:

Tabla 18. Resultado despacho de las unidades por seguridad

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	92	92	92	92	0	0
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	0	0	0
TEBSA21G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	92	92	92	92	0	0	0
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	0	0	0	0
TEBSA21V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	61	61	61	61	142	142	0	0	0	0	0
TEBSA22G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	142	0	0	0
TEBSA23G:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

El consumo de auxiliares por período es:

Tabla 19. Resultado del consumo de auxiliares de Tebsa en mérito

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
Auxiliares (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	0	0	0

El análisis de este despacho es el siguiente:

- Se requiere generación de Tebsa por mérito en los períodos 19 a 21. Se observa que solamente se despacharon 3 unidades de Tebsa en estos períodos obligando a que otras plantas más costosas como Porce y Betania salieran despachadas para cubrir la demanda. Este despacho de Tebsa es la opción más económica porque el TML de las unidades de gas es 8 horas y prender otras unidades en los períodos 19 a 21 significa dejarlas en línea

otras 5 horas, causando un sobre costo mayor al sistema. Se puede observar que el TML de las 3 unidades despachadas se cumple desde el período 14 porque es más económico generar esta energía en estos períodos donde el marginal es Albán, con una diferencia de precio de solo \$6000, que generar la inflexibilidad en los períodos 23 y 24 donde se tienen diferencias de precios contra el marginal de \$37000 y \$40000 respectivamente.

- Una opción sería despachar solo dos unidades de Tebsa para generar menos inflexibilidad pero no hubiera alcanzado en los períodos 19 al 21 para cubrir la demanda con Betania, lo que obligaría a despachar a Flores1 o a Flores2 que tienen precios más costosos y también tienen inflexibilidades y bloques de entrada y salida asociados.

Analizando las restricciones involucradas en la toma de decisiones de este ejemplo que no se han analizado previamente, se puede comprobar el buen funcionamiento para las siguientes reglas:

- Se cumple la restricción (30) para controlar la máxima generación de las unidades de gas cuando se encuentran los quemadores en servicio (ver tabla 18 unidades TEBSA12Q y TEBSA21Q) y por ende la planta opera en ciclo combinado. La unidad de gas en ciclo simple puede generar su capacidad de 94 MWh pero como prenden los quemadores adicionales solamente se pueden despachar 92 MWh en las unidades de gas.
- Se cumple la restricción (31) para controlar que los quemadores (TEBSA12Q y TEBSA21Q) solamente pueden estar en servicio si se tienen despachados más de 81 MWh en las unidades de gas respectivas.
- Se cumple la restricción (32) para controlar el despacho máximo de los quemadores adicionales a su capacidad técnica.

Adicionalmente se puede comprobar que el despacho máximo obtenido con 3 unidades corresponde al indicado en la Tabla 7 de combinaciones (ver opciones 5, 9 y 13).

Para comprobar otros despachos máximos se cambia el precio de Tebsa a 50000 \$/MWh, se cambia la condición inicial a la unidad TEBSA11G y se simula que tiene 2 horas fuera de línea. Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 20. Resultado despachos en mérito

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24	
PORCEZ	92000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	335	359	159	0	0	0	
ALBAN	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	411	411	411	0	0	0	
MIEL1	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	330	330	0	0	0	
PAIPA1	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GUATRON	54000	0	0	0	0	0	0	0	0	10	219	353	508	389	298	387	376	446	354	512	512	512	344	0	0	
GUAVIO	51000	107	0	0	0	182	517	808	1192	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	694	0	0	
TEBSA	50000	319	253	153	153	284	642	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	731
JAGUAS	44000	170	112	79	43	157	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PAIPA4	43000	7	40	84	121	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
PLAYAS	31039	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
GUATAPE	31038	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASAJERA	28598	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
CHIVOR	28597	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PAGUA	28597	600	600	600	600	600	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600	600	600
SANCARLOS	28597	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
TYOPAL2	28597	30	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30
URRA	28597	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266

El despacho por unidad obtenido es el siguiente:

Tabla 21. Resultado despacho de las unidades en mérito

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	65
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	81	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
TEBSA21G:	92	81	50	50	50	92	83	83	83	92	83	83	83	83	83	92	92	83	92	92	92	92	92	92
TEBSA21Q:	15	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
TEBSA21V:	142	0	0	61	0	105	180	170	180	170	170	170	170	170	180	162	180	180	180	180	162	180	162	129
TEBSA22G:	0	0	0	0	0	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	83	92	92
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	1	1	15	1	1	1	15	1	15
TEBSA22V:	0	99	61	0	110	180	170	180	170	180	180	180	180	180	170	180	162	170	162	162	180	170	180	180
TEBSA23G:	92	81	50	50	50	92	92	92	92	83	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA23Q:	15	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0

El consumo de auxiliares por período es:

Tabla 22. Resultado del consumo de auxiliares de Tebsa en mérito

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
Auxiliares (MW)	7.6	7.6	7.6	7.6	7.9	10.2	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5

El análisis de este despacho es el siguiente:

- La unidad TEBSA11G cumple su tiempo mínimo fuera de línea restante hasta el período 6 y entra para el período 7.
- Tebsa es el recurso marginal en los períodos 2 al 5. Este despacho lo cumple con sólo 3 unidades en línea, es por eso que en el período 1 no se arranca otra máquina adicional (que se quedaría inflexible en los siguientes períodos) y se prefiere que suba Guavio solo en ese período para cubrir la demanda.
- En el período 6 solamente se pueden tener 6 unidades en línea porque la unidad TEBSA11G todavía está cumpliendo *TMFL*. Con 6 unidades se despacha Tebsa en lo máximo y el recurso marginal lo marca Guavio.

Analizando las restricciones involucradas en la toma de decisiones de este ejemplo que no se han analizado previamente se puede comprobar el buen funcionamiento del algoritmo para determinar el *TFLfalta* para la unidad TEBSA11G y se cumplen las restricciones (14) y (16) para controlar el *TMFL*.

Adicionalmente se puede comprobar que el despacho máximo obtenido con 3, 6 y 7 unidades corresponde al indicado en la Tabla 7 de combinaciones (ver opciones 5, 9 y 13; 18 y 26 respectivamente).

5.2 Despachos con todas las unidades de vapor indisponibles

En algunos momentos de la operación las unidades de vapor de un ciclo combinado se pueden declarar indisponibles, ya sea por una causa técnica o por un mantenimiento programado. En estas

ocasiones el ciclo combinado opera como varias unidades de ciclo simple, y el vapor que generan las unidades de gas se debe expulsar a la atmosfera por la incapacidad de las unidades de vapor para utilizarlo.

En este numeral se suponen las unidades de vapor de Tebsa indisponibles y se ejecutan los despachos del numeral anterior para observar el comportamiento de las máquinas de Tebsa cuando se despachan por seguridad y cuando marginan el sistema.

Despachos por seguridad

Teniendo en cuenta las mismas consideraciones que el despacho mostrado en la Tabla 9, pero con las unidades de vapor indisponibles, se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 23. Resultado despacho por seguridad con el ciclo de vapor indisponible

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES21	96000	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
FLORES1	95000	65	65	65	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA	94000	144	94	94	144	144	144	144	144	144	144	252	244	244	244	144	144	144	144	147	171	45	45	45	45
BETANIA	93000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	534	534	460	0	0	0
FORCE2	92000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	405	405	405	0	0	0
ALBAN	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	174	54	0	152	141	211	119	411	411	411	208	0	0
MIEL1	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	97	314	330	330	330	294	330	330	330	330	330	330	330	330	0	0
PAIPA1	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUATRON	54000	0	0	0	0	0	0	0	215	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	200	0
GUAVIO	51000	177	0	0	0	88	640	1124	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	646
JAGUAS	44000	170	166	33	0	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PAIPA4	43000	7	40	84	119	149	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
PLAYAS	31039	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
GUATAPE	31038	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASAJERA	28598	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
CHIVOR	28597	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PAGUA	28597	600	600	600	600	600	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600	600
SANCARLOS	28597	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
TYCPAL2	28597	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30
URRA	28597	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266

El despacho por unidad obtenido para Tebsa es el siguiente:

Tabla 24. Resultado despacho de las unidades de Tebsa con el ciclo de vapor indisponible

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	50	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21G:	94	91	50	50	50	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22G:	0	0	0	0	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA23G:	94	50	50	50	83	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

#Gas 110	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1
#Gas 220	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	0	0
# Vapor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
# T Unidades	3	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	5	5	5	5	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1

En la parte inferior de la tabla se muestran unas filas que contienen la sumatoria del número de unidades de gas a 110 kV, a 220 kV y las unidades de vapor despachadas. La última fila contiene la sumatoria de unidades despachadas.

El consumo de auxiliares por período es:

Tabla 25. Resultado del consumo de auxiliares por seguridad con el ciclo de vapor indisponible

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
Auxiliares (MW)	5.9	5.6	5.6	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	6.5	6.5	6.5	6.5	5.9	5.9	5.9	5.9	5.6	5.6	5.3	5.3	5.3	5.3

El análisis de este despacho es el siguiente:

- En todos los períodos es más económico tener despachada a Flores2 con 40 MWh que generar con otra unidad de Tebsa con 50 MWh, esto porque los precios de oferta están cerca y se justifica la diferencia.
- **Períodos 1 al 10 y 15 al 18:** Tebsa cumple con 2 unidades por seguridad para lo cual requiere una generación igual 144 MWh. En los períodos 2 y 3 se puede optimizar una unidad en Tebsa por el *TML* de Flores1. Flores2 en el período 1 no cumple seguridad porque su despacho corresponde al bloque de entrada *UP*, lo mismo para Flores1 en el período 4 cuyo despacho corresponde a su bloque de salida *DOWN*.
- **Períodos 11 a 14:** Se necesitan 6 unidades por seguridad que las cumple Tebsa con sus 5 máquinas disponibles y Flores2.
- **Períodos 19 y 20:** Tebsa es el recurso marginal en estos períodos. El modelo despacha 2 unidades de gas en Tebsa porque con una sola sólo genera un máximo de 89 MWh (ver Tabla 7 combinaciones 2 y 6), además como las unidades ya cumplieron con su *TML* se pueden apagar sin generar inflexibilidades. En estos períodos se despachan 3 unidades de la zona cuando sólo se requieren 2, pero este despacho es por mérito y no por seguridad. Adicionalmente Flores2 no se puede apagar y volver a prender porque solamente tiene un arranque al día que lo hace en el período 1.
- **Períodos 21 a 24:** Solamente se requieren 2 unidades por seguridad donde Tebsa aporta una y Flores2 otra.

