

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



**RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA
PROGRAMACIÓN DIARIA DE LA GENERACIÓN
MEDIANTE DESCOMPOSICIÓN DE BENDERS**

TESIS DOCTORAL

Autor:

Jorge Martínez Crespo

Directores:

Dr. Julio Usaola García

Dr. José Luis Fernández González

Leganés, Junio de 2004

A Liz, mi compañera.

Agradecimientos

Ha llegado a su fin este trabajo de investigación. Hay muchas personas que de una u otra manera me han ayudado material o moralmente a lo largo del desarrollo de esta tesis. Ahora que llega a su fin, me gustaría dar las gracias a todas ellas, si bien estoy seguro de que me olvidaré de alguien. Espero que sepa disculparme. Quiero recordar y agradecer en estos momentos:

A mis directores Julio Usaola y José Luis Fernández. A José Luis, por su empeño e insistencia en la idea matriz de esta tesis: la aplicación de la descomposición de Benders a la solución de restricciones técnicas. A Julio, por sus ideas, su colaboración y su confianza durante estos años.

A Juan Carlos Burgos, por su desvelo y preocupación constante por la evolución de mi trabajo de tesis.

A Belén, Pablo, M^a Ángeles y Carolina por su ayuda con el editor de textos LaTeX. Ellos me convencieron de que merecía la pena escribir en LaTeX la tesis. Quiero agradecerles también su disposición y su colaboración cuando se la he requerido.

A todas y todos los compañeros del departamento, los ya mencionados y los restantes, por su cooperación en aquellos momentos puntuales en la que se la he solicitado.

A Ulpiano, compañero y amigo, dentro y fuera de la Universidad. Por los buenos y ‘no tan buenos’ ratos que hemos compartido en este periodo en la Universidad.

A Javi Sacristán, por su amistad y sus respuestas a esas consultas puntuales sobre los archivos PSS/E y el sistema eléctrico peninsular.

A Guillermo Lozano, por su ayuda con las macros de Excel para la adaptación de los archivos de PSS/E del OS al formato GAMS.

A aquellos alumnos, Juan Bola y Julio César Nieto, que con sus trabajos han puesto su grano de arena en el resultado final de este trabajo de investigación.

A REE por facilitarme los archivos del sistema eléctrico peninsular.

A todos mis amigos. A ellos y a ellas. A los de fuera de Madrid (Asturias, Barcelona, Ibiza) y a los de dentro. A los pancarteros. A todos los que me quieren y, que por el trabajo de la tesis, me han visto poco últimamente.

A mi familia. A mis suegros, por sus cuidados, su preocupación y su apoyo, sin olvidar esas comidas del mediodía. A mi cuñado y mi hermano, muy especialmente por esas ayudas informáticas impagables en el final de la tesis. Y a mis padres. Para bien o para mal, lo que soy y cómo soy, se lo debo en gran parte a ellos, a su educación y a la convivencia familiar. Ellos, trabajadores, se sacrificaron por la educación de sus hijos. A vosotros y vuestro trabajo se debe también el mío.

Y por último, y por encima de todo, a mi mujer y compañera. A la que nunca podré compensar tanto amor, comprensión y apoyo. A la que debo tanto tiempo robado. A la que tengo tanto que agradecerle. A ti, mi compañera.

Resumen

En esta tesis se aborda el problema de la programación de la generación de energía eléctrica a corto plazo con restricciones de seguridad. La programación segura de la generación engloba dos problemas clásicos en la explotación de los sistemas eléctricos: la asignación horaria de la generación y el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad.

El objetivo de la tesis será definir en un entorno competitivo la asignación horaria de la generación teniendo en cuenta tanto las restricciones de despacho (límites de producción de potencia activa y reactiva de los grupos generadores, reserva rodante del sistema, límites de rampa) como las restricciones de red y de seguridad del sistema (ecuaciones completas de nudo de potencia activa y reactiva, límites de tensión en los nudos y límites de capacidad de las líneas, en el estado normal y en los distintos estados post-contingencia).

En este trabajo la programación de la generación se formula como un problema matemático complejo que consta de:

- función objetivo lineal a tramos basada en precios de oferta,
- variables de decisión binarias (1/0): conexión o desconexión de grupos de generación, reactancias o condensadores en cada periodo de programación,
- variables continuas de operación: potencia activa y reactiva, tensión y ángulo de nudo, tomas de transformadores,...
- acoplamientos temporales: gradiente de carga y la condición compleja de ingresos mínimos establecida en las reglas del mercado eléctrico español,
- restricciones no-lineales: ecuaciones completas de nudo de potencia activa y reactiva y límites de capacidad de las líneas tanto en el estado normal como en los distintos estados post-contingencia ' $n-1$ '.

La dificultad matemática que conlleva la presencia de variables binarias en un modelo no-lineal se resuelve mediante el uso de la Descomposición Generalizada de Benders. El acoplamiento temporal de la solución se reordena de forma que pueda ser tratado de forma óptima por el algoritmo de Benders.

La tesis aplica el método basado en la Descomposición Generalizada de Benders a dos modelos diferentes. El Modelo Operador Único considera el mercado diario y el proceso de solución de restricciones técnicas como una única etapa. Por el contrario, el modelo de estudio OM-OS está basado en las reglas del mercado eléctrico español y resuelve el problema en dos etapas: la primera facilita la solución del mercado diario de casación bajo criterios exclusivamente económicos y la segunda, partiendo de la casación del mercado diario, resuelve el problema de las restricciones técnicas mediante el redespacho de la programación inicial. Ambos modelos

determinan la producción de potencia activa y reactiva de las unidades de generación, el valor de las tomas de los transformadores, así como los dispositivos de control de tensión acoplados necesarios para minimizar el coste de producción del sistema sujeto a restricciones de despacho, de red y de seguridad. Los modelos han sido ensayados para diferentes casos del sistema IEEE de 24 nudos y de un sistema adaptado del IEEE de 118 nudos.

Finalmente, en la tesis se desarrolla un procedimiento novedoso basado en la descomposición de Benders para ser aplicado a sistemas de potencia de gran dimensión. El método organiza el algoritmo de descomposición en tres niveles y resuelve eficazmente la programación de la generación con restricciones de seguridad. El primer nivel determina, exclusivamente, el acoplamiento (0/1) de las unidades de generación, reactancias y condensadores, el segundo nivel fija el valor de las variables de control del problema (potencia activa de los generadores, tensión de consigna de los generadores y tomas de los transformadores) y por último, el tercer nivel define el valor de las variables de estado para los estados normal y post-contingencia. El método se aplica al sistema peninsular español.

Los modelos son programados en GAMS, lenguaje de programación y modelización de sistemas físicos. Se utilizan los optimizadores CONOPT y CPLEX para los problemas de programación no lineal y lineal entero-mixto, respectivamente.

Abstract

In this thesis the short-term optimization of power production with security constraints is treated. The secure power scheduling involves two classical problems in the electric systems operation: the unit commitment and the security-constrained optimal power flow.

The objective of the thesis is the determination of the daily unit commitment in a competitive environment taking into account dispatch constraints (power reserve, ramp rate limits, real and reactive power output limits) as well as network and security constraints (bus voltages and transmission flow limits in pre and post contingency states).

In this work, power scheduling is posed as a complex mathematical problem which includes:

- linear objective function based on prices,
- binary decision variables: off-line or on-line generating units, reactances or capacitors during period t ,
- continuous variables for the operation processes: real and reactive power, bus voltage and bus angle, transformers taps, . . .
- time couplings: ramp rate limits and minimum incomes condition established in the Spanish electric market,
- non-linear constraints: complete load flow equations and transmission capacity limits of lines in normal and post-contingency 'n-1' states.

The mathematical difficulty due to the presence of binary variables in a non-linear model is solved using the Generalized Benders Decomposition. The time coupling is arranged so that it can be treated in a optimal way by the Benders algorithm.

The thesis applies the Generalized Benders Decomposition approach to two different models. The 'Unique Operator' Model considers the daily market and the technical constraints resolution process as a single one. On the contrary, the Model OM-OS is based on the Spanish electric market and deals with the problem in two stages, the first stage solves the daily market with economical criteria exclusively and the second stage applied the constraints solution algorithm to this initial dispatch. Both models determine the active and reactive power output of each generation unit, the transformer taps and the committed voltage control devices so as to minimize the total generation cost subject to dispatch, network and security constraints. The models have been tested in different cases of the IEEE 24-bus Reliability Test System and an adapted IEEE 118-bus Test System.

Finally, the thesis develops a novel procedure based on the Benders Decomposition to be applied to large-scale electric power systems. The method organizes the decomposition in three different levels and allows to solve efficiently the power scheduling with security constraints in

large scale systems. The first level decides exclusively the commitment (0/1) of the generating units, reactances and capacitors, the second level fixes the control variables of the problem (generator real power, generator voltage magnitude and transformer taps) and last, the third level determines the values of the state variables for the normal and ' $n-1$ ' states. The method is applied to the Spanish Peninsular system.

The models are programmed in GAMS mathematical modelling language, using CONOPT and CPLEX solvers for non-linear and linear mixed-integer programming problems, respectively.

Índice general

| | |
|--|--------------|
| Índice General | XI |
| Índice de Figuras | XV |
| Índice de Tablas | XVII |
| Notación | XXI |
| Acrónimos | XXVII |
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1. Planteamiento del problema | 1 |
| 1.1.1. Programación de la generación en mercados de energía eléctrica | 3 |
| 1.1.2. Resolución de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica | 5 |
| 1.2. Objetivos de la tesis | 6 |
| 1.3. Organización de la tesis | 7 |
| 2. Las restricciones técnicas del sistema en mercados de energía eléctrica | 9 |
| 2.1. Introducción | 9 |
| 2.2. Mercados de producción de energía eléctrica | 12 |
| 2.2.1. Principios de funcionamiento de los mercados eléctricos | 12 |
| 2.2.2. El mercado de producción español | 13 |
| 2.3. El problema de las restricciones técnicas | 18 |
| 2.4. Métodos de resolución de restricciones técnicas | 21 |
| 2.4.1. Bloqueo de transacción basado en la publicación de la capacidad de transporte | 23 |
| 2.4.2. Subasta | 23 |
| 2.4.3. Market splitting: división zonal del mercado | 24 |
| 2.4.4. Método de redespacho | 24 |
| 2.4.5. Redespacho fronterizo coordinado | 25 |
| 2.4.6. Counter Trading: recompra de energía | 25 |
| 2.4.7. Método basado en precios nodales | 25 |
| 2.5. Las restricciones técnicas en los mercados eléctricos internacionales | 26 |
| 2.5.1. NordPool | 26 |
| 2.5.2. NETA | 29 |
| 2.5.3. EEX | 30 |
| 2.6. Solución de restricciones técnicas en el mercado eléctrico español | 32 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 2.6.1. | Criterios de operación del sistema eléctrico | 32 |
| 2.6.2. | Proceso de solución de restricciones técnicas | 34 |
| 2.6.3. | La condición de ingresos mínimos | 38 |
| 2.6.4. | El servicio complementario de control de tensiones | 39 |
| 2.7. | Resumen del capítulo | 40 |
| 3. | Programación horaria con restricciones de seguridad | 43 |
| 3.1. | Introducción | 43 |
| 3.2. | Evaluación de la seguridad | 44 |
| 3.2.1. | Introducción | 44 |
| 3.2.2. | Análisis de contingencias | 46 |
| 3.2.3. | Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad | 50 |
| 3.3. | Formulación del problema de la PHRS | 52 |
| 3.3.1. | Notación | 52 |
| 3.3.2. | Formulación del problema | 55 |
| 3.3.3. | Análisis de la función objetivo y restricciones del problema | 58 |
| 3.3.4. | Complejidad computacional | 64 |
| 3.4. | Revisión bibliográfica | 65 |
| 3.5. | Resumen del capítulo | 74 |
| 4. | Descomposición de Benders aplicada a la resolución del problema de PHRS | 75 |
| 4.1. | Introducción | 75 |
| 4.2. | Descomposición de Benders | 78 |
| 4.2.1. | Introducción | 78 |
| 4.2.2. | Aplicación al problema de la PHRS | 78 |
| 4.2.3. | Revisión bibliográfica | 81 |
| 4.3. | Formulación del Modelo Operador Único | 85 |
| 4.3.1. | Notación | 85 |
| 4.3.2. | Formulación del modelo | 86 |
| 4.3.3. | Aplicación de la descomposición de Benders al Modelo Operador Único | 90 |
| 4.4. | Formulación del Modelo OM-OS | 97 |
| 4.4.1. | Notación | 97 |
| 4.4.2. | Formulación del modelo | 98 |
| 4.4.3. | Aplicación de la descomposición de Benders al Modelo OM-OS | 104 |
| 4.5. | Descomposición de Benders en tres niveles | 110 |
| 4.5.1. | Introducción | 110 |
| 4.5.2. | Notación | 111 |
| 4.5.3. | Formulación de la descomposición de Benders en 3 niveles | 112 |
| 4.5.4. | Intercambio de información en las descomposiciones I y II | 117 |
| 4.5.5. | Convergencia del problema | 117 |
| 4.5.6. | Complejidad computacional | 118 |
| 4.5.7. | Método heurístico de la descomposición de Benders en tres niveles | 119 |
| 4.6. | Resumen del capítulo | 120 |

| | |
|--|------------|
| 5. Casos de Estudio | 121 |
| 5.1. Introducción | 121 |
| 5.2. Aplicación del algoritmo al sistema IEEE de 24 nudos | 122 |
| 5.2.1. Resultados del Modelo OM-OS: caso 1 | 125 |
| 5.2.2. Resultados del Modelo OM-OS: caso 2 | 134 |
| 5.2.3. Resultados del Modelo OM-OS: caso 3 | 137 |
| 5.2.4. Resultados del Modelo Operador Único: caso 1 | 139 |
| 5.2.5. Resultados del Modelo Operador Único: caso 2 | 141 |
| 5.2.6. Resultados del Modelo Operador Único: caso 3 | 143 |
| 5.2.7. Análisis comparativo de los dos modelos | 144 |
| 5.3. Aplicación del algoritmo al sistema IEEE de 118 nudos | 146 |
| 5.3.1. Resultados del Modelo OM-OS: caso 1 | 147 |
| 5.3.2. Resultados del Modelo OM-OS: caso 2 | 155 |
| 5.3.3. Resultados del Modelo Operador Único: caso 1 | 158 |
| 5.3.4. Resultados del Modelo Operador Único: caso 2 | 162 |
| 5.3.5. Análisis comparativo de los dos modelos | 164 |
| 5.4. Resumen del capítulo | 167 |
| | |
| 6. Sistema Eléctrico Peninsular | 169 |
| 6.1. Introducción | 169 |
| 6.2. Componentes del Sistema Peninsular Español | 170 |
| 6.3. Construcción y análisis de los escenarios horarios | 171 |
| 6.4. Adaptación de la Descomposición Anidada de Benders al SEP | 174 |
| 6.4.1. Problema maestro de la Descomposición I | 175 |
| 6.4.2. Subproblema de Benders | 176 |
| 6.4.3. Complejidad computacional | 176 |
| 6.5. Resultados de los casos de estudio | 177 |
| 6.6. Resumen del capítulo | 182 |
| | |
| 7. Conclusiones, Aportaciones y Líneas Futuras de Trabajo | 185 |
| 7.1. Resumen y conclusiones | 185 |
| 7.2. Aportaciones | 188 |
| 7.3. Líneas Futuras de trabajo | 190 |
| 7.4. Comunicaciones a Congresos | 191 |
| | |
| Apéndices | 193 |
| | |
| A. Descomposición de Benders | 195 |
| A.1. Introducción | 195 |
| A.2. Estructura de la Descomposición de Benders | 197 |
| A.3. Definición de los cortes lineales de Benders | 200 |
| A.4. Algoritmo de solución | 203 |

| | |
|--|------------|
| B. Ejemplo práctico | 207 |
| B.1. Ejemplo de aplicación al Modelo OM-OS | 207 |
| B.1.1. Etapa I | 208 |
| B.1.2. Etapa II: problema maestro | 211 |
| B.1.3. Etapa II: subproblema de Benders | 213 |
| B.1.4. Resolución numérica de la etapa II | 220 |
| B.2. Ejemplo de aplicación al Modelo Operador Único | 224 |
| B.2.1. Problema maestro | 224 |
| B.2.2. Subproblema de Benders | 226 |
| B.2.3. Resolución numérica | 228 |
| B.3. Ejemplo de aplicación de la condición de ingresos mínimos | 234 |
| B.3.1. Problema maestro | 235 |
| B.3.2. Subproblema de Benders | 237 |
| B.3.3. Resolución numérica | 238 |
| C. Resultados de los Casos de Estudio | 245 |
| C.1. Introducción | 245 |
| C.2. Modelo OM-OS del Sistema IEEE de 24 nudos | 245 |
| C.2.1. Etapa I: Programación de la generación | 245 |
| C.2.2. Etapa II: Solución de restricciones | 247 |
| C.3. Modelo Operador Único del Sistema IEEE de 24 nudos | 254 |
| D. Datos de los Casos de Estudio | 263 |
| D.1. Introducción | 263 |
| D.2. Notación | 263 |
| D.3. Sistema de 6 nudos | 264 |
| D.4. Sistema IEEE de 24 nudos | 267 |
| D.5. Sistema IEEE de 118 nudos | 274 |
| Bibliografía | 299 |

Índice de figuras

| | | |
|------|---|-----|
| 2.1. | Procesos del mercado diario | 16 |
| 2.2. | Procesos del mercado intradiario | 17 |
| 2.3. | Cálculo del ATC | 21 |
| 2.4. | Energía casada y precio marginal del sistema EEX | 31 |
| 2.5. | Precios marginales por áreas | 31 |
| 2.6. | Energía de intercambio entre áreas | 31 |
| 2.7. | Precios finales por áreas de oferta | 32 |
| 2.8. | Límites de interconexión del sistema eléctrico español | 35 |
| | | |
| 3.1. | Casación del sistema eléctrico con ofertas de consumidores | 59 |
| 3.2. | Casación del sistema eléctrico con demanda rígida | 59 |
| 3.3. | Circuito equivalente del transformador | 62 |
| | | |
| 4.1. | Descomposición de Benders para la PHRS | 79 |
| 4.2. | Intercambio de información en la descomposición de Benders | 80 |
| 4.3. | Algoritmo de resolución de la PHRS | 80 |
| 4.4. | Diagrama de bloques del Modelo OM-OS | 98 |
| 4.5. | Descomposición Generalizada de Benders en 3 niveles aplicada a la PHRS | 111 |
| 4.6. | Algoritmo de resolución de la DGB en 3 niveles aplicada a la PHRS | 116 |
| 4.7. | Intercambio de información en la descomposición de Benders en tres niveles | 118 |
| | | |
| 5.1. | Parque de generación del sistema IEEE de 24 nudos | 123 |
| 5.2. | Evolución horaria de la demanda total en el sistema IEEE de 24 nudos | 123 |
| 5.3. | Caso 1: Redespacho de los generadores en N7 sin condición de ingresos mínimos | 136 |
| 5.4. | Caso 2: Redespacho de los generadores en N7 con condición de ingresos mínimos | 136 |
| 5.5. | Parque de generación del sistema IEEE de 24 nudos | 145 |
| 5.6. | Evolución horaria de la demanda total en el sistema IEEE de 118 nudos | 147 |
| 5.7. | Parque de generación del sistema IEEE de 24 nudos | 166 |
| | | |
| 6.1. | Resultado de la casación del mercado diario del 11/12/2001 | 172 |
| | | |
| A.1. | Esquema de la descomposición de Benders | 199 |
| A.2. | Generación del primer corte de Benders | 201 |
| A.3. | Generación del segundo corte de Benders | 201 |
| A.4. | Generación del tercer corte de Benders | 202 |
| A.5. | Generación de la función α^* | 203 |

| | |
|--|-----|
| A.6. Diagrama de bloques de la descomposición de Benders | 205 |
| D.1. Sistema eléctrico de 6 nudos | 265 |
| D.2. IEEE Reliability Test System | 267 |
| D.3. IEEE 118 nudos | 274 |

Índice de tablas

| | |
|---|-----|
| 2.1. Horizonte de programación de los mercados intradiarios | 17 |
| 2.2. Producción eléctrica en Nordpool por tecnologías y países | 27 |
| 3.1. Valores límite de las tensiones | 47 |
| 3.3. Variables del problema de PDRS (1/2) | 64 |
| 3.4. Restricciones del problema de PDRS (1/2) | 64 |
| 3.5. Variables del problema de PDRS (2/2) | 65 |
| 3.6. Restricciones del problema de PDRS (2/2) | 65 |
| 4.2. Variables de la PHRS aplicada al Modelo Operador Único (1/2) | 96 |
| 4.3. Restricciones de la PHRS aplicada al Modelo Operador Único (1/2) | 96 |
| 4.4. Variables de la PHRS aplicada al Modelo Operador Único (2/2) | 96 |
| 4.5. Restricciones de la PHRS aplicada al Modelo Operador Único (2/2) | 96 |
| 4.7. Variables de la PHRS aplicada al Modelo OM-OS (1/2) | 109 |
| 4.8. Restricciones de la PHRS aplicada al Modelo OM-OS (1/2) | 109 |
| 4.9. Variables de la PHRS aplicada al Modelo OM-OS (2/2) | 110 |
| 4.10. Restricciones de la PHRS aplicada al Modelo OM-OS (2/2) | 110 |
| 4.12. Variables de la Descomposición II | 119 |
| 4.13. Restricciones de la Descomposición II | 119 |
| 5.1. Precio marginal horario | 125 |
| 5.2. Programa de acoplamientos de la etapa I | 126 |
| 5.3. Selección de contingencias por periodo | 127 |
| 5.4. Complejidad computacional | 130 |
| 5.5. Cambio de estado de conexión | 131 |
| 5.6. Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones | 132 |
| 5.7. Coste (€) de cada subproblema esclavo | 133 |
| 5.8. Programa de acoplamientos en cada iteración: Hora 5 | 134 |
| 5.9. Programa de acoplamientos en cada iteración: Hora 23 | 134 |
| 5.10. Términos de la oferta de ingresos mínimos | 135 |
| 5.11. Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones | 135 |
| 5.12. Remuneración de los generadores que ofertan la condición de ingresos mínimos | 137 |
| 5.13. Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones | 138 |
| 5.14. Coste (€) de cada subproblema esclavo | 138 |
| 5.15. Precio horario del sistema | 139 |
| 5.16. Programa de acoplamientos | 140 |
| 5.17. Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones | 141 |

| | |
|---|-----|
| 5.18. Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones . . . | 142 |
| 5.19. Remuneración de los generadores que ofertan la condición de ingresos mínimos | 143 |
| 5.20. Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones . . . | 143 |
| 5.21. Coste (€) de cada subproblema esclavo | 144 |
| 5.22. Tiempo de computación de cada caso de estudio | 144 |
| 5.23. Coste (€) de la solución | 145 |
| 5.24. Precio marginal horario | 148 |
| 5.25. Energía casada para cada grupo generador en cada periodo (1/2) | 149 |
| 5.26. Energía casada para cada grupo generador en cada periodo (2/2) | 149 |
| 5.27. Selección de contingencias por periodo | 150 |
| 5.28. Efecto de las contingencias | 151 |
| 5.29. Complejidad computacional (1/2) | 151 |
| 5.30. Complejidad computacional (2/2) | 152 |
| 5.31. Cambio de estado de conexión de los grupos generadores | 152 |
| 5.32. Estado de conexión de los dispositivos de control de tensión | 153 |
| 5.33. Redespacho de generación por periodo | 154 |
| 5.34. Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones . . . | 156 |
| 5.35. Términos de la oferta de ingresos mínimos | 157 |
| 5.36. Cambio de estado de conexión de los grupos generadores | 157 |
| 5.37. Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones . . . | 158 |
| 5.38. Precio horario del sistema | 159 |
| 5.39. Programa de acoplamiento | 159 |
| 5.40. Estado de conexión de los dispositivos de control de tensión | 160 |
| 5.41. Potencia generada por los grupos generadores en cada periodo (1/2) | 161 |
| 5.42. Potencia generada por los grupos generadores en cada periodo (2/2) | 161 |
| 5.43. Estado de conexión de los grupos generadores | 162 |
| 5.44. Tiempo de computación de cada caso de estudio | 164 |
| 5.45. Coste (€) de la solución | 166 |
| | |
| 6.1. Reactancias y Condensadores del SEP | 171 |
| 6.2. Mercado diario del 11/12/2001 | 172 |
| 6.3. Distribución de la demanda por áreas | 173 |
| 6.4. Contingencias seleccionadas | 174 |
| 6.6. Complejidad computacional del SEP | 177 |
| 6.7. Evolución de la convergencia del coste (€) de la Descomposición I con el número de iteraciones | 178 |
| 6.8. Evolución de la convergencia del coste (€) de la Descomposición II con el número de iteraciones | 179 |
| 6.9. Reactiva inyectada por los dispositivos de control de tensión | 180 |
| 6.10. Tiempo de computación de cada caso de estudio | 181 |
| | |
| B.1. Coste marginal por iteración | 220 |
| B.2. Cortes de Benders por iteración | 221 |
| B.3. Costes del problema maestro por iteración | 221 |
| B.4. Costes de los problemas esclavos por iteración | 222 |
| B.5. Evolución del criterio de convergencia por iteración | 222 |
| B.6. Estado normal | 222 |

| | |
|--|-----|
| B.7. Estado post-contingencia | 222 |
| B.8. Coste total por generador | 223 |
| B.9. Precios nodales de potencia activa | 224 |
| B.10. Programa de acoplamientos en cada iteración | 229 |
| B.11. Coste marginal por iteración | 229 |
| B.12. Cortes de Benders por iteración | 230 |
| B.13. Costes del problema maestro por iteración | 231 |
| B.14. Costes de los problemas esclavos por iteración | 231 |
| B.15. Evolución del criterio de convergencia por iteración | 232 |
| B.16. Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 1 | 232 |
| B.17. Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 2 | 232 |
| B.18. Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 3 | 233 |
| B.19. Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 4 | 233 |
| B.20. Potencia reactiva generada en el estado post-contingencia | 233 |
| B.21. Coste total por generador | 234 |
| B.22. Precios nodales de potencia activa | 234 |
| B.23. Condición de ingresos mínimos | 235 |
| B.24. Programa de acoplamientos en cada iteración | 238 |
| B.25. Coste marginal por iteración | 239 |
| B.26. Cortes de Benders por iteración | 239 |
| B.27. Costes del problema maestro por iteración | 240 |
| B.28. Costes de los problemas esclavos por iteración | 240 |
| B.29. Evolución del criterio de convergencia por iteración | 241 |
| B.30. Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 1 | 241 |
| B.31. Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 2 | 241 |
| B.32. Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 3 | 242 |
| B.33. Potencia reactiva generada en el estado post-contingencia | 242 |
| B.34. Coste total por generador | 242 |
| B.35. Coste por generador según oferta simple | 242 |
| B.36. Precios nodales de potencia activa | 243 |
| | |
| C.1. Etapa I. Energía casada para cada grupo generador en cada periodo (1/2) | 245 |
| C.2. Etapa I. Energía casada para cada grupo generador en cada periodo (2/2) | 246 |
| C.3. Caso 1. Redespacho de generación por periodo | 247 |
| C.4. Caso 1. Generación de potencia activa en cada periodo (1/2) | 248 |
| C.5. Caso 1. Generación de potencia activa en cada periodo (2/2) | 249 |
| C.6. Caso 1. Tomas de los transformadores en cada periodo | 250 |
| C.7. Caso 1. Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo | 251 |
| C.8. Caso 2. Cambio de estado de conexión | 251 |
| C.9. Caso 2. Redespacho de generación por periodo | 252 |
| C.10. Caso 2. Tomas de los transformadores en cada periodo | 253 |
| C.11. Caso 2. Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo | 254 |
| C.12. Caso 1. Generación de potencia activa en cada periodo (1/2) | 254 |
| C.13. Caso 1. Generación de potencia activa en cada periodo (2/2) | 255 |
| C.14. Caso 1. Precios nodales horarios | 256 |
| C.15. Caso 1. Coste (€) de cada subproblema esclavo | 257 |
| C.16. Caso 1. Tomas de los transformadores en cada periodo | 258 |

| | |
|---|-----|
| C.17.Caso 1. Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo | 258 |
| C.18.Caso 2. Generación de potencia activa en cada periodo (1/2) | 259 |
| C.19.Caso 2. Generación de potencia activa en cada periodo (2/2) | 260 |
| C.20.Caso 2. Tomas de los transformadores en cada periodo | 261 |
| C.21.Caso 2. Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo | 261 |
| D.2. Características de las líneas del sistema de 6 nudos | 264 |
| D.3. Características de los nudos del sistema de 6 nudos | 265 |
| D.4. Demanda horaria de Potencia Activa (MW) en los nudos del sistema de 6 nudos | 265 |
| D.5. Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVAR) en los nudos del sistema de 6 nudos | 266 |
| D.6. Características de las unidades de generación del sistema de 6 nudos | 266 |
| D.7. Ofertas de las unidades de generación del sistema de 6 nudos | 266 |
| D.8. Características de las líneas del sistema IEEE de 24 nudos | 268 |
| D.9. Características de los nudos del sistema IEEE de 24 nudos | 269 |
| D.10.Datos de los transformadores del sistema IEEE de 24 nudos | 269 |
| D.11.Demanda horaria de Potencia Activa (MW) en los nudos del sistema IEEE de 24 nudos (1/2) | 270 |
| D.12.Demanda horaria de Potencia Activa (MW) en los nudos del sistema IEEE de 24 nudos (2/2) | 270 |
| D.13.Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVAR) en los nudos del sistema IEEE de 24 nudos (1/2) | 271 |
| D.14.Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVAR) en los nudos del sistema IEEE de 24 nudos (2/2) | 271 |
| D.15.Características de las unidades de generación del sistema IEEE de 24 nudos | 272 |
| D.16.Ofertas precio-energía de los generadores del sistema IEEE de 24 nudos . . . | 273 |
| D.17.Características de los nudos del sistema IEEE de 118 nudos | 275 |
| D.18.Características de las líneas del sistema IEEE de 118 nudos | 278 |
| D.19.Datos de los transformadores del sistema IEEE de 118 nudos | 282 |
| D.20.Demanda horaria de Potencia Activa(MW) en los nudos del sistema IEEE de 118 nudos (1/2) | 283 |
| D.21.Demanda horaria de Potencia Activa (MW) en los nudos del sistema IEEE de 118 nudos (2/2) | 286 |
| D.22.Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVAR) en los nudos del sistema IEEE de 118 nudos (1/2) | 289 |
| D.23.Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVAR) en los nudos del sistema IEEE de 118 nudos (2/2) | 292 |
| D.24.Características de las unidades de generación del sistema IEEE de 118 nudos | 295 |
| D.25.Ofertas precio-energía de los generadores del sistema IEEE de 118 nudos . . | 297 |

Notación

Conjuntos, índices y número de elementos

| | |
|---------------|--|
| GR | conjunto de unidades de generación, reactancias y condensadores |
| G | conjunto de unidades de generación |
| RC | conjunto de reactancias y condensadores |
| Goc | conjunto de unidades de generación que presentan oferta compleja al mercado |
| Gos | conjunto de unidades de generación que sólo presentan oferta simple al mercado |
| CG | conjunto de todas las unidades de generación conectadas en la etapa I del Modelo OM-OS |
| UG | conjunto de todos los grupos de generación, reactancias y condensadores no conectados en la etapa I del Modelo OM-OS |
| UOF | conjunto de UOG que agrupan a varios grupos de generación |
| UOA | conjunto de UOG que agrupan a varios grupos de generación acoplados durante la etapa I |
| UOD | conjunto de UOG que agrupan a varios grupos de generación desacoplados durante la etapa I |
| B | conjunto de bloques de energía ofertados por las unidades de generación de G |
| $B/\{1\}$ | conjunto de bloques de energía ofertados por las unidades de generación de G excepto el primero |
| T | conjunto de periodos de tiempo |
| N | conjunto de nudos del sistema eléctrico |
| Nc | conjunto de nudos de carga del sistema eléctrico |
| Ng | conjunto de nudos generadores del sistema eléctrico |
| Φ | conjunto de líneas y transformadores del sistema eléctrico |
| Φ_n | conjunto de líneas y transformadores conectados en el nudo n |
| Φ^{RT} | conjunto de transformadores del sistema eléctrico |
| Φ_n^{RT} | subconjunto de transformadores conectados en el nudo n |
| Ψ_j | subconjunto de unidades generadoras, reactancias y condensadores conectados en el nudo j |
| C | conjunto de contingencias |
| M | conjunto de iteraciones de la descomposición clásica de Benders |
| Λ | conjunto de iteraciones de la Descomposición II de la DGB en tres niveles |
| S | conjunto de escenarios o estados ' $n-1$ ' |
| k | índice del conjunto GR que engloba a grupos generadores, reactancias y condensadores |
| i | índice de las unidades de generación |
| t | índice de los periodos de tiempo |

| | |
|-------------|--|
| n, j | índices de los nudos del sistema |
| ns | índice del nudo oscilante del sistema eléctrico |
| jn | índice de las líneas y transformadores del sistema conectados entre los nudos j y n |
| c | índice de la contingencia analizada |
| m | índices del conjunto M de iteraciones entre el problema maestro y los subproblemas horarios de Benders |
| v | índices del conjunto Λ de iteraciones entre el problema maestro y los subproblemas de la descomposición de Benders en tres niveles |
| s | índice del conjunto de escenarios S |
| u | índice de las UOG que agrupan a varios grupos de generación |
| K | número total de generadores, reactancias y condensadores |
| I | número total de unidades de generación |
| RC | número total de reactancias y condensadores |
| B | número máximo de bloques de energía ofertados por un grupo generador |
| T | número de períodos de tiempo |
| N | número de nudos de la red de transporte |
| NC | número de nudos de carga de la red de transporte |
| NG | número de nudos generadores de la red de transporte |
| L | número de líneas de la red de transporte |
| RT | número de transformadores de la red de transporte |
| C | número de contingencias analizadas |
| CI | número de unidades de generación conectadas en la etapa I del Modelo OM-OS |
| UI | número de grupos de generación, reactancias y condensadores no conectados en la etapa I del Modelo OM-OS |
| M | cardinal de M : número total de iteraciones |
| Λ_T | cardinal de Λ : número total de iteraciones |
| S | cardinal de S : número total de escenarios |

Parámetros

| | |
|---------------------|--|
| $p_{t,i,b}^\bullet$ | precio de oferta de la unidad generadora i en la hora t para el bloque b |
| $P_{t,i,b}^{max}$ | potencia activa del bloque b ofertado por el generador i en el periodo t |
| P_i^{max} | máxima potencia activa del generador i |
| P_i^{min} | mínimo técnico del generador i |
| Q_k^{max} | máxima potencia reactiva de la unidad k |
| Q_k^{min} | mínima potencia reactiva de la unidad k |
| B_j^{sh} | susceptancia de la reactancia o condensador del nudo j |
| DR_i | rampa de bajada del generador i |
| UR_i | rampa de subida del generador i |
| U_k^0 | estado de conexión/desconexión (1/0) de la unidad generadora, reactancia o condensador k en el periodo anterior al primero del horizonte de programación |
| P_i^0 | potencia del generador en el periodo anterior al primer escenario de programación |
| $P_{t,j}^d$ | demanda de potencia activa en el nudo j durante el periodo t |

| | |
|----------------------------|--|
| $Q_{t,j}^d$ | demanda de potencia reactiva en el nudo j durante el periodo t |
| RT_{jn}^{max} | toma máxima del transformador situado entre los nudos j y n |
| RT_{jn}^{min} | toma mínima del transformador situado entre los nudos j y n |
| R_t | reserva de potencia rodante en el periodo t |
| S_{jn}^{max} | capacidad máxima de transporte de la línea jn para el caso base |
| \bar{S}_{jn}^{max} | capacidad máxima de transporte de la línea jn para el estado post-contingencia |
| V^{min} | tensión mínima nodal para el estado normal |
| V^{max} | tensión máxima nodal para el estado normal |
| \bar{V}^{min} | tensión mínima nodal para el estado post-contingencia |
| \bar{V}^{max} | tensión máxima nodal para el estado post-contingencia |
| P_{jn} | potencia activa circulante por la rama jn |
| P_{jn}^{max} | límite de capacidad de flujo de potencia activa por la línea jn |
| IS_{jn} | índice de severidad para las contingencias de línea por sobrecarga |
| P_t^{loss} | estimación de las pérdidas totales del sistema para el periodo t |
| $U_{t,k}^m$ | estado de conexión/desconexión (1/0) de la unidad k en el periodo t para la iteración m del problema maestro |
| $XU_{t,k}^m$ | valores constantes de las variables $xu_{t,k}$ calculados en el problema maestro para la iteración m |
| $XD_{t,k}^m$ | valores constantes de las variables $xu_{t,k}$ calculados en el problema maestro para la iteración m |
| $P_{t,i}^m$ | potencia activa de la unidad i en el periodo t para la iteración m |
| $P_{t,i}^I$ | potencia activa casada inicialmente del generador i en el periodo t |
| $P_{t,i,b}^I$ | potencia activa casada en la etapa I para el bloque de oferta b del grupo generador i durante el periodo t |
| $\Delta Pot_{t,i,b}^{m-1}$ | incremento de potencia en la iteración $m-1$ del bloque b ofertado por la unidad generadora i durante el periodo t para el Modelo OM-OS |
| $Pot_{t,i,b}^{m-1}$ | potencia establecida en la iteración $m-1$ para el bloque b ofertado por la unidad generadora i durante el periodo t del Modelo Operador Único |
| $P_{t,i}^{max}$ | máxima potencia activa del generador i para el periodo t |
| $P_{t,i}^{min}$ | mínima potencia activa del generador i para el periodo t |
| \tilde{p}_t | precio marginal del sistema para el periodo de programación t |
| p_t^* | precio horario del sistema para el periodo de programación t en el Modelo Operador Único |
| TF | término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador i no casado en la etapa I |
| TV | término variable de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador i no casado en la etapa I |
| $\alpha_t(U_{t,i}^m)$ | coste del esclavo correspondiente al periodo t , para el plan de acoplamiento fijado por el problema maestro en la iteración m |
| C_I | coste de la etapa I del Modelo OM-OS |
| C_I^i | coste del generador i en la etapa I del Modelo OM-OS |
| C_{II}^i | coste del generador i en la etapa II del Modelo OM-OS |
| C_p | factor de penalización asociado a las fuentes ficticias de generación de potencia activa y/o reactiva |

| | |
|--------------------|--|
| CC | criterio de convergencia establecido para la descomposición de Benders |
| ε | parámetro que establece el límite de convergencia del algoritmo de descomposición clásico de Benders |
| y_{jn} | admitancia serie de la línea jn |
| y'_{jn} | admitancia paralelo de la línea jn |
| r_{jn} | resistencia serie de la línea jn |
| x_{jn} | reactancia serie de la línea jn |
| PD_n | dato de partida de la demanda de potencia activa del nudo n |
| QD_n | dato de partida de la demanda de potencia reactiva inicial del nudo n |
| G_j | componente real de la admitancia paralelo del nudo j |
| B_j | componente imaginaria de la admitancia paralelo del nudo j |
| V_{s_n} | dato de partida de la tensión inicial del nudo n |
| $PO_{t,i}^v$ | potencia activa asignada en el problema maestro de la Descomposición II al generador i en el periodo t durante la iteración v |
| $RT0_{t,jn}^v$ | valor asignado en el problema maestro de la Descomposición II a la toma del transformador jn en el periodo t durante la iteración v |
| $V0_{t,n}^v$ | tensión de consigna calculada en el problema maestro de la Descomposición II para el nudo generador n en el periodo t durante la iteración v |
| ε_1 | parámetro que establece el límite de convergencia de la Descomposición I del algoritmo de la DGB en tres niveles |
| ε_2 | parámetro que establece el límite de convergencia de la Descomposición II del algoritmo de la DGB en tres niveles |
| $Ofer_{u,t}^{max}$ | suma de los bloques de energía ofertados por la unidad de oferta u para el periodo t |
| $Ofer_{u,t}^{min}$ | primer bloque de energía ofertado por la unidad de oferta u para el periodo t |
| $Pmin_{u,i}$ | potencia mínima del grupo generador i integrado en la unidad de oferta de generación u |
| $parstat_u$ | estado acoplado/desacoplado de la unidad de oferta de generación u |

Variabes

| | |
|-----------------|--|
| $P_{t,i}$ | potencia activa producida por el generador i durante el periodo t |
| $P_{t,j}^g$ | potencia activa inyectada por las unidades conectadas en el nudo j durante el periodo t |
| $P_{t,i,b}$ | potencia activa asignada al bloque de oferta b del generador i para el periodo t |
| $Q_{t,k}$ | potencia reactiva producida por la unidad k durante el periodo t |
| $Q_{t,j}^g$ | potencia reactiva inyectada por las unidades conectadas en el nudo j durante el periodo t |
| $Q_{t,k}^c$ | potencia reactiva producida por la unidad k durante el periodo t para el estado post-contingencia c |
| $Q_{t,j}^{g,c}$ | potencia reactiva inyectada por las unidades conectadas en el nudo j durante el periodo t para el estado post-contingencia c |
| $u_{t,k}$ | variable de decisión binaria que representa el estado (acoplado/desacoplado) de la unidad k en el periodo t |
| $xu_{t,k}$ | variable binaria de decisión de conectar la unidad k , que vale 1 sólo si |

| | |
|---------------------------|--|
| | $u_{t,k} = 1$ y $u_{t-1,k} = 0$ |
| $xd_{t,k}$ | variable binaria de decisión de desconectar la unidad k , que vale 1 sólo si $u_{t,k} = 0$ y $u_{t-1,k} = 1$ |
| $\mathbf{V}_{t,n}$ | tensión compleja del nudo n para el periodo t en el estado normal |
| $\mathbf{V}_{t,n}^c$ | tensión compleja del nudo n para el periodo t en el estado post-contingencia c |
| $V_{t,n}$ | módulo de la tensión compleja del nudo n para el periodo t en estado normal |
| $V_{t,n}^c$ | módulo de la tensión compleja del nudo n para el periodo t en el estado post-contingencia c |
| $\delta_{t,n}$ | ángulo de la tensión del nudo n para el periodo t en el estado normal |
| $\delta_{t,n}^c$ | ángulo de la tensión del nudo n para el periodo t en el estado post-contingencia c |
| $G_{t,jn}$ | parte real del término j, n de la matriz de admitancias nodales de la red para el estado normal de explotación del periodo t |
| $B_{t,jn}$ | parte imaginaria del término j, n de la matriz de admitancias nodales de la red para el estado normal de explotación del periodo t |
| $G_{t,jn}^c$ | parte real del término j, n de la matriz de admitancias nodales de la red para el estado post-contingencia c del periodo t |
| $B_{t,jn}^c$ | parte imaginaria del término j, n de la matriz de admitancias nodales de la red para el estado post-contingencia c del periodo t |
| $rt_{t,jn}$ | valor de la toma del transformador jn en el periodo t |
| Z | función objetivo del Modelo Operador Único |
| Z_M | función objetivo del problema maestro del Modelo Operador Único |
| Z_S | función objetivo del problema esclavo del Modelo Operador Único |
| Z_I | función objetivo de la etapa I del Modelo OM-OS |
| Z_{II} | función objetivo de la etapa II del Modelo OM-OS |
| Z_{IIM} | función objetivo del problema maestro de la etapa II del Modelo OM-OS |
| Z_{IIS} | función objetivo del problema esclavo de la etapa II del Modelo OM-OS |
| Z_{IIIM} | función objetivo del problema maestro del Nivel II de la descomposición de Benders en tres niveles |
| Z_{IIIS} | función objetivo del problema esclavo del Nivel III de la descomposición de Benders en tres niveles |
| $\Delta P_{t,i,b}^{up}$ | incremento de potencia del bloque b ofertado por la unidad generadora i para el periodo t |
| $\Delta P_{t,i,b}^{down}$ | decremento de potencia del bloque b ofertado por la unidad generadora i para el periodo t |
| $u_{t,k}^{on}$ | variable de decisión (0/1) que representa la conexión de la unidad k ($k \in UG$) durante el periodo t en la segunda etapa del <i>Modelo OM-OS</i> . Vale 1 si la unidad k se acopla durante el periodo t . |
| $u_{t,k}^{off}$ | variable de decisión (0/1) que representa la desconexión de la unidad k ($k \in CG$) durante el periodo t en la segunda etapa del <i>Modelo OM-OS</i> . Vale 1 si la unidad k se desconecta durante el periodo t . |
| NA_i | número de arranques diarios del generador i para resolver restricciones técnicas |
| C_i^{os} | coste para el sistema de acoplar el generador i según su oferta simple |
| C_i^{oc} | coste para el sistema de acoplar el generador i según su oferta compleja |

| | |
|---------------------|---|
| C_i^f | coste para el sistema de acoplar el generador i para resolver restricciones técnicas por la condición de ingresos mínimos |
| α_t^* | coste aproximado del problema esclavo para el periodo de programación t |
| $\lambda_{t,k}^m$ | variable dual suministrada por los problemas esclavos en cada iteración m , asociada con la decisión del problema maestro de conectar/desconectar el generador, reactancia o condensador k |
| $P_{fict,n}$ | potencia activa inyectada durante el periodo t por el generador ficticio conectado en el nudo generador n |
| $Q_{fict,n}^C$ | potencia reactiva inyectada durante el periodo t por el generador o condensador ficticio conectado en el nudo n |
| $Q_{fict,n}^L$ | potencia reactiva absorbida durante el periodo t por el generador o reactancia ficticia conectada en el nudo n |
| $\rho_{s,t,i}^v$ | variable dual suministrada en cada iteración v por el subproblema de Benders del escenario s , asociada a la potencia activa del generador i en el periodo t asignada en el problema maestro de la Descomposición II |
| $\sigma_{s,t,jn}^v$ | variable dual suministrada en cada iteración v por el subproblema de Benders del escenario s , asociada al valor de la toma del transformador jn en el periodo t calculado en el problema maestro de la Descomposición II |
| $\eta_{s,t,n}^v$ | variable dual suministrada en cada iteración v por el subproblema de Benders del escenario s , asociada a la tensión de consigna del nudo PV n para la hora t calculada en el problema maestro de la Descomposición II |
| P_{unid_u} | energía total acoplada para la unidad de oferta de generación u |

Acrónimos

| | |
|----------|--|
| DGB | Descomposición Generalizada de Benders |
| CLB | Cortes Lineales de Benders |
| OPF | <i>Optimal power flow</i> . En castellano se traduce como reparto óptimo de cargas o flujo de cargas óptimo |
| SCOPF | <i>Security constrained optimal power flow</i> . En castellano se denomina flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad |
| SCED | <i>Security-constrained economic dispatch</i> . En castellano se denomina despacho económico con restricciones de seguridad |
| PHRS | Programación horaria con restricciones de seguridad |
| PDRS | Programación diaria con restricciones de seguridad |
| GAMS | General Algebraic Modelling System |
| DICOPT | DIScrete and Continuous OPTimizer |
| MINLP | Programación no lineal entera-mixta |
| MILP | Programación lineal entera-mixta |
| MIP | Programación lineal entera-mixta |
| NLP | Programación no lineal |
| SCADA | Supervisory control and data acquisition system |
| NTC | Net Transfer Capacity |
| ATC | Available Transmission Capacity |
| ISO | <i>Independent System Operator</i> : Operador del Sistema |
| OM | Operador del Mercado |
| OS | Operador del Sistema |
| CNE | Comisión Nacional de la Energía |
| OMEL | Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S.A. |
| REE | Red Eléctrica de España S.A.: Operador del Sistema |
| PBF | Programa Base de Funcionamiento |
| PHF | Programa Horario Final |
| PDVP | Programa Diario Viable Provisional |
| PDVD | Programa Diario Viable Definitivo |
| PJM | Sistema eléctrico de Pennsylvania, New Jersey y Maryland |
| NordPool | Mercado eléctrico de los países nórdicos |
| NETA | <i>New Electricity Trading Arrangements</i> : mercado eléctrico de Inglaterra y Gales |
| NGC | <i>National Grid Company</i> : Operador del Sistema y Operador del Mercado en el mercado eléctrico de Inglaterra y Gales |
| EEX | Mercado eléctrico alemán |

| | |
|-----|--|
| MCP | <i>Market Clearing Price</i> : precio marginal del mercado |
| GDO | Grupo de Despacho Obligatorio |
| GDL | Grupo de Despacho Limitado |
| GBR | Grupo de Bajada Restringida |
| GSR | Grupo de Subida Restringida |
| UOG | Unidad de Oferta de Generación |
| PSS | <i>Power System Simulator</i> |

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos de todo el mundo están experimentando una enorme transformación como consecuencia de la implantación de reformas en sus esquemas regulatorios clásicos.

La presente tesis, *Resolución de restricciones técnicas en la programación diaria de la generación mediante la descomposición de Benders*, remite al contenido de uno de los problemas de plena vigencia en el ámbito internacional: la explotación conjunta generación-red, es decir, la asignación de generación de potencia sujeta a restricciones de red y seguridad del sistema.

La nueva regulación de los sistemas eléctricos ha traído la descentralización del sector, la separación de actividades en reguladas -transporte y distribución- y no reguladas o en competencia -generación y comercialización- y la aparición de nuevos agentes responsables de la gestión y operación óptima de las distintas actividades. La inclusión de mecanismos de competencia en la asignación de los recursos de generación introduce nuevos parámetros de análisis en el problema, incidiendo en la manera en que se ha resuelto tradicionalmente el problema de explotación generación-red y modificando el enfoque de los procesos de optimización de los recursos de generación y transporte en la explotación, operación y gestión de los sistemas eléctricos. Como consecuencia del cambio regulatorio y la incorporación de criterios de competencia, la programación de la generación y los procesos de resolución de restricciones de red y gestión de recursos de reactiva para el control de tensiones modifican sus procedimientos de actuación.

En esta tesis se desarrolla un método para la asignación multiperiodo de la generación con solución de restricciones técnicas en un entorno de mercado. La programación diaria de la generación con resolución de restricciones es un problema matemático complejo, debido en gran medida a las no-convexidades asociadas a las variables binarias de conexión/desconexión de unidades, que no puede ser resuelto por métodos de optimización elementales de programación lineal, no lineal o dinámica. La complejidad del problema se acrecienta al considerar una modelización detallada de la red de transporte para la solución de restricciones técnicas del sistema, incluyendo restricciones no lineales como las ecuaciones nodales de potencia activa y reactiva para el estado normal y los estados post-contingencia, los límites de flujo por las líneas, la potencia reactiva inyectada por condensadores y reactancias,... Por último, en el problema también se deben incluir los

acoplamientos temporales representados, entre otras, por las restricciones de rampa de los generadores o la condición compleja de ingresos mínimos del mercado eléctrico español [13]. Se trata, por tanto, de un problema no-lineal entero-mixto con restricciones no lineales de red y seguridad y acoplamientos temporales, para cuya resolución hay que emplear métodos de optimización de alto nivel [5], que a su vez combinan distintas técnicas elementales de optimización.

En la tesis se propone un método matemático basado en la Descomposición Generalizada de Benders (DGB) que minimiza los costes de generación de energía sujetos a las restricciones de seguridad de la red de transporte. El método matemático propuesto plantea, en un entorno de mercado, la resolución conjunta de dos problemas clásicos en la operación y explotación de los sistemas eléctricos: la programación horaria de la generación o “unit commitment”¹[5] en lengua inglesa y el flujo de cargas óptimo o reparto óptimo de cargas con restricciones de seguridad (SCOPF) en cada uno de los periodos de programación considerados.

Dada la complejidad de ambos problemas, tradicionalmente se ha resuelto cada uno de forma separada, lo cual no garantiza que se alcance la solución óptima. El uso de técnicas avanzadas de descomposición permite abordar el problema conjunto a través de la división intuitiva del problema inicial en dos bloques, uno constituido por las variables binarias de conexión/desconexión de unidades generadoras, reactancias y condensadores y otro formado por las variables continuas de operación. La partición del problema en estos dos conjuntos y la proyección del problema sobre las variables de complicación o binarias, da lugar a dos problemas de optimización distintos: maestro (definido sobre las variables binarias) y esclavo (opera sobre las variables continuas). Los dos problemas están acoplados entre sí por los llamados cortes lineales de Benders (CLB). A través de un proceso iterativo de transmisión de información entre ambos problemas, relacionados entre sí por los cortes de Benders, se llegará a la solución óptima del problema de partida. El problema original se simplifica al fijar, tras la solución del problema maestro de la correspondiente iteración, a valores constantes (1/0) las variables binarias de conexión/desconexión de unidades, obteniendo con ello un problema de programación exclusivamente en variables continuas.

El problema maestro definirá en cada iteración la combinación de unidades de producción y dispositivos de control de tensión para cada periodo, mientras que el subproblema esclavo de Benders -previo conocimiento de las unidades acopladas y su desagregación por periodos de programación- resolverá el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad ‘ $n-1$ ’ para cada uno de los periodos. De la solución del subproblema de Benders se obtiene información sobre la optimalidad de la combinación de unidades propuesta por el maestro, transfiriendo esta información al maestro a través de sensibilidades incorporadas en la formulación de los CLB para su inclusión en la nueva iteración. La virtud de la Descomposición de Benders está en que permite resolver adecuadamente los acoplamientos temporales y las no-convexidades asociadas a las variables binarias (0/1) y divide el problema global en dos subproblemas más fáciles de resolver. El algoritmo de Benders optimiza el problema general, programación horaria de la generación con restricciones de seguridad (PHRS), para todo el horizonte de programación, proporcionando un resultado más económico que el que se obtendría si se resolviera hora

¹El Cigré Task Force 38-04-01 define unit commitment como la programación de la generación para un cierto período de tiempo, típicamente desde un día a una semana. Cuando en este trabajo se utilice este término, se referirá exclusivamente a la programación diaria de la generación.

a hora, como históricamente se ha realizado.

La complejidad de la PHRS se incrementa con la dimensión del sistema eléctrico de estudio. El elevado número de variables y restricciones involucradas en la resolución del problema para sistemas de potencia de dimensión real hace, a día de hoy, computacionalmente inviable una resolución conjunta del subproblema esclavo de Benders para todos los escenarios posibles en cada periodo: estado normal y estados ‘ $n-1$ ’. En la tesis se propone un algoritmo de resolución, descomposición anidada de Benders o descomposición de Benders en tres niveles, en el cual cada estado de funcionamiento del sistema eléctrico constituye un escenario propio de análisis. Este método permite resolver el problema general para sistemas reales ya que consigue reducir la complejidad del subproblema de Benders al tener que resolver para cada escenario un flujo de cargas óptimo (OPF) en lugar de un SCOPF. La Descomposición anidada de Benders determina en un primer nivel de decisión el estado de conexión/desconexión (1/0) de las unidades de generación, reactancias y condensadores; en el segundo nivel resuelve el OPF del caso base o estado normal para la programación facilitada por el maestro del primer nivel y establece el valor de las variables de control del sistema y, por último, en el tercer nivel resuelve el problema de operación de cada estado post-contingencia para el valor de las variables de control fijado por el OPF del segundo nivel. La descomposición anidada de Benders establece un doble procedimiento iterativo de resolución: un proceso interno de resolución del subproblema horario de Benders basado en el intercambio de información entre el segundo y tercer nivel, anidado al proceso clásico de descomposición de Benders entre el primer nivel, problema maestro, y la solución del subproblema de Benders facilitada por la descomposición interna que engloba el problema de operación de los otros dos niveles.

1.1.1. Programación de la generación en mercados de energía eléctrica

La actividad de generación es aquélla en la que los paradigmas regulatorios de los sistemas tradicional y descentralizado-competitivo quedan más visiblemente caracterizados. En muchos países, entre ellos España, el sistema centralizado de producción basado en costes es sustituido por un nuevo modelo de mercado basado en precios de oferta de las unidades de generación.

La introducción de los mercados de competencia modifica substancialmente la estructura de la generación y el análisis de la combinación óptima de unidades para minimizar sus costes de producción. El elemento común a ambos modelos, tradicional y competitivo, es su objetivo, ya que los dos buscan la máxima eficiencia económica del sistema, aunque con técnicas y en marcos reguladores diferentes. Matemáticamente el problema se puede definir como la optimización de una función objetivo que representa el “coste total” de generación para suministrar energía a una determinada demanda, si bien la formulación de esta función objetivo variará de un modelo a otro. Con la desregulación de los sistemas eléctricos se pasa de un modelo que busca la minimización del coste de producción del sistema a otro en el que se minimiza el precio marginal del sistema.

El *modelo de referencia tradicional* supone una toma de decisiones centralizada, tanto en el suministro como en la demanda, con el objetivo de maximizar el beneficio social neto asociado al consumo y a la producción de electricidad. El problema consiste en la planificación horaria de las unidades de generación que entrarán en funcionamiento y su potencia de entrega a la red para igualar la demanda de electricidad, sin violar las restricciones técnicas del sistema. La modelización matemática de un problema de

programación diaria de la generación parte de las mismas premisas consideradas para un despacho económico: capacidad y coste de las unidades de generación, restricciones de las unidades de generación, reservas de operación, demanda del sistema y restricciones técnicas de la red de transporte. Como resultado del proceso de optimización las unidades de generación estarán o no conectadas. Las restricciones del sistema son tanto temporales como espaciales, y pueden afectar a todas las unidades del sistema o únicamente a algunas de ellas en particular.

El *modelo descentralizado-competitivo* surge con la nueva regulación de los sistemas eléctricos, introducida en Europa a finales de la década de los 90. Este modelo parte de un supuesto básico: la separación de actividades en competencia, generación y comercialización, de las reguladas monopolísticamente, transporte y distribución. Un mismo sujeto no puede realizar a la vez actividades reguladas y actividades abiertas a la competencia. Aparecen nuevas entidades encargadas de la coordinación y gestión de las actividades de generación y transporte, como son el *Operador del Mercado* y el *Operador del Sistema*, aunque en algunos países no existen dos entidades diferenciadas sino un único sujeto que realiza las funciones encomendadas a ambos.

El *Operador del Mercado* (OM) es el encargado de la gestión económica y del eficaz funcionamiento de este mercado de producción de electricidad. El *Operador del Sistema* (OS) es el responsable de los procesos de gestión técnica del sistema necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad, y de coordinar el sistema de producción y transporte, modificando en el mínimo imprescindible las transacciones realizadas en el mercado de producción.

Si bien el modelo adoptado no es uniforme, en países como España o en Inglaterra y Gales (hasta su cambio de regulación en el año 2001), la nueva regulación eléctrica crea un mercado diario mayorista de generación (“pool” en lengua inglesa) basado en un sistema de ofertas competitivas de compra y venta de energía eléctrica presentadas por generadores y comercializadores. Se elaboran las curvas agregadas de oferta y demanda de energía y el punto de intersección de las mismas definirá el precio marginal del sistema, la demanda casada y la energía entregada al sistema por cada generador. Otros países, en cambio, adoptan un modelo de contratos bilaterales complementado con un mercado voluntario de ajustes de producción o “Power Exchange”.²

Todos estos postulados inciden en el planteamiento de resolución del problema de explotación generación-red en un entorno competitivo, al separar la gestión económica del sistema de producción de su viabilidad técnica, encargando ambas funciones a dos sujetos diferentes: Operador del Mercado y Operador del Sistema respectivamente. Al introducirse la competencia en la generación los precios se fijan según las reglas de la oferta y la demanda y la toma de decisiones está descentralizada, es decir, son los propios agentes quienes definen su propia estrategia de oferta de precios. En el modelo descentralizado los agentes buscan la maximización de su beneficio neto individual, mientras que en el modelo tradicional el objetivo era la maximización del beneficio social neto, si bien en un modelo de competencia perfecta los resultados de ambos procesos de optimización coincidirían. La presente tesis no aborda la estrategia de presentación de ofertas de los agentes en un entorno competitivo, sino que parte de ofertas precio-energía ya realizadas por las distintas unidades de oferta para llevar a cabo la minimización del precio marginal del sistema. Este

²Inglaterra y Gales cambian su esquema regulatorio en el año 2001 adoptando el modelo de mercado de producción basado en contratos bilaterales.

precio representa el coste de adquisición para la demanda inelástica del corto plazo, coste que va a ser minimizado en el proceso de optimización.