Este despacho cumple con las mismo análisis de restricciones mencionado en el ejemplo anterior (análisis para las ecuaciones (5), (6), (7), (8), (9), (12), (13), (28), (29), (33), (36) y (37)) aplicadas en el caso en que la planta opere en ciclo simple.

Al comparar los resultados con la tabla de combinaciones de la macro se obtienen los mismos mínimos cuando todas las unidades de vapor están indisponibles, ver combinaciones de la Tabla 7 número 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 19, 21 y 24.

Despachos en mérito

Sin obligar unidades por seguridad, cambiando el precio de oferta de Tebsa a 50000 \$/MWh y simulando que la unidad TEBSA11G tiene 2 horas fuera de línea, se busca comprobar los

máximos para las diferentes combinaciones con el ciclo de vapor indisponible. Al hacer los cambios se obtiene el siguiente despacho:

Tabla 26. Resultado despachos en mérito con el ciclo de vapor indisponible

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES21	96000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BETANIA	93000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	258	282	82	0	0	0
FORCE2	92000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	405	405	405	0	0	0
ALBAN	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	411	411	411	0	0	0
MIEL1	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34	168	324	204	114	202	192	262	170	330	330	330	160	0	0
PAIPA1	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GJATRON	54000	0	0	0	0	0	0	0	0	330	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	0	0
GJAVIO	51000	244	60	0	0	454	845	1136	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1022	268	
TEBSA	50000	182	135	94	94	271	370	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464
JAGUAS	44000	170	170	138	102	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PAIPA4	43000	7	40	84	121	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
PLAYAS	31039	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
GJATAPE	31038	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASAJERA	28598	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
CHIVOR	28597	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PAGUA	28597	600	600	600	600	600	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600
SANCARLOS	28597	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
TYCPAL2	28597	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30
URRA	28597	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266

El despacho por unidad obtenido es el siguiente:

Tabla 27. Resultado despacho de las unidades en mérito el ciclo de vapor indisponible

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	50	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21G:	94	91	50	50	50	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22G:	0	0	0	0	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA23G:	94	50	50	50	83	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

El consumo de auxiliares por período es:

Tabla 28. Resultado del consumo de auxiliares de Tebsa en mérito con el ciclo de vapor indisponible

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
Auxiliares (MW)	5.6	5.6	5.6	5.6	6.2	6.2	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5

El análisis de este despacho es el siguiente:

- Tebsa es el recurso marginal en los períodos 2 y 5. Este despacho lo cumple con el mínimo de unidades en línea (2 y 3 respectivamente). En el período 1 se cumple el despacho con 2 unidades al máximo y no se arranca otra máquina porque se quedaría inflexible en los siguientes períodos generando un sobre costo, es por eso que en ese período sube Guavio para cubrir la demanda.

- En el período 2 Guavio es despachado al mínimo técnico pero el marginal es Tebsa con 2 unidades. El máximo despacho con este número de máquinas es 182 MWh (ver Tabla 7 combinaciones 4 y 8) por lo que no le alcanza para cubrir toda la demanda, es por eso que se prefiere despachar una unidad de Guavio al mínimo y que el marginal sea Tebsa, para evitarse la inflexibilidad en los otros períodos en caso de haber arrancado otra máquina.
- En el período 6 solamente se pueden tener 4 unidades en línea porque la unidad TEBSA11G todavía está cumpliendo TMFL. Con 4 unidades se despacha Tebsa en lo máximo posible y el recurso marginal lo marca Guavio.
- En los períodos 7 a 24 Tebsa se despacha en su máxima capacidad con 5 máquinas de gas disponibles y el ciclo de vapor indisponible.

Se puede comprobar que el despacho máximo obtenido con 2, 3, 4 y 5 unidades corresponde al indicado en la tabla 7 de combinaciones (ver opciones 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 19, 21 y 24).

Adicionalmente se puede observar en el despacho de las unidades que ningún quemador adicional fue despachado porque el recurso siempre operó en ciclo simple y que en la restricción (32) para controlar el máximo de las unidades no se activó el HRSG.

5.3 Despachos con una sola unidad de vapor indisponible

En este ejemplo se supone que solo una unidad de vapor esta indisponible. Se modifica el precio de Tebsa a 50000 \$/MWh para buscar despachos altos y ver como es el comportamiento del modelo cuando se tiene que desperdiciar vapor por la incapacidad de su aprovechamiento. Se supone que la unidad TEBSA21V esta indisponible, que la unidad TEBSA11G tiene una condición inicial de 2 horas fuera de línea y la unidad TEBSA12G 1 hora fuera de línea, y adicionalmente se supone que se requieren 2 unidades de Tebsa por seguridad los 24 períodos.

El despacho obtenido es el siguiente:

Tabla 29. Resultado del despacho con una unidad de vapor indisponible

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES1	96000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BETANIA	93000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	114	0	0	0	0
PORCE2	92000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	405	405	319	0	0	0
ALBAN	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	411	411	411	0	0	0
MIEL1	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	156	36	0	34	23	93	20	330	330	330	0	0	0
PAIPA1	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUATRON	54000	0	0	0	0	0	0	0	0	162	378	492	512	512	458	512	512	512	493	512	512	512	504	0	0
GUAVIO	51000	107	0	0	0	0	376	768	968	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	854	100
TEBSA	50000	319	195	153	153	271	448	540	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632
JAGUAS	44000	170	170	79	43	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PAIPA4	43000	7	40	84	121	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
PLAYAS	31039	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
GUATAPE	31038	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASAJERA	28598	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
CHIVOR	28597	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PAGUA	28597	600	600	600	600	600	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600	600
SANCARLOS	28597	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
TYCPAL2	28597	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30
URRA	28597	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266

El despacho obtenido por unidad es el siguiente:

Tabla 30. Resultado despacho de las unidades con una unidad de vapor indisponible

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	0	0	0	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21G:	92	76	50	50	73	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA21Q:	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22G:	0	0	0	0	50	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	142	77	61	61	106	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
TEBSA23G:	92	50	50	50	50	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA23Q:	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#Gas 110	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
#Gas 220	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
# Vapor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
# T Unidades	3	3	3	3	4	4	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

El consumo de auxiliares por período es:

Tabla 31. Resultado del consumo de auxiliares con una unidad de vapor indisponible

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
Auxiliares (MW)	7.6	7.6	7.6	7.6	7.9	7.9	8.2	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5

El desperdicio de vapor reflejado en la variable Gvcs es:

Tabla 32. Resultado del desperdicio de vapor

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA21V:	0	0	0	0	0	3	44	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101

El análisis de este despacho es el siguiente:

- **Períodos 1 al 4:** Tebsa es despachada con 3 unidades en estos períodos. En el período 1 se despacha la máxima capacidad con este número de unidades en línea, en el período 2 es el recurso marginal y en los períodos 3 y 4 su despacho es igual al mínimo técnico. No se despachan más unidades en estos períodos para no aumentar la inflexibilidad de los períodos 3 y 4, y no se despachan menos unidades para poder tener un despacho alto en los períodos 1 y 2.
- **Período 5:** Es necesario arrancar una unidad de gas para cumplir el despacho en este período donde la planta esta marginando.
- **Períodos 6 y 7:** El período 6 es la última hora para cumplir el *TMFL* de la unidad TEBSA11G, es por eso que esta unidad no puede entrar sino hasta el período 7. El despacho del período 6 cumplir entonces con 4 unidades copadas en su máxima capacidad. Para el período 7 entra TEBSA11G y se cumple el despacho con 5 unidades a su máxima capacidad.

- **Períodos 8 a 24:** Para el período 8 ya la unidad TEBSA12G ha cumplido su TMFL y puede entrar a generar. En estos períodos se despachan las 6 unidades de Tebsa disponibles en su máxima capacidad.

Se observa que a partir de que se tienen 4 unidades despachadas la unidad de vapor disponible TEBSA22V alcanza su máxima capacidad y es necesario que la variable *Gvcs*, cuyos valores se muestran en la tabla 32, tenga valores mayores que cero y así representar el vapor que no se puede aprovechar. También es importante observar como en los períodos en los cuales la unidad de vapor está copada, no se despachan quemadores ya que no tiene sentido aumentar la producción de vapor porque ésta no se verá reflejada en un aumento de generación de la planta.

Comparando los mínimos y máximos obtenidos con las combinaciones de la macro presentadas en la Tabla 7 se observa lo siguiente:

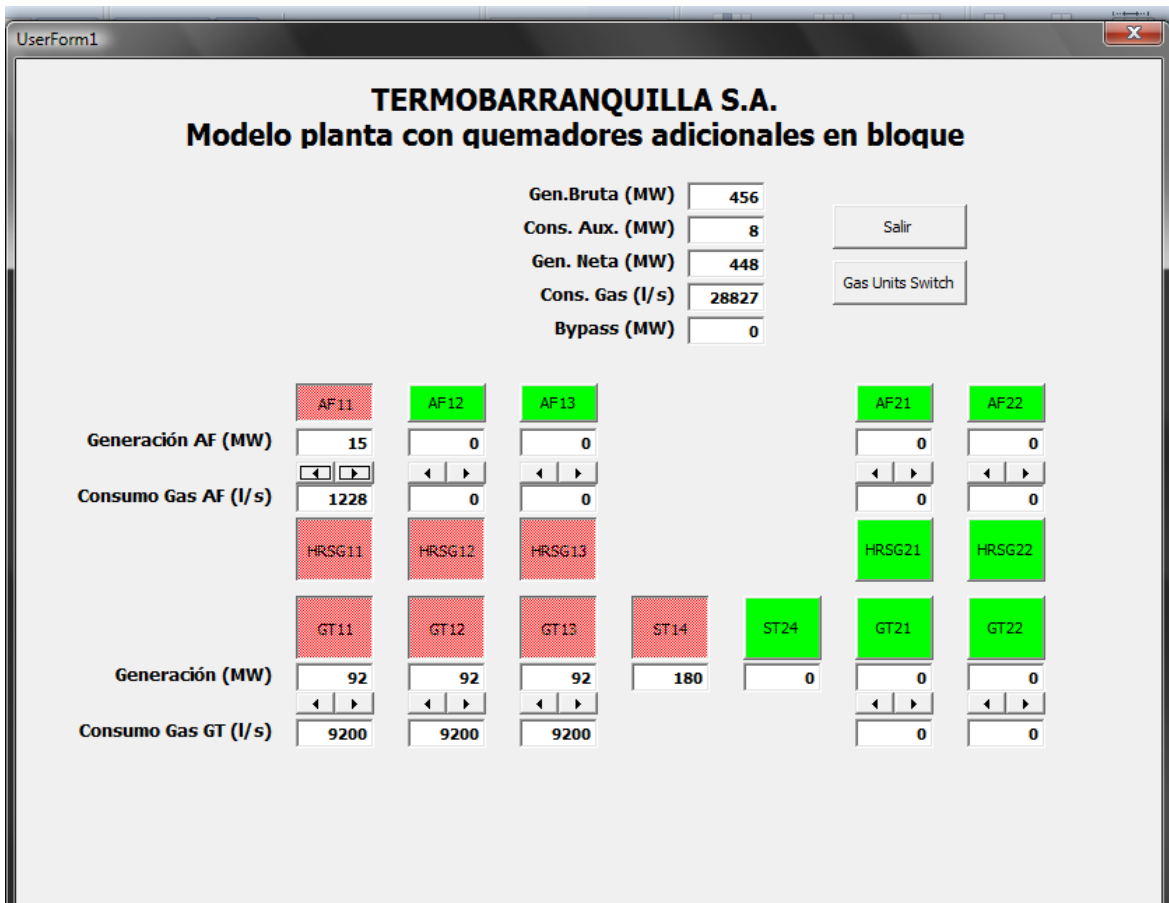
- Cuando se despachan entre 1 y 2 unidades de gas con una unidad de vapor, los mínimos y máximos coinciden, tal y como se observa en el ejemplo anterior al comparar el despacho del período 1 al 4 con las combinaciones 5 y 9 de la Tabla 7.
- Cuando se despachan 3 o más unidades de gas, los mínimos y los máximos tienen una diferencia con la Tabla 7 que depende de la activación o no de los HRSG de las unidades de gas. Se encontró que la macro de Tebsa para estas combinaciones permite que unidades de gas no activen su HRSG para generar vapor, aunque la unidad de vapor tenga todavía capacidad para generar energía. El efecto que esto tiene en la macro es que se obtienen despachos menores a los que se pueden obtener al activar los HRSG.

Las combinaciones de la Tabla 7 número 11, 15, 17, 20, 22 y 25 se chequearon entonces con el modelo de 5 quemadores adicionales, y se comprobó que estas combinaciones no tienen en cuenta todo el vapor que se puede generar. Es por eso que los mínimos y máximos obtenidos con el modelo presentado, como por ejemplo para los períodos 6 a 24 que involucran despachos entre 4 y 6 unidades, se compararon contra los resultados del modelo de 5 quemadores obteniendo los mismos valores.

Tomando como ejemplo el despacho obtenido para el período 6 donde se tienen despachadas 3 unidades de gas y una de vapor, se obtiene un máximo de 448 MWh, mientras que la tabla de combinaciones solo permite 436 MWh (ver opciones 11, 15 y 20). Al simular este despacho con el modelo de 5 quemadores se obtienen los resultados presentados en la Figura 10:

Basados en los resultados obtenidos se plantea revisar la macro de Tebsa para las combinaciones 11, 15, 17, 20, 22 y 25 ya que se pueden obtener despachos mayores a los que allí se indican.

Figura 10. Resultado modelo de quemadores adicionales



FUENTE: Modelo 5 quemadores adicionales. Termobarranquilla S.A.

5.4 Despachos para prestar el servicio de AGC

El AGC (Automatic Generation Control) es el sistema de control (software especializado) encargado de mantener la frecuencia del sistema dentro de los rangos establecidos por la regulación. La frecuencia es el reflejo del balance que ocurre entre la carga y la generación, de manera que si la carga es mayor que la generación se produce una reducción de frecuencia, y cuando la generación es mayor que la carga entonces la frecuencia será mayor que su valor nominal. Las causas para estas variaciones son pérdida de generación o desviación de la demanda. El objetivo primordial del AGC es mantener la frecuencia nominal del sistema para lo cual se despacha un margen de generación en algunas plantas del sistema²⁶ para que estas puedan modificar su programa de acuerdo al comportamiento de la frecuencia, tanto para bajar como para subir generación en los tiempos establecidos por la regulación.

En este ejemplo que se asigna una franja total de 46 MWh de AGC a la planta Tebsa para los 24 períodos, holgura que debe cumplir con las unidades TEBSA21G y TEBSA22G lo que implica que cada unidad tiene un total de 23 MWh asignados. Se debe garantizar entonces un despacho para estas unidades que permita subir o bajar un total de 23 MWh en cada período en caso de que el

²⁶ Solamente pueden prestar el servicio de AGC las plantas avaladas por el CNO para tal fin.

sistema lo requiera y además, se debe garantizar que salgan despachadas mínimo 6 unidades requeridas técnicamente para prestar el servicio de regulación. El despacho obtenido es el siguiente:

Tabla 33. Resultado del despacho con AGC

recurso	precio	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
FLORES21	96000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	95000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BETANIA	93000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0
PORCE2	92000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	354	214	0	0
ALBAN	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	411	411	411	0	0
MIEL1	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	330	330	330	0	0
PAIPA1	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GJATRON	54000	0	0	0	0	0	0	0	0	57	274	408	512	444	353	442	431	501	409	512	512	512	399	0	0
GJAVIO	51000	0	0	0	0	117	572	863	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	749	0
TEBSA	50000	433	350	350	350	350	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	731
JAGUAS	44000	170	55	0	0	156	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PAIPA4	43000	0	0	7	40	84	121	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
PLAYAS	31039	201	201	165	128	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
GJATAPE	31038	560	560	556	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASAJERA	28598	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
CHIVOR	28597	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PAGUA	28597	600	600	600	600	600	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600
SANCARLOS	28597	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
TYCPAL2	28597	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30
URRA	28597	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266

El despacho por unidad obtenido es:

Tabla 34. Resultado del despacho por unidad con AGC

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
TEBSA12G:	65	50	50	50	50	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	89
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
TEBSA21G:	80	62	62	62	62	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA21V:	118	45	45	45	45	131	180	180	180	131	131	131	131	131	131	180	131	131	180	180	131	180	180	129
TEBSA22G:	80	62	62	62	62	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEBSA22V:	50	92	92	92	92	180	131	131	131	180	180	180	180	180	180	131	180	180	131	131	180	131	131	180
TEBSA23G:	50	50	50	50	50	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
#Gas 110	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
#Gas 220	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
# Vapor	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
# T Unidades	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

El consumo de auxiliares es el siguiente:

Tabla 35. Resultado consumo de auxiliares del despacho con AGC

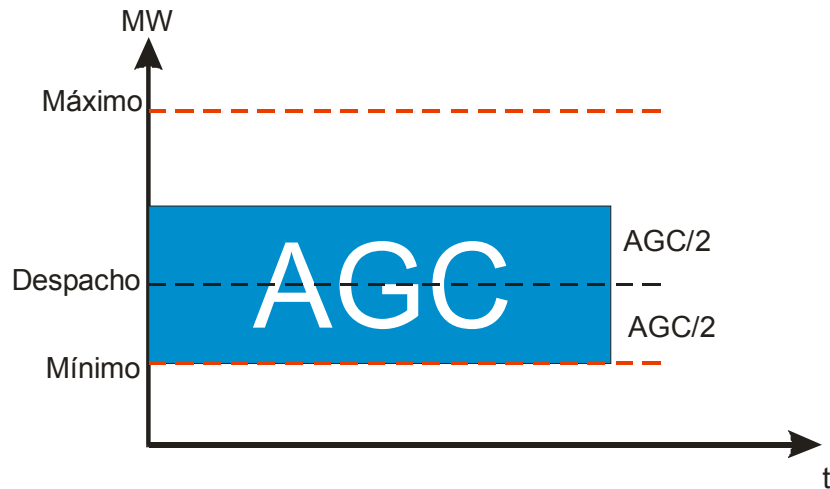
recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
Auxiliares (MW)	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5

El análisis del despacho es el siguiente:

- **Períodos 1 al 5:** En los períodos 1 y 5 Tebsa queda marginando y en los períodos 2 al 4 sale despachada al mínimo. En los períodos en que Tebsa está al mínimo las unidades

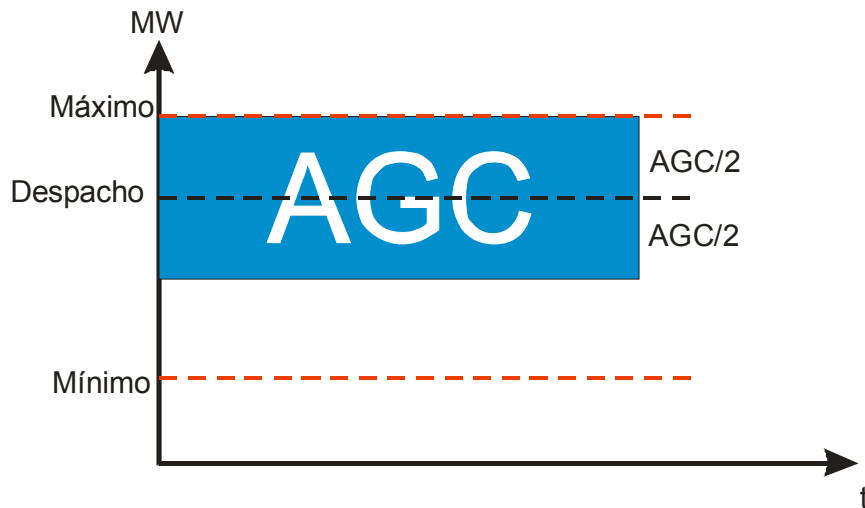
TEBSA21G y TEBSA22G, que tienen asignación de AGC, deben tener un despacho que les permita subir 11.5 MWh o bajar 11.5 MWh en cualquier momento, para un total de 23 MWh asignados. El despacho entonces de estas unidades no puede ser menor de 62 MWh.