Obviamente la forma de la curva de la demanda también incidirá en la asignación de estas unidades de generación. En el planteamiento asumido en esta tesis la curva de demanda será totalmente rígida en cada período. Esta simplificación es realista dada la escasa elasticidad en el corto plazo de la demanda eléctrica y su mínima capacidad para condicionar las ofertas de los generadores y, por tanto, el precio marginal del sistema más allá de su propia evolución diaria en periodos de valle, llano y punta.

1.1.2. Resolución de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica

El resultado del problema de programación de la generación variará según se considere con o sin restricciones de red y seguridad y según se modelicen las restricciones del sistema de transporte.

La energía eléctrica ha de ser transportada de forma segura de los puntos de generación a los núcleos de consumo. Para ello, los valores de las variables físicas del sistema eléctrico han de encontrarse entre los límites de seguridad previamente establecidos, tanto en estado normal como ante hipótesis de contingencia. Si se produjera la violación de algún criterio de seguridad para la operación de la red de transporte se estaría ante una restricción técnica del sistema eléctrico. Las restricciones técnicas se deben fundamentalmente a problemas de sobrecargas de las líneas y a problemas de tensión, sobretensiones o subtensiones en los nudos de carga de la red.

La resolución de restricciones técnicas es el proceso que asegura la realización de todas las transacciones de potencia sin que exista violación de los límites de operación de la red de transporte [92]. Impone cambios en el despacho de la generación tanto en sistemas regulados tradicionalmente como en mercados de energía, en los cuales se encomienda esta actividad al Operador del Sistema. Sin embargo, es en los mercados eléctricos donde las restricciones pueden estar presentes de forma más acusada, dado que en un gran número de sistemas eléctricos la programación inicial de la generación en el mercado diario está guiada exclusivamente por criterios económicos sin consideraciones técnicas de ningún tipo.

Las restricciones se solucionan modificando el despacho inicial de generación, incrementando o disminuyendo la potencia de grupos acoplados en la casación inicial, conectando nuevas unidades y desconectando otras, o acoplando reactancias, condensadores u otros dispositivos eléctricos de control de tensión. En el caso de restricciones por problemas de tensión, dado el carácter zonal del control de tensiones y su relación con la generación de potencia reactiva, la localización privilegiada de determinadas unidades de generación en zonas con problemas de tensión podría conllevar problemas de poder de mercado. Las restricciones técnicas, por tanto, modifican el despacho inicial de la casación del mercado y alteran el precio final de la energía. De ahí la importancia de una adecuada regulación y gestión de las restricciones técnicas del sistema eléctrico.

La explotación del sistema con restricciones de seguridad puede realizarse en estado preventivo o correctivo. La tesis plantea la resolución de restricciones como un control preventivo del sistema eléctrico. Esto supone que la programación de la generación fijada por el algoritmo de resolución no pondrá en peligro el estado seguro del sistema ni siquiera ante una contingencia imprevista.

En la tesis se hace uso del modelo en corriente alterna de la red de transporte para

la solución de las restricciones técnicas. Se consideran las ecuaciones nodales de potencia activa y reactiva, los flujos de cargas por las líneas y los límites de tensión en los nudos del sistema. Todas estas restricciones se analizan para el estado normal y los estados ' $n-1$ ', previa selección de las contingencias más severas del sistema eléctrico, si bien la selección de contingencias no es objeto fundamental de la tesis. Las contingencias analizadas son el fallo simple de cualquier elemento: unidades de generación, líneas de transporte, transformadores, reactancias o condensadores.

En la tesis se van a analizar los dos tipos de modelos habitualmente utilizados para solucionar las restricciones técnicas del sistema:

1. el modelo incorpora la red de transporte en el algoritmo de casación, consiguiendo que el resultado de la casación respete todas las restricciones técnicas del sistema.
2. el modelo separa la solución de las restricciones del procedimiento inicial de asignación de la generación: casación y/o contratos bilaterales. Si el resultado de esta programación inicial no cumple con las limitaciones de la red de transporte o los requisitos de seguridad del sistema, estas restricciones técnicas se solucionan en un proceso ulterior.

1.2. Objetivos de la tesis

El objetivo de la presente tesis doctoral es desarrollar un método para la resolución conjunta de la programación diaria de la generación y la solución de restricciones técnicas con gestión y asignación de los recursos de reactiva.

El método desarrollado cumple los siguientes criterios:

- Algoritmo basado en la Descomposición Generalizada de Benders.
- Aplicación a un entorno de mercado competitivo. Esto supone que las ofertas de venta de energía de las unidades de generación vendrán dadas por tramos precio-energía para las 24 h. del día.
- Tratamiento conjunto para los 24 escenarios horarios de programación. Acoplamiento temporal para todo el horizonte de programación establecido por determinadas condiciones vigentes en el mercado español de electricidad, como la condición de ingresos mínimos (ver 2.6.3).
- Resolución centralizada del despacho de generación y la solución de restricciones técnicas para las ofertas por bloques precio-energía de los grupos de generación.
- Modelo de flujo de cargas completo (no lineal) de activa y reactiva para las restricciones de red.
- Solución preventiva del análisis de seguridad para el estado normal y ante las hipótesis de contingencias contempladas (criterio ' $n-1$ ').
- Consideración de elementos de control de tensión.

En la tesis se ha aplicado el método basado en la Descomposición de Benders a dos modelos alternativos de asignación de la generación que incorporan restricciones de despacho de las unidades de producción y restricciones de seguridad de red:

- *Modelo Operador Único*: Se resuelve la casación del mercado diario y la resolución de restricciones técnicas en una única etapa. El modelo incorpora la red de transporte en el algoritmo de casación, de forma que el resultado de la casación satisface todos los límites técnicos del sistema. Las ofertas al mercado constarían de una serie de bloques precio-energía. El Operador del Mercado y el Operador del Sistema serían una única entidad, Operador Único, que gestionaría tanto el proceso económico como el técnico. Es, por tanto, un modelo intermedio entre el modelo clásico centralizado y un modelo descentralizado basado en el “pool” o en la contratación bilateral.
- *Modelo OM-OS*: Resuelve las restricciones técnicas a partir de una programación inicial dada por la casación del sistema. Está basado en el modelo vigente en el sistema eléctrico español. El problema de la programación diaria de la generación con solución de restricciones se resuelve en dos etapas. En la primera se ejecuta la casación económica del mercado diario y, una vez obtenida ésta, se verifican las condiciones de seguridad y fiabilidad del sistema en una segunda etapa. La resolución de las restricciones técnicas modificará la programación diaria de producción mediante el *redespacho* de la generación casada inicialmente y la utilización de elementos de control de tensión –reactiva de los generadores, tomas de transformadores, reactancias y condensadores–. El OM sería el responsable de la primera etapa, mientras que el OS lleva a cabo la solución de restricciones técnicas. Este modelo tiene la facultad de que para la resolución de las restricciones técnicas pueden utilizarse las mismas ofertas precio-energía remitidas por los agentes al mercado diario o habilitarse un nuevo proceso de presentación de ofertas.

Además se ha desarrollado una aplicación específica de la DGB, denominada **Descomposición de Benders en tres niveles o Descomposición Anidada de Benders**, para la resolución de la programación horaria con restricciones de seguridad en sistemas reales de gran dimensión. Se considera como aportación práctica fundamental de la tesis su aplicación al sistema eléctrico peninsular español, considerando los criterios especificados en las Reglas del Mercado Eléctrico [13] y los Procedimientos de Operación del Sistema [4].

En la revisión bibliográfica realizada durante el desarrollo de la tesis, recopilada en el apartado 3.4, no se ha encontrado un método para la programación horaria de la generación con solución de restricciones técnicas en un entorno de mercado, que incorpore una modelización completa y no lineal de las restricciones de red y de seguridad del sistema, con gestión y asignación de los recursos de reactiva y con aplicación directa a un sistema real de gran dimensión.

1.3. Organización de la tesis

Esta tesis incluye siete capítulos y tres apéndices cuyos contenidos se detallan a continuación.

Capítulo 2: Se describe el cambio regulatorio experimentado en los sistemas eléctricos internacionales, centrándose en el caso español. En el capítulo se aborda el tratamiento de la solución de restricciones en los mercados de energía eléctrica, las distintas técnicas recogidas en la literatura científica y su aplicación en alguno de los

mercados internacionales más importantes. Se detalla de forma específica la resolución de restricciones implantada en el sistema español para su posterior incorporación a los modelos de la tesis.

Capítulo 3: Se analiza la operación de los sistemas eléctricos y se formula el problema de programación horaria de la generación con restricciones de seguridad. Por último, se lleva a cabo una revisión bibliográfica de los modelos de explotación de la generación con restricciones de red, incorporen o no restricciones de seguridad.

Capítulo 4: Se plantean primeramente las ecuaciones de los dos modelos de resolución del problema de programación diaria de la generación con restricciones de seguridad considerados en la tesis, así como el algoritmo de descomposición de Benders aplicado a los mismos. También se desarrolla el denominado método de la Descomposición de Benders en tres niveles o descomposición anidada de Benders para su aplicación específica a sistemas eléctricos de dimensión real.

Capítulo 5: Se centra en la aplicación de los modelos analizados a distintos casos de estudio de los sistemas IEEE de 24 nudos e IEEE de 118 nudos. Se analizan y comparan los resultados obtenidos dependiendo del caso, modelo, restricciones y contingencias utilizadas, así como de la precisión de la solución requerida.

Capítulo 6: Se describe el sistema eléctrico español y se aplica el método de la Descomposición de Benders en tres niveles a un caso de estudio del sistema eléctrico peninsular.

Capítulo 7: Se presentan el resumen y las conclusiones de la tesis junto con algunas sugerencias para la continuación de este trabajo de investigación. Se indican las aportaciones originales de la tesis y las publicaciones realizadas como fruto de la investigación llevada a cabo en este periodo.

Apéndices: Se incluyen cuatro apéndices. El apéndice A describe el algoritmo de la Descomposición de Benders. El apéndice B presenta un ejemplo ilustrativo de la aplicación de la Descomposición Generalizada de Benders a un sistema eléctrico de pequeña dimensión con el objetivo de facilitar la comprensión del método de resolución propuesto. En el apéndice C se destacan algunos resultados obtenidos de las simulaciones de los distintos modelos y casos de estudio para el sistema IEEE de 24 nudos. Por último, el apéndice D incluye los datos de los distintos sistemas eléctricos analizados en la tesis.

Bibliografía: Se presenta finalmente la bibliografía consultada a lo largo del periodo de investigación que ha concluido en la publicación de esta tesis.

Capítulo 2

Las restricciones técnicas del sistema en mercados de energía eléctrica

2.1. Introducción

Las últimas décadas del siglo XX han supuesto una profunda transformación en la ordenación de las relaciones económicas, sociales, laborales y humanas a escala internacional. El sector energético mundial, y su sector eléctrico en particular, no han sido ajenos a este proceso histórico de cambio, de internacionalización de la economía -globalización-, cuyo desarrollo ha transformado la regulación de los distintos servicios.

Las características singulares de la energía eléctrica la convierten en un producto que requiere de una regulación no convencional. Se trata de un recurso no almacenable –lo que se produce se ha de consumir en el mismo instante– que es transportado a través de una compleja red de transporte y distribución. La energía eléctrica se ha convertido en un bien indispensable para la gran mayoría de los sectores y actividades económicas de un país: la industria, la alimentación, la salud, la educación,...; es necesaria tanto para el progreso económico de las sociedades como para el propio desarrollo personal [41]. La dificultad de acceso a su uso y el nivel de desarrollo energético son factores que inciden directamente en la salud física y la esperanza de vida de las poblaciones [35]. La utilización racional de la energía es, por ende, un problema social, determinante tanto para el respeto y supervivencia del planeta (efecto invernadero, lluvia ácida, residuos nucleares, etc.) como para la resolución de las desigualdades (acceso equitativo de la población al uso de un bien). En definitiva, la relevancia de su esquema regulatorio deviene de que se trata de un recurso de vital importancia pero complejo en su tratamiento, que incide de forma muy importante en la conservación de la vida en la Tierra y en el propio desarrollo y modelo social de un país.

La nueva estructura, organización y funcionamiento del sistema se define como “desregulación”, concepto asociado a la liberalización del mercado, la cual frecuentemente ha venido acompañada de la privatización de las empresas del sector, es decir, de la retirada del Estado como propietario y regulador único de las actividades económicas. La regulación tradicional consideraba el suministro eléctrico como un servicio público prestado en condiciones de monopolio, con garantía de franquicia territorial y fijación administrativa de los precios, de forma que se garantizaba a las empresas eléctricas el reembolso de los costes incurridos en proporcionar el servicio. La nueva regulación rompe

con esta concepción y propugna que es posible la existencia de un mercado mayorista de energía eléctrica capaz de garantizar el suministro en régimen de competencia [7].

La llamada “liberalización”, “desregulación” o “nueva regulación” – según el autor – de los mercados eléctricos tiene uno de sus orígenes en la investigación desarrollada por el equipo investigador del MIT (Massachusetts Institute of Technology) para la aplicación de la teoría marginalista de precios a los sistemas eléctricos de potencia. En su posterior desarrollo se ha visto favorecida por diversos factores [65]:

- Una coyuntura política y económica propicia a la liberalización de los distintos sectores económicos (telecomunicaciones, gas, transporte aéreo, etc.). Este factor juega un papel determinante en la desregulación de los antiguos servicios públicos.
- Un cambio tecnológico en el sector eléctrico provocado por las tecnologías de la cogeneración y los ciclos combinados, con tiempos de instalación muy reducidos, que rompe las economías de escala del sector en generación y propicia la descentralización de las empresas y la competencia entre las mismas. Se quiebra la idea de la generación como monopolio natural, a lo cual contribuye esencialmente el cambio de los costes de inversión de la generación respecto a los que caracterizaron las décadas anteriores. En los años 80 la economía de escala se obtenía con grandes plantas térmicas y nucleares, de mejores rendimientos. Sin embargo, determinadas circunstancias modifican esta realidad. Tecnologías importadas de las ciencias de estudio de los materiales, programas espaciales que produjeron turbinas más eficientes, descenso de los precios del petróleo y la eliminación de las prohibiciones para quemar gas en Europa favorecieron el cambio del paradigma regulatorio. Se inició el camino hacia unidades de generación más pequeñas y baratas.
- El desarrollo de la interconexión de los sistemas eléctricos, que ha conducido a un aumento del tamaño de los potenciales mercados, reduciendo los posibles efectos de economías de escala en el sector.
- Avances tecnológicos en medida, comunicaciones y procesado de la información, indispensable para la existencia de una competencia real en el mercado eléctrico.
- Ineficiencias asociadas a la regulación tradicional por falta de incentivos.

En Europa, la Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad del 19 de diciembre de 1996 [26], sienta las bases para el desarrollo de un mercado eléctrico liberalizado. Para aplicar esta normativa europea se promulga en España el 27 de noviembre de 1997 la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico [12] con la que se pretende asegurar la competencia y lograr un menor coste de la energía eléctrica. A la aplicación de estas medidas hay que unir los procesos de privatización de las empresas públicas que realizaban las actividades de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, llevados a cabo por los gobiernos de un gran número de estados.

En la mayoría de los países en los que se ha iniciado el proceso de liberalización, éste se ha realizado a través de un mercado organizado de electricidad: Estados Unidos, Escandinavia, España, Reino Unido, etc. El esquema de funcionamiento y la fase de desarrollo de estos mercados organizados varían dependiendo del país, pero la mayoría tienen en común que, a diferencia de lo que ocurría con bajo la regulación clásica, la producción y el coste de la energía eléctrica están determinados por el precio resultante de

un mercado mayorista y distintos mercados de operación ad-hoc o por acuerdos bilaterales desarrollados mediante contratos entre la entidad productora y la consumidora.

Estos mercados suelen funcionar bajo el principio de una subasta. En el caso concreto del mercado mayorista del sistema eléctrico español, todos los grupos de generación disponibles realizan sus ofertas por tramos de energía para un periodo diario de programación. El programa de casación de las unidades de generación se gesta a partir de la curva agregada de oferta, la cual se construye de forma escalonada comenzando por la oferta de energía más barata hasta igualar la demanda requerida por el sistema. La energía casada se paga al precio ofertado por el último grupo de generación que ha sido necesario acoplar para satisfacer la demanda: precio marginal del sistema.

En este modelo de funcionamiento se desliga la operación económica –llevada a cabo por el Operador del Mercado (OM)– de la operación técnica del sistema, ejercida por el Operador del Sistema (OS), entidad responsable de suministrar la electricidad respetando los criterios de seguridad del sistema. Este sistema conlleva que el control global de la producción de energía eléctrica ya no está en manos del OS, como ocurría en la regulación clásica, por lo que éste no puede determinar de inicio el mapa de generación que asegure el funcionamiento del sistema en condiciones de calidad y seguridad del suministro. Por consiguiente, en la nueva regulación, el Operador del Sistema, a partir de los programas de producción obtenidos en los mercados, de los diferentes contratos bilaterales y de cualquier otra forma de contratación que haya sido desarrollada en el mercado, debe elaborar los procedimientos necesarios para solucionar las posibles restricciones técnicas originadas.

Las restricciones técnicas suponen incumplimientos potenciales de los criterios de seguridad fijados por el OS para la operación segura de la red de transporte si se aplicase directamente a la red el programa de producción resultante del mercado. Estos incumplimientos van unidos a la violación de los límites de ciertas variables, en concreto, la tensión en los nudos y los flujos de potencia por las líneas.

Como se señalaba en el capítulo precedente, sección 1.2, esta tesis tiene como objetivo fundamental el diseño y aplicación de un método de resolución de restricciones técnicas en un entorno de mercado. En este capítulo se resumen los distintos métodos de resolución de restricciones técnicas recogidos en la literatura científica y aplicados por distintos países en sus respectivas regulaciones, centrándose de forma específica y primordial en el caso español.

El capítulo se ha organizado de la siguiente forma. En la sección 2.2 se describen los principios generales de funcionamiento de los mercados eléctricos y su concreción en la organización del mercado eléctrico español. En la sección 2.3 se analiza el problema de las restricciones técnicas, mientras que en el apartado 2.4 se recogen los distintos métodos de solución de las restricciones técnicas propuestos en la literatura científica. En la sección 2.5 se expone la forma en la que algunos países o regiones en los que existe un mercado organizado han resuelto el problema de las restricciones técnicas que se originan en el sistema eléctrico. Tras esta exposición, en el apartado siguiente 2.6, se expone la regulación de la resolución de restricciones técnicas en el mercado eléctrico español. Finalmente, la sección 2.7 resume los contenidos del capítulo.

2.2. Mercados de producción de energía eléctrica

En este apartado se exponen de forma resumida los principios generales de funcionamiento de los mercados eléctricos, haciendo especial hincapié en cómo se han adaptado estos supuestos para la ordenación del mercado eléctrico español: organismos que lo componen y funcionamiento del mercado de producción.

La organización de los mercados internacionales de energía eléctrica no es uniforme. Desde los inicios de la desregulación de los sistemas eléctricos en la década de los 80, éstos han ido evolucionando y adoptando un mayor o menor grado de liberalización de sus esquemas regulatorios. Así, se pueden encontrar países donde tanto la generación y comercialización se prestan en régimen de competencia (Inglaterra y Gales, España), mientras que otros únicamente han establecido un régimen de competencia en generación. Por otro lado, hay países que han privatizado sus compañías eléctricas (p.ej. Gran Bretaña o España, que pasó de un sistema de propiedad mixta a otro de propiedad totalmente privada) mientras que otros han decidido que sigan manteniéndose en manos públicas y son compañías de capital público las que compiten en el mercado mayorista de producción (Noruega). Unos países organizan su competencia en generación a través de un mercado “spot” de producción (España [12]) mientras que otros han evolucionado hacia un régimen de contratos bilaterales (NETA: Inglaterra y Gales [40]).

Si bien, como se mencionaba en el párrafo precedente, el grado de desregulación y organización de los sistemas eléctricos difiere dependiendo del país en cuestión, los principios de funcionamiento de los esquemas liberalizados son, casi en su globalidad, generalizables a cualquier mercado internacional.

2.2.1. Principios de funcionamiento de los mercados eléctricos

Esquemáticamente, se consideran como criterios relevantes de la nueva regulación de los sistemas eléctricos los siguientes:

- Liberalización de los mercados de energía primaria (carbón, gas natural, derivados del petróleo).
- No consideración del suministro de electricidad como un servicio público. Esta acepción es sustituida por la denominada garantía de suministro.
- Separación de actividades gestionadas en régimen de competencia de aquellas actividades reguladas. Hay una regla básica sobre separación de actividades en la nueva regulación del sector eléctrico: un mismo sujeto no debe realizar simultáneamente actividades reguladas (transporte y distribución) y actividades abiertas a la competencia (típicamente, generación y comercialización). Un axioma de la desregulación es que *un verdadero marco liberalizado debe ser aquél que ofrece condiciones equivalentes a todos los agentes que concurren en él*. Por ello la nueva regulación establece que exista, al menos, separación contable entre las distintas unidades de negocio con el objetivo de eliminar potenciales problemas de integración vertical y subsidios cruzados entre actividades.
- Libertad de establecimiento de nuevas plantas de generación. En la regulación tradicional era el Estado el que fijaba el número de centrales a construir, el tipo de combustible y el emplazamiento concreto de la planta. En la nueva regulación son

los propios agentes los que deciden y asumen los riesgos de inversiones equivocadas en nuevas unidades de generación.

- Acceso de terceros a las redes de transporte y distribución para potenciar la competencia. Las actividades de transporte y distribución son monopolios naturales debido a las economías de escala en la construcción de líneas eléctricas. Como consecuencia de su carácter regulado, el acceso a las redes debe ser legislado adecuadamente para evitar distorsiones en la competencia del mercado de producción.
- Creación de un mercado mayorista de electricidad, al que acuden generadores, consumidores autorizados y diferentes empresas comercializadoras. El Operador del Mercado será quien gestione este mercado “spot” de electricidad, además de otros mercados de ajuste de producción.
- Designación del Operador del Sistema como entidad responsable de garantizar el funcionamiento técnico del mercado eléctrico en condiciones de seguridad y calidad.
- Existencia de un órgano regulador de la competencia –la Comisión Nacional de la Energía, CNE, en España– cuya función prioritaria es impedir limitaciones o violaciones de la libre competencia en el sector.
- Libertad progresiva de los consumidores para elegir el comercializador que deseen y acordar con él las condiciones y precio del kWh. En la regulación clásica las actividades de comercialización y distribución iban unidas y ambas eran proporcionadas por la compañía distribuidora. La nueva regulación separa ambas actividades, realizándose la comercialización en régimen de libre competencia. Las comercializadoras compran la energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales y la venden directamente a los consumidores, pagando un peaje a las distribuidoras por el uso de sus redes.

Por último, cabe reseñar como una consecuencia fundamental de la liberalización del sistema eléctrico el cambio producido en el análisis económico del mismo. De un estudio basado en costes se pasa a un análisis en precios donde cada una de las actividades reconocidas tiene asignada su propio valor (precio). De un precio estable de la energía se pasa a uno más volátil diaria y estacionalmente. Se introducen parámetros de riesgo que han de gestionar los agentes y que conducen a los llamados mercados de futuros en el sector.

2.2.2. El mercado de producción español

El mercado eléctrico español se desarrolla a partir de la Ley 54/1997 [12]. El artículo 32 de dicha ley establece que “. . . *corresponde al operador del mercado y operador del sistema, respectivamente, asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico*”. La primera función corresponde al Operador del Mercado y la realizará la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S.A. (OMEL) y la segunda compete al Operador del Sistema y la llevará a cabo Red Eléctrica de España S.A. (REE). Ambas entidades interactúan entre sí para garantizar la viabilidad económica y técnica del sistema.

Entidades del mercado eléctrico

La nueva regulación crea tres entidades independientes responsables de la coordinación de las distintas actividades:

- El *Operador del Mercado* gestiona el mercado mayorista de electricidad, vela por la transparencia de las transacciones de energía, realiza la casación del mercado diario y de los mercados intradiarios, pone a disposición de los agentes la información sobre las operaciones casadas y no casadas y determina para cada periodo horario el precio de la casación, la energía a producir, las unidades de generación que entrarán en funcionamiento y las ofertas de compra de energía aceptadas.
- El *Operador del Sistema* garantiza la viabilidad técnica del mercado en condiciones de seguridad y calidad. Entre otras funciones facilita a los distintos agentes las medidas de los intercambios de energía, propone al Ministerio nuevas necesidades de la red de transporte y estima, calcula y publica los coeficientes de pérdidas en los nudos de transporte. Además, coordina con otros OS foráneos la información de las transacciones internacionales, elabora y publica con carácter indicativo un balance periódico de previsiones relativo a las capacidades de transporte y generación que puedan conectarse a la red, publica la previsión sobre la demanda, evalúa la capacidad máxima de interconexión del sistema eléctrico y la capacidad disponible para uso comercial y gestiona ciertos servicios complementarios.
- La *Comisión Nacional de la Energía* vela por la libre competencia. Es un órgano arbitral en los conflictos entre agentes y ejerce una función consultiva para la Administración en materia energética. Informa de los expedientes para la autorización de nuevas instalaciones y notifica de forma preceptiva sobre posibles operaciones de concentración, acordando el inicio de expedientes sancionadores.

Funcionamiento del mercado de producción

Desde el 1 de enero de 1998 se vienen desarrollando el *mercado diario* de producción de energía eléctrica además de un número de mercados de ajustes que, desde el 1 de abril de 1998, se han ido incrementando a lo largo del tiempo hasta llegar a seis en la actualidad: son los denominados *mercados intradiarios*. Las condiciones de seguridad que resultan del mercado diario y de las sesiones del intradiario deben ser revisadas antes de que la programación final sea aceptada, para lo que se constituyen los *mercados de operación*.

Por tanto, el mercado eléctrico de producción está compuesto, básicamente, de tres “submercados”: el mercado diario, los mercados intradiarios y los mercados de operación. Los tres submercados eléctricos existentes tienen los mismos criterios de funcionamiento:

- seleccionan para cada hora la entrada en funcionamiento de las unidades de generación, dando prioridad a las ofertas más baratas hasta cubrir las necesidades del mercado (mecanismo de casación de las ofertas de generación y demanda de energía).
- retribuyen la energía o los servicios seleccionados en cada sesión horaria de acuerdo con el coste marginal de la última unidad cuyo funcionamiento haya sido necesario para cubrir la demanda.

Se describen a continuación brevemente estos mercados:

1. Mercado diario:

Es el núcleo de la nueva regulación. En él se lleva a cabo el grueso de las transacciones de energía y constituye el principal componente en la fijación del precio final de la energía eléctrica. Los agentes mandan al sistema de información del operador del mercado las ofertas de compra y venta de energía para el horizonte del día siguiente. El periodo de programación es de una hora, cerrándose el periodo de recepción de ofertas para el día D+1 a las 10:00 de la mañana del día D. Una vez validadas las ofertas enviadas por los agentes se realiza el proceso de casación, obteniendo los precios marginales y las energías casadas por cada oferta para todas las horas del día D+1. Antes de las 10:00 los agentes deben haber enviado la declaración de sus contratos bilaterales internacionales, necesarios para el reparto de la capacidad de las conexiones internacionales declarada por el operador del sistema.

A las 11:00 se obtiene el Programa Base de Funcionamiento (PBF), que contendrá:

- La energía casada por las unidades de oferta.
- La declaración de contratos bilaterales nacionales (los agentes tienen de plazo hasta las 11:00 para enviar esta información).
- Excedentes de producción en régimen especial de los grupos que no han ofertado en el mercado diario.
- El precio de la casación o precio marginal del sistema (precio de oferta de la última unidad de generación casada).

Por último, antes de las 12:00 h., los agentes enviarán al operador del mercado los desgloses de la energía casada por las unidades de gestión hidráulica en cada una de las unidades físicas que la componen.

En el mercado diario las empresas productoras comunican cada día libremente las condiciones de cantidad y precio de la energía eléctrica que están dispuestas a vender en cada una de las 24 horas del día siguiente. Por otro lado, las empresas generadoras, las distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores cualificados pueden realizar demandas u ofertas de compra de energía al mercado. En las ofertas de compra de energía se indican la cantidad de energía que se pretende adquirir y el periodo horario en el que se desea realizar la transacción.

Todos estos datos son enviados al operador del sistema que solucionará las posibles restricciones técnicas originadas en la red debidas a las energías asignadas a cada unidad física como resultado de los procesos anteriores. Esta secuencia de operación en el mercado diario se ilustra en la figura 2.1.

El proceso de solución de restricciones técnicas llevado a cabo por el OS y el OM se estudiará en la sección 2.6.

2. Mercado intradiario:

En la actualidad se realizan seis sesiones a lo largo del día. Está concebido como un mercado de ajustes al que pueden acudir con ofertas de venta o compra de energía las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos, siempre que sean agentes del mercado. Los agentes que actúan como compradores en el mercado diario, para poder asistir al mercado

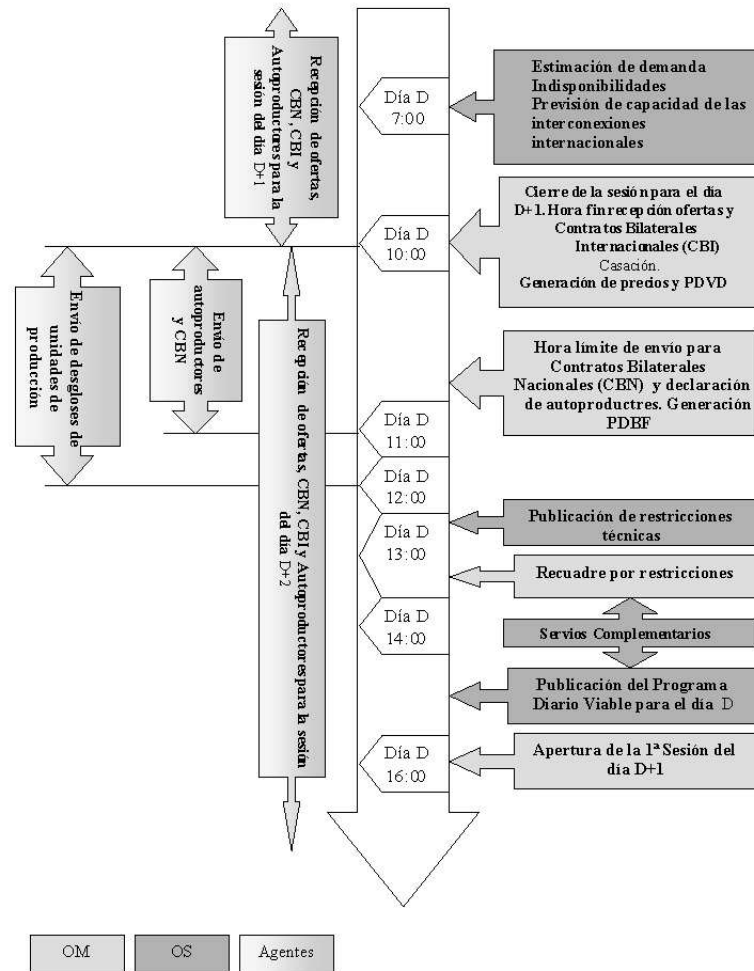


Figura 2.1: Procesos del mercado diario

intradía, han de haber participado en la sesión correspondiente del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral.

Cada sesión del mercado intradía abarcará un horizonte distinto. El periodo de programación será de una hora, y para cada sesión se establecerá una hora de apertura y cierre para que los agentes realicen el envío de ofertas al sistema de información del operador del mercado. El operador del sistema declarará para cada sesión las limitaciones a las unidades de oferta, las unidades indisponibles, la capacidad de las interconexiones internacionales y la previsión de la demanda para el periodo de programación de cada sesión.

Tras el cierre de cada sesión se produce la casación, obteniéndose el precio marginal y las energías casadas por las unidades para cada hora del horizonte. Posteriormente los agentes enviarán al operador del mercado y éste al operador del sistema los desgloses de las unidades de producción. Con estos datos y el resultado de la casación, el OS determinará las restricciones técnicas ocasionadas y el OM realizará el proceso de

Tabla 2.1: Horizonte de programación de los mercados intradiarios

| Sesión | Horizonte | Apertura | Cierre |
|--------|-----------------------|-------------|-------------|
| 1 | 28 horas [21(D-1)-24] | 16:00 (D-1) | 17:45 (D-1) |
| 2 | 24 horas [1-24] | 21:00 (D-1) | 21:45 (D-1) |
| 3 | 20 horas [5-24] | 1:00 | 1:45 |
| 4 | 17 horas [8-24] | 4:00 | 4:45 |
| 5 | 13 horas [12-24] | 8:00 | 8:45 |
| 6 | 9 horas [16-24] | 12:00 | 12:45 |

recuadre, con lo que se obtendrá el programa horario final de la sesión (PHF).

Este proceso secuencial de operación en los mercados intradiarios se puede visualizar esquemáticamente en la figura 2.2.

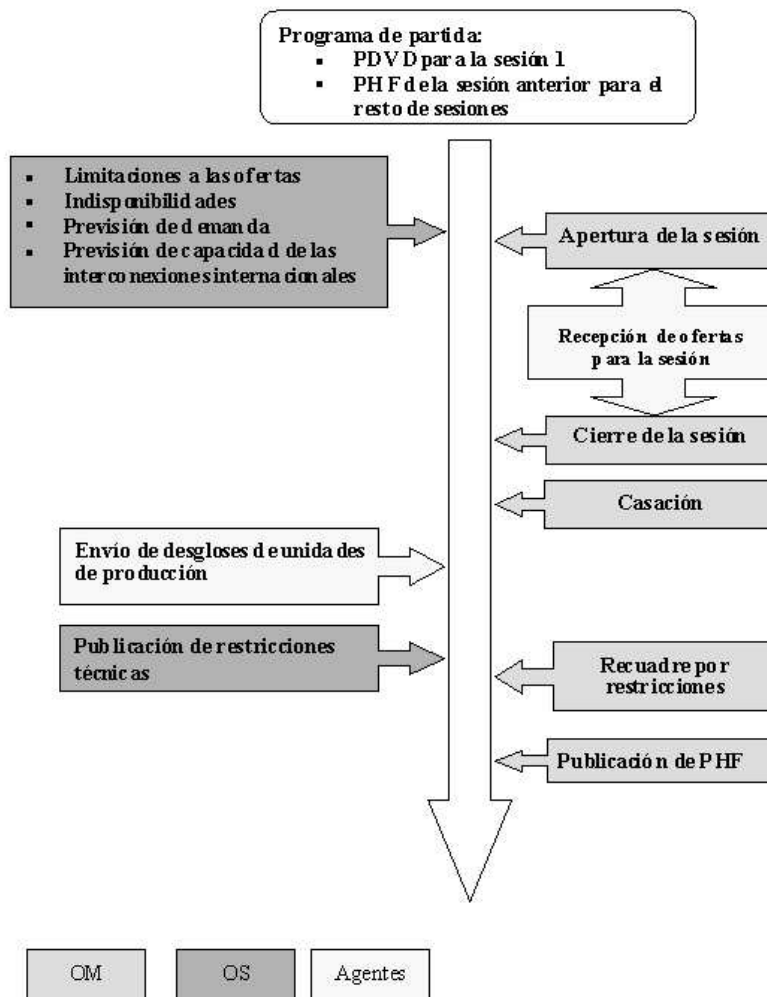


Figura 2.2: Procesos del mercado intradiario

3. Mercados de operación:

Integran los servicios complementarios y otros procesos de gestión técnica. Se definen como una serie de actividades asociadas a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, que se estiman necesarias para garantizar el equilibrio generación/demanda y el suministro eléctrico con la calidad, seguridad y fiabilidad necesarias. En España se consideran servicios complementarios: la regulación de frecuencia o reservas de potencia activa, el control de tensión-gestión de potencia reactiva, la reposición de suministro y el deslastre de cargas.

Los servicios complementarios pueden ser de carácter obligatorio o potestativo:

- *Servicios complementarios obligatorios*, deben ser prestados inexcusablemente en todo momento por las instalaciones que operan en el mercado: regulación primaria, control de tensión (requisito mínimo) y el deslastre de cargas.
- *Servicios complementarios potestativos*, si bien su suministro puede ser considerado imprescindible para asegurar un adecuado funcionamiento del sistema eléctrico en algunas o todas las sesiones horarias de una jornada: regulación secundaria, regulación terciaria, control de tensión (excedentes) y reposición del suministro.

Estos procesos de gestión técnica, siempre que sea posible, se gestionan mediante subastas de requerimientos de potencia o energía, demandados por el operador del sistema. Las subastas fijan por orden de precedencia económica las ofertas aceptadas así como el precio de pago de las mismas.

Completan el conjunto de transacciones de energía eléctrica en el mercado español otros procesos de gestión técnica del sistema como son la solución de restricciones y la gestión de desvíos [20].

2.3. El problema de las restricciones técnicas

En esta sección se presenta el problema de las restricciones técnicas, la estabilidad en los sistemas eléctricos y una clasificación de las restricciones según se produzcan éstas en el interior de un sistema eléctrico o en las interconexiones con otros sistemas foráneos. Para la definición de estas últimas se explicarán los conceptos de NTC (Net Transfer Capacity) y ATC (Available Transmission Capacity).

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se define como la propiedad que permite al sistema permanecer en un estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación y recuperar un estado admisible de equilibrio tras estar sometido a una perturbación [37]. Cualquier sistema de potencia podría perder la estabilidad si se modifican las condiciones de operación lo suficiente o si experimentase una perturbación lo suficientemente grande.

Sin embargo, hay un margen de estabilidad para cualquier tipo de perturbación. Pequeñas variaciones en la carga se están produciendo constantemente y el sistema se ajusta adecuadamente a estas condiciones cambiantes. Hay perturbaciones mucho más severas como cortocircuitos en líneas de transporte, embarrados, transformadores o generadores, disparo de un gran generador o pérdida de cargas a las que el sistema ha de responder

debidamente. La entidad responsable de garantizar esa estabilidad es el Operador del Sistema.

Debido a la cantidad de variables físicas que se ven afectadas es imposible que el problema de la estabilidad del sistema eléctrico sea estudiado globalmente, ya que la inestabilidad puede adoptar diferentes formas y estar influenciada por un amplio conjunto de variables eléctricas. Esto obliga a clasificar los fenómenos de inestabilidad en distintas categorías según la naturaleza física de la propia inestabilidad, el tamaño de la misma y los procesos, mecanismos y lapsos de tiempo involucrados.

La perturbación producida en un sistema eléctrico genera un régimen transitorio en el que las variables del sistema evolucionan hacia un nuevo estado en régimen permanente. Ambos estados definirán dos tipos de análisis de las restricciones: dinámico o estático.

Las *restricciones dinámicas* tienen lugar cuando ante una perturbación, el sistema eléctrico no es capaz de alcanzar un nuevo estado de equilibrio en régimen permanente, tratándose por tanto de un sistema eléctrico inestable. Es el caso, por ejemplo, de las inestabilidades de ángulos.

Las *restricciones estáticas* se producen cuando las variables en régimen permanente violan los límites establecidos. A este grupo pertenecen las restricciones debidas a sobrecargas en líneas o transformadores y las debidas a sobretensiones o subtensiones en los nudos.

Actualmente, ni en tiempo real ni en la programación de la generación es posible introducir restricciones dinámicas. Por ello se analizan y resuelven sólo restricciones estáticas las cuales se definen de forma que, con un cierto margen de seguridad, se tenga la seguridad dinámica deseada. Normalmente, cuando las restricciones dinámicas lo requieren, se tienen en cuenta según el criterio del OS.¹

En la literatura es habitual referirse a las restricciones técnicas con el término de congestión. Sin embargo, cuando se habla de congestión exclusivamente se está haciendo referencia a la violación de los límites de flujos de potencia por las líneas de la red de transporte en estado normal [25]. El término utilizado en esta tesis es *restricciones técnicas*, un concepto más amplio que engloba las violaciones de los límites de flujos de potencia por las líneas, los límites de las tensiones de los nudos del sistema e incluso los límites de estabilidad en régimen permanente para el estado normal y ante hipótesis de contingencias.

En los sistemas mallados e interconectados con otros sistemas eléctricos, las restricciones que aparecen se pueden clasificar en dos tipos, respondiendo al lugar donde tienen lugar:

1. **Restricciones en las interconexiones entre sistemas:** Las restricciones en las interconexiones entre dos sistemas distintos tienen actualmente un trato especial. Para evitar complicaciones en dichas interconexiones se intentan resolver todas las restricciones que pueden ser debidas a las líneas de conexión de forma conjunta. Así cada sistema implicado calcula la capacidad máxima de transporte, que se define como la máxima potencia que puede ser intercambiada de un sistema a otro. Esta máxima capacidad de intercambio entre dos sistemas interconectados se conoce, internacionalmente, como ATC (Available Transmission Capability).

Se entiende por ATC la capacidad disponible para transferencia de energía con usos comerciales entre dos áreas interconectadas de un sistema eléctrico de forma que se

¹En esta tesis se realiza un análisis estático, en régimen permanente, y no se incluyen restricciones dinámicas, si bien el modelo permitiría su incorporación en el futuro.

respeten las condiciones de seguridad y fiabilidad establecidas en los procedimientos de operación del sistema [39].

La máxima capacidad estará limitada por las características físicas y eléctricas del sistema. Su valor dependerá de la topología de la red, la ubicación y capacidad de las unidades generadoras y la carga, la disponibilidad de transformadores desfasadores o con cambiador de tomas,...

Para comprender el concepto de ATC, previamente hay que definir una serie de parámetros involucrados en su formulación [24]:

- **TTC (Total Transfer Capacity):** es la cantidad total de energía que puede ser intercambiada de forma constante entre dos áreas manteniendo la seguridad de la operación de ambos sistemas eléctricos interconectados. El TTC se establece por aplicación de leyes físicas y eléctricas, respetando en todo momento la seguridad del sistema, es decir, los límites térmicos, de tensión y de estabilidad. Para el cálculo de este TTC se tiene en cuenta el fallo simple de cualquier elemento de la red de transporte y aquellas otras reglas y criterios de seguridad definidos en los distintos sistemas interconectados.
- **TRM (Transmission Reliability Margin):** es un margen de la capacidad de transferencia que contempla el nivel de seguridad necesario para la regulación entre los OS correspondientes (por ejemplo, la regulación frecuencia-potencia) y las incertidumbres de las condiciones del sistema en la confección de las hipótesis sobre la generación, demanda y topología del sistema, así como la precisión de los datos y modelos utilizados.
- **NTC (Net Transfer Capacity):** es la diferencia entre el TTC y el TRM, y se define como el mejor valor estimado como límite del transporte físico de energía entre dos áreas (capacidad de transporte neta). Es la capacidad que suele ser publicada por los Operadores de los Sistemas implicados en la interconexión para su uso por los agentes implicados en los mercados de producción de las dos áreas. Al depender de TTC y TRM, tiene en cuenta un margen de seguridad para el control de frecuencia-potencia y el control de tensión, así como de las incertidumbres asociadas a los datos del sistema.
- **NTF (Notified Transmission Flow):** es el saldo total de los contratos de transporte previamente establecidos y confirmados.

En definitiva, el ATC se define como la diferencia entre el NTC y el NTF. Su valor se calcula según las fórmulas:

$$NTC = TTC - TRM$$

$$ATC = NTC - NTF$$

En la siguiente figura se ilustra gráficamente la explicación de estos conceptos:

La variabilidad de la carga con el tiempo hace también que los valores de ATC y NTC no sean estáticos, sino que varíen con el tiempo. Además, tienen un carácter direccional, es decir, la máxima capacidad de transporte entre dos áreas A y B difiere según se considere la transferencia de A \rightarrow B o su inversa, de B \rightarrow A.

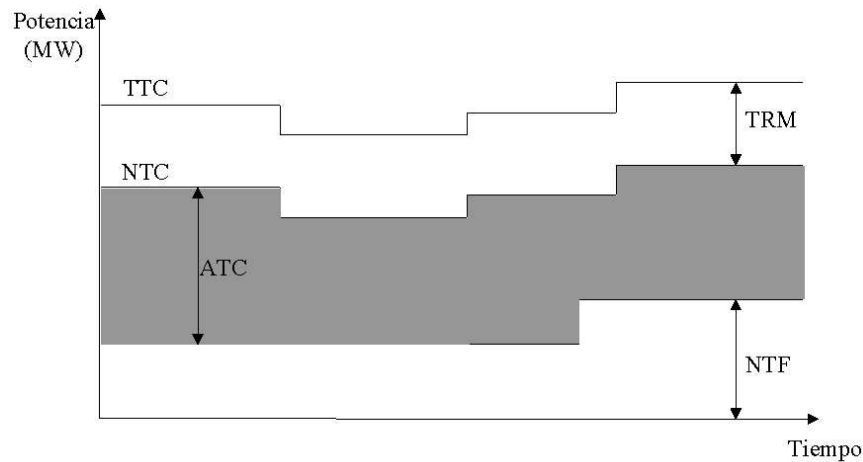


Figura 2.3: Cálculo del ATC

En las sesiones del mercado español se impide que sea superado el valor del NTC, calculado para la energía transmitida por los contratos bilaterales y por las transacciones casadas en el mercado diario. Si se supera, el OS es el encargado de modificar la programación de la generación para conseguir que este valor sea respetado.

2. **Restricciones internas al sistema eléctrico:** Como su propio nombre indica, tienen lugar en el interior de un sistema. Las dos principales restricciones internas que pueden aparecer en un sistema eléctrico son:
 - Sobrecarga en las instalaciones de la red de transporte: este tipo de restricciones se producen cuando una instalación de la red de transporte supera su límite de transmisión de potencia. Se solucionan disminuyendo la generación en la zona excedentaria, aumentando la generación en la zona deficitaria o con una combinación de ambas acciones.
 - Subtensiones en los nudos de la red de transporte: se producen cuando las tensiones se encuentran fuera del margen inferior establecido por los criterios de seguridad. Se solucionan subiendo generación en la zona, acoplando nueva generación que no estuviera casada o haciendo uso de los dispositivos de control de tensión disponibles, reactancias o condensadores, fundamentalmente.

2.4. Métodos de resolución de restricciones técnicas

En esta sección se resumen los métodos fundamentales para la resolución de restricciones técnicas recogidos en la literatura científica. Como documentos de referencia cabe destacar la extensa y exhaustiva recopilación realizada en la tesis [38] y el documento elaborado en la reunión de la ETSO² en Florencia [24]. Este trabajo se limitará a resumir las características fundamentales de los distintos métodos. Habrá métodos que se utilicen

²ETSO: European Transmission System Operators

tanto para resolver restricciones internas como restricciones en las interconexiones, mientras otros se aplicarán exclusivamente para solventar uno de los dos tipos de restricciones.

En un entorno de mercado los métodos de solución de restricciones técnicas deberían cumplir una serie de requisitos [24]:

- *Transparencia*: exigible tanto en los procesos de casación como en los procesos de solución de restricciones técnicas. El método y su implementación deberían ser claros para todos los participantes, de forma que cualquier agente, con la información debida, pudiera reproducir fácilmente el proceso.
- *Eficiencia*: se debería alcanzar un sistema de funcionamiento eficiente. Para ello, se han de proporcionar las señales económicas adecuadas a los agentes participantes.
- *Equidad*: un verdadero marco liberalizado debe ofrecer condiciones equivalentes a todos los agentes que concurren en él.
- *Factibilidad*: el proceso de resolución de restricciones se ha de poder llevar a cabo siempre y debe garantizar la seguridad y fiabilidad del sistema.

A la hora de establecer el procedimiento para solucionar las restricciones técnicas en el sistema se utilizan dos tipos de modelos:

- » el primer modelo tiene en cuenta la situación del sistema, incorporando la red de transporte en el algoritmo de casación, lo que hace que el resultado de la casación respete todas las restricciones. Un ejemplo sería el *Modelo Operador Único* utilizado en esta tesis. Argentina [16] o PJM³ [21] realizan la casación del mercado de energía mediante un algoritmo que incorpora una representación completa de la red de transporte. La desventaja de este modelo reside en la complejidad de los algoritmos de casación y en su falta de transparencia. Por el contrario, el método proporciona precios nodales que proveen señales económicas adecuadas a los agentes participantes.
- » el segundo modelo separa la solución de las restricciones del proceso de casación. Si el resultado de la casación no cumple con las limitaciones de la red de transporte, las restricciones planteadas serán solucionadas en procesos posteriores. Es el caso, por ejemplo, del sistema español (*Modelo OM-OS* de la tesis) o Nordpool [27, 36]. Este segundo modelo es más transparente, especialmente en el caso de Nordpool (ver apartado 2.5.1). En este caso, para la resolución de restricciones técnicas, pueden emplearse dos opciones:
 1. utilizar las mismas ofertas realizadas al mercado diario para resolver restricciones (p.ej. mercado español). Las restricciones técnicas se resuelven de forma centralizada sin hacer uso de nuevos mecanismos de mercado. Es el caso del método de redespacho.
 2. requerir ofertas específicas de los agentes para resolver las restricciones del sistema. Esta segunda opción es más transparente y tiene la virtud de que otorga valor (precio) a cada una de los procesos eléctricos por separado. Es decir, permite conocer cuál es el valor concedido por cada uno de los agentes a: por un lado, la energía ofertada en el mercado “spot” o negociada por

³PJM: Pennsylvania, New Jersey y Maryland

contratos bilaterales y, por otro lado, al valor de la energía ofertada para resolver restricciones técnicas. Es el caso de los métodos basados en subastas.

Los métodos de resolución de restricciones pueden solucionar todas las restricciones técnicas del sistema, si bien hay que decir que unos métodos son válidos para solucionar unos tipos de restricciones, como por ejemplo congestiones, pero puede ocurrir que no sean adecuados para solventar otro tipo de restricciones, como problemas de subtensiones. Así, en algunas ocasiones es necesario combinar dos métodos para conseguir solucionar todas las restricciones.

En los siguientes apartados se describen de forma resumida los métodos de resolución de restricciones más relevantes:

2.4.1. Bloqueo de transacción basado en la publicación de la capacidad de transporte

Este método se emplea fundamentalmente para resolver las restricciones en las interconexiones. El OS determina la capacidad de transmisión de la red (NTC). Esta información es actualizada y publicada periódicamente y en el caso de que las energías declaradas por los agentes del mercado superen el valor declarado, será necesario establecer un método que determine la prioridad de utilización. Los métodos más frecuentemente utilizados son:

- **Primero en llegar, primero en ser servido:** las primeras ofertas enviadas para un periodo determinado de tiempo tienen prioridad sobre las ofertas siguientes. Cuando la capacidad de la red es alcanzada ya no se admiten más ofertas. Cada reserva de capacidad debe ser confirmada al operador del sistema al finalizar el día D-1 y los incumplimientos de las planificaciones serán penalizadas. Este método fomenta los contratos a largo plazo y facilita la labor del operador del sistema al poder prever con antelación los flujos de potencia.
- **Clasificación según precio de oferta:** se asignará la capacidad de la red según el precio de oferta, por tanto sólo se podrá utilizar este método en mercados organizados.
- **Prorratio:** en caso de congestión se repartirá proporcionalmente la capacidad según el coeficiente capacidad existente/capacidad requerida.
- **Contribución relativa al flujo físico de potencia :** el operador del sistema establecerá la contribución de cada transacción a la congestión. La contribución relativa de una transacción será el cociente entre el flujo inducido por la transacción sobre la congestión y el volumen de la transacción. Un método para determinar la contribución de una transacción a la congestión es examinar el flujo físico causado por la transacción, independientemente de otros. Si la suma de los flujos físicos excede la capacidad de una línea, las responsabilidades de las transacciones de los flujos están dadas por un rango de prioridad de acuerdo a su contribución relativa al flujo total.

2.4.2. Subasta

Los métodos de subasta pueden ser utilizados tanto para resolver restricciones en las interconexiones como para determinadas restricciones internas entre áreas.

En el caso de congestión en las interconexiones, el Operador del Sistema publica la capacidad disponible en la interconexión con la otra área o entre áreas internas. Así los participantes en la subasta realizan ofertas de energía con su precio para ocupar la capacidad de interconexión. Una vez obtenidas las ofertas, el OS va ordenando las ofertas desde la más barata a la más cara hasta completar el valor de la capacidad de interconexión.

Hay varios métodos de subasta que se utilizan:

- *Subasta explícita*: se separa la subasta de capacidad de interconexión de la energía transmitida. Es decir, la capacidad por la que se oferta está desacoplada de la posible transferencia de energía entre dos agentes, uno a cada lado de la interconexión.
- *Subasta implícita*: a diferencia de la anterior, no se separa el uso de la capacidad de interconexión de la energía transmitida. En este caso los agentes ofertan energía, llevando la oferta un precio implícito por el uso de la capacidad de interconexión.

La estrategia de oferta de los agentes por la capacidad de interconexión variará según el precio al que se remunere la misma. Se utilizan varios sistemas de pago: un primer método determina que el precio de la capacidad que se factura a cada agente es el de su precio de oferta, y un segundo método establece como precio marginal el de la oferta más barata que ha sido casada y factura este precio a todos los agentes independientemente de su precio de oferta.

El método de subasta permite integrar contratos a largo plazo con contratos bilaterales y con un mercado organizado.

2.4.3. Market splitting: división zonal del mercado

La zona geográfica del mercado se divide en diferentes áreas de oferta interconectadas entre sí mediante redes de capacidad limitada. Se emplea tanto para resolver problemas en las interconexiones internacionales como restricciones internas por congestión de las líneas.

En primer lugar se determina un único precio para todo el mercado y se identifican las posibles congestiones entre las áreas de oferta. Si no existen congestiones, el precio obtenido será el precio marginal para todo el mercado. En caso que aparezca alguna congestión, se determinará un precio para cada área de oferta afectada por la congestión. En el área con exceso de demanda (área importadora) se producirá un aumento del precio al conectar generadores más caros ubicados en la zona, mientras que en el área con exceso de generación (área exportadora) se producirá una disminución del precio al no poder generar toda su producción por problemas de restricciones.

Dichas variaciones de precios zonales disminuirán la transacción de energía entre las áreas y solucionará la congestión. El coste de la congestión será proporcional a la diferencia de precios entre la zona importadora (más cara) y la exportadora (más barata). Es óptimo para problemas de sobrecarga de líneas y redes radiales, como es el caso de NordPool, mercado que emplea este sistema para el proceso de solución de restricciones.

2.4.4. Método de redespacho

En el caso de que se exceda la capacidad de transporte de la red o se violen los límites de tensión, este método se sirve de los recortes en las transacciones para solucionarlo. En ese método se utilizan los redespachos a la generación, en el área del operador, para solucionar

las restricciones. Por este motivo es necesario que el OS disponga de información sobre los precios del mercado para aumentar o disminuir generación. Este método generalmente provoca costes adicionales para el operador del sistema, que pueden ser asignados a las partes responsables, en beneficio de la eficiencia económica, o repartidos por igual entre todos los participantes. Esta última opción puede aumentar los problemas de restricciones debido a que los precios dejan de contener información sobre los problemas que generan las restricciones.

El método de redespacho es el empleado en el mercado español y el NETA y es uno de los analizados en esta tesis.

2.4.5. Redespacho fronterizo coordinado

Es una extensión a varios sistemas fronterizos del método de redespacho. En caso de congestión, los operadores del sistema coordinan sus redespachos, pudiendo utilizarse generadores situados fuera de su área mediante la acción de OS vecinos. Los generadores utilizados para solucionar la congestión pueden tener oferta en un mercado específico o firmar contratos de tipo reserva a largo plazo con su operador del sistema. La primera solución es más transparente, mientras que la segunda da más seguridad al OS.

El sobre coste originado debe ser asignado al participante del mercado responsable de la congestión. Como en los redespachos internos, el cliente debe tener la opción de elegir entre pagar el coste del redespacho o variar su comportamiento.

2.4.6. Counter Trading: recompra de energía

El método de recompra de energía o ‘counter trading’ es similar al método de redespacho, si bien difiere en que establece un mecanismo de mercado de ofertas ‘ad hoc’ para la resolución de restricciones. Es responsabilidad exclusiva del OS, el cual redespacha generación y demanda respetando el orden de mérito de las ofertas de ajuste.

Para realizar el ajuste los productores presentan al OS ofertas de energía con precios diferentes en caso de aumento o disminución de la producción, precios de oferta condicionados por la programación de la producción resultante en la casación del mercado. Tras la recepción de las ofertas, el OS ordena las ofertas a subir y bajar por precio y se sigue un proceso equivalente al método de redespacho, con la diferencia de que en este caso el reajuste se realiza sobre estas nuevas ofertas y no sobre las ofertas al mercado ‘spot’.

Este método se utiliza en NordPool para el tratamiento de las restricciones internas en Suecia y Finlandia y también para las restricciones en la interconexión entre ambos países.

2.4.7. Método basado en precios nodales

El método basado en los precios nodales incorpora la red de transporte en el mecanismo de casación inicial. Como consecuencia, las transacciones aceptadas en el mercado no generan restricciones. En realidad se podría clasificar más como un método de gestión que como un método específico de solución de restricciones técnicas. Sin embargo, dado que el *Modelo Operador Único* analizado en esta tesis está basado en esta misma filosofía, se ha decidido incluir en la clasificación de métodos realizada en esta sección.

La génesis del método basado en precios nodales se encuentra en la teoría marginalista propuesta en los años 80 por el equipo investigador del MIT dirigido por Schweppe [60, 80]. Esta teoría propone que los precios nodales o ‘spot’ sean las señales económicas de referencia

en un sistema competitivo marginalista. Los precios “puntuales o spot” se calculan a partir de modelos de optimización de despacho económico del sistema, en base al coste de producción (sistema tradicional) o a las ofertas de generación efectuadas por los agentes (sistema descentralizado-competitivo).

El precio nodal es el valor dual asociado a la restricción de la demanda en el nudo. Representa la variación del coste total del sistema ante un incremento de la demanda en el nudo, respetando todas las restricciones del sistema. Su valor depende fundamentalmente de la demanda (total y por nudo), de la disponibilidad de generación y sus costes (modelo tradicional) o precios de oferta (modelo descentralizado-competitivo) y de la topología y características físicas de la red de transporte y distribución.

El precio nodal es el precio al que los generadores venderían la energía eléctrica y los consumidores la comprarían. Se compone de un término de generación y un término debido a la red. El término de red considera las pérdidas óhmicas y las restricciones técnicas (límites de flujo de potencia por las líneas, límites de tensión en los nudos) constituyendo una señal económica de interés para la ubicación de demanda y de nuevas centrales de generación. Para un modelo completo de red, se obtiene un precio nodal de potencia activa y reactiva para cada nudo de la red [34].

La agrupación de nudos con precios nodales similares en áreas conduce al concepto de precios zonales. El proceso de agrupación simplifica el tratamiento de la enorme cantidad de información que supone el estudio de todos los precios nodales del sistema. En sistemas donde la generación esté alejada de la demanda, pueden darse grandes diferencias entre los precios zonales y nodales. Entre los países que utilizan el método basado en los precios nodales para la gestión de restricciones técnicas se encuentran Argentina, Chile y el mercado PJM.

2.5. Las restricciones técnicas en los mercados eléctricos internacionales

Esta sección hace una somera revisión de algunos mercados de energía eléctrica europeos. Los mercados examinados son el NordPool (mercado de los países nórdicos), el NETA (mercado de Inglaterra y Gales) y el EEX (mercado alemán). El estudio se centra exclusivamente en estos mercados europeos, considerados de especial relevancia, ya que su experiencia y desarrollo puede tener incidencia en la organización y gestión de las restricciones técnicas en el futuro mercado integrado europeo. Esta síntesis se completará en la próxima sección con la descripción del procedimiento de resolución de restricciones técnicas en el mercado español. Una revisión exhaustiva de los métodos en distintos mercados internacionales puede encontrarse en la referencia [38].