Figura 11. Despacho mínimo de AGC



- **Períodos 6 a 24:** Tebsa genera su máxima capacidad con AGC. Las unidades TEBSA21G y TEBSA22G, que tienen asignación de AGC, deben tener un despacho que les permita subir 11.5 MWh o bajar 11.5 MWh en cualquier momento, para un total de 23 MWh asignados. El despacho entonces de estas unidades no puede ser mayor de 80 MWh.

Figura 12. Despacho máximo de AGC



Con el despacho presentado se comprueba el funcionamiento de la restricción (38) que obliga un mínimo de unidades despachadas (6 en este caso) cuando se presta el servicio de AGC. Además se controla correctamente el mínimo y el máximo de las unidades con asignación de AGC tal y como lo imponen las restricciones (5) y (6).

La macro de Tebsa se limita a obligar un despacho de 6 unidades por seguridad cuando la planta está prestando el servicio de AGC, pero no controla la generación mínima y máxima de las unidades porque no tiene un despacho individual de cada máquina convirtiéndose este caso en un problema de control operativo.

5.5 Despachos para verificar las rampas con los cambios de generación

El modelo presentado para las plantas de ciclo combinado se basa en la descomposición del ciclo en varias unidades térmicas de ciclo simple, para asociar a cada una las características propias de una unidad térmica, entre las que se encuentran las restricciones para controlar la máxima variación de carga entre un período y otro. El modelo propone tres alternativas de solución para el problema de las rampas en las plantas térmicas, donde cada alternativa permite modelar tanto las rampas dinámicas que imponen una máxima variación de carga dependiendo del valor de potencia en el cual se encuentre el despacho, como las rampas estáticas que solamente contemplan un valor de variación máximo sin importar su valor de potencia.

El modelaje de las alternativas que involucran los modelos 2 y 3 contenidos en el Acuerdo CNO 270, requiere de un trabajo arduo por parte de los agentes generadores para encontrar los valores *a*, *b*, *c*, *d*, *UR* y *DR* con sus respectivos bloques o segmentos de aplicación para cada unidad. En la actualidad se tienen establecidos estos valores para todas las unidades térmicas del sistema menos para las del ciclo combinado con más de dos turbinas de vapor.

Para comprobar el funcionamiento de los modelos 2 y 3 se presenta la planta térmica Flores1 con el modelo 2 y la planta térmica Paipa4 con el modelo 3 del Acuerdo CNO. Con estas dos unidades se busca comprobar el funcionamiento de las restricciones implementadas para estos modelos, las cuales son genéricas a cualquier unidad térmica pero que en este trabajo no implementan en las unidades del ciclo combinado por falta de parámetros. Para las unidades de ciclo combinado entonces, se aplica el tercer modelo propuesto (DERA), que utiliza como limitación para la variación de generación el parámetro de toma de carga y descarga que tiene declarado cada unidad ante el CND.

Los parámetros tenidos en cuenta en esta simulación para Flores1 y su modelo 2 son los siguientes:

Tabla 36. Parámetros de Flores1 modelo 2 Acuerdo CNO 270.

Modelo 1	Bloques UR (MWh)		Bloques DOWN (MWh)	
	UR1	20	DR1	14
UR2	10	DR2		
UR3	0	DR3		
UR4	20	DR4		
UR5		DR5		

El despacho por unidades es el siguiente:

Tabla 39. Despacho por unidades con modelo de rampas.

recurso	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
TEBSA11G:	0	0	0	0	0	0	0	0	46	88	92	92	91	92	91	87	92	92	92	91	91	89	4	0
TEBSA11Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0	0
TEBSA12G:	0	0	0	0	5	50	50	51	92	91	88	92	87	88	90	92	92	92	92	87	92	91	50	4
TEBSA12Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	1	15	15	15	15	15	0	0
TEBSA21G:	0	0	0	0	0	0	3	81	92	91	91	86	91	89	88	88	92	92	86	92	92	91	50	4
TEBSA21Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	12	15	15	15	15	0	0
TEBSA21V:	0	0	0	0	12	61	45	111	132	170	180	180	180	180	180	180	180	169	167	170	180	170	0	0
TEBSA22G:	0	0	0	0	0	0	3	51	92	90	92	92	91	90	91	92	92	85	92	90	89	91	50	4
TEBSA22Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0	0
TEBSA22V:	0	0	0	0	0	0	19	50	180	180	170	170	170	170	170	170	162	180	180	180	167	180	97	8
TEBSA23G:	0	0	0	0	15	50	50	81	92	91	88	90	92	92	90	92	92	92	92	92	91	89	4	0
TEBSA23Q:	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	10	15	9	15	0	0

El análisis del despacho es el siguiente:

- Modelo 2:** El despacho de Flores1 respeta siempre la máxima variación de carga declarada en la tabla 36. Cuando la unidad arranca en los períodos 14 al 17 cumple con su bloque de entrada *UP*, luego la planta debe subir a 150 MWh en el período 20 para lo cual es necesario despachar la rampa de menos inflexibilidad y no incluir sobre costos al sistema. Estando en 50 MWh la planta puede subir hasta 104 MWh, pero el despacho óptimo es de 99 MWh en el período 18 para llegar a 138 MWh en el período 19 y después alcanzar los 150 MWh en el período 20. Para disminuir generación la planta utiliza los *DR* declarados en los períodos 21 y 22 para llegar el mínimo técnico y quedarse cumpliendo el *TML* hasta el período 24.
- Modelo 3:** El despacho de Paipa4 respeta los valores declarados en la tabla 37. La unidad arranca cumpliendo su bloque *UP* en los períodos 1 y 2 y luego utiliza los coeficientes *a*, *b* y *UR* para obtener la máxima variación de carga posible en los períodos 3 y 4 y así alcanzar su máximo despacho en el período 5.
- DERA:** Este modelo se aplica para las unidades de gas del ciclo combinado. Utiliza un parámetro de velocidad de toma de carga y descarga igual a 5 MW/min para todas las unidades, sin importar su nivel de potencia inicial. Para analizar el comportamiento de la generación se debe hacer un zoom en cada una de las unidades y observar los valores de potencia obtenidos para cada uno de los sub períodos (para este caso se discretizó un período en 60 sub períodos). Analizando el arranque de la unidad TEBSA12G en el período 5, se obtiene que la potencia en los períodos 5 y 6 tiene el siguiente comportamiento:

Tabla 40. Despacho de potencia para TEBSA12G en el arranque.

Periodo/Sub período	1	2	...	53	54	55	56	57	58	59	60
p5	0	0	0	5	10	15	20	25	30	35	40
p6	45	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Como la máxima variación de potencia entre 2 sub períodos es de 5 MW, la unidad empieza a subir en el minuto 53 del período 5 y llega al mínimo técnico en el minuto 2 del período 6. El despacho en energía de esta potencia es el presentado en la Tabla 39. Es

importante observar que el modelo decide donde es más económico empezar a subir la máquina de acuerdo al despacho del sistema, es por eso que para la unidad TEBSA11G el arranque en el período 9 es completamente diferente al arranque de TEBSA12G. En este caso la máquina comienza a subir desde el minuto 1 del período 9 tal y como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 41. Despacho de potencia para TEBSA11G en el arranque.

Periodo/Sub período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	...	60
p9	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	50	50	50
p10	55	60	65	70	75	80	85	90	87	87	87	87	87

El despacho en energía de esta potencia se observa en la tabla 39.

Para analizar un cambio de generación entre el mínimo y el máximo hacemos un zoom en la unidad TEBSA22G para los períodos 8 y 9, obteniendo el siguiente comportamiento de la potencia:

Tabla 42. Despacho de potencia para TEBSA22G subiendo al máximo.

Periodo/Sub período	1	2	3	4	...	55	56	57	58	59	60
p9	45	50	50	50	50	52	57	62	67	72	77
p10	82	87	92	92	92	92	92	92	92	92	92

La unidad comienza a subir en el minuto 55 del período 9 y alcanza su máximo despacho en el minuto 3 del período 10. El despacho en energía de esta potencia se muestra en la tabla 39. De esta forma se pueden analizar todas las variaciones de las diferentes unidades durante el horizonte de optimización.

El modelo DERA representa el detalle del cambio de la potencia en el tiempo, arrojando resultados exactos del delta de generación entre un período y otro. El despacho en los períodos 7, 8 y 9 corresponde a la opción más económica para hacer las rampas necesarias para subir de 153 MWh a 791 MWh y marginar el sistema, opción imposible de encontrar con la macro de Tebsa. Sin embargo se prueba la factibilidad de este despacho con la macro y se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 43. Resultado macro de Tebsa para el modelo con rampas.

recurso	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	
TEBSA	153	171	436	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	295

Al comparar las rampas obtenidas con este modelo y las rampas arrojadas por la macro de Tebsa, se observa que éstas últimas siempre se calculan al finalizar los períodos, o sea, las máquinas siempre terminan en el último minuto generando el despacho requerido en el período siguiente, nunca se hacen rampas donde la unidad comience un período subiendo o bajando. El efecto que tiene esta decisión sobre el despacho es que siempre las rampas se ven como generaciones fuera de mérito, nunca se ven como una limitación de la generación (tal y como ocurre en el período 9 que es más óptimo despachar a Tebsa en 715 MWh y no en 791 MWh porque disminuye la rampa del período 7), decisión que debe depender de los precios y de la optimización para que sea lo más económico posible. Este tipo de reglas implementadas en la macro imposibilitan en la actualidad garantizar el menor costo de operación del sistema.

El costo de operación del sistema del despacho óptimo encontrado por el modelo (Tabla 38) es de \$ 5,420,118,160, mientras que el costo de operación obtenido al aplicar la macro de Tebsa es de \$ 5,421,042,160 para un sobre costo total de \$924,000.

5.6 Características del problema y tiempos de solución

Para dimensionar el impacto que tiene la implementación del modelo de plantas de ciclo combinado dentro del modelo de despacho económico, se presenta un resumen del tamaño del problema con el número de restricciones, de variables y medidas de tiempos de ejecución basado en un promedio de 5 escenarios de despacho para cada caso.