2.5.1. NordPool

Introducción

NordPool se ha convertido, desde 2000, en un mercado común de electricidad para Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca. Fue el primer mercado eléctrico constituido en Europa (tiene su origen en enero de 1991). NordPool consta de un mercado físico, similar al mercado diario español, y un mercado financiero [28, 27].

La estructura de la generación en cada uno de estos países es muy diferente. Esta diversidad comprende desde la casi totalidad de energía eléctrica proveniente de la generación hidráulica en Noruega al parque de generación térmica en Dinamarca, el cual suministra en torno al 90% de la demanda. La tabla 2.2 muestra la producción eléctrica en Nordpool por países y tecnologías en el año 2001.

Tabla 2.2: Producción eléctrica en Nordpool por tecnologías y países

| Generación 2001 (TWh) | | | | | |
|-----------------------|----------------|---------|---------|------------|-------|
| PAIS | Hidroeléctrica | Térmica | Nuclear | Renovables | Total |
| Suecia | 78.5 | 10 | 69 | 0.5 | 158 |
| Noruega | 121 | | | | 121 |
| Finlandia | 13 | 36 | 22 | | 71 |
| Dinamarca | | 32 | | 4 | 36 |
| Total | 212.5 | 78 | 91 | 4 | 36 |

Todos los países que forman Nordpool se encuentran interconectados entre sí, salvo Dinamarca y Finlandia que no tienen ninguna interconexión directa entre ellos. Algunas de estas conexiones se llevan a cabo mediante cables submarinos de continua, como es el caso de la interconexión de Dinamarca con Suecia y Noruega. Además existen una serie de líneas que conectan los países nórdicos con terceros países (Alemania, Polonia, Rusia).

Una de las características importantes del mercado reside en que la zona geográfica que abarca está dividida en áreas donde la generación y demanda presentan sus ofertas:

- Suecia
- Finlandia
- Dinamarca occidental
- Dinamarca oriental
- Noruega, que se divide a su vez en diferentes áreas, definidas por su Operador del Sistema. El número de áreas variará entre dos y cinco.

Funcionamiento

Como se mencionó en el párrafo inicial de este apartado, en Nordpool existe un mercado financiero y un mercado físico. Dentro de este último, Nordpool cuenta con un mercado diario, de horizonte de programación las 24 horas del día siguiente a la fecha de celebración del mercado, al que los agentes pueden enviar ofertas hasta las 12:00 horas. Las ofertas contendrán la energía y precio ofertados y la zona geográfica donde se va a realizar la transacción de energía. Este dato será utilizado para realizar el estudio de restricciones de la red. Las reglas de funcionamiento establecen que los agentes sólo podrán enviar ofertas para las áreas situadas en su país. Por otro lado, los agentes podrán formalizar contratos bilaterales entre ellos.

Análisis de restricciones

Antes de la casación del mercado “spot”, los operadores del sistema tendrán información sobre los contratos bilaterales establecidos por los agentes para el día siguiente. Con estas energías declaradas más los despachos resultantes de la casación se determina si la capacidad actual de las líneas de interconexión entre las áreas es suficiente o si por el contrario existen restricciones [19].

Se divide el proceso de solución de restricciones en dos partes; en primer lugar la solución de las restricciones en las interconexiones entre las áreas y en segundo lugar, la solución de las restricciones técnicas dentro de cada área:

1. *Solución de las restricciones en las interconexiones entre áreas.* Si tras la casación del mercado no existen restricciones, el precio será el mismo para todas las áreas. Si las restricciones existen, se hace uso del “Market Splitting” para resolverlas. En este caso se adaptará el precio de cada área de forma que se solucionen las congestiones aparecidas: por un lado, el precio aumentará en el área importadora lo que provocará que disminuya la demanda y que parte de ésta sea cubierta con generadores de la propia área (más caros) y, por otro lado, el precio disminuirá en el área exportadora lo que originará una disminución de la generación y un aumento de la demanda, lo cual conlleva un menor excedente de energía en dicha área.
2. *Solución de las restricciones en cada área.* La solución de las restricciones técnicas dentro de cada área se solucionan de diferente forma en cada uno de los países que forman Nordpool.

- **Noruega:** el método utilizado es el “Market Splitting” o división zonal del mercado, que se emplea por tanto para solucionar las congestiones en las interconexiones con otras áreas y para resolver los problemas de restricciones dentro de la propia área. Este método consiste en dividir el área total de ofertas en diferentes áreas geográficas con capacidad de intercambio limitada y determinar el precio en cada una de ellas para solventar las restricciones aparecidas a través de mecanismos de mercado. En el área en la que exista un exceso de demanda el precio será más alto (se conectan grupos más caros de esa zona) y en la que exista un exceso de producción el precio será más bajo (su exportación está limitada por restricciones).

El principio de funcionamiento se basa en que los flujos físicos siempre deben circular de la zona de precios inferiores a la de precios elevados. En el caso de que el precio obtenido para solucionar las restricciones sea superior al precio instrumental determinado por Nordpool, se reducirán de forma proporcional las ofertas de compra hasta que el precio coincida con éste. En último término el operador del sistema podrá determinar qué parte de la demanda queda desabastecida para poder solucionar problemas graves.

- **Suecia, Finlandia y Dinamarca:** el método utilizado en estos países es el denominado “Counter Trading”. Según este método, el OS redistribuye la generación (en ocasiones, también la demanda) a ambos lados de la congestión en función del orden de mérito de las ofertas de ajuste. El OS compra energía en la zona donde la producción es insuficiente y la vende en la zona donde existe

un excedente de producción, con el objetivo de compensar el exceso inicial de potencia por la línea.

El mecanismo de “Counter Trading” se ejecuta en NordPool a través de un mercado voluntario específico donde los generadores hacen ofertas de ajustes, a aumentar o disminuir la producción, sobre su programa de generación horario.

2.5.2. NETA

Introducción

El “New Electricity Trading Arrangements” (NETA) [40] es el mercado eléctrico de Inglaterra y Gales. La liberalización del sector comenzó en 1989, pero en los últimos años ha sufrido una gran reestructuración. Se puede dividir cronológicamente la historia del mercado de electricidad en Inglaterra y Gales en los siguientes hitos:

1. En abril de 1990 arranca el mercado mayorista de electricidad, asumiendo la “National Grid Company” (NGC) las funciones de Operador del Sistema y Operador del Mercado. Durante este periodo NGC se encarga de la solución de restricciones, para lo cual utiliza un método similar al que se utiliza en la actualidad en el mercado español. NGC establecía el orden de mérito procedente de las ofertas enviadas por los generadores al mercado para aumentar o disminuir su energía. Esto provocó un aumento del coste de solución de restricciones técnicas que se intentó solucionar, por un lado imponiendo a NGC unos objetivos a cumplir en la solución de restricciones técnicas y por otro estableciendo a la generación y a la demanda unas tarifas por el uso de la red, diferenciadas geográficamente, para intentar influir en la localización de nuevas centrales.
2. El 27 de marzo de 2001 se forma NETA. El estudio del funcionamiento del mercado puso de manifiesto que los precios no representaban los costes reales, se detectaban casos de poder de mercado de algunos generadores y se identificaron ineficiencias asociadas al propio funcionamiento del sistema. La nueva reforma elimina el mercado pool y basa la nueva estructura en la negociación a plazo de la electricidad. La función del Operador del Sistema sigue en manos de NGC pero se ha liberalizado las funciones del Operador del Mercado. El funcionamiento de este mercado se estudia a continuación.

Funcionamiento

El nuevo modelo operativo NETA basa su funcionamiento en:

- Contratación bilateral a largo plazo.
- Contratación bilateral a corto plazo: tiene como hora fin de negociación (‘Gate Closure’) 4 horas antes del inicio de la operación en tiempo real y como hora de comienzo 24 horas antes de la hora fin de negociación. Al cierre de este mercado los agentes deben comunicar su programa final (‘Final Physical Notification’)
- Mercado de balance: se abre 4 horas antes del inicio de la operación con el objetivo de equilibrar el sistema, resolver restricciones, etc.

Análisis de restricciones

Una vez finalizado el periodo de contratación bilateral a corto plazo, se abre el mercado de balance. En este mercado el único comprador es NGC. Los agentes, tanto consumidores como generadores, enviarán las ofertas al Operador del Sistema (NGC) para disminuir o incrementar su energía. El operador del sistema es el encargado de asignar la energía necesaria para solucionar las restricciones técnicas utilizando las ofertas de redespacho recibidas de los agentes.

2.5.3. EEX

Introducción

European Energy Exchange se estableció en la primera mitad del año 2000 como un mercado de electricidad al contado para el transacciones de energía en el sistema eléctrico alemán [23]. Es un mercado spot donde se negocia a diario la electricidad para el día siguiente.

Además del mercado diario al contado existe un mercado continuo al cual los agentes pueden remitir sus ofertas de energía, de las cuales se comprobará su viabilidad física. EEX también organiza un mercado de futuros.

Funcionamiento del mercado spot

EEX ha dividido el mercado en áreas de oferta. Cada oferta enviada por los agentes al mercado diario, además de contener los valores de energía y precio, tendrá información sobre el área en el que se realiza el intercambio. Actualmente existen cuatro áreas de oferta, que normalmente coinciden con las zonas reguladas por los distintos Operadores del Sistema, aunque pueden contener más de una zona siempre que los OS implicados lleguen a acuerdos entre sí y con EEX.

En el mercado diario se negocia energía para el día siguiente. Los agentes pueden remitir ofertas de compra y venta con valores de energía superiores a 1 MWh en tramos de 0,1 MWh. También pueden realizar ofertas en bloques, que son ofertas agrupadas por periodos horarios definidos por el Operador del Mercado para los que el agente oferta la energía total y un único precio. EEX ha tenido que informar a todos los agentes de la escala de precios (límite de precio superior e inferior) a los cuales pueden ofertar esa semana y de la máxima cantidad de energía que se puede ofertar por bloque.

A las 12:00 horas se realiza el proceso de casación para el día siguiente. En el proceso de casación entran las ofertas simples enviadas por los agentes así como las ofertas por bloque, que se convierten en ofertas independientes del precio. Se ordenan las ofertas de venta y compra por precio, se elaboran las respectivas curvas agregadas y se obtiene un precio marginal para todo el sistema alemán (Market Clearing Price: MCP), como se muestra en la figura 2.4. Este precio no tiene en cuenta las posibles restricciones en cada área provocadas por la programación de la generación resultante del mercado spot.

Análisis de restricciones

Una vez calculado el MCP para todo el sistema alemán y cada hora del día siguiente, se comprueba el intercambio de energía entre las distintas zonas. Para ello, se desagregan las ofertas de compra y de venta por área y se definen las curvas agregadas para cada

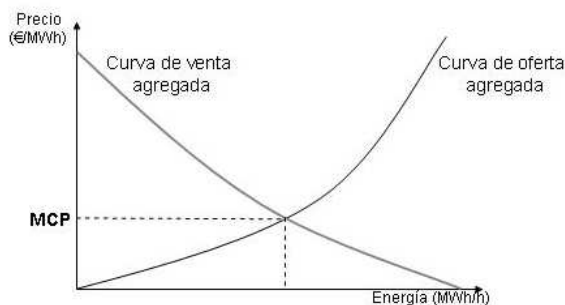


Figura 2.4: Energía casada y precio marginal del sistema EEX

una de las áreas de oferta, determinando así el precio marginal de cada área (MCP por área representado en 2.5). Como resultado, se puede llegar a obtener diferencias de precios importantes entre las áreas.

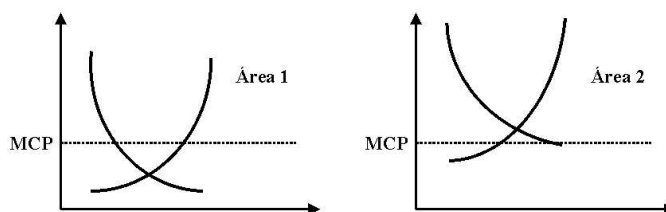


Figura 2.5: Precios marginales por áreas

En un tercer paso se eliminan estas diferencias de precios entre áreas variando el volumen de energía en cada una. Así, se va aumentando la demanda a precio instrumental (ofertas de demanda sin precio) en el área de precio más bajo y la generación a precio instrumental en el área de precio más alto que el MCP, hasta que se igualan los precios marginales entre las áreas (ver figura 2.5). Esta energía que se ha modificado es la energía de intercambio entre las áreas. Si las energías de intercambio cumplen las limitaciones de las capacidades de intercambio declaradas por los operadores del sistema, la casación será definitiva y se obtendrá el mismo precio para todo el mercado, precio cuyo valor será igual al MCP inicialmente determinado en la casación.

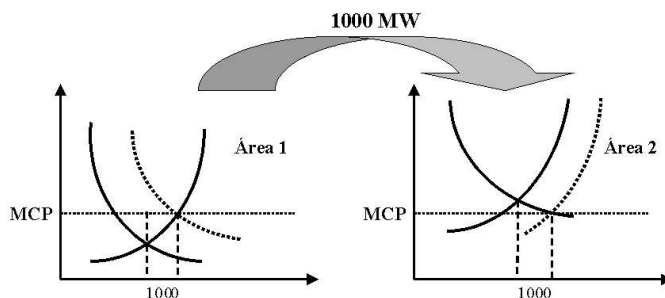


Figura 2.6: Energía de intercambio entre áreas

Por el contrario, si el flujo de electricidad entre las áreas de oferta excede la capacidad de las interconexiones concedida por los operadores, se utilizarán las variaciones de precios en las áreas para disminuir las sobrecargas. En el ejemplo utilizado, los precios finales de las áreas serán respectivamente P_l y P_h , según se indica en la figura 2.7.

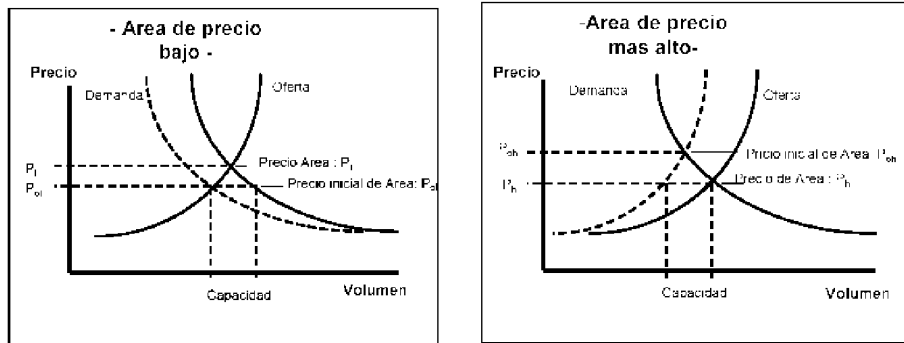


Figura 2.7: Precios finales por áreas de oferta

Por tanto, en este último caso, se obtendrán distintos precios para las áreas de oferta declaradas por el operador del mercado.

2.6. Solución de restricciones técnicas en el mercado eléctrico español

2.6.1. Criterios de operación del sistema eléctrico

La operación del sistema eléctrico español está recogida en una serie de procedimientos de operación que sistematizan su aplicación [4]. Aquéllos que regulan los criterios que han de adoptarse para la solución de restricciones técnicas del sistema se ordenan en:

1. Funcionamiento del sistema:
 - P.O.-1.1 Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico;
 - P.O.-1.2 Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema;
 - P.O.-1.3 Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema;
2. Programación de la operación:
 - P.O.-3.1 Programación de la generación;
 - P.O.-3.2 Solución de restricciones técnicas;
3. Gestión de los servicios complementarios:
 - P.O.-7.4 Servicio complementario de control de tensión por los generadores.

4. Operación de la red de transporte:

- P.O.-8.1 Red gestionada por el operador del sistema.

Los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico (P.O.-1.1) establecen la normativa que debe aplicarse en la operación del sistema eléctrico “...de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida.”. Deben ser aplicados por el Operador del Sistema, tanto en la programación de la operación como en operación en tiempo real, si bien esta última queda al margen del objeto de este estudio.

Los procedimientos de operación del sistema eléctrico español reconocen cuatro posibles estados de funcionamiento:

- Estado normal: todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias, establecidos en [2].
- Estado de alerta: los valores de las variables del sistema son aceptables, pero no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.
- Estado de emergencia: una o varias variables del sistema presentan valores que escapan de los márgenes establecidos para el funcionamiento normal. Se consideran en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico local.
- Estado de reposición: se produce una pérdida del abastecimiento en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema (cero nacional). En este caso, el objetivo fundamental es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son la frecuencia, las tensiones en los nudos y los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas y transformadores).⁴

Las contingencias consideradas en el análisis de seguridad del sistema eléctrico español cumplen el criterio N-1, esto es, se estudia el fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema –grupo generador, línea, transformador, condensador o reactancia– y el fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito. Para determinados casos también se considera el disparo simultáneo de un grupo generador y una línea de transporte, criterio N-2.

Las contingencias que se puedan producir no pueden poner en riesgo la estabilidad y seguridad del sistema. Cualquier contingencia que ocurra:

- No produce cortes de mercado.
- No produce sobrecargas permanentes en las líneas de transporte respecto a su límite térmico estacional. Sólo se pueden llegar a tolerar sobrecargas transitorias de hasta un 15 % y de tiempo inferior a 20 min.

⁴El estudio de la oscilación de la frecuencia es propio del análisis dinámico de sistemas eléctricos y no de un análisis estático como se realiza en esta tesis, por lo que esta variable no será incluida en la modelización de los sistemas eléctricos llevada a cabo en la tesis.

- No se producen sobrecargas permanentes en los transformadores respecto a su potencia nominal, salvo en invierno, en que como criterio general, se admite una sobrecarga máxima que varía según el tipo de contingencia como se señala en la tabla 2.6.1. Este límite podría variar en función de las características constructivas de cada transformador.

| | Fallo simple (criterio N-1) | Fallo de doble circuito (criterio N-2) |
|-----------------------|--------------------------------|---|
| | 0 % | 15 % |
| Sobrecargas en líneas | 15 % (inferior a 20 min.) | |
| Sobrecargas en trafos | Invierno(10 %) Resto(0 %) | Invierno(20 %) Verano (10 %) Resto (15 %) |

- Las tensiones deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

| Nivel de tensión (kV) | Fallo simple (criterio N-1) | Fallo de doble circuito (criterio N-2) |
|--------------------------|--------------------------------|---|
| 400 kV | 380 ÷ 435 kV | 375 ÷ 435 kV |
| 220 kV | 205 ÷ 245 kV | 200 ÷ 245 kV |

2.6.2. Proceso de solución de restricciones técnicas

Las condiciones de seguridad que resultan del mercado diario y de las sesiones del intradiario deben ser analizadas antes de que los correspondientes programas sean aceptados.

Las mismas ofertas que se presentan al mercado diario son utilizadas para resolver las restricciones y el subsiguiente *recuadre* para equilibrar oferta y demanda. El sistema español no reconoce lucro cesante para aquellas unidades retiradas por restricciones técnicas.

El procedimiento P.O.-3.2 [3] establece el proceso para la solución de las restricciones técnicas correspondientes a los programas resultantes de los mercados de producción: mercados diario e intradiarios. Para el objeto de la tesis interesa especialmente el procedimiento de solución de restricciones técnicas aplicado al programa diario base de casación, quedando en un segundo plano la información referente a los mercados intradiarios donde el volumen de energía manejado es considerablemente inferior.

Restricciones del mercado diario

Una vez realizada la casación del mercado diario y recibidas de los agentes las declaraciones de contratos bilaterales, el Operador del Sistema verificará la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro a través de la red de transporte. A su vez, verificará que los tránsitos de energía declarados en estos programas a través de las interconexiones internacionales de España con otros países respetan la capacidad máxima real de las líneas. En caso de que algunas de las dos condiciones anteriores no se cumplan, el Operador del Mercado y el Operador del Sistema iniciarán el proceso de solución de restricciones técnicas.

En las “Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica” [13] se determina la secuencia del proceso. El método para resolver las restricciones internas es el redespacho de energía, el cual debe minimizar el sobre coste del proceso de acuerdo a las ofertas enviadas al mercado diario, mientras que el ajuste de las interconexiones se realiza siguiendo el orden de precedencia económica de estas ofertas:

1. *Ajustes de los tránsitos de energía por las conexiones internacionales.*

El operador del sistema determinará la energía que es necesario retirar o incorporar para que se cumplan en cada momento los límites establecidos para cada interconexión entre el sistema eléctrico español y el de los países limítrofes. Para ello partirá del programa base de funcionamiento (PBF) y ejecutará los cambios necesarios de acuerdo a las ofertas enviadas por los agentes al mercado diario, las unidades físicas de producción y las declaraciones de contratos bilaterales junto con su desagregación en nudos de conexión a red.

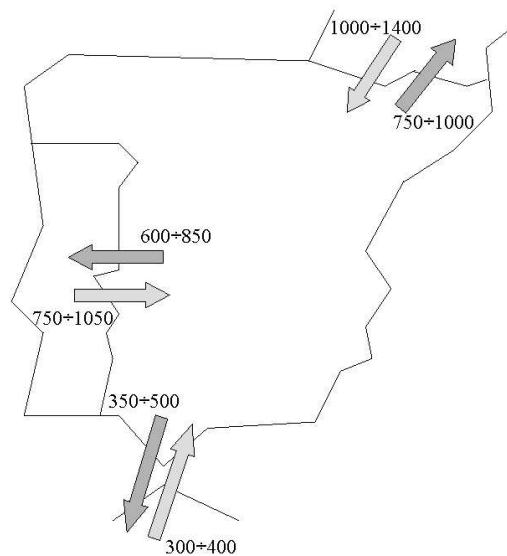


Figura 2.8: Límites de interconexión del sistema eléctrico español

El OS determinará, para cada interconexión y periodo horario, la cantidad y dirección de los tránsitos de energía que es necesario retirar. Posteriormente, repartirá esta energía a retirar de forma proporcional a la suma de transacciones incluidas en el resultado de la casación y el valor previamente calculado por el OM como límite máximo de la suma de las producciones o consumos de contratos bilaterales. El OS asignará la energía que es necesario retirar a los contratos bilaterales siguiendo un orden económico a partir de las ofertas que los agentes envían al operador del mercado en la declaración del contrato bilateral. Una vez finalizado este proceso, el OM determinará:

- Limitaciones a la modificación de la energía del programa base de funcionamiento de las unidades de producción y adquisición, para evitar variaciones en su programa durante el proceso de ajuste de restricciones.

- Cantidad de energía a retirar del resultado de la casación para solucionar las restricciones técnicas en cada uno de los sistemas eléctricos.
- Energía a retirar de los contratos bilaterales que han sido modificados durante el proceso de ajuste de las interconexiones internacionales.

2. *Solución de restricciones en el sistema eléctrico español.*

Una vez realizado el ajuste de las interconexiones internacionales, el Operador del Sistema determinará la energía a asignar o retirar de las ofertas de las unidades de generación y la producción y/o consumo que es necesario restar a las unidades que intervienen en contratos bilaterales para asegurar el suministro en el sistema eléctrico español en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad establecidas. Estos datos, junto con las limitaciones de la energía asignada a las unidades de producción en el programa base de funcionamiento, se pondrán a disposición del Operador del Mercado, con el objetivo de evitar, en lo posible, que en el proceso de ajuste de producción y demanda o en las sesiones del mercado intradiario surjan nuevas restricciones.

3. *Proceso de recuadre.*

Con los datos señalados anteriormente, el Operador del Mercado modificará el programa base de funcionamiento incorporando o retirando las energías señaladas por el operador del sistema. Esto provocará un descuadre del programa base que será resuelto hora a hora por el operador del mercado del siguiente modo:

- El OM retirará las ofertas de producción, o de adquisición, para que el programa resultante respete los límites de intercambio de cada una de las interconexiones del sistema eléctrico español con los países limítrofes.
- Para cada hora el OM realizará el cálculo del descuadre entre producción y demanda, pudiéndose obtener:
 - Un descuadre positivo: será necesario retirar energía. Se repartirá la energía a retirar proporcionalmente entre la suma de las energías de los contratos bilaterales y la suma de las energías de las unidades casadas y que no ha sido limitada por el OS. La parte a retirar de los contratos bilaterales se realizará de forma proporcional a las energías de cada contrato. La parte a retirar de las unidades casadas se hará siguiendo el orden de precedencia económica calculada por el Operador del Mercado, eliminando en primer lugar las unidades casadas más caras, y cumpliendo en cualquier caso las limitaciones impuestas por el Operador del Sistema.
 - Un descuadre negativo: será necesario incorporar energía. Siguiendo el orden de precedencia económica, el operador del mercado incorporará al programa la energía de venta no casada más barata, cumpliendo con las limitaciones impuestas por el operador del sistema.
- Por último, una vez realizado el proceso de recuadre en todas las horas, el OM verificará, para aquellas unidades que han declarado en sus ofertas condición de ingresos mínimos y que el OM les haya incorporado energía, que cumple el ingreso mínimo solicitado. En caso de no ser así, se repetirá el proceso de recuadre sin considerar la unidad anteriormente señalada. Si más de una unidad

no cumpliera la condición de ingresos mínimos se eliminará aquella con una mayor diferencia entre ingresos pedidos e ingresos obtenidos.

Una vez finalizado el proceso, el Operador del Mercado enviará al Operador del Sistema el resultado y hará público para cada agente las variaciones en el programa sufridas por sus unidades. El OS asignará a cada unidad de producción una etiqueta que identifica su estado tras el proceso de resolución de restricciones.

Las etiquetas establecidas son cuatro y se definen como (P.O.-3.2 [3]):

- GDO (Grupo de Despacho Obligatorio): Unidad de producción en la que se requiere el acoplamiento o el aumento de producción de uno o varios de los grupos generadores que la integran.
- GDL (Grupo de Despacho Limitado): Unidad de producción en la que uno o varios de los grupos que la integran han de reducir su producción.
- GBR (Grupo de Bajada Restringida): Unidad de producción en la que, por razones de seguridad, uno o varios de los grupos que la integran debe mantener una cierta producción mínima.
- GSR (Grupo de Subida Restringida): Unidad de producción en la que, por razones de seguridad, uno o varios de los grupos que la integran no pueden admitir producciones superiores a una máxima establecida.

Obviamente, la asignación de las etiquetas GDO, GDL, GBR o GSR a las unidades de producción conlleva restricciones de estas unidades en los posteriores redespachos.

El PBF junto con la energía retirada o incorporada en el proceso de restricciones formará el programa diario viable provisional (PDVP), el cual, una vez incorporados por el operador del sistema los servicios complementarios, constituirá el programa diario viable definitivo (PDVD).

Restricciones del mercado intradiario

Antes de la apertura de cada sesión del mercado intradiario, el Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado y de cada agente, las limitaciones a sus unidades de oferta, las unidades indisponibles, la capacidad de las interconexiones internacionales y la previsión de la demanda para el periodo de programación de cada sesión.

Tras la casación de cada sesión del mercado intradiario, los agentes del mercado enviarán al OM los desgloses de sus unidades de producción. Esta información junto con el resultado de la casación será enviada por el OM al OS que realizará análisis de restricciones técnicas. El OS realizará los pertinentes análisis de seguridad y remitirá al OM la energía a retirar del programa obtenido en la casación para que el suministro de energía en el sistema eléctrico español se realice en condiciones de seguridad y calidad. Posteriormente, el Operador del Mercado restablecerá el equilibrio entre producción y demanda en cada hora, retirando del programa incremental obtenido en la casación, la energía necesaria para restablecer el equilibrio siguiendo el orden de precedencia económica resultante del proceso de casación.

2.6.3. La condición de ingresos mínimos

El mercado español es obligatorio (todas las unidades de generación disponibles han de enviar ofertas al mercado) y las ofertas se realizan por unidades físicas, salvo las centrales hidráulicas que pueden ofertar conjuntamente por cuenca hidrográfica. Derivado de este hecho, las reglas del mercado reconocen que las ofertas económicas realizadas por las unidades de generación al mercado diario de casación pueden ser simples o complejas.

Se dice que son ofertas simples cuando éstas son remitidas indicando exclusivamente la cantidad y el precio de cada uno de los bloques de oferta de energía. Una unidad de producción puede presentar hasta un máximo de 25 tramos de energía para cada periodo horario de programación, cada uno con un precio diferente.

Las ofertas son complejas cuando incorporan una o varias condiciones a los bloques de oferta precio-energía. Las condiciones que pueden incorporar son las siguientes:

- Indivisibilidad: condición que permite que el primer tramo ofertado de energía, el más barato, tenga carácter de indivisible. Por lo tanto, si la oferta es aceptada y el primer tramo resulta casado, tendría que ser aceptado en su totalidad.
- Ingresos mínimos: se expresa por una cantidad fija (en €) y otra variable (en $c\text{€}/\text{kWh}$). Con esta condición, las unidades generadoras que resultan despachadas se aseguran una cantidad mínima de cobro. La condición compleja de ingresos mínimos se incluye para recuperar el coste de arranque de los grupos generadores.
- Parada programada: es una condición que pueden incluir aquellas unidades que también incorporan a su oferta la condición de ingresos mínimos. Se aplica siempre y cuando la unidad de producción que oferta con ingresos mínimos no resulta casada en el algoritmo de mercado. Si ocurre esto, la oferta es considerada, para su primer tramo y sólo para los tres primeros periodos horarios de la programación, como una oferta simple. La energía que se oferte con esta condición deberá ser decreciente para sus periodos de aplicación.
- Gradiente de carga: para cada unidad se puede establecer un incremento máximo de la producción al alza o a la baja entre dos periodos consecutivos. Esta condición también puede formularse para la variación máxima de carga en el arranque y/o parada del grupo.

De las condiciones complejas referidas en los párrafos anteriores únicamente la condición de ingresos mínimos es considerada en el algoritmo de solución de las restricciones técnicas. La condición de ingresos mínimos va a introducir una gran complejidad en el modelo y obliga al OM a implementar un procedimiento iterativo para encontrar la solución del problema.

Esta condición compleja se formula de forma distinta para el mercado diario de casación que para el proceso de resolución de restricciones técnicas, al introducir como nueva variable del modelo el número de arranques efectuado por la unidad generadora para resolver restricciones. En la solución de restricciones técnicas, la condición de ingresos mínimos determina que la remuneración que recibe un generador conectado para resolver restricciones técnicas es la mayor de las dos cantidades siguientes ⁵:

⁵La formulación de la condición de ingresos mínimos para la resolución de restricciones técnicas se ha desarrollado en el apartado 4.4.2 de la tesis.

– C_i^{os} , coste para el sistema de la oferta simple del generador i . Es la suma para el horizonte diario de programación de las ofertas simples precio-energía realizadas para cada periodo horario de programación.

– C_i^{oc} , coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador i .

Estas condiciones hacen que los resultados de las distintas horas dejen de ser independientes entre sí, exista acoplamiento temporal, y la estructura de costes sea más compleja que el formato de ofertas presentado en la casación simple.

2.6.4. El servicio complementario de control de tensiones

A la hora de solucionar las restricciones técnicas que aparecen en el mercado español de energía eléctrica han sido identificados dos factores clave [38]:

1. el acoplamiento temporal de la solución que viene expresado por la condición de ingresos mínimos. Provoca que la solución de restricciones técnicas esté acoplada en los 24 periodos horarios de programación.
2. la relación entre el servicio complementario de control de tensión y la solución de las restricciones técnicas.

Con el crecimiento continuado de la demanda en España durante los últimos años, incremento especialmente significativo durante el periodo estival y en las zonas de Levante y Andalucía, se ha incrementado la energía gestionada en el proceso de resolución de restricciones técnicas. Sin embargo, los problemas de restricciones que se plantean en la red española son fundamentalmente problemas de tensiones en los nudos, es decir, de gestión de potencia reactiva. Durante estos años se han multiplicado los problemas por subtensiones en la zona centro, Sur y Levante del país. Por ello un método de resolución de restricciones aplicado al sistema español basado en el concepto de ATC –máxima capacidad de intercambio entre dos sistemas interconectados– resultaría inadecuado, ya que se deben abordar conjuntamente ambos problemas: la resolución de restricciones y la gestión y asignación diaria de los recursos de potencia reactiva.

En la actualidad el OS efectúa el análisis de seguridad requerido para todo el horizonte de programación identificando las restricciones que afectan al PBF de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad definidos en el P.O.-1.1. Para gestionar los recursos de reactiva, el 1 de abril del 2000 fue aprobado el procedimiento de operación del sistema P.O.-7.4, “Servicio Complementario de control de tensión de la red de transporte”, en el cual se detalla la forma en que los recursos de reactiva han de ser gestionados. Tras mucho retraso en su aplicación, en breve se aprobará la cuantía de la retribución a los agentes que ponen sus recursos a disposición del OS.

En el P.O.-7.4 se expresa que el control de tensión realizado por los generadores es un servicio complementario de carácter obligatorio y retribuido en función de su disponibilidad y correcto funcionamiento, con un montante total establecido de forma reglamentaria. Tiene por objeto mantener la tensión de los nudos del sistema dentro de márgenes establecidos atendiendo a criterios de seguridad, economía y calidad de servicio mediante la actuación sobre los recursos de absorción y generación de potencia reactiva de los generadores, tomas de los transformadores, elementos de control de la red de transporte y ofertas de los distribuidores.

Esta tesis plantea que la resolución conjunta o coordinada de las restricciones técnicas y la asignación diaria de recursos de reactiva se realice mediante un proceso de optimización conjunto sujeto a las restricciones técnicas de red. De esta forma la tesis demuestra su vigencia y actualidad, así como su relevancia como aplicación al mercado eléctrico español. Para ello considera un procedimiento conjunto y acoplado para las 24 horas de programación que posibilita la conexión de reactancias, condensadores y las maniobras sobre las tomas de los transformadores, de manera que se logre optimizar la gestión de potencia reactiva en la red de transporte. El algoritmo permite obtener de forma indirecta las consignas de tensión diarias para cada nudo de la red de transporte teniendo en cuenta tanto los resultados del mercado y de la gestión de restricciones como la disponibilidad prevista de los elementos de la red.

2.7. Resumen del capítulo

Durante los últimos años del siglo XX se llevó a cabo un cambio de los modelos regulatorios aplicados a los sistemas eléctricos. La nueva regulación de los sistemas eléctricos introduce parámetros distintos en el análisis del modelo debido a la liberalización y la competencia en la asignación de recursos, modificando el enfoque clásico de los procesos de optimización de la programación de la generación y el transporte para la explotación y gestión óptima de los sistemas eléctricos.

El problema clásico de explotación generación-red se ha visto afectado de forma especialmente significativa por la modificación del marco regulatorio tradicional, ya que es precisamente en la generación donde los paradigmas regulatorios de ambos sistemas, el tradicional y el descentralizado-competitivo, quedan más visiblemente caracterizados. Los mercados de generación en régimen de competencia modifican la estructura de producción y el análisis de la combinación óptima de unidades de generación en el propósito de minimización del “coste global” del sistema.

Nuevas entidades surgen para gestionar de forma transparente los procesos económicos (el Operador del Mercado) y los nuevos desafíos técnicos del sistema (el Operador del Sistema). La asignación de la generación se realizará mediante procesos de subasta en un mercado mayorista organizado o a través de contratos bilaterales entre productores y consumidores. Esto provocará que la programación inicial de la producción de energía eléctrica sólo responda a criterios económicos, por lo que, en buena lógica, los problemas de restricciones técnicas se acrecientan.

Las restricciones técnicas afectan fundamentalmente a los flujos de interconexión entre áreas y sistemas, límites de flujo de potencia por las líneas y problemas de tensiones en los nudos de la red, especialmente significativos en el sistema eléctrico peninsular. Nuevos métodos de resolución de restricciones técnicas basados en mecanismos de competencia se teorizan y aplican en los distintos mercados internacionales. Así aparecen métodos como las subastas, la división zonal del mercado, precios nodales, la recompra de energía,...

Estos métodos se aplican en mercados liberalizados a dos tipos de modelos de estudio:

1. Modelos que incorporan la red de transporte en la casación: es el caso del *Modelo Operador Único* desarrollado en la tesis.
2. Modelos que no incorporan la red de transporte en la casación: en este caso se pueden solucionar las restricciones técnicas de forma centralizada (método de redespacho o

bloqueo de transacción) o mediante mecanismos explícitos de mercado (métodos de subasta, recompra de energía, división zonal del mercado). La tesis desarrolla el mecanismo de redespacho, método de gestión centralizada, a través del denominado *Modelo OM-OS*.

Especial relevancia para el desarrollo de este trabajo tiene el método de solución de restricciones técnicas por redespacho de energía aplicado en el sistema español, ya que uno de los modelos estudiados en la tesis se fundamenta en el procedimiento aplicado en el mercado español de electricidad y, además, el sistema eléctrico peninsular es el caso de estudio real analizado en el Capítulo 6 de esta tesis.

Para solventar las restricciones técnicas, el OS (REE) estudiará las posibles soluciones que técnicamente resuelvan las restricciones con el margen de seguridad establecido en los procedimientos de operación mediante el redespacho de la generación. Para ello retirará de la solución de la casación del mercado diario las ofertas de venta que sean precisas e incorporará otras ofertas presentadas y no casadas en dicha sesión, respetando el orden de precedencia económica. La solución de restricciones podrá conllevar la sustitución de algunas unidades de generación que fueron incluidas en el mercado por otras, más caras, que permitan resolver las restricciones generadas. El algoritmo seleccionará de entre el conjunto de soluciones técnicamente válidas, aquella que representa un menor sobre coste global para el sistema.

Por ende, la resolución de restricciones y la gestión de recursos de reactiva para el control de tensiones se convierten en un nuevo desafío. La tesis desarrolla un método basado en la Descomposición de Benders para la resolución conjunta de la programación diaria de la generación y la solución de restricciones técnicas con gestión y asignación de los recursos de reactiva. El método responde adecuadamente al acoplamiento temporal de la solución de restricciones, así como a los problemas de tensiones en los nudos de la red de transporte. Este método de resolución centralizada de restricciones técnicas se aplicará a dos modelos que reproducen sendos mecanismos de resolución y gestión de restricciones, con o sin incorporación de la red de transporte en el algoritmo de casación.

El próximo capítulo de la tesis está destinado a la exposición y desarrollo del problema de la programación horaria con restricciones de seguridad. El objetivo es definir las unidades de producción y elementos de control de tensión del sistema necesarios para garantizar de forma óptima que las transacciones de energía eléctrica no provoquen violaciones de los límites de operación del sistema eléctrico.

Capítulo 3

Programación horaria con restricciones de seguridad

3.1. Introducción

Este capítulo de la tesis está destinado a la exposición del problema de la programación horaria con restricciones de seguridad (PHRS). En este trabajo el horizonte de programación es un día, 24 horas, por lo que se puede definir también como programación diaria con restricciones de seguridad (PDRS)¹. El objetivo de la PDRS es designar las unidades de generación y elementos de control de tensión conectados al sistema de forma que se aseguren las transacciones de energía eléctrica sin que exista violación alguna de los límites de operación del sistema eléctrico.

Como se señalaba en el apartado 1.1.2, las restricciones técnicas cobran en los mercados eléctricos un papel aún más relevante que el cumplido en la regulación tradicional. La razón fundamental está en la propia organización del sistema, esto es, la gestión independiente de las actividades de generación y transporte. La programación inicial de la generación en los mercados de electricidad está guiada exclusivamente por intereses económicos sin consideraciones técnicas de ningún tipo, lo que puede producir asignaciones físicamente inviables que requieran una alteración considerable de la programación a través de la resolución de restricciones técnicas.

La problemática en la explotación de los sistemas eléctricos se ve acrecentada por la necesaria gestión equitativa y abierta del acceso al transporte de generadores y consumidores², el considerable aumento de la demanda de energía eléctrica en los últimos años, las variaciones diarias y estacionales de la demanda y los problemas medioambientales que conlleva la expansión de la red de transporte. Todo ello podría conducir a situaciones límite de congestión de las líneas de transporte o problemas de tensiones en los nudos de la red.

Esta creciente complejidad de los sistemas eléctricos exige que el OS defina un diseño adecuado para los procesos de operación técnica del sistema eléctrico, con el objetivo de salvaguardar de forma preventiva la seguridad del sistema eléctrico.

La programación diaria de la generación con resolución de restricciones planteada en la tesis es un problema matemático complejo, debido a:

¹Se hará uso indistintamente de ambos términos: PHRS o PDRS.

²Se conoce con el término de *libre acceso de terceros a las redes*.

- las variables enteras de conexión/desconexión de unidades de generación, reactancias y condensadores.
- los acoplamientos temporales debidos a las restricciones de rampa o la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja en el sistema eléctrico peninsular (SEP).
- el modelo no lineal de la red de transporte, incluyendo ecuaciones nodales de potencia activa y reactiva y límites de flujo por las líneas tanto para el estado normal como para los distintos estados post-contingencia.
- el tratamiento con criterio preventivo de las contingencias del sistema eléctrico, lo que hace más restrictivo el modelo.
- la aplicación a sistemas reales de gran dimensión, como el sistema eléctrico peninsular.

Esta complejidad ha hecho que tradicionalmente la asignación diaria de la generación con solución de restricciones técnicas se haya resuelto de forma separada. Por un lado se planteaba un modelo de explotación generación-red, con gran diversidad en la complejidad del mismo –desde la versión más general de un modelo de coordinación hidrotérmica con restricciones de red hasta la más simple de programación de unidades térmicas sin restricciones de red–, y por otro lado el modelo de flujo de cargas óptimo o reparto óptimo de cargas (OPF) sin o con restricciones de seguridad (SCOPF) ³. La tesis plantea un método de solución único de ambos modelos –se expondrá en el próximo capítulo–, que combina un modelo de explotación generación-red para un horizonte de programación diario y un SCOPF para cada escenario horario que incorpore las restricciones de seguridad. El método desarrollado en la tesis no había sido resuelto previamente en la literatura científica.

Este capítulo tiene como objetivo definir los estudios de seguridad de los sistemas eléctricos y sentar las bases del método y modelos de estudio propuestos en la tesis para la resolución de problema de la programación diaria con restricciones de seguridad, que serán desarrollados en el próximo capítulo.

La organización de este capítulo es la siguiente. La sección 3.2 explica los criterios de evaluación de la seguridad del sistema eléctrico y desarrolla dos de las herramientas básicas para el estudio de la seguridad: el análisis de contingencias y el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad (SCOPF). La sección 3.3 formula el problema de la programación diaria con restricciones de seguridad, notación utilizada, complejidad computacional y estudio de la función objetivo y restricciones del problema. En el apartado 3.4 se realiza una revisión bibliográfica de los modelos matemáticos para la explotación generación-red del sistema y para los repartos óptimos de carga con restricciones de seguridad. Por último, la sección 3.5 resume el contenido expuesto a lo largo del capítulo.

3.2. Evaluación de la seguridad

3.2.1. Introducción

Los magnitudes eléctricas que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son la frecuencia, las tensiones en los nudos y los niveles de carga en los diferentes elementos de la

³OPF y SCOPF son los acrónimos para sus respectivas denominaciones en lengua inglesa: *optimal power flow* y *security constrained optimal power flow*.

red de transporte (líneas y transformadores). El estudio de la oscilación de la frecuencia es propio del análisis dinámico de sistemas eléctricos y no de un análisis estático, por lo que esta variable no será considerada en la modelización de los sistemas eléctricos realizada en la tesis.

Los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico establecen las normas que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico, de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida. Deben ser ejecutados por el Operador del Sistema, tanto en la programación de la operación como en la operación en tiempo real. Para ello el OS debe dotarse del equipamiento necesario para monitorizar, controlar y operar el sistema de forma segura.

Se puede decir que la seguridad de un sistema viene dada por la capacidad del mismo para permanecer en un estado estable en el que se respeten los límites fijados a las distintas variables, tanto ante cambios previsibles –evolución de la demanda y la generación– como ante incidentes imprevistos: contingencias.

Según se mencionó en la sección 2.6, los procedimientos de operación del sistema eléctrico español [4] distinguen cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico que ya fueron definidos en el mencionado capítulo: normal, de alerta, de emergencia y de reposición. En la bibliografía técnica consultada, algunos autores, [22] y [92], realizan una clasificación de los estados, de forma que el denominado *estado normal*, no garantiza criterios de seguridad ante contingencias, es decir, tras una contingencia el estado del sistema eléctrico puede ser seguro o inseguro (estado de alerta).

La terminología para la consideración de los distintos estados del sistema eléctrico que se utilizará en esta tesis coincide con la clasificación establecida por [22] y [92]. Por tanto, de forma esquemática, se clasifican los estados operativos del sistema eléctrico en:

- *Estado normal*: situación en la que la demanda es abastecida y las variables de control del sistema se encuentran dentro sus límites de operación. Este estado no garantiza que se cumplan los criterios de seguridad ante la eventualidad de una contingencia (p.ej: el disparo de una línea). Por lo tanto, en este estado se puede estar en:
 - *Estado seguro*: situación que garantiza el cumplimiento de ciertos criterios de seguridad ante contingencias. El nivel de seguridad estará condicionado por el número de contingencias estudiadas. Este trabajo considera el criterio de seguridad ‘*n-1*’, es decir, las contingencias analizadas son el fallo simple de cualquier elemento de generación o transporte: grupos generadores, líneas, transformadores, reactancias o condensadores y el fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito. No se tiene en cuenta el criterio ‘*n-2*’, más exigente, que analiza el fallo simultáneo de combinaciones cualesquiera de dos elementos del sistema: grupos generadores y líneas de transporte.
 - *Estado de alerta*: situación correspondiente al caso en que no existen violaciones de límites pero no se cumplen los criterios de seguridad impuestos ante una contingencia fortuita.
- *Estado de emergencia*: el sistema evoluciona a una situación en la que hay variables con valores fuera de los límites de operación normal. Para devolver al sistema a un estado normal, seguro o inseguro, se implementa un *control correctivo*. En el control correctivo las consideraciones económicas juegan un papel secundario, siendo

prioritario retornar a un estado normal de funcionamiento. Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

- *Estado de reposición*: situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica o en la totalidad del sistema eléctrico, y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio interrumpido.

El objetivo de la tesis es desarrollar un método válido para explotar el sistema en estado seguro. En la mayoría de los casos la solución del mercado de casación procura una programación de la generación en estado inseguro o de alerta, por lo que el fin será llevar el sistema a un estado seguro con el mínimo sobre coste económico.

Para la labor de análisis de seguridad, el OS dispone de tres herramientas básicas:

- * Monitorización del sistema: estimación de estado.
- * Análisis de contingencias.
- * Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad.

Los sistemas de monitorización suministran información actualizada al OS del estado del sistema de potencia. Permiten visualizar en tiempo real las distintas variables: tensión, frecuencia, flujos de potencia; así como el estado de interruptores, seccionadores,... Estos sistemas se combinan con el estimador de estado para obtener una fotografía más realista de la situación en la que se encuentra el sistema eléctrico. Además, el OS dispone de dispositivos de telemando para actuar sobre los interruptores y seccionadores. Estas herramientas se conocen con el nombre de sistemas SCADA, y permiten supervisar y operar en tiempo real los sistemas de potencias para corregir posibles desviaciones de las magnitudes físicas del mismo.

Sin embargo esta herramienta, diseñada básicamente para su uso en tiempo real, queda fuera del ámbito de análisis de seguridad de esta tesis, destinado a establecer una programación diaria segura de la generación con carácter preventivo. No están al margen las otras dos herramientas, que por su especial relevancia se desarrollan en los siguientes apartados de esta sección.

3.2.2. Análisis de contingencias

El análisis de contingencias es una herramienta de seguridad que permite detectar aquellas contingencias que provocarían violaciones de los límites del sistema. De esta forma, se pueden identificar los posibles fallos del sistema antes de que se produzcan. Para ello se efectúan una serie de estudios de flujos de cargas en los que se comprueba el estado de la red tras la pérdida de uno de los elementos del sistema eléctrico.

Las restricciones del sistema consideradas son debidas a la superación de los límites de:

- Flujo de potencia por las líneas y transformadores.⁴

⁴La capacidad límite de líneas y transformadores para cada uno de los sistemas estudiados en la tesis puede consultarse en el Apéndice D.

- Tensión en los nudos de la red: en el capítulo precedente, sección 2.6, se fijaban unos límites de tensión para los nudos de la red española que en valores por unidad quedan expresados en la tabla 3.1. En los estudios realizados en el capítulo 5 de la tesis se evaluará la influencia de estos límites sobre el resultado final de la PDRS para los sistemas eléctricos analizados.

Tabla 3.1: Valores límite de las tensiones

| Estado | V_{minima} | V_{maxima} |
|--------|--------------|--------------|
| Normal | 95 % | 109 % |
| Seguro | 93 % | 111 % |

Las contingencias consideradas en el análisis de seguridad de esta tesis verifican el criterio ‘ $n-1$ ’, el cual estudia el fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (grupo generador, línea, transformador, condensador o reactancia) y el fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito. No se incorpora al análisis el disparo simultáneo de un grupo generador y una línea de transporte, criterio ‘ $n-2$ ’, salvo de forma excepcional en determinadas zonas geográficas en que se hace necesario.

El análisis de contingencias clásico engloba dos conceptos: la preselección de contingencias y el análisis de contingencias propiamente dicho. La preselección de contingencias decide el número de contingencias a analizar. En sistemas eléctricos pequeños, útiles para fines investigadores, no es computacionalmente problemático estudiar todas y cada una de las contingencias posibles, pero esto no es así para sistemas reales de miles de nudos y ramas. El objetivo es seleccionar adecuadamente las contingencias con el fin de evitar el “enmascaramiento” de alguna, es decir, que alguna contingencia importante no sea incluida en el análisis. Se trata, por tanto, de establecer un compromiso entre rigor en el análisis y tiempo de computación.

Esta búsqueda de equilibrio entre rapidez de computación y precisión en el estudio ha dado lugar a una abundante literatura científica. Son múltiples los métodos de selección investigados con el propósito de establecer una previa designación de las contingencias a analizar a la par de eludir un indeseado enmascaramiento. Se pueden clasificar en los siguientes:

1. **Métodos basados en factores de sensibilidad lineal:** Estas técnicas estudian el sistema de potencia con algoritmos aproximados, pero de muy rápida ejecución. Se basan en el cálculo de factores de sensibilidad lineal, también conocidos como factores de distribución ante la pérdida de un generador o de una línea [58]. El primero de ellos determina el cambio en el flujo de potencia activa de una línea ante el cambio en la generación de un nudo. Los factores de distribución ante la pérdida de una línea revelan el cambio en el flujo de potencia de una línea ante la pérdida de otra línea del sistema. Estos factores permiten conocer el estado de carga de cada elemento tras un determinado evento y dada esa información comprobar qué contingencias provocan restricciones en el sistema. Para su cálculo se hace uso del flujo de cargas en continua y de las técnicas de matrices dispersas. Estos factores dependen únicamente de la topología de la red, por lo que tienen un valor único para cada sistema y pueden ser calculados con anterioridad a su utilización. Su punto débil es que no proporcionan valores de los flujos de potencia reactiva ni de las tensiones nodales.

2. **Métodos basados en índices de severidad:** Se han planteado múltiples índices en la literatura. Los índices de severidad propuestos evalúan la sobrecarga del sistema tras una contingencia [56]. Un índice de severidad por sobrecargas típico es [92]:

$$IS_{jn} = \frac{1}{L} \cdot \sum_{jn \in \Phi} \left(\frac{|P_{jn}|}{P_{jn}^{max}} \right)$$

siendo:

- P_{jn} : potencia activa circulante por la rama jn ;
- P_{jn}^{max} : límite de capacidad de flujo de potencia activa por la línea jn .

Este índice evalúa el valor de IS_{jn} (índice de severidad) para cada contingencia. Se ordenan en una tabla de mayor a menor y se comienza el análisis de contingencias por la contingencia por pérdida de línea de mayor IS_{jn} , descendiendo en la lista hasta topar con una contingencia que no genere violaciones de las magnitudes del sistema. Al igual que los métodos basados en factores de sensibilidad lineal no evitan el “enmascaramiento” de alguna contingencia, que a pesar de su bajo índice de severidad, sí genera importantes restricciones en el sistema. Hay algunos índices que tienen en cuenta las tensiones de los nudos del sistema.

Para el cálculo de los flujos de potencia por las líneas en el estado post-contingencia se pueden utilizar distintas técnicas, desde el cálculo de los factores de distribución explicados en el punto anterior al empleo del flujo de cargas en corriente continua.

3. **Métodos basados en preselección de contingencias (contingency screening):** Estas técnicas complementan a las explicadas en los puntos anteriores. La mayoría de estos métodos seleccionan las contingencias haciendo uso del flujo de cargas en continua, desacoplado o de una versión reducida del flujo de cargas desacoplado conocida con el nombre de método 1P1Q [57]. El método 1P1Q consiste en interrumpir el flujo de cargas desacoplado tras una iteración $P - \theta$ sobre las fases de las tensiones nodales y una iteración $Q - V$ sobre los módulos de esas tensiones. De esta manera se puede conocer de forma aproximada el estado del sistema y detectar no sólo sobrecargas en las ramas, sino también posibles problemas de tensiones en los nudos de la red.
4. **Métodos híbridos:** Existen distintos métodos híbridos [61] que utilizan, dependiendo del tipo de contingencia y el sistema concreto evaluado, tanto índices de severidad como métodos de “screening” para la preselección de las contingencias.
5. **Soluciones locales basadas en relajación concéntrica:** Se fundamentan en el hecho de que la pérdida de una línea o generador no causa muchos problemas más allá de una determinada distancia. Se divide el sistema en dos partes: parte afectada y parte no afectada por la contingencia, y se va modelando el sistema en distintas capas a partir del punto de localización de la contingencia [75]. Se elige arbitrariamente un número de capa y se efectúa un flujo de cargas para los nudos incluidos en todas las capas de nivel inferior a la seleccionada, representando éstas la supuesta zona afectada por la contingencia. La solución puede ser utilizada para definir un índice de severidad de la contingencia o como solución final del caso para la zona afectada.

6. **Análisis zonal (bounding):** Al igual que las técnicas basadas en la relajación concéntrica, se justifican porque la pérdida de una línea o generador no tiene incidencia más allá de una determinada zona, pero resuelve uno de los problemas asociados a los métodos de relajación concéntrica al definir una única región ajustable alrededor de la contingencia. Se definen exclusivamente tres zonas o subsistemas eléctricos: un primer subsistema circundante a la contingencia afectada, un subsistema exterior seguro que no se resolverá en detalle y el sistema intermedio entre ambos, ajustable, que será calculado y definirá los nudos que se ven afectados por la contingencia. La referencia [15] aplica el método a un sistema con consideraciones exclusivamente de potencia activa, mientras que en [69] se extiende el análisis a sistemas en corriente alterna, con consideraciones de efectos de la contingencia tanto en ángulos de fase como en magnitudes de tensión.

Una vez seleccionadas las contingencias de estudio, se procede a efectuar el análisis de contingencias propiamente dicho, es decir, se evalúa el impacto de la contingencia seleccionada sobre el sistema eléctrico. Cualquier contingencia que se pueda producir no debe poner en riesgo la estabilidad y seguridad del sistema, por lo tanto una contingencia:

- No produce cortes de mercado.
- No produce sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte y transformadores respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias (ver límites para cada sistema en el apéndice D).
- Las tensiones para el estado normal y el estado seguro deben estar comprendidas entre los límites representados en la tabla 3.1.

Algunos de los métodos de selección de contingencias descritos previamente se emplean también para el propio análisis de contingencias –métodos de preselección de contingencias o análisis zonal–. De forma resumida se puede afirmar que las técnicas de análisis de contingencias se distinguen entre sí por el modelo de flujo de cargas empleado: corriente continua, corriente alterna o desacoplado.

El análisis de contingencias en corriente continua conlleva la adopción de un modelo simplificado, útil para detectar aquellas contingencias que provocan sobrecargas en las líneas o transformadores, si bien inadecuado para identificar problemas de sobretensiones o subtensiones en los nudos de la red. Por el contrario el análisis de contingencias en corriente alterna sí permite identificar las contingencias que provocan tensiones no admisibles en los nudos de la red, pero requiere un esfuerzo computacional mayor. El flujo de cargas desacoplado rápido [74] es una solución de compromiso entre ambos, ampliamente utilizada por su velocidad de ejecución, ya que, a diferencia de los flujos de cargas en corriente alterna completos, no necesita recalcular la matriz jacobiana en cada iteración y se sirve del desacoplamiento entre potencias reactivas y ángulos de fase por un lado y potencias activas y módulos de tensiones por otro, para la consiguiente reducción del número de términos del jacobiano considerados en cada una de las iteraciones del flujo de cargas. A pesar de su rapidez y de suministrar valores de tensiones nodales, se ha demostrado que para ciertos sistemas de potencia, en concreto para sistemas fuertemente cargados y/o con niveles medios de tensión, el criterio de desacoplamiento – $(R/X \gtrsim 1)$ – ya no es válido y su utilización puede presentar problemas de convergencia.

En la tesis no se pretende avanzar en el campo de la investigación del análisis de contingencias, sino servirse de las herramientas existentes para su aplicación a la programación horaria de la generación con restricciones de seguridad. Como se mencionaba en la sección 1.2 del capítulo inicial, uno de los objetivos de la tesis es la aplicación del método desarrollado al sistema eléctrico peninsular. En el capítulo 2 se hacía hincapié en que las principales restricciones del SEP se debían a problemas de subtensiones en las zonas Sur, Centro y Levante, lo que haría inadecuado cualquier técnica basada en la utilización de flujos de carga en corriente continua.

Por el contrario, cualquier técnica que considere los flujos de potencia reactiva y las tensiones de los nudos podría ser utilizada para los sistemas eléctricos empleados en este trabajo de investigación, si bien, en el dilema tiempo de ejecución-precisión del análisis, en esta tesis se ha valorado este segundo término por encima del tiempo de ejecución. Se ha considerado un análisis de contingencias en corriente alterna completo para todas y cada una de las posibles contingencias (criterio ‘ $n-1$ ’), en un proceso único y conjunto de selección de contingencias y evaluación de su incidencia sobre las restricciones del sistema. Por ende, el tiempo de resolución se ha considerado un factor menos relevante para los objetivos perseguidos en esta tesis.

3.2.3. Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad

El análisis de seguridad se completa con el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad: SCOPF. Es la segunda herramienta, además del análisis de contingencias, de la que hace uso la tesis para la explotación del sistema de potencia de forma segura. Una vez identificadas las contingencias que generan restricciones, estas contingencias han de ser incorporadas a la propia formulación del problema. Estas contingencias se añaden a través de las restricciones de seguridad (3.18 - 3.25) representadas en la formulación del problema del siguiente apartado 3.3.

El SCOPF es una particularización de una herramienta más general conocida con el nombre de flujo de cargas óptimo o reparto óptimo de cargas (OPF). El OPF surge de la necesidad de optimizar el reparto de una carga determinada entre una serie de unidades de generación respetando las restricciones físicas del sistema. Un OPF optimiza la operación del sistema para un escenario de carga concreto del sistema, para lo cual necesita un modelo exacto o aproximado de la red de transporte. Existen múltiples versiones de OPF dependiendo de:

- la función objetivo: variará según la aplicación específica del OPF.
- el modelo de la red de transporte (lineal o no-lineal).
- el algoritmo de solución.

La formulación matemática general de un OPF es la siguiente:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_{x,u} && f(x, u) \\ \text{sujeto a:} &&& g(x, u) \leq 0 \\ &&& h(x, u) = 0 \end{aligned} \tag{3.1}$$

donde:

- $u \in U : U \subset \mathbb{R}^m$ son variables de control (variables independientes).