Tabla 44. Características del problema y tiempos de solución.

Problema	# Restricciones	# Variables total	# Variables binarias	Tiempo promedio solución (min)
Flujo DC+ Modelo Rampas 2, 3 ciclo simple (actual)	101,928	51,736	6,468	6:01:23
Flujo DC+ Modelo ciclo combinado con DERA + Modelo Rampas 2, 3 ciclo simple	134,020	61,212	7,957	22:00:34
Flujo DC+ Modelo ciclo combinado sin rampas + Modelo Rampas 2, 3 ciclo simple	105,324	53,999	7,957	09:21:44
Modelo de áreas + Modelo ciclo combinado con DERA + Modelo Rampas 2, 3 ciclo simple	46,733	21,756	7,957	1:41:89
Modelo de áreas + Modelo ciclo combinado sin rampas + Modelo Rampas 2, 3 ciclo simple	18,060	14,543	7,957	00:30:04

Los resultados arrojan que la dificultad del problema crece exponencialmente ante diferentes escenarios de despacho. La cantidad de variables y restricciones que introducen el modelaje del flujo DC son el primer factor de complejidad, seguido por la implementación del DERA como solución a las rampas dinámicas y luego por el problema del ciclo combinado.

Para atacar el problema de dimensionalidad y garantizar optimizaciones en tiempos cortos, se propone explorar en un trabajo futuro la implementación de descomposiciones del problema, ya sea utilizando la técnica de *Benders* [44] o la descomposición de *Lagrange* [45], y por los resultados observados se determina que dicha descomposición se debe efectuar entre el problema de “*Unit Commitment*” involucrando las restricciones de rampas y el flujo DC. Otra alternativa de solución es explorar la programación dinámica dual [43] para solucionar el DERA y restarle complejidad al problema.

Para solventar este problema de dimensionalidad en el corto plazo, se propone ejecutar los problemas del flujo DC y la optimización con rampas dinámicas por separado. El resultado del flujo DC sin rampas puede ser introducido como restricciones (generaciones de seguridad y limitaciones de generación en las diferentes zonas) en un modelo de áreas que tenga en cuenta las rampas dinámicas para encontrar la solución óptima y factible del problema.

6. CONCLUSIONES

- Con la elaboración de este trabajo se logra integrar en un modelo de despacho económico basado en ofertas de precios y declaraciones de disponibilidad, un modelo genérico que representa las plantas térmicas de generación de ciclo combinado para garantizar programas de despacho factibles al menor costo de operación, involucrando en el mismo problema de toma de decisiones todas las plantas que participan del mercado eléctrico. El modelo propuesto utiliza técnicas de programación entera mixta y fue implementado para el despacho económico de energía colombiano simulando la planta de generación Tebsa, obteniendo resultados positivos que avalan su funcionamiento.
- El modelo constituye un aporte práctico, de aplicabilidad inmediata, que resuelve una falencia de los problemas complejos de despacho económico con aplicación de interés nacional e internacional, relacionada con la obtención del óptimo global del problema de optimización en una sola ejecución involucrando dentro del conjunto de plantas térmicas a optimizar los ciclos combinados, optimización que origina finalmente una reducción en los costos del sistema y en los tiempos de análisis. Así mismo, este modelo le permite particularmente al CND minimizar los riesgos de error y de oportunidad en la elaboración del despacho, eliminando la manipulación manual de la información que se hace hoy en día para el manejo de los ciclos combinados.
- Las restricciones formuladas para las plantas de ciclo combinado se plantean de forma genérica, lo que permite su implementación en cualquier mercado eléctrico, con cualquier horizonte de optimización, que busque involucrar dentro del mismo problema los diferentes tipos de recursos disponibles para encontrar el menor costo de operación con programas técnicamente factibles. Además este modelo puede ser utilizado por los diferentes agentes generadores del mercado para simular el comportamiento del despacho y elaborar sus estrategias de oferta.
- El modelo garantiza una operación óptima de todas las máquinas térmicas del SIN, tanto las de ciclo simple como las de ciclo combinado. El precio de oferta de todas las máquinas está incluido dentro de la misma función objetivo y se tienen en cuenta dentro del mismo modelo de optimización todas las restricciones que representan el comportamiento físico de las turbinas.
- El modelo propuesto controla la generación mínima y máxima de las unidades térmicas durante las trayectorias de arranque y parada involucrando menos restricciones e igual número de variables que el modelo de presentado en [38]. La reducción en el número de restricciones se logra mediante una coordinación adecuada de las variables binarias que determinan el arranque y la parada de las máquinas.
- El modelo propuesto garantiza el Tiempo Mínimo en Línea de las unidades térmicas involucrando menos restricciones e igual número de variables que las propuestas en [19]. La reducción en el número de restricciones se logra mediante la reformulación de las ecuaciones en términos de las variables binarias que determinan el arranque y la parada de las máquinas. Las restricciones presentadas son otra alternativa de modelamiento

diferente a la que utiliza hoy en día el CND para el despacho de energía, y soluciona los siguientes problemas que se presentan con el modelo actual:

- Garantizar el funcionamiento del modelo para los empates (condiciones de frontera) de generación entre un despacho y otro.
- Estabilidad del modelo al aplicar rampas automáticas.
- En el desarrollo del modelo se determinaron las principales características de generación de las plantas de ciclo combinado, identificando sus restricciones de generación y sus limitaciones técnicas. Este desarrollo permite presentar un modelo que involucra el detalle de las siguientes componentes del ciclo combinado:
 - Se modela la relación que existe entre las turbinas de gas y de vapor por medio de un factor de conversión y de relaciones entre variables binarias que representan el estado ON/OFF de las unidades.
 - Se incluyen intercambiadores de calor (HRSG) para representar la operación del ciclo combinado cuando hay unidades de vapor disponibles o para representar el desperdicio del mismo cuando estas unidades no pueden generar.
 - Se brinda la posibilidad de modelar dentro del ciclo combinado quemadores adicionales de gas para producir más vapor y aumentar la capacidad de generación.
- El modelo propuesto considera que el ciclo combinado se puede descomponer en varias unidades de ciclo simple para representar cada una de las características técnicas asociadas a las plantas térmicas, ya que el eje de las turbinas está desacoplado. Se destacan los aportes realizados en el modelo para la formulación de las siguientes restricciones:
 - Se controla el cumplimiento de los tiempos mínimos en línea y fuera de línea de las unidades térmicas mediante restricciones basadas en [19]. Sin embargo se propone una mejora a este modelo mediante la implementación de las restricciones (12), (13), 14, (15) y (16) presentadas en este trabajo que permiten formular menos ecuaciones y acoplan el modelo a las reglas del mercado colombiano.
 - Se proponen tres alternativas de solución para controlar la variación de la generación entre un período y otro dependiendo del nivel de potencia (rampas dinámicas) que le permiten al agente generador seleccionar la opción que más se acople a la operación de sus unidades. Como alternativas 1 y 2 se propone la aplicación de los modelos lineales creados por el CNO, cuyas restricciones están basadas en los planteamientos de [37] y [38]. Se proponen mejoras a lo presentado en [38] mediante la implementación de las restricciones (5) y (6) presentadas en este trabajo para formular menos restricciones. Este es un modelo genérico, alternativo al que actualmente utiliza el CND, que se puede aplicar a todas las plantas térmicas y que permite solucionar los siguientes problemas que presenta el modelo actual:
 - Garantizar el funcionamiento del modelo para los empates de generación entre un despacho y otro.
 - Estabilidad del modelo al aplicar mínimos y máximos obligatorios.

- Estabilidad del modelo para cumplir el tiempo mínimo en línea y fuera de línea.
- Acoplar las restricciones del modelo al proceso de redespacho.

La alternativa número 3 consiste en aplicar el modelo DERA [40] para representar la variación de la generación directamente con los parámetros de toma de carga y descarga de las unidades.

- El modelo propuesto para las plantas de ciclo combinado aplicado sobre un flujo DC y utilizando el DERA como solución a las rampas dinámicas, aumenta considerablemente el número de variables y de restricciones dificultando su solución en tiempos cortos.
- El modelo minimiza el número de unidades en línea para cumplir con el despacho óptimo de generación, solucionando el problema de “*Unit Commitment*” para determinar el programa de cada una de las unidades por medio de variables binarias que representan el estado ON/OFF de las máquinas.
- El modelo respeta los límites de generación de las máquinas y despacha las unidades de seguridad requeridas cuando la planta de ciclo combinado se encuentra prestando el servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC.
- El modelo considera el consumo de servicios auxiliares para determinar la generación neta de la planta, el cual depende del número de unidades de gas y de vapor en servicio para cada período.
- Este modelo se acopla sin inconvenientes al despacho de energía colombiano utilizando las mismas variables de decisión, la misma estructura de modelación y las mismas reglas de mercado en la elaboración de las restricciones.
- Se propone un nuevo algoritmo para determinar las condiciones iniciales de las plantas térmicas y así garantizar el cumplimiento del Tiempo Mínimo en Línea y Tiempo Mínimo Fuera de Línea en la condición de frontera de los primeros períodos de despacho, según el resultado del programa de generación anterior.
- Se propone una revisión de la macro de Tebsa aprobada por CNO para los casos en los cuales se encuentra una máquina de vapor indisponible, ya que el programa no hace un uso óptimo del vapor que generan las unidades de gas. Esta sugerencia está basada en los resultados obtenidos con el modelo propuesto avalados por el modelo de 5 quemadores adicionales. Adicionalmente se encontró que las rampas aplicadas por la macro no son siempre las más óptimas para el sistema porque no tienen en cuenta los precios de oferta ni están involucradas dentro de un proceso de optimización para determinar la máxima variación.
- Este modelo debe ser presentado a Termobarranquilla S.A para validar los parámetros utilizados en las simulaciones y definir el modelo de rampas a utilizar. Posteriormente se debe proponer una modificación al Acuerdo CNO 414 para que se avale este modelo como formulación oficial de las plantas de ciclo combinado con más de dos turbinas de vapor dentro del despacho de energía colombiano.
- Este modelo se implementó en el CND con la herramienta ILOG OPL Development Studio y esta listo para utilizarse dentro del proyecto Despacho Hidrotérmico, que permite su

aplicación en los diferentes procesos de optimización de recursos de generación. Esta implementación ayuda a minimizar algunos riesgos a los que se ven enfrentados los analistas de despacho en su proceso de programación económica de los recursos de generación, como por ejemplo la publicación fuera del horario regulado y la calidad del producto.