- $x \in X : X \subset \mathbb{R}^n$ son variables de estado (variables dependientes).
- $f(x, u) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^1$ es el valor de la función objetivo.
- $g(x, u) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^p$ representa el conjunto de restricciones de desigualdad: límites de las variables y capacidad máxima de las líneas.
- $h(x, u) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^q$ representa el conjunto de restricciones de igualdad: ecuaciones de flujo de carga nodales.

En su versión más generalizada el OPF es un problema de optimización de función objetivo y restricciones no lineales, que para sistemas reales maneja miles de variables y restricciones. El OPF proporciona un despacho de potencia activa y reactiva sin violaciones de los límites que existan en la red.

Sin embargo esta formulación no garantiza uno de los objetivos de la tesis, que el sistema permanezca en estado seguro ante determinadas contingencias. Cualquier restricción causada por una contingencia debería ser corregida en las condiciones de operación del caso base. Esto implica una reprogramación de las variables de control del sistema de forma que la explotación del mismo se haga de forma óptima y segura con criterio preventivo. Por tanto, el OPF deberá incluir restricciones impuestas sobre el caso base y sobre los distintos escenarios generados por las contingencias críticas previamente seleccionadas, dando lugar a los flujos de cargas óptimos con restricciones de seguridad, SCOPF.

La formulación matemática general de un SCOPF es:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar}_{x^0, x^c, u} && f(x^0, x^c, u) \\
 & \text{sujeto a:} && g^0(x^0, u) \leq 0 \\
 & && h^0(x^0, u) = 0 \\
 & && g^c(x^c, u) \leq 0 \\
 & && h^c(x^c, u) = 0
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

donde:

- $u \in U : U \subset \mathbb{R}^m$ son las variables de control.
- $x^0 \in X^0 : X^0 \subset \mathbb{R}^n$ son variables de estado asociadas al caso base.
- $x^c \in X^c : X^c \subset \mathbb{R}^n$ son variables de estado asociadas a la contingencia c .
- $f(x^0, x^c, u) :$ es el valor de la función objetivo.
- $h^0(x^0, u) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^q$ representa el conjunto de restricciones de igualdad: ecuaciones de flujo de carga nodales del caso base.
- $g^0(x^0, u) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^p$ representa el conjunto de restricciones de desigualdad, límites de las variables y capacidad máxima de las líneas, del caso base.
- $h^c(x^c, u) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^q$ representa las ecuaciones de flujo de carga nodales para la contingencia c .
- $g^c(x^c, u) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^p$ representa los límites de las variables y capacidad máxima de las líneas para la contingencia c .

Cada contingencia es caracterizada por un conjunto de ecuaciones de flujo de cargas nodales, límites de las variables y capacidad de las líneas, en las que las variables de control son las mismas y tienen el mismo valor que en el caso base, mientras que las variables de estado tienen valores diferentes, por lo que se utilizan variables distintas para cada escenario: caso base y contingencias analizadas. Entre las variables típicas de control consideradas en un SCOPF están la potencia activa de los generadores, las consignas de tensión de los generadores (o en su defecto la potencia reactiva de los generadores), las tomas de los transformadores y las susceptancias de reactancias y condensadores.

El tratamiento de las contingencias requiere alguna aclaración, ya que la resolución e incidencia en la formulación del problema del disparo de una línea, reactancia o generador difiere de la pérdida de un grupo generador.

El disparo de un generador conlleva que la potencia que aportaba previamente éste tendrá que ser asumida por el resto de los generadores conectados de acuerdo a un criterio de reasignación. Se cumple que:

$$u^c = M^c \cdot u^0 \quad (3.3)$$

siendo M^c una matriz diagonal.

La pérdida de una línea, transformador, reactancia o condensador comporta la modificación de los términos correspondientes de la matriz de admitancias para las ecuaciones de igualdad y desigualdad de la contingencia en cuestión.

En resumen, el SCOPF utilizado en esta tesis determinará un punto de operación seguro para cada escenario horario mediante el ajuste de las variables de control disponibles del sistema.

3.3. Formulación del problema de la PHRS

En esta sección se formula el problema de la programación horaria con restricciones de seguridad. Se plantea como un problema de optimización matemática no lineal enteromixto en el que la función objetivo se minimiza a la par que cumple las restricciones técnicas de las propias unidades de producción, del sistema eléctrico, de la red de transporte y del análisis de seguridad ‘ $n-1$ ’ del sistema.

3.3.1. Notación

La notación utilizada en la formulación del problema de la programación horaria con restricciones de seguridad es la siguiente:

Conjuntos, índices y número de elementos

| | |
|------------|---|
| GR | conjunto de unidades de generación, reactancias y condensadores |
| G | conjunto de unidades de generación |
| RC | conjunto de reactancias y condensadores |
| B | conjunto de bloques de energía ofertados por las unidades de generación de G |
| $B/\{1\}$ | conjunto de bloques de energía ofertados por las unidades de generación de G excepto el primero |
| T | conjunto de períodos de tiempo |
| N | conjunto de nudos del sistema eléctrico |
| $N/\{ns\}$ | conjunto de nudos del sistema eléctrico salvo el nudo oscilante |

| | |
|---------------|--|
| Nc | conjunto de nudos de carga del sistema eléctrico |
| Ng | conjunto de nudos generadores del sistema eléctrico |
| Φ | conjunto de líneas y transformadores del sistema eléctrico |
| Φ_n | conjunto de líneas y transformadores conectados en el nudo n |
| Φ^{RT} | conjunto de transformadores del sistema eléctrico |
| Φ_n^{RT} | subconjunto de transformadores conectados en el nudo n |
| Ψ_j | subconjunto de grupos generadores, reactancias y condensadores conectados en el nudo j |
| C | conjunto de contingencias |
| k | índice del conjunto GR que engloba a unidades de generación, reactancias y condensadores |
| i | índice de las unidades de generación |
| t | índice de los periodos de tiempo |
| n, j | índices de los nudos del sistema |
| ns | índice del nudo oscilante del sistema |
| jn | índice de las líneas y transformadores del sistema conectados entre los nudos j y n |
| c | índice de la contingencia analizada |
| K | número total de generadores, reactancias y condensadores |
| I | número total de unidades de generación |
| RC | número total de reactancias y condensadores |
| B | número máximo de bloques de energía ofertados por un grupo generador |
| T | número de periodos de tiempo |
| N | número de nudos de la red de transporte |
| NC | número de nudos de carga de la red de transporte |
| NG | número de nudos de generación de la red de transporte |
| L | número de líneas de la red de transporte |
| NT | número de transformadores de la red de transporte |
| C | número de contingencias analizadas |

Parámetros

| | |
|-----------------------|---|
| $p_{t,i,b}^{\bullet}$ | precio de oferta de la unidad generadora i en la hora t para el bloque b |
| $P_{t,i,b}^{max}$ | energía máxima del bloque b ofertado por el generador i en el periodo t |
| P_i^{max} | máxima potencia activa del generador i |
| P_i^{min} | mínimo técnico del generador i |
| Q_k^{max} | máxima potencia reactiva de la unidad k |
| Q_k^{min} | mínima potencia reactiva de la unidad k |
| $B_{k,j}^{sh}$ | susceptancia de la reactancia o condensador k ubicado en el nudo j |
| DR_i | rampa de bajada de potencia del generador i |
| UR_i | rampa de subida de potencia del generador i |
| P_i^0 | potencia del generador i en el periodo anterior al primer escenario de programación |
| $P_{t,j}^d$ | demanda de potencia activa en el nudo j durante el periodo t |
| $Q_{t,j}^d$ | demanda de potencia reactiva en el nudo j durante el periodo t |
| y_{jn} | admitancia serie de la línea (jn) |
| y'_{jn} | admitancia paralelo de la línea (jn) |

| | |
|----------------------|---|
| RT_{jn}^{max} | toma máxima del transformador situado entre los nudos j y n |
| RT_{jn}^{min} | toma mínima del transformador situado entre los nudos j y n |
| R_t | reserva de potencia rodante en el período t |
| S_{jn}^{max} | capacidad máxima de transporte de la línea jn para el caso base |
| \bar{S}_{jn}^{max} | capacidad máxima de transporte de la línea jn para cualquier estado post-contingencia |
| V^{min} | tensión mínima nodal para el estado normal |
| V^{max} | tensión máxima nodal para el estado normal |
| \bar{V}^{min} | tensión mínima nodal para cualquier estado post-contingencia |
| \bar{V}^{max} | tensión máxima nodal para cualquier estado post-contingencia |

Variables

| | |
|----------------------|---|
| $P_{t,i}$ | potencia activa producida por el generador i durante el periodo t |
| $P_{t,j}^g$ | potencia activa inyectada por las unidades conectadas en el nudo j durante el periodo t |
| $P_{t,i,b}$ | potencia activa asignada al bloque de oferta b del grupo i para el periodo t |
| $Q_{t,k}$ | potencia reactiva producida por la unidad k durante el periodo t |
| $Q_{t,j}^g$ | potencia reactiva inyectada por las unidades conectadas en el nudo j durante el periodo t |
| $Q_{t,k}^c$ | potencia reactiva producida por la unidad k durante el periodo t para el estado post-contingencia c |
| $Q_{t,j}^{g,c}$ | potencia reactiva inyectada por las unidades conectadas en el nudo j durante el periodo t para el estado post-contingencia c |
| $u_{t,k}$ | variable de decisión binaria que representa el estado (acoplado/desacoplado) de la unidad k en el periodo t |
| $\mathbf{V}_{t,n}$ | tensión compleja del nudo n para el periodo t en el estado normal |
| $\mathbf{V}_{t,n}^c$ | tensión compleja del nudo n para el periodo t en el estado post-contingencia c |
| $V_{t,n}$ | módulo de la tensión compleja del nudo n para el periodo t en estado normal |
| $V_{t,n}^c$ | módulo de la tensión compleja del nudo n para el periodo t en el estado post-contingencia c |
| $\delta_{t,n}$ | ángulo de la tensión del nudo n para el periodo t en el estado normal |
| $\delta_{t,n}^c$ | ángulo de la tensión del nudo n para el periodo t en el estado post-contingencia c |
| $G_{t,jn}$ | parte real del término j,n de la matriz de admitancias nodales de la red para el estado normal de explotación del periodo t |
| $B_{t,jn}$ | parte imaginaria del término j,n de la matriz de admitancias nodales de la red para el estado normal de explotación del periodo t |
| $G_{t,jn}^c$ | parte real del término j,n de la matriz de admitancias nodales de la red para el estado post-contingencia c del periodo t |
| $B_{t,jn}^c$ | parte imaginaria del término j,n de la matriz de admitancias nodales de la red para el estado post-contingencia c del periodo t |
| $rt_{t,jn}$ | valor de la toma del transformador jn en el periodo t |

3.3.2. Formulación del problema

La función objetivo está representada por la expresión lineal de la ecuación (3.4):

$$\text{Minimizar}_{P_{t,i,b}} \quad \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} \sum_{b \in B} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot P_{t,i,b} \quad (3.4)$$

sujeta a una serie de restricciones que podrían agruparse en los siguientes conjuntos:

1. Restricciones de los grupos generadores: (3.5) - (3.9).
2. Restricciones del sistema y red de transporte: (3.10) - (3.17).
3. Restricciones de análisis de seguridad del sistema: (3.18) - (3.25).

Las restricciones consideradas en el problema son:

- a) Límites de los bloques de energía ofertados:

$$0 \leq P_{t,i,b} \leq P_{t,i,b}^{max} \quad \forall t \in T, \forall i \in G, \forall b \in B/\{1\} \quad (3.5)$$

- b) Relación entre la potencia activa producida por los grupos generadores y los bloques de energía ofertados:

$$P_{t,i} = u_{t,i} \cdot P_i^{min} + \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} P_{t,i,b} \quad \forall t \in T, \forall i \in G \quad (3.6)$$

- c) Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores:

$$u_{t,i} \cdot P_i^{min} \leq P_{t,i} \leq u_{t,i} \cdot P_i^{max} \quad \forall t \in T, \forall i \in G \quad (3.7)$$

- d) Potencia reactiva máxima y mínima de grupos generadores:

$$u_{t,i} \cdot Q_i^{min} \leq Q_{t,i} \leq u_{t,i} \cdot Q_i^{max} \quad \forall t \in T, \forall i \in G \quad (3.8)$$

- e) Restricciones de rampa de los generadores:

$$-DR_i \leq P_{t,i} - P_{t-1,i} \leq UR_i \quad \forall t \in T, \forall i \in G \quad (3.9)$$

- f) Potencia reactiva inyectada por reactancias y condensadores:

$$Q_{t,k} = u_{t,k} \cdot B_{k,j}^{sh} \cdot V_{t,j}^2 \quad \forall t \in T, \forall k \in RC, j \in N : B_{k,j}^{sh} \neq 0 \quad (3.10)$$

- g) Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia activa en estado normal:

$$P_{t,j}^g - P_{t,j}^d = \sum_{n \in N} V_{t,j} \cdot V_{t,n} \cdot (G_{t,jn} \cdot \cos(\delta_{t,j} - \delta_{t,n}) + B_{t,jn} \cdot \sen(\delta_{t,j} - \delta_{t,n})) \quad (3.11)$$

$$\forall t \in T, \forall j \in N : P_{t,j}^g = \sum_{i \in \Psi_j} P_{t,i}$$

h) Ecuaciones de nudo de flujo de cargas de potencia reactiva en estado normal:

$$Q_{t,j}^g - Q_{t,j}^d = \sum_{n \in N} V_{t,j} \cdot V_{t,n} \cdot (G_{t,jn} \cdot \text{sen}(\delta_{t,j} - \delta_{t,n}) - B_{t,jn} \cdot \text{cos}(\delta_{t,j} - \delta_{t,n}))$$

$$\forall t \in T, \forall j \in N : Q_{t,j}^g = \sum_{k \in \Psi_j} Q_{t,k} \quad (3.12)$$

i) Límites de capacidad de las líneas y transformadores en estado normal:

$$\left| \mathbf{V}_{t,j} \cdot [(\mathbf{V}_{t,j} - \mathbf{V}_{t,n}) \cdot y_{jn}]^* + \mathbf{V}_{t,j} \cdot \left(\mathbf{V}_{t,j} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot y'_{jn} \right)^* \right) \right| \leq S_{jn}^{max}$$

$$\forall t \in T, \forall j, n \in N : (jn) \in \Phi_j \quad (3.13)$$

j) Límites de las tomas de los transformadores:

$$RT_{jn}^{min} \leq rt_{t,jn} \leq RT_{jn}^{max} \quad \forall t \in T, \forall j, n \in N : (jn) \in \Phi_j^{RT} \quad (3.14)$$

k) Tensiones máximas y mínimas en los nudos de la red para el estado normal:

$$V^{min} \leq V_{t,n} \leq V^{max} \quad \forall t \in T, \forall n \in N \quad (3.15)$$

l) Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para el estado normal:

$$-\pi \leq \delta_{t,n} \leq \pi \quad \forall t \in T, \forall n \in N / \{ns\}$$

$$\delta_{t,ns} = 0 \quad ns : \text{nudo oscilante} \quad (3.16)$$

m) Reserva de operación del sistema:

$$\sum_{i \in G} u_{t,i} \cdot P_i^{max} \geq \sum_{n \in N} P_{t,n}^d + R_t \quad \forall t \in T$$

$$\sum_{k \in GR} u_{t,k} \cdot Q_k^{max} \geq \sum_{n \in N} Q_{t,n}^d \quad \forall t \in T \quad (3.17)$$

n) Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia activa para el estado post-contingencia:

$$P_{t,j}^g - P_{t,j}^d = \sum_{n \in N} V_{t,j}^c \cdot V_{t,n}^c \cdot (G_{t,jn}^c \cdot \text{cos}(\delta_{t,j}^c - \delta_{t,n}^c) + B_{t,jn}^c \cdot \text{sen}(\delta_{t,j}^c - \delta_{t,n}^c))$$

$$\forall c \in C, \forall t \in T, \forall j \in N : P_{t,j}^g = \sum_{i \in \Psi_j} P_{t,i} \quad (3.18)$$

ñ) Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia reactiva para el estado post-contingencia:

$$Q_{t,j}^{g,c} - Q_{t,j}^d = \sum_{n \in N} V_{t,j}^c \cdot V_{t,n}^c \cdot (G_{t,jn}^c \cdot \text{sen}(\delta_{t,j}^c - \delta_{t,n}^c) - B_{t,jn}^c \cdot \text{cos}(\delta_{t,j}^c - \delta_{t,n}^c))$$

$$\forall c \in C, \forall t \in T, \forall j \in N : Q_{t,j}^g = \sum_{k \in \Psi_j} Q_{t,k}^c \quad (3.19)$$

o) Límites de capacidad de las líneas y transformadores para el estado post-contingencia:

$$\left| \mathbf{V}_{t,j}^c \cdot [(\mathbf{V}_{t,j}^c - \mathbf{V}_{t,n}^c) \cdot y_{jn}]^* + \mathbf{V}_{t,j}^c \cdot \left(\mathbf{V}_{t,j}^c \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot y'_{jn} \right)^* \right) \right| \leq \bar{S}_{jn}^{max}$$

$$\forall c \in C, \forall t \in T, \forall j, n \in N : (jn) \in \Phi_j \quad (3.20)$$

p) Potencia activa de los grupos generadores tras la pérdida de un generador:

$$P_{t,k}^c = P_{t,k} + \frac{P_k^{max} - P_{t,k}}{\sum_{k \neq i} (P_k^{max} - P_{t,k})} \cdot P_{t,i} \quad \forall k \in G : P_{t,k} > 0$$

$$P_{t,i}^c = 0 \quad i \in G : P_{t,i} > 0 \quad (3.21)$$

q) Potencia reactiva máxima y mínima de los grupos generadores para el estado post-contingencia:

$$u_{t,i} \cdot Q_i^{min} \leq Q_{t,i}^c \leq u_{t,i} \cdot Q_i^{max} \quad \forall c \in C, \forall t \in T, \forall i \in G \quad (3.22)$$

r) Potencia reactiva inyectada por reactancias y condensadores en el estado post-contingencia:

$$Q_{t,k}^c = u_{t,k} \cdot B_{k,j}^{sh} \cdot (V_{t,j}^c)^2 \quad \forall c \in C, \forall t \in T, \forall k \in RC, j \in N : B_{k,j}^{sh} \neq 0 \quad (3.23)$$

s) Tensiones máximas y mínimas en los nudos de la red para el estado post-contingencia:

$$\bar{V}^{min} \leq V_{t,n}^c \leq \bar{V}^{max} \quad \forall c \in C, \forall t \in T, \forall n \in Nc \quad (3.24)$$

t) Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para el estado post-contingencia:

$$-\pi \leq \delta_{t,n}^c \leq \pi \quad \forall c \in C, \forall t \in T, \forall n \in N/\{ns\}$$

$$\delta_{t,ns}^c = 0 \quad ns : \text{nudo oscilante} \quad (3.25)$$

Por tanto, la función objetivo está sujeta a las restricciones de despacho de los propios generadores, restricciones inter-periodos y las restricciones de red para el estado normal del sistema y para un estado seguro del mismo tras la verificación de un análisis de seguridad.

Es frecuente en los modelos de explotación de la generación la presencia de restricciones de acoplamiento temporal entre periodos de las variables de conexión y desconexión de generadores. En los modelos clásicos de explotación basados en costes estas restricciones hacían referencia a los períodos mínimos de arranque y parada de una central térmica. En los nuevos modelos descentralizados-competitivos estas restricciones de acoplamiento temporal desaparecen, si bien en algunos sistemas estos acoplamientos temporales son reemplazados por ciertas condiciones complejas de oferta. Es el caso de la condición de ingresos mínimos del mercado eléctrico español. La formulación e incorporación de esta condición compleja a los modelos de estudio se presentará en el próximo capítulo.

Con el objetivo de presentar una formulación del problema más compacta, en las ecuaciones nodales del flujo de cargas (3.18), (3.19) y en la restricción de flujo por las líneas (3.20), no se ha diferenciado en la notación entre nudos de tipo PV, PQ u oscilante. Sin embargo, aunque no se haya establecido esa distinción entre nudos, el comportamiento de las variables es distinto según el tipo de nudo del que se trate. De esta forma, el módulo de la tensión es una variable de estado en un nudo de carga ($V_{t,n} \neq V_{t,n}^c$) mientras que el módulo de la tensión es una variable de control en un nudo generador con control de tensión, donde $V_{t,n}$ y $V_{t,n}^c$ son la misma variable ($V_{t,n} = V_{t,n}^c$).

Por otro lado, de acuerdo a la formulación matemática general del flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad expresada en el apartado anterior 3.2, las variables del modelo se clasifican en:

- *Variables de control.*

Se consideran variables de control la potencia activa producida por cada una de las unidades generadoras, $P_{t,i}$, la susceptancia de reactancias y condensadores, B_j^{sh} , las tomas de los transformadores, $rt_{t,jn}$, y el módulo de la tensión para los nudos de tipo PV u oscilante, $V_{t,n}$.

Las variables de control son únicas tanto para el estado normal como para cualquier estado post-contingencia c . Es por ello que no se definen nuevas variables de tomas de transformadores o potencia activa de los generadores para estados post-contingencia, salvo ante el disparo de un generador, caso en el que las potencias de los generadores que asumen la potencia perdida por el grupo perdido cambian. De igual manera, para el conjunto de los nudos generadores Ng se verifica que $V_{t,n} = V_{t,n}^c$, es decir, el módulo de la tensión en nudos de tipo PV u oscilante es una variable única para cualquier estado del sistema.

- *Variables de estado asociadas al caso base.*

Las variables de estado engloban el resto de las variables o variables dependientes. Se ha diferenciado entre las variables asociadas al estado normal o caso base y al estado post-contingencia c , enumeradas en el siguiente punto.

Las variables de estado son, entre otras, la potencia reactiva de los generadores o elementos de control de tensión, $Q_{t,k}$, el ángulo de la tensión nodal, $\delta_{t,n}$, el módulo de la tensión en nudos de carga Nc , $V_{t,n}$, y las conductancias y susceptancias de las líneas y transformadores, $G_{t,jn}$ y $B_{t,jn}$ respectivamente. En realidad, la conductancia y la susceptancia sólo serán una variable en el caso de un transformador de toma variable, siendo para el resto de las líneas y transformadores un parámetro fijo.

- *Variables de estado asociadas a la contingencia c .*

Son las mismas variables de estado consideradas en el caso base, pero singularizadas para cada uno de los estados post-contingencia c . Es decir, $Q_{t,k}^c$, $\delta_{t,n}^c$, $V_{t,n}^c$, $G_{t,jn}^c$ y $B_{t,jn}^c$ entre otras.

Tras la formulación del problema, en el siguiente apartado se analiza la función objetivo, así como cada una de las restricciones del problema.

3.3.3. Análisis de la función objetivo y restricciones del problema

En la regulación clásica la función objetivo de un modelo de programación diaria era la minimización de los costes de producción, entre los cuales se incluían los costes de operación y los de arranque y parada de las centrales térmicas. En los mercados eléctricos la función objetivo ya no es la minimización centralizada de los costes de producción sino la minimización del precio marginal del sistema (caso del mercado diario español) o del coste de adquisición para la demanda cuando se retribuye a la generación a sus precios de oferta tomando como base las ofertas de los bloques precio-energía formuladas por los distintos agentes.

En esta nueva regulación, los mercados de energía se organizan como una subasta en la que los consumidores, al igual que los generadores, también pueden ofertar bloques precio-energía para satisfacer su demanda (ver figura 3.1). Bajo esa hipótesis, la función objetivo buscaría maximizar el beneficio social neto, que es la suma del excedente del consumidor y

del productor. Se maximizaría la utilidad de los consumidores a la par que se minimizaría el coste de los productores.

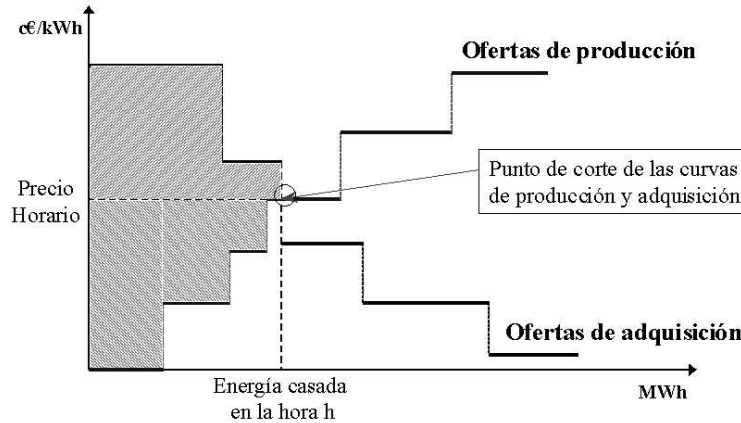


Figura 3.1: Casación del sistema eléctrico con ofertas de consumidores

En la tesis se considera una curva de la demanda rígida, donde no hay ofertas de los consumidores, de acuerdo a la representación de la figura 3.2. Esta aparente simplificación es bastante realista dada la escasa elasticidad de la demanda eléctrica en el corto plazo y su poca capacidad para condicionar el precio marginal del sistema más allá de su propia evolución diaria en periodos de valle, llano y punta. La demanda considerada representaría la agregación de las demandas nodales de potencia activa más las pérdidas del sistema, magnitudes englobadas en el grupo de ecuaciones (3.11). No obstante, en un futuro se podría extender esta formulación para incorporar ofertas de compra de energía.

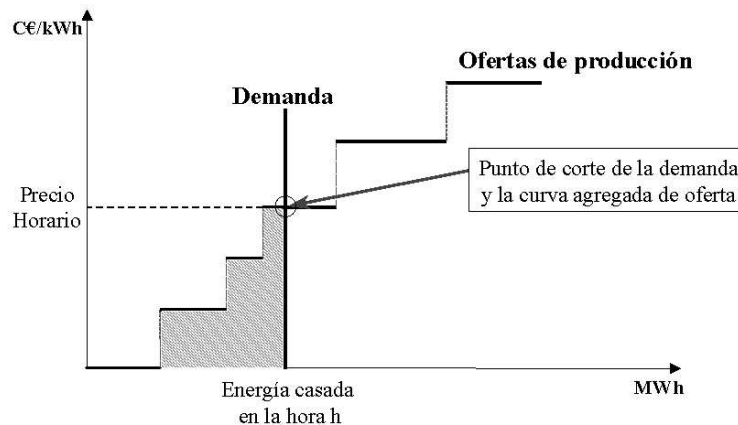


Figura 3.2: Casación del sistema eléctrico con demanda rígida

La función objetivo representada por la ecuación (3.4) es la suma para las 24 horas del día del producto de los bloques de energía ofertados por sus precios respectivos. Esta función es escalonada, lineal a tramos, como se puede observar en la figura 3.2 y representa la curva agregada de las ofertas de generación. Si se retribuye a precio marginal, el objetivo persigue minimizar este precio marginal horario del sistema o lo que es lo mismo, minimizar

el área por debajo de la curva agregada de generación para satisfacer una demanda dada y sujeta a las restricciones previamente enunciadas.

Debe señalarse que si las ofertas por tramo realizadas por los generadores no reflejan sus costes marginales respectivos, el modelo no minimizaría estrictamente los costes de producción del sistema, si bien este aspecto no es relevante en mercados liberalizados.

En la nueva regulación en muchos países es habitual la contratación bilateral entre agentes del mercado (productores y consumidores). La posible existencia de esta contratación bilateral podría ser incorporada al análisis de la PHRS, de forma que la generación contratada entraría a precio ‘0’ en la función objetivo (sólo podría reducirse por restricciones de evacuación) y la demanda se sustrae de la demanda total de la casación.

La función objetivo (3.4) puede descomponerse en dos términos según la expresión:

$$\text{Minimizar}_{u_{t,i}; P_{t,i,b}} \quad \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} p_{t,i,1}^{\bullet} \cdot u_{t,i} \cdot P_i^{\text{min}} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot P_{t,i,b} \quad (3.26)$$

El primer sumando representa la decisión de conectar una central en cada periodo, decisión representada por la variable binaria $u_{t,i}$. Esta formulación adoptada en la tesis supone, para grupos térmicos, que el primer bloque ofertado por los generadores es siempre el mínimo técnico de la central P_i^{min} y que este bloque no es divisible, ya que una central no puede funcionar a una potencia inferior a su mínimo técnico (condición de indivisibilidad del primer bloque). Si la P_i^{min} del grupo fuera 0 y se contemplara la condición de indivisibilidad, se consideraría la cantidad del primer bloque de oferta de energía como indivisible.

El segundo sumando representa la suma del producto del resto de los bloques de energía por sus precios respectivos para todos los periodos horarios. Cada uno de estos bloques de energía, a diferencia del primero de ellos, siempre es divisible, es decir, el resultado de la optimización puede resultar en la aceptación *parcial* de cualquiera de ellos.

Seguidamente se analizan el conjunto de restricciones del problema:

- La primera restricción (3.5) delimita los bloques de energía ofertados por cada grupo generador en cada periodo. Obviamente la cantidad casada de cada bloque variará entre el mínimo, 0, y el máximo ofertado en cada tramo. Esta restricción se aplica a todos los bloques salvo el primero, no divisible y controlado en la restricción 3.6 por la variable binaria $u_{t,i}$.
- La segunda restricción (3.6) define la relación entre la potencia activa de salida del generador y los bloques de energía ofertados por cada grupo en cada periodo.
- La tercera restricción (3.7) limita la potencia activa de salida de cada grupo. Son las variables binarias de decisión $u_{t,i}$ las que establecen si la central estará o no en funcionamiento. De esta forma, si la central entra en funcionamiento, $u_{t,i} = 1$, su potencia activa estará entre sus límites técnicos.
- De forma análoga a la restricción anterior, la ecuación (3.8) modela la potencia reactiva de salida de cada unidad generadora entre sus límites inferior y superior.
- Las restricciones de rampa (3.9) son acoplamientos temporales que limitan la subida y bajada de potencia entre periodos consecutivos. A la hora de considerar los límites

de subida y bajada de potencia en el primer periodo se tiene en cuenta el estado inicial de partida: P_i^0 . Por tanto, la restricción se formula en la primera hora como:

$$-DR_i \leq P_{1,i} - P_i^0 \leq UR_i \quad \forall i \in G$$

Las rampas de arranque de las centrales térmicas suelen tener valores distintos de las rampas de subida de potencia. Esta formulación simplifica esta distinción y adoptará el mismo valor para ambas. Este mismo criterio se aplica a las rampas de parada y bajada de potencia.