7. TRABAJOS FUTUROS

- Para atacar el problema de dimensionalidad y garantizar optimizaciones en tiempos cortos para el modelo aplicado sobre un flujo DC y utilizando el DERA como solución a las rampas dinámicas, se propone explorar la implementación de descomposiciones del problema, ya sea utilizando la técnica de *Benders* [44] sobre las variables binarias que son las que complican el problema, o la descomposición de *Lagrange* [45] sobre las restricciones que acoplan períodos que aumentan la complejidad para encontrar la solución. Otra alternativa de solución es explorar la programación dinámica dual para solucionar el DERA y restarle complejidad al problema tal y como se plantea en [43].

Para solventar el problema de dimensionalidad en el corto plazo, se propone ejecutar los problemas del flujo DC y la optimización con rampas dinámicas por separado. El resultado del flujo DC sin rampas puede ser introducido como restricciones (generaciones de seguridad y limitaciones de generación en las diferentes zonas) en un modelo de áreas que tenga en cuenta las rampas dinámicas para encontrar la solución óptima y factible del problema.

- Para completar el modelo de las características técnicas de las unidades térmicas, se propone trabajar sobre la formulación del modelo para representar el parámetro del Mínimo Tiempo en Carga Estable (MTCE), que se define como *“Mínimo tiempo que la unidad o planta debe permanecer en una carga fija, cuando la variación entre dos periodos consecutivos de despacho y / o redespacho programado es mayor a la variación de carga para MTCE, (VMTCE). No aplica para bloques de entrada o salida. Para efectos de despacho y / o redespacho este tiempo se contara a partir del inicio del periodo siguiente a la VMTCE”*²⁷. Esta es una característica propia de las plantas térmicas que fueron construidas con tecnologías antiguas y que no han sido modernizadas para variar su generación repetidamente entre un período y otro. Esta característica no ha sido modelada aún en el despacho económico, y no se consideró indispensable su inclusión dentro del modelo para los ciclos combinados porque éstas son plantas con tecnologías modernas a las que no le aplica este tipo de parámetros. Sin embargo se considera importante investigar sobre su modelamiento para completar todos los parámetros técnicos atribuibles a las diferentes plantas térmicas.

²⁷ Acuerdo CNO 332. Bogotá 2008.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Yu Sun-Nien, Chen Nanming. A Double-Filtration Algorithm for Optimal Scheduling of Thermal Units. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 19, NO. 2, Mayo 2004.
- [2] A. Rudolf, R. Bayrleithner. A Genetic Algorithm for solving the unit commitment problem of a hydro thermal power system. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 14, NO. 4, Noviembre 2007.
- [3] Chung-Li Tseng, Shmuel S. Oren, Carol S. Cheng, Chao-an Li, Alva J. Svoboda, Raymond B. Johnson. A transmission-constrained unit commitment method in power system scheduling. Decision Support Systems Vol 24. 1999. pp 297–310.
- [4] Sehun Kim, Minho RHee. An application of the lagrangean relaxation method to unit commitment scheduling in a power generation system with pumped-storage units. Computers ind. Engng Vol. 24. 1993. pp. 69-79.
- [5] Whei-Min Lin, Shi-Jaw Chen. Bid-based dynamic economic dispatch with an efficient interior point algorithm. Electrical Power and Energy Systems. Vol 24. 2002. pp. 51-57.
- [6] G.L.Nemhauser, A.H.G.Rinnooykan, M.J. Todd, Opfimizafion Vol. 1, North Holland Press, Amsterdam, 1989.
- [7] Klaus Neumann, Martin Morlock. Operations Research. Carl Hanser Publishing House, Munich 1993.
- [8] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, PowerGeneration, Operation, and Control, John Wiley & Sons, New York, 1984.
- [9] S. A. Kazariis, A. G. Bakirtzis, and V. Petridis, "The genetic algorithm solution to the unit commitment," IEEE Trans. Power Syst., Zol. 11, pp. 83–92, Feb. 1996.
- [10] K. A. Juste, H. Kita, and J. Hasegawa, "An evolutionary programming solution to the unit commitment problem," IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, pp. 1452–1459, Nov. 1999.
- [11] Shyh-Jier Huang. Enhancement of thermal unit commitment using immune algorithms based optimization approaches. Electrical Power and Energy Systems. Vol 21. 1999. pp 245–252.
- [12] W. Ongsakul, J.Tippayachai. Micro genetic algorithm based on migration and merit order loading solutions to the constrained economic dispatch problems. Electrical Power and Energy Systems. Vol 24. 2002. pp 223–231.
- [13] X.S. Han, H.B Gooi. Optimal dynamic dispatch in short-term hydrothermal generation systems. School of Electrical and Electronic Engineering. Nanyang Technological University. Singapore.
- [14] Ying-Yi Hong, Ming-Ting Weng. Optimal short-term real power scheduling in a deregulated competitive market. Electric Power Systems Research. Vol 54. 2000. pp 181–188.
- [15] Hong-Tzer Yang, Pai-Chum Yang, Ching-Lien Huang. Optimization of unit commitment using parallel structures of genetic algorithm. Department of Electrical Engineering. Chung Yuan Christian University. Taiwán.

- [16] A. I. Cohen and V. R. Sherkat, Optimization-based methods for operations scheduling. IEEE, vol. 75, no. 12, pp. 1574–1591, Dec. 1987.
- [17] Tao Li, Mohammad Shahidehpour. Price-Based Unit Commitment: A Case of Lagrangian Relaxation Versus Mixed Integer Programming. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 20, NO. 4, Noviembre 2005.
- [18] Sabugal G. Santiago y Gómez M. Florentino. Centrales Térmicas de Ciclo Combinado, Teoría y Proyecto. Ediciones Díaz de Santos. 2007.
- [19] Miguel Carrión, José M. Arroyo. A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 21, NO. 3, Agosto 2006.
- [20] G. L. Nemhauser and L. A. Wolsey, Integer and Combinatorial Optimization. New York: Wiley-Interscience, 1999.
- [21] Shmuel S. Oren, Andrew M. Ross. Can we prevent the gaming of ramp constraints?. Decision Support Systems. Vol 40. 2005. pp 461– 471.
- [22] CARREÑO R., Oscar M. et al. Herramienta para resolver el problema de despacho económico colombiano usando MIP. Medellín: ISA, 2004.
- [23] Chira Achayuthakan, S.C. Srivastava. A Genetic Algorithm Based Economic Load Dispatch Solution for Eastern Region of EGAT System having Combined Cycle and Cogeneration Plants. Electric Power Systems Management. Energy Program, Asian Insutute of Technology. Thailand.
- [24] Paul Schuster, Steven Taub. DISPATCH TO DOLLARS: Combined-cycle power plant owners can significantly increase the bottom line by improving the way they treat operations and maintenance costs in dispatch decisions. Gas Turbine Operation. Power engineering. Septiembre 2005.
- [25] Takao Akiyama, Hiroshi Matsumoto, Kazuyasu Asakura. Dynamic simulation and its applications to optimum operation support for advanced combined cycle plants. Energy Convers. Vol. 38, 1997. pp. 1709-1723.
- [26] Rasheek M. Rifaat, Delta Hudson. Practical Considerations in Applying Economical Dispatch Models To Combined Cycle Cogeneration Plants. IEEE 1997
- [27] Lu Bo, Shahidehpour Mohammad Short-Term Scheduling of Combined Cycle Units. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 19, NO. 3, AUGUST 2004.
- [28] CORREDOR A., Pablo H. Sistemas de Potencia. Medellín: UPB, 1992. 342p (Serie Nabla-Delta; No 27)
- [29] FONSECA, Adolfo M. Optimización en sistemas de transmisión y distribución. Curso introductorio a la programación lineal. Medellín. Versión 0. 1989. 158 p.
- [30] XM Los expertos en mercados. Medellín – Colombia. 2008 <<http://www.xm.com.co>> [Consultado 01 Julio 2008]
- [31] Thorin Eva, Brand Heike, Weber Christoph. Long-term optimization of cogeneration systems in a competitive market environment. Electrical and Power Energy Systems. 2002

[32] Achayuthakan Chira, Srivastava S.C. A Genetic Algorithm Based Economic Load Dispatch Solution for Eastern Region of EGAT System having Combined Cycle and Cogeneration Plants. Electric Power Systems Management. IEEE Catalogue No: 98EX137. 1998

[33] R. M. Rifaat, "Economic dispatch of combined cycle cogeneration plants with environmental constraint," in Proc. 1998 IEEE Energy Management and Power Delivery Conf., vol. 1, pp. 149–153

[34] A. I. Cohen and G. Ostrowski, "Scheduling units with multiple operating modes in unit commitment," IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, pp. 497–503, Feb. 1996.

[35] T. S. Dillon, K. W. Edwin, H. D. Kochs, and R. J. Tand, "Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-97, no. 6, pp. 2154–2166, Nov./Dec. 1978.

[36] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market," IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, no. 3, pp. 1098–1104, Aug. 2000.

[37] Tao Li, Mohammad Shahidehpour. "Dynamic Ramping in Unit Commitment". IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, No. 3, Agosto 2007.

[38] J. M. Arroyo and A. J. Conejo. "Modeling of Start-Up and Shut-Down Power Trajectories of Thermal Units". IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, No. 3, Agosto 2004

[39] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management. New York: Wiley, 2002.

[40] Carreño R. Oscar M. Tesis de maestría DERA: Despacho Económico con Rampas Automáticas. Universidad de los Andes, Bogotá D.C., Colombia. 2007.

[41] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Bogotá – Colombia. 2008 <<http://www.creg.gov.co>> [Consultado 20 septiembre 2008]

[42] Concejo Nacional de Operación CNO. Bogotá – Colombia. 2008 <<http://www.cno.org.co>> [Consultado 18 octubre 2008]

[43] Pereira, Mario. L. Pinto, Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system - a decomposition approach, Water Resources Res 21,6 (1985).

[44] Alguacil, N.; Conejo, A.J. Multiperiod optimal power flow using Benders decomposition. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 15, Issue 1, Feb 2000 Page(s):196 – 201.

[45] Chung-Li Tseng, Shmuel S. Oren, Carol S. Cheng, Chao-an Li, Alva J. Svoboda, Raymond B. Johnson. A transmission-constrained unit commitment method in power system scheduling. Decision Support Systems 24 1999.297–310.

[46] ILOG OPL Development Studio. USA 1987-2008 ILOG, Inc <http://www.ilog.com/> [Consultado 4 Julio 2008]

[47] Ad de Pijper. HRSG Must be Designed for Cycling. Power Engineering. Mayo 2002. 33-36.

[48] Franco Alessandro, Casarosa Claudio. On some perspectives for increasing the efficiency of combined cycle power plants. Applied Thermal Engineering 22 (2002) 1501–1518.

[49] Undrill, John. Garmendia, Alberto. Modeling of Combined Cycle Plants in Grid Simulation Studies. IEEE 2001. 08-0738-0636-7646-732/0-7.

[50]OLADE. La situación energética en América Latina – Informe Final. Corporación Andina de Fomento. Marzo 2003.

[51] JC. Passelergue, P. Simon, I. Blanas, M. Philippou, P. Nikolaou, D. Michos and G. Christoforidis. Market-based real-time dispatch in the Hellenic Power System. Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE.

[52]Yong Fu, Mohammad Shahidehpour, Zuyi Li. AC Contingency Dispatch Based on Security-Constrained Unit Commitment. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 21, No 2. Mayo 2006.

[53]Generadora Unión S.A. Colombia. 2008 <<http://www.gunion.com>> [Consultado 26 enero 2007]

ANEXOS

Anexo 1. Propuesta para las restricciones de Mínimo y Máximo

En [38] se presenta la formulación detallada para modelar las trayectorias de potencia en una unidad térmica durante el proceso de arranque y parada, y las limitaciones dadas por las rampas cuando la unidad aumenta o disminuye su generación.

Las ecuaciones propuestas en [38] para modelar la potencia asociada a las trayectorias de arranque y parada son:

$$\begin{aligned}
 G_{u,p} \geq & \text{Minimo}_{u,p} \times \left(ugon_{u,p} - \sum_{i=1}^{\#BD} parada_{u,p+i} - \sum_{i=1}^{\#BU} arranque_{u,p-i+1} \right) + \\
 & \sum_{i=1}^{\#BU} \left(\text{BloqueUP}_{u,i} \times arranque_{u,p-i+1} \right) \\
 \forall u = & U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ mod } ele \text{ rampas} \\
 p = & P_i, \dots, P_f
 \end{aligned} \tag{45}$$

$$\begin{aligned}
 G_{u,p} \geq & \text{Minimo}_{u,p} \times \left(ugon_{u,p} - \sum_{i=1}^{\#BD} parada_{u,p+i} - \sum_{i=1}^{\#BU} arranque_{u,p-i+1} \right) + \\
 & \sum_{i=1}^{\#BD} \left(\text{BloqueDOWN}_{u,i} \times parada_{u,p-i+\#BD+1} \right) \\
 \forall u = & U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ mod } ele \text{ rampas} \\
 p = & P_i, \dots, P_f
 \end{aligned} \tag{46}$$

Donde las ecuaciones (45) y (46) corresponden a las restricciones (1) y (2) presentadas en el artículo. Estas restricciones obligan a que la generación sea mayor o igual al valor del bloque de entrada o salida (*BloqueUP* o *BloqueDOWN*) cuando la máquina esta arrancando o parando. Para controlar la generación máxima el autor propone en [38] las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned}
 G_{u,p} \leq & \text{Maximo}_{u,p} \times \left(ugon_{u,p} - \sum_{i=1}^{\#BU} arranque_{u,p-i+1} - \sum_{i=1}^{\#BD} parada_{u,p+i} \right) + \\
 & \sum_{i=1}^{\#BU} \left(\text{BloqueUP}_{u,i} \times arranque_{u,p-i+1} \right) \\
 \forall u = & U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ mod } ele \text{ rampas} \\
 p = & P_i, \dots, P_f
 \end{aligned} \tag{47}$$

$$\begin{aligned}
G_{u,p} \leq & \text{Maximo}_{u,p} \times \left(u_{gon_{u,p}} - \sum_{i=1}^{\#BU} \text{arranque}_{u,p-i+1} - \sum_{i=1}^{\#BD} \text{parada}_{u,p+i} \right) + \\
& \sum_{i=1}^{\#BD} \left(\text{BloqueDOWN}_{u,i} \times \text{parada}_{u,p-i+\#BD+1} \right) \\
\forall u = & U_1, \dots, U_{m_u} \mid u \text{ modele rampas} \\
p = & P_i, \dots, P_f
\end{aligned} \tag{48}$$

Donde las ecuaciones (47) y (48) corresponden a las restricciones (3) y (4) presentadas en el artículo.

Como se puede observar, en [38] se proponen dos conjuntos de restricciones para manejar el mínimo y otros dos para el máximo, donde cada conjunto tiene el propósito de limitar la generación cuando hay un arranque o una parada. Al hacer un análisis del comportamiento de las variables binarias *arranque* y *parada* como se muestra en la Tabla 3 de este trabajo, se garantiza mediante las ecuaciones (7), (8), (9) y (10) que en un mismo período no se pueden presentar un arranque y una parada simultáneos para una misma unidad. Con esta garantía se pueden fusionar los conjuntos de ecuaciones (45) y (46) en uno solo representado por la restricción (5), y fusionar los conjuntos de ecuaciones (47) y (48) en uno solo por medio de la restricción (6), y es así como se puede pasar de formular cuatro conjuntos de ecuaciones a solamente tener dos conjuntos. Es importante mencionar que en [38] también se controlan las variables binarias *arranque* y *parada* de igual forma a como se han propuesto en este trabajo, o sea, no hay necesidad de crear restricciones adicionales.

Anexo 2. Propuesta para las restricciones de Tiempo Mínimo en Línea

En [19] se presenta una nueva formulación para el problema del “*Unit Commitment*” de las unidades térmicas. El modelo incluye de forma precisa la descripción del Tiempo Mínimo en Línea y Tiempo Mínimo Fuera de Línea utilizando menos variables que los modelos tradicionales.

Para controlar el TML de generación, [19] propone las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=Pi}^{TLfalta_u} (1 - ugon_{u,i}) = 0 \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ mod } ele \text{ rampas} \\
 & \text{si } TLfalta_u > 0
 \end{aligned} \tag{49}$$

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=p}^{p+TML_u-1} ugon_{u,i} \geq TML_u \times (ugon_{u,p} - ugon_{u,p-1}) \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ mod } ele \text{ rampas} \\
 & p = TLfalta_u + 1, \dots, P_f - TML_u + 1
 \end{aligned} \tag{50}$$

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=p}^{P_f} \{ugon_{u,i} - (ugon_{u,p} - ugon_{u,p-1})\} \geq 0 \\
 & \forall u = U_1, \dots, U_{nu} \mid u \text{ mod } ele \text{ rampas} \\
 & p = P_f - TML_u + 2, \dots, P_f
 \end{aligned} \tag{51}$$

La ecuación (49) que corresponde a la ecuación (21) en [19], garantiza que la variable *ugon* sea igual a uno desde el período inicial hasta el período igual al Tiempo en Línea que hace falta (*TLfalta*) para cumplir con el TML. La ecuación (50) que corresponde a la ecuación (22) en [19], garantiza que *ugon* sea igual a uno cuando la unidad arranca y para durante el horizonte de optimización, o sea, luego de un arranque la planta alcanza a cumplir con todo su TML antes de llegar al período final de optimización; y la ecuación (51) que corresponde a la ecuación (23) en [19], garantiza que *ugon* sea igual a uno desde que arranca hasta el período final, esto cuando el horizonte de optimización no alcanza a cumplir con todo el TML, caso en el cual se dejarían los otros períodos para el despacho del día siguiente. Es así entonces como en [19] se plantean tres

grupos de restricciones para controlar el TML, dos grupos aplican para las condiciones de frontera y otro cuando la decisión no involucra los límites del horizonte de optimización.

Durante el desarrollo del modelo que se propone en este trabajo, y con el ánimo de minimizar el número de restricciones y variables de decisión, se encontró que las ecuaciones propuestas en [19] se pueden formular en términos de las variables *arranque* y *parada*, y de esta forma se puede omitir la restricción que propone [19] para la condición de frontera relacionada con el período final de optimización, sin necesidad de introducir nuevas variables de decisión. Esta simplificación es posible porque la variable *parada* está definida para períodos mayores al período final de optimización, dependiendo del número de bloques de salida de cada unidad. Se propone entonces reemplazar las ecuaciones (49), (50) y (51) propuestas en [19] por las ecuaciones (12) y (13) presentadas en este trabajo, donde la primera restricción sigue siendo para involucrar la condición de frontera inicial y la segunda se reformula para tener en cuenta el resto de períodos de optimización, formulando así un modelo con menos restricciones.

Anexo 3. Glosario

- AC:** Alternating current
- AGC:** *Automatic Generation Control.*
- AOM:** Administración y Operación del Mercado
- CNO:** Consejo Nacional de Operación.
- CND:** Centro Nacional de Despacho
- CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- DC:** Direct Current
- DRP:** Software Despacho y Redespacho Programado
- HRSG:** Heat recovery steam generator
- IPP:** Productores Independientes de Potencia
- ISA:** Interconexión Eléctrica S.A
- MIP:** Mixed Integer Programming
- SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- STN:** Sistema de Transmisión Nacional
- TML:** Tiempo Mínimo en Línea
- TMFL:** Tiempo Mínimo Fuera de Línea
- XM:** Compañía de Expertos en Mercados S.A.E.S.P

Anexo 4. Nomenclatura del modelo matemático

INDICES:

- p: Período de optimización
- r: Recurso de generación
- b: Barras con demanda mayor que cero
- u: Unidad de generación
- i: Segmentos para las rampas
- k: Subperíodos para el modelo DERA [40]
- z: Zona de generación

VARIABLES:

- $GR_{r,p}$: Generación del recurso r en el período p [MWh]
- $R_{b,p}$: Generación de Racionamiento de la barra b en el período p [MWh]
- $G_{u,p}$: Generación de la Unidad u en el período p [MWh]
- $ugon_{u,p}$: Variable binaria que representa el estado ON/OFF de la Unidad u en el período p
- $parada_{u,p}$: Variable binaria que representa que la unidad u en el período p .
- $arranque_{u,p}$: Variable binaria que representa que la unidad u arranca en el período p .
- $ugonUR_{u,p}$: Variable binaria que indica en cual segmento de aumento esta la unidad u .
- $ugonDR_{u,p}$: Variable binaria que indica en cual segmento de descenso esta la unidad u .
- $GP_{u,p,k}$: Generación en potencia de la unidad u en el período p en la discretización k .
- $ugonDDR_{u,p,k,i}$: Variable binaria que indica en cual segmento de aumento esta la unidad u para el período p en el subperíodo k .
- $ugonDUR_{u,p,k,i}$: Variable binaria que indica en cual segmento de descenso esta la unidad u para el período p en el subperíodo k .
- $G_{ug,p}$: Generación de la unidad de gas ug en el período p . Es un subconjunto de las unidades térmicas U [MWh]
- $G_{uv,p}$: Generación de la unidad de vapor uv en el período p . Es un subconjunto de las unidades térmicas U [MWh]

- $Aux_{r,p}$: Consumo de los servicios auxiliares del recurso r [MWh]
- $rgon_{r,p}$: Variable binaria que representa el estado ON/OFF del recurso r en el período p
- $ugon_{uq,p}$: Variable binaria que representa el estado ON/OFF del quemador uq asociado a la unidad de gas ug en el período p. Es un subconjunto de las unidades térmicas U [MWh]
- $Gvsc_{p}$: Variable que representa el desperdicio de vapor en el período p [MWh]
- $G_{uq,p}$: Generación del quemador uq en el período p [MWh]
- $ugonVCS_{p}$: Variable binaria que representa el estado ON/OFF de la variable de desperdicio Gvcs

CONSTANTES:

- P_f : Período Final de optimización [h]
- nr : Número de recursos de generación activos
- $Pofe_{r,p}$: Precio de oferta del recurso r en el período p [\$/MWh]
- nb : Número de barras
- $P_rac_{b,p}$: Precio de racionamiento de la barra b en el período p [\$/MWh]
- nu : Número de unidades de generación activas
- P_i : Período Inicial de optimización [h]
- Máximo u,p : $\min(disponibilidad_{u,p}, máximo\ obligado_{u,p}) - AGC_{u,p}$ [MWh]
- disponibilidad u,p : Disponibilidad de generación declarada en la oferta para la unidad u en el período p [MWh]
- máximo obligado u,p : Generación máxima permitida por restricciones eléctricas para la unidad u en el período p [MWh]
- $AGC_{u,p}$: Valor de AGC asignado a la Unidad u en el período p [MWh]
- Mínimo u,p : $\max(mínimo_técnico_{u,p}, mínimo_obligado_{u,p}) + AGC_{u,p}$ [MWh]
 $\forall \text{min_oblig} \neq 0$
- mínimo técnico u,p : Parámetro de mínimo técnico de generación de la unidad u en el período p [MWh]

mínimo obligado u,p :	Generación mínima permitida por restricciones para la unidad u en el período p [MWh]
#BD u :	Número de Bloques Down del modelo 1 para la unidad u
#BU u :	Número de Bloques UP del modelo 1 para la unidad u
BloqueDOWN u :	Bloque de salida DOWN (modelo 1) de la unidad u [MWh]
BloqueUP u :	Bloque de entrada UP (modelo 1) de la unidad u [MWh]
$G_{u,0}$:	Generación de la unidad u en el período 0 (último período del día anterior). [MWh]
u_{gon} $u,0$:	Representa el estado ON/OFF de la unidad u en el período 0 (último período del día anterior).
TLIni u :	Tiempo en línea inicial de la unidad u [h]
TFLIni u :	Tiempo fuera de línea inicial de la unidad u [h]
TML u :	Tiempo mínimo en línea de la unidad u [h]
TMFL u :	Tiempo mínimo fuera de línea de la unidad u [h]
TLfalta u :	Tiempo en línea que falta para la unidad u [h]
TFLfalta u :	Tiempo fuera de línea que falta para la unidad u [h]
IndiceDown u :	Índice correspondiente al BloqueDown (modelo 1) en que terminó el despacho la unidad u el día anterior.
Maximo#arranques u :	Parámetro que representa el # máximo de arranques para la unidad u en el horizonte de despacho.
#UR u,i :	Número total de bloque de subida UR la unidad u en el segmento i .
UR u,i :	Valor del bloque de aumento la unidad u en el segmento i [MWh]
#DR u,i :	Número total de bloque de disminución DR para la unidad u en el segmento i .
DR u,i :	Valor del bloque de disminución de la unidad u en el segmento i [MWh]
MXDR u,i :	Valor máximo del segmento i para el bloque de disminución de la unidad u [MWh]
MXUR u,i :	Valor máximo del segmento i para el bloque de aumento de la unidad u [MWh]
a_u :	Coefficiente a modelo 3 de la unidad u .
b_u :	Coefficiente b modelo 3 de la unidad u .

- c_u : Coeficiente c modelo 3 de la unidad u.
- d_u : Coeficiente d modelo 3 de la unidad u.
- $TC_{u,i}$: Rata de toma de carga para la unidad u en el segmento i [MW/min]
- $TD_{u,i}$: Rata de toma de descarga para la unidad u en el segmento i [MW/min]
- $n_{ug,r}$: Número de unidades de gas ug asociadas al recurso r.
- $n_{uv,r}$: Número de unidades de vapor uv asociadas al recurso r.
- k_a : Consumo de auxiliares que no depende de la generación de gas ni de vapor
- A_{ug} : Consumo de auxiliares asociados a la generación de cada unidad de gas ug [MWh]
- A_{uv} : Consumo de auxiliares asociados a la generación de cada unidad de vapor uv [MWh]
- $AuxHRSG_{ug}$: Consumo de auxiliares asociado a tener en servicio el HRSG de la unidad de gas ug [MWh]
- $MinReq_{uq}$: Mínimo de generación requerido en la unidad de gas ug por el quemador uq para poder entrar en servicio [MWh]
- $Maximo_{uq}$: Máximo técnico del quemador uq [MWh]
- $n_{uq,r}$: Número de quemadores uq asociados al recurso r.
- $Factor_{gv}$: Factor de conversión de gas a vapor.
- $Maximo_{vcs,p}$: Máxima capacidad de generación de la variable de desperdicio G_{vcs} en el período p. Esta constante es igual a la capacidad de las unidades de vapor indisponibles [MWh]
- $Maximo_{uv,p}$: Máxima capacidad de generación de la unidad de vapor uv en el período p [MWh]
- $\#MUG$: Número de unidades de gas mínimo a partir del cual se pueden tener en línea más de una unidad de vapor.
- $MinUAGC_r$: Número de unidades requeridas para prestar el servicio de AGC del recurso de ciclo combinado r.
- $n_{u,z}$: Número de unidades u asociadas a la zona z.
- $Maximo_{z,p}$: Límite máximo de generación de la zona z en el período p [MWh]
- $Mínimo_{z,p}$: Límite mínimo de generación de la zona z en el período p [MWh]
- $Peso_{z,p}$: Peso o factor con que participa la unidad i en la suma de unidades para la

zona z en el período p.

#UZ_{z,p}: Número de unidades requeridas por la zona z en el período p.

Máximo_{u,p}: Máximo obligatorio para el recurso r en el período p [MWh]

Mínimo_{u,p}: $\max(\text{mínimo_técnico}_{r,p}, \text{mínimo_obligado}_{r,p})$ [MWh]
 $\forall \text{min_oblig} \neq 0$

Anexo 5. Resumen

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO EN EL DESPACHO ECONÓMICO

Autor: Carlos Mario Correa Posada
Director: Ph.D. Patricia Jaramillo Álvarez
Trabajo de Grado Maestría en Ingeniería de Sistemas
Facultad de Minas
Universidad Nacional de Colombia
Sede Medellín
2009-I

Palabras claves: Despacho económico, optimización, programación entera mixta, unit commitment, rampas de generación, ciclo combinado.

RESUMEN

Este trabajo presenta un modelo de optimización que utiliza técnicas avanzadas de modelamiento matemático para representar dentro del problema del despacho económico de energía, las plantas térmicas de ciclo combinado para garantizar una programación con el menor costo de operación. El modelo incorpora las principales características de este tipo de plantas que influyen en la programación de la generación, dentro de las cuales se destacan las que representan el comportamiento no lineal asociado a cambios de generación entre un período y otro (rampas), las restricciones temporales que controlan el tiempo en línea y fuera de línea de las máquinas, y las restricciones necesarias para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC. El modelo de optimización presentado garantiza una programación óptima de la planta minimizando el número de unidades en línea y el número de arranques programados, lo que representa el mayor reto para la optimización debido a las múltiples combinaciones de unidades de gas y de vapor que se pueden presentar para cumplir con el programa de generación. Por último se presentan ejemplos numéricos donde se acopla el modelo de optimización del despacho colombiano con el modelo propuesto para las plantas de ciclo combinado, y se corroboran los resultados con los datos entregados por los programas actuales.

Key words: Economic dispatch, optimization, mixed integer programming, unit commitment, ramp rate generation, combined cycle plants.

ABSTRACT

This master thesis presents an optimization model that uses mathematical modeling techniques to involve combined cycle thermal plants in the economic dispatch problem, ensuring a program with the lowest operating cost. The model incorporates the main characteristics of this kind of plants that affect the scheduling of the generation, among which are those to represent the nonlinear behavior associated with changes between periods (dynamic ramp rate constraints), the temporary restrictions to control the units on and off line time, and the restrictions required for the provision of secondary frequency regulation AGC. The optimization model ensures the optimal scheduling of the plant by minimizing the number of units on line and the number of start ups programmed, which represents the greatest challenge for the optimization because of the many units combination that can be obtained to meet the optimal generation program. Finally numerical examples are presented which fits the Colombian economic dispatch with the model proposed for combined cycle plants, the feasibility of the results are corroborated with the data provided by existing programs.