- La restricción (3.10) fija la potencia reactiva inyectada por reactancias y condensadores. Su estado está modelado a través de las variables binarias $u_{t,k}$. Si el elemento en cuestión está conectado, $u_{t,k} = 1$, la potencia reactiva vertida a la red es función de su propia susceptancia y del cuadrado de la tensión en el nudo.
- Las restricciones (3.11) y (3.12) son las ecuaciones no lineales del flujo de cargas de potencia activa y reactiva para los n nudos del sistema. Estas ecuaciones están expresadas en forma polar, donde la tensión viene dada por la relación $\mathbf{V}_{t,n} = V_{t,n} \begin{matrix} \delta_{t,n} \\ \end{matrix}$. El módulo de la tensión $V_{t,n}$ se considera en magnitudes unitarias, al igual que los valores de conductancia, $G_{t,jn}$, y susceptancia $B_{t,jn}$.

En cada uno de los nudos pueden estar localizados más de un grupo generador. Los términos $P_{t,j}^g$ y $Q_{t,j}^g$ representan las inyecciones de potencia activa y reactiva, respectivamente, de todas las unidades generadoras y elementos de control de tensión (reactancias y condensadores) conectadas en el nudo j durante el periodo t . La diferencia entre la potencia generada por estas unidades y las demandas respectivas $P_{t,j}^d$ y $Q_{t,j}^d$ en ese nudo j durante el periodo t son los flujos de potencia por las líneas, término a la derecha del signo de igualdad en las ecuaciones (3.11) y (3.12).

La suma de las ecuaciones (3.11) para todos los nudos del sistema eléctrico daría como resultado las pérdidas totales de potencia activa. De forma análoga, la suma para los n nudos del sistema de las ecuaciones (3.12) proporciona las pérdidas de potencia reactiva.

Un valor importante asociado a las restricciones (3.11) es su valor dual, $\gamma_{t,j}$. Este valor se obtiene como resultado del proceso de optimización y se denomina precio nodal. Refleja la variación del “coste de adquisición” para la demanda ante un incremento de la misma en el nudo n durante el periodo t .

- Las restricciones (3.13) establecen los límites de capacidad de transporte, término S_{jn}^{max} de la ecuación, de cada una de las líneas y transformadores del sistema eléctrico. Este límite considera tanto los flujos de potencia activa como de reactiva, es distinto para cada una de las líneas y transformadores, y es único independientemente del sentido de circulación del flujo. El valor dual asociado a esta restricción de desigualdad es distinto de 0 cuando el flujo de potencia por la línea está al límite y representaría la variación del coste de adquisición” para la demanda ante un incremento de la capacidad de la línea.
- La restricción (3.14) se define para aquellos transformadores reguladores de tensión con cambiador de tomas. Estos transformadores regulan el módulo de la tensión en un

nudo mediante la modificación del número de espiras entre un valor mínimo RT_{jn}^{min} y máximo RT_{jn}^{max} . Si bien las tomas de los transformadores son valores discretos, en la tesis la variable $rt_{t,jn}$ se ha considerado como una variable continua la cual, una vez logrados los resultados de la optimización, podría ser sometida a una posterior discretización. Las tomas de los transformadores se incluyen en el modelo a través de los términos correspondientes de la matriz de admitancias.

Existen distintas posibilidades de representación del esquema del transformador. El modelo de transformador adoptado en esta tesis considera que la admitancia o impedancia de cortocircuito del transformador se encuentra en el lado opuesto al de las tomas del transformador. El circuito equivalente por unidad del transformador para este modelo de transformador se representa en la figura 3.3.

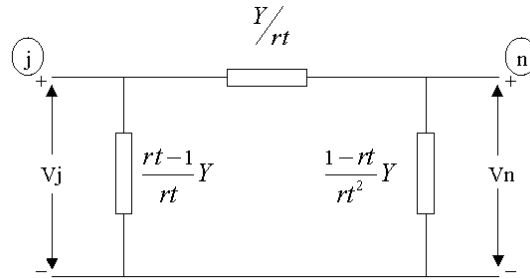


Figura 3.3: Circuito equivalente del transformador

La consideración del modelo es importante, ya que condiciona la forma en la que el valor de la toma se incorpora a los términos de la matriz de admitancias afectados por la existencia del transformador. La existencia de un transformador regulador de tensión ubicado entre los nodos j y n , para el esquema considerado, incide sobre el valor de los términos (j,n) de la matriz de admitancia de la siguiente forma:

$$\begin{matrix} & \begin{matrix} (j) & (n) \end{matrix} \\ \begin{matrix} (j) \\ (n) \end{matrix} & \begin{bmatrix} Y & -Y/rt \\ -Y/rt & Y/rt^2 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

- Los valores límite para los módulos de la tensión en los nudos del sistema eléctrico se fijan en la restricción (3.15) para el estado normal y en la (3.24) para el estado post-contingencia. Obviamente estos límites son más estrictos para el estado normal de operación del sistema eléctrico (ver tabla 3.1).
- Los valores límite para los ángulos de la tensión en los nudos del sistema eléctrico son los mismos en el estado normal, restricción (3.16), y en el estado post-contingencia, restricción (3.25). Para ambos estados, dado que los ángulos pueden tener valores positivos y negativos, se requiere fijar el origen de fases en un nudo que será el nudo de referencia o nudo oscilante. En este nudo está conectado un generador o varios generadores de gran capacidad.
- La restricción (3.17) se compone de dos ecuaciones: una para la reserva rodante de potencia activa rodante y una segunda que acota la reserva de potencia reactiva.

Estas restricciones aseguran la existencia de una reserva de energía de forma que ante el fallo de algún grupo generador, el sistema pueda asumir esa pérdida sin poner en riesgo el suministro de la demanda y la propia estabilidad del sistema. Debido al carácter local de la gestión de potencia reactiva o control de tensiones, la reserva de potencia reactiva podría no ser incluida en el modelo o ser sustituida por reservas zonales que garanticen los suficientes recursos de reactiva para la operación segura del sistema eléctrico.

- Las restricciones, (3.18)-(3.19), son análogas a las (3.11)-(3.12) pero aplicadas a los estados post-contingencia c . Los valores de $G_{t,jn}^c$ y $B_{t,jn}^c$ son iguales a los de $G_{t,jn}$ y $B_{t,jn}$, respectivamente, salvo para aquella línea o transformador cuyo disparo provoca violaciones de los límites de seguridad, contingencia c . En ese caso, la topología del sistema se ve modificada para la línea o trafo que define dicha contingencia c y se incluyen como nuevas restricciones del sistema. Por tanto cada contingencia c por disparo de línea o transformador incluiría por periodo 4 nuevas variables $G_{t,jn}^c$ y otras 4 nuevas variables $B_{t,jn}^c$, correspondientes a los términos jn , nj y diagonales j y n de las matriz de admitancias referentes a la línea o transformador perdido. Realmente, salvo para transformadores de toma variable y para aquellos nudos donde es posible conectar reactancias o condensadores, estas variables tiene un valor único, es decir, se considerarían en el problema como parámetros fijos. En el caso del disparo de un generador, la matriz de admitancias no se modifica, cumpliéndose para todo elemento que $G_{t,jn}^c = G_{t,jn}$ y $B_{t,jn}^c = B_{t,jn}$.
- La restricción (3.21) fija la potencia neta inyectada por los generadores tras el disparo de un grupo. Se considera que la pérdida de un generador es satisfecha por el resto de los generadores acoplados del sistema. La potencia perdida por un generador P_i se reparte entre el resto de generadores acoplados de forma proporcional a su diferencia respecto a la potencia máxima según se expresa en la ecuación de (3.21).

Cuando la contingencia es la pérdida de un grupo generador, la potencia activa pasa a ser considerada como una variable de estado más del sistema eléctrico.

En resumen, el proceso de optimización obtiene como resultado principal la programación diaria de las unidades de generación –estado de conexión/desconexión (1/0) y potencia activa programada– y el coste global del sistema. Además, otros resultados importantes para la explotación y operación óptima del sistema eléctrico obtenidos son:

- precio marginal horario del sistema.
- estado de conexión/desconexión de los dispositivos de control de tensión.
- potencia reactiva horaria de salida de cada planta, reactancia o condensador.
- módulo de la tensión en cada nudo para cada periodo horario.
- ángulo de la tensión en cada nudo para cada hora.
- flujos de potencia de cada línea en cada periodo.
- pérdidas del sistema.

- posición de la toma de los transformadores.
- precio nodal o variación del coste de adquisición de la demanda ante una variación de la misma en el nudo n en el periodo t .

3.3.4. Complejidad computacional

Para analizar la complejidad computacional del problema de programación diaria de la generación con restricciones de seguridad se estudia su dimensión considerando el número total de elementos del sistema, de acuerdo a la notación del apartado 3.3.1:

- K: número total de generadores, reactancias y condensadores, siendo $K = I + RC$.
- I: número total de grupos generadores.
- RC: número total de reactancias y condensadores.
- B: número máximo de bloques de energía ofertados por un grupo generador.
- T: número de periodos de tiempo, con $T=24$ para la programación diaria.
- N: número de nudos de la red de transporte.
- Nc: número de nudos de carga de la red de transporte.
- L: número de líneas de la red de transporte.
- NT: número de transformadores de la red de transporte.
- C: número de contingencias analizadas.

Las tablas siguientes detallan el número total de variables y restricciones del problema:

Tabla 3.3: Variables del problema de PDRS (1/2)

| Estado | Variables | |
|-------------------|--|--------------|
| | Continuas | Binarias |
| Normal | $24 \cdot (I + I \cdot (B - 1) + K + 4N + 4L + NT)$ | $24 \cdot K$ |
| Post-contingencia | $Nc + N + K + 8$ | - |
| TOTAL | $24 \cdot (I \cdot B + K + 4N + 4L + NT) + C \cdot [Nc + N + K + 8]$ | $24 \cdot K$ |

Tabla 3.4: Restricciones del problema de PDRS (1/2)

| Estado | Restricciones |
|-------------------|---|
| Normal | $24 \cdot (2I \cdot (B - 1) + 7I + RC + 6N + L + 2NT + 1)$ |
| Post-contingencia | $4N + 2Nc + L + 2I + RC - 2$ |
| TOTAL | $24 \cdot (2I \cdot B + 5I + RC + 6N + L + 2NT + 1) + C \cdot [4N + 2Nc + L + 2I + RC - 2]$ |

Las tablas 3.3 y 3.4 muestran la complejidad computacional en el caso de contingencias como el disparo de una línea o transformador. Si la contingencia fuera el disparo de un grupo generador habría que añadir I variables más por cada contingencia c , variables que representarían la nueva asignación de potencias activas como consecuencia de la eliminación del generador (ver ecuación (3.21)) y $5I$ nuevas restricciones, que definirían los límites de producción, condición de rampa y la nueva asignación de potencia activa para el caso ' $n-1$ ' en estudio. Sin embargo, no habría nuevos términos de la matriz de admitancias para el estado post-contingencia, ya que ésta no se ve modificada por el disparo del grupo. De esta forma, para una serie de contingencias C definidas como disparos de generadores, la dimensión sería:

Tabla 3.5: Variables del problema de PDRS (2/2)

| Estado | Variables | |
|-------------------|---|--------------|
| | Continuas | Binarias |
| Normal | $24 \cdot (I + I \cdot (B - 1) + K + 4N + 4L + NT)$ | $24 \cdot K$ |
| Post-contingencia | $I + N_c + N + K$ | - |
| TOTAL | $24 \cdot (I \cdot B + K + 4N + 4L + NT) + C \cdot [I + N_c + N + K]$ | $24 \cdot K$ |

Tabla 3.6: Restricciones del problema de PDRS (2/2)

| Estado | Restricciones |
|-------------------|--|
| Normal | $24 \cdot (2I \cdot (B - 1) + 7I + RC + 6N + L + 2NT + 1)$ |
| Post-contingencia | $4N + 2N_c + L + 7I + RC - 2$ |
| TOTAL | $24 \cdot (2I \cdot B + 5I + RC + 6N + L + 2NT + 1) + C \cdot [4N + 2N_c + L + 7I + RC - 2]$ |

En las tablas 3.4 y 3.6 están incluidas como restricciones los límites de actuación de las variables de operación del sistema, es decir, se tienen en cuenta todas las restricciones del modelo desde (3.5) a (3.25).

3.4. Revisión bibliográfica

Existe una abundante literatura científica que aborda por un lado el problema de explotación de la generación, desde la versión más general de un modelo de programación diaria con restricciones de red hasta la más simple de programación de unidades térmicas sin restricciones de red, y por otro lado el modelo de flujo de cargas óptimo (OPF) sin o con restricciones de seguridad (SCOPF). En ambas materias cabe destacar como consultas bibliográficas de referencia:

- Unit Commitment: el artículo [64] elabora una recopilación de las distintas técnicas de optimización (lista de prioridades, branch and bound, programación lineal, programación dinámica, relajación Lagrangiana, Lagrangiana aumentada, redes neuronales, ...) aplicadas a la resolución del problema de la programación horaria de unidades de generación y los trabajos más relevantes que han hecho uso de

estos métodos de optimización. La referencia [5] también sintetiza el problema de la programación horaria de unidades, las restricciones a la función objetivo y las diversas técnicas de optimización aplicables para su resolución.

- OPF: el trabajo [62] incluye una gran cantidad de referencias bibliográficas y se realiza una clasificación cronológica del problema del flujo de cargas óptimo según la función objetivo. También se refiere a algunos artículos sobre despacho económico y SCOPF. Los artículos [78, 79] analizan de forma exhaustiva los distintos algoritmos matemáticos aplicados en la resolución del problema del reparto de cargas óptimo. La referencia [45] es un compendio de artículos donde se presenta el estado del arte de los métodos de resolución del problema y los requerimientos y desafíos para una implementación real e industrial de estas técnicas de optimización.

No obstante, el objetivo de esta sección es revisar el estado del arte de los trabajos científicos que modelan *de forma conjunta* el problema de la programación horaria de la generación a corto plazo, unit commitment, con restricciones de red. No se incluyen en la revisión bibliográfica aquellos trabajos que aunque incorporen restricciones de red, con o sin estudios de seguridad, no se extienden a una programación multiperiodo –denominados modelos SCED⁵–, ni aquellos trabajos que analizan la programación horaria con restricciones de generación y despacho pero sin incorporar ninguna restricción de red.

No se ha encontrado bibliografía de programación multiperiodo con restricciones de red y/o seguridad hasta comienzos de la década de los 90. Los trabajos previos se limitan al estudio por separado de ambos problemas, unit commitment y OPF/SCOPF. Entre las diferentes técnicas de resolución para la solución de modelos de explotación de la generación se citan técnicas como la programación lineal, no lineal, dinámica, programación entera, programación combinatorial y técnicas de descomposición (Relajación lagrangiana, descomposición de Benders, descomposición de Dantzig-Wolfe). Estas últimas pueden mejorar la eficiencia computacional, especialmente en los modelos de explotación de gran tamaño.

Las distintas referencias recopiladas se pueden clasificar atendiendo a distintos criterios: fecha, método de resolución, análisis de red en corriente continua o en corriente alterna, inclusión o no de restricciones de seguridad, . . . Se ha optado por ordenar los trabajos por orden cronológico. Los trabajos que se destacan en esta recopilación bibliográfica son los siguientes:

- En la referencia [90] se resuelve el problema de la programación de unidades térmicas en un intervalo horario mediante la Relajación Lagrangiana. El modelo incorpora, junto a las clásicas restricciones de potencia mínima y máxima de las unidades y los tiempos de arranque y parada mínimos de las centrales, otras restricciones interperiodos (condición de rampa), intra-periodo (reserva de regulación de potencia a subir y a bajar), de combustible disponible y los límites de capacidad de las líneas. Para la definición de los límites de flujo por las líneas se hace uso de los factores de distribución de flujo, términos de sensibilidad calculados mediante un modelo de flujo de cargas en corriente continua. Las pérdidas del sistema se incorporan a la función objetivo a través de coeficientes de penalización. Todas las restricciones del modelo son lineales, siendo los costes de arranque y parada de las centrales térmicas

⁵SCED: security-constrained economic dispatch. En castellano, despacho económico con restricciones de seguridad.

los únicos términos no lineales incluidos en el modelo. Las restricciones de rampa son implementadas de forma heurística en el problema dual, el cual se descompone en tantos subproblemas como unidades térmicas integran el sistema.

El problema dual se resuelve mediante programación dinámica, mientras que el problema primal emplea el método de la dirección factible. Los multiplicadores de Lagrange asociados a cada una de las restricciones relajadas de acoplamiento espacial (demanda, reserva rodante y flujo por las líneas) se actualizan en cada iteración por el método del subgradiente, mejorado éste por la agregación de unos coeficientes de aceleración. El proceso iterativo se para cuando el ‘duality gap’ (diferencia entre los costes del problema primal y dual) es suficientemente pequeño. El método se aplica a un sistema de 100 unidades térmicas y horizonte temporal de 48 horas. La incorporación de las restricciones de capacidad de las líneas complica la resolución del problema.

- En las referencias [59] y [76, 77] se simplifica la resolución del problema de programación horaria con restricciones de red de transporte al agrupar los nudos de la red de transporte en áreas, modelándose los límites de capacidad de las líneas de interconexión entre las áreas.

El artículo [59] incorpora como novedad la inclusión de restricciones de estabilidad dinámica en las interconexiones entre áreas. Primeramente, el algoritmo de resolución del problema soluciona, mediante programación dinámica, un unit commitment para todo el sistema que incorpora restricciones de equilibrio generación-demanda sin pérdidas, reserva rodante, tiempo mínimo de conexión/desconexión de unidades térmicas y límite de capacidad de las líneas de interconexión que tiene en cuenta consideraciones de estabilidad dinámica. Fijado el plan de acoplamientos, se resuelve un despacho económico diario (24 periodos) para determinar el flujo de potencia en las interconexiones. Si no se cumplen los criterios de estabilidad dinámica, se modifica la programación mediante un procedimiento iterativo hasta que se respeten los criterios establecidos. Se aplica el algoritmo a un sistema de 3 áreas de Taiwan que cuenta con 39 unidades de generación.

Los artículos de Lee [76, 77] difieren entre sí básicamente en dos puntos:

1. En el primer artículo la capacidad límite de las interconexiones es modelada mediante un flujo de redes mientras que en el segundo se utiliza un flujo de cargas en corriente continua.
2. El procedimiento de resolución en [76] se basa en una lista de prioridad que se va actualizando de forma iterativa hasta que se verifiquen todas las restricciones, mientras que en [77] se emplea un método secuencial en dos fases: fase de acoplamiento de las centrales térmicas para la que se hace uso de los costes (sensibilidades) asociados a las restricciones de demanda, reserva rodante y capacidad disponible y fase de ajuste de parámetros mediante un despacho económico multiárea.

En el primer artículo el método se aplica a un sistema de 3 áreas, 17 generadores y 48 periodos de programación. En el segundo, el procedimiento se ensaya en un sistema de 4 áreas, 55 unidades y con un horizonte de programación de 36 horas.

- En el trabajo [55] los autores proponen un algoritmo para la resolución de la programación diaria basado en la técnica de relajación del Lagrangiano Aumentado y el Principio del Problema Auxiliar [17]. Las ecuaciones de red se representan con el modelo en corriente continua y se tienen en cuenta los límites de flujo por las líneas para el estado normal y también ante hipótesis de contingencia (criterio 'n-1' para líneas y transformadores) aunque en un solo periodo. El procedimiento de resolución se basa en la duplicación de las variables continuas de potencia activa generada por cada unidad y periodo. Esta duplicación permite separar el problema en dos: uno definido para las unidades de generación y otro que se modela en el tiempo con las restricciones del sistema y la red de transporte (OPF). Las ecuaciones que se relajan y se incorporan a la Lagrangiana son las de duplicidad de variables. Los multiplicadores de Lagrange se van a actualizar por el método del subgradiente. De esta forma, el problema global inicial se ha dividido en una serie de subproblemas, tantos como la suma de unidades de generación (separabilidad espacial) y periodos de tiempo (separabilidad temporal). El modelo se aplica a un caso real del sistema eléctrico francés de 139 nudos, 150 centrales térmicas y 48 periodos de media hora cada uno.
- El artículo [8] presenta el primer modelo de explotación a corto plazo que tiene en cuenta límites de tensión, si bien no se incluyen restricciones de red debidas a contingencias. El método de solución apenas difiere del planteado en la referencia anterior, pero desarrolla una última fase heurística de búsqueda de una solución factible del problema inicial. El modelo se aplica a un caso de pequeña dimensión, con 10 generadores térmicos, 11 unidades hidráulicas, 3 nudos y 24 periodos de programación. El autor reconoce las dificultades computacionales del modelo al aumentar el tamaño del sistema.
- En la referencia [63] se utiliza el método de relajación del Lagrangiano Aumentado. En el Lagrangiano Aumentado se incluyen términos de penalización cuadráticos asociados a la restricción de demanda de potencia. Para poder separar estos términos por unidades se lleva a cabo una linealización de los mismos en torno a la solución obtenida en la iteración anterior. El problema se divide en dos etapas: la etapa de acoplamiento de unidades, unit commitment (Lagrangiano Aumentado), y la etapa del despacho económico restringido. Se incorporan restricciones de capacidad máxima de las líneas modeladas en corriente continua, reservas de operación y aspectos medioambientales (límites de emisiones) en el modelo de unit commitment, problema dual, el cual se puede descomponer en subproblemas por unidad de generación, que se resuelven mediante programación dinámica. Al incluir todas estas restricciones lineales en el modelo del problema dual la solución de esta etapa se acerca más a la solución final y mejora la factibilidad de la etapa del despacho económico, problema primal, que se resuelve desagregándolo por periodos de programación. El despacho económico incorpora las restricciones de red como un modelo en corriente continua y las restricciones medioambientales. Los multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones relajadas (equilibrio generación-demanda, reservas de operación, límites medioambientales y de combustible) se actualizan mediante el método del subgradiente. El método se aplica a un sistema basado en el IEEE de 24 nudos, el cual dispone de 26 grupos generadores.
- El artículo [89] es muy parecido al anterior. Incorpora como novedad la entrada

de dos nuevas restricciones (límites de combustible, rampa de los generadores). La restricción de rampa se incorpora en la etapa del despacho económico, mientras que el límite disponible de combustible se incluye en el Lagrangiano Aumentado del unit commitment. Otra innovación es el método de actualización de los multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones relajadas. Se utiliza el método del subgradiente con un factor de aceleración que viene expresado en función del n^o de iteración y del factor de penalización asociado al término cuadrático del Lagrangiano aumentado. El método se aplica a un sistema adaptado del IEEE de 24 nudos con 26 unidades de generación.

- En el trabajo [95] se modela el problema de explotación generación-red mediante las ecuaciones de flujo de cargas en corriente alterna. El método de resolución está basado en el propuesto en la referencia [8]. Se propone un método general de integración de un modelo de explotación de la generación con un modelo de flujo de cargas óptimo, incluyendo los límites de tensión. El problema inicial se descompone en dos: un problema de coordinación hicrotémica sin restricciones de sistema, problema dual, y un problema de flujo de cargas óptimo, problema primal. El OPF multiperiodo se puede linealizar modelándolo en corriente continua y, entonces, se conseguiría desagregar en OPFs monoperiodo que podrían resolverse mediante algoritmos de programación lineal. Es más un artículo teórico y una declaración de intenciones, puesto que no se presentan resultados de aplicación en sistemas eléctricos. Se discute tanto la dificultad de incluir límites de tensión en modelos de explotación como la de integrar un modelo de flujo de cargas óptimo con un modelo de explotación de la generación. En el método propuesto no se consideran restricciones de seguridad debidas a contingencias.
- En el artículo [70] se propone un algoritmo genético híbrido que incorpora un esquema de ordenación de unidades por lista de prioridad para la programación horaria de unidades de generación. La red se representa en un modelo de nudo único sin restricciones de capacidad en las líneas. El método propuesto se aplica a la programación diaria en 24 periodos de un sistema de 110 generadores.
- En la referencia [86] la formulación del problema de la programación horaria de unidades de generación incorpora restricciones de seguridad de transporte y restricciones de tensión. El modelo considera un modelo de red en corriente continua. El problema de PHRS se resuelve por descomposición anidada de dos algoritmos: una implementación heurística de la Descomposición de Benders y la relajación Lagrangiana Aumentada. La descomposición de Benders permite dividir el problema inicial en dos: un problema maestro que resuelve, mediante relajación Lagrangiana Aumentada, la programación de unidades sin restricciones de red ni límites de tensiones y un subproblema esclavo que incluye los límites de capacidad de las líneas y los límites de tensión en los nudos. La función objetivo del subproblema de Benders incluye una función de penalización de las infactibilidades, de forma que si el subproblema es infactible se añade un corte de factibilidad en el problema maestro. Si por el contrario el subproblema de Benders es factible no se añade ningún corte de optimalidad al maestro a diferencia de lo que ocurre en el esquema general de funcionamiento de la Descomposición de Benders (ver anexo A). El modelo desacopla las restricciones de capacidad de las líneas de los límites de tensión, lo cual permite

resolver en problemas separados las infactibilidades debidas a violación de los límites de flujo por las líneas y las infactibilidades por violación de los límites de tensión en los nudos. El algoritmo finaliza cuando el plan de acoplamiento definido por el maestro no genera ninguna infactibilidad en el subproblema de Benders. Esta aplicación heurística de la descomposición de Benders no garantiza que se alcance el óptimo del sistema, ya que en cada iteración incorpora al problema maestro exclusivamente cortes de factibilidad pero no añade ningún corte de optimalidad. El método se aplica a un sistema de 36 unidades para un horizonte de programación de 24 horas en la red IEEE de 118 nudos.

Las referencias [84] y [85], de los mismos autores, representan el problema anterior de forma simplificada y utilizan para su resolución el mismo algoritmo de descomposición. En el artículo [84] se aborda específicamente el problema de programación de la generación teniendo en cuenta las restricciones típicas de despacho y las restricciones de tensión en los nudos de la red, pero no los límites de capacidad de las líneas. El subproblema de Benders examina para cada hora las restricciones de potencia reactiva y tensión en los nudos con el objetivo de comprobar la factibilidad del programa de acoplamiento definido por el problema maestro. Se obtiene finalmente una programación de la generación de coste mínimo que cumple las restricciones de tensión y reactiva del sistema eléctrico. Por el contrario, en [85] se consideran como restricciones la capacidad de las líneas de transporte sin tener en cuenta los problemas de potencia reactiva. Las consideraciones son análogas a las expresadas en el artículo precedente, pero aplicadas a restricciones de flujo por las líneas. El algoritmo de resolución se aplica en ambos artículos, [84] y [85], a un sistema basado en el IEEE de 30 nudos con 9 generadores y 24 periodos de programación.

- El trabajo [91] implementa un método de descomposición coordinada entre el unit commitment y el despacho económico con restricciones de seguridad. El problema global inicial se divide en dos subproblemas: uno con variables enteras y otro con variables continuas. Los autores diseñan un método heurístico de coordinación entre ambos problemas que tras una serie de iteraciones alcanza la solución del problema. El aspecto clave del procedimiento se centra en medir en cada iteración la contribución de cada unidad de generación al coste global del sistema. El método se inicia desde un estado inicial de unit commitment donde todas las unidades están acopladas. Para ese estado se calcula el despacho económico con restricciones, que incluye una aproximación lineal al problema de tensión y de flujo por las líneas para el caso base (no se estudia el nivel ' $n-1$ '). Una vez obtenido ese resultado y para cada periodo de programación, se van eliminando una a una las distintas unidades de generación y se calcula su contribución individual al coste global por periodo del sistema (UMCT). Este coste proporciona una medida precisa de la influencia de esa unidad al coste total del sistema. Si una unidad provoca una restricción en el sistema, su contribución al coste se considera infinita. Posteriormente, se resuelve un problema de optimización por unidad que incorpora en su función objetivo el valor UMCT y que facilita como resultado el estado de acoplamiento de esa unidad para todos los periodos. Se selecciona aquella unidad de coste mínimo y su estado de acoplamiento para cada periodo, eliminándola del procedimiento de selección en posteriores iteraciones. Se procede de nuevo con el proceso iterativo hasta que se finaliza con la última unidad. Este método heurístico de descomposición se aplica al

sistema IEEE de 24 nudos. El procedimiento no garantiza el óptimo económico global del sistema pero los autores aseguran que el algoritmo es rápido, robusto y asegura la convergencia del proceso.

- La referencia [71] es una extensión de la descomposición de Benders a los mercados competitivos. Los autores aplican el algoritmo de la descomposición de Benders para calcular la programación de la generación diaria teniendo en cuenta en la función objetivo los precios de oferta de los consumidores y los precios de oferta para el suministro de generación y para los servicios complementarios de reserva rodante, control de frecuencia, gestión de pérdidas, deslastre de cargas y reposición del servicio. La función objetivo busca maximizar el beneficio social neto (BNS). El análisis del problema es exclusivamente en potencia activa por lo no se tienen en cuenta problemas de tensión y reactiva. Tampoco se consideran restricciones de seguridad de red para estados post-contingencia. El problema maestro de Benders se formula como un problema lineal en variables continuas que determina la potencia programada por periodo teniendo en cuenta todas las restricciones, incluidas las restricciones de rampa (restricción de acoplamiento temporal). El subproblema esclavo se descompone en tantos problemas como periodos horarios y sólo comprueba la factibilidad de la decisión de programación de potencia tomada por el problema maestro. Suministra al problema maestro el valor dual de la decisión de programación de potencia activa adoptada en la iteración anterior. El algoritmo se aplica al sistema IEEE de 30 nudos con 6 generadores y 24 periodos de programación.
- Los trabajos [52, 18] plantean el problema de la coordinación hidrotérmica con restricciones de red y la resolución de este problema multiperiodo mediante la descomposición de Benders. El modelo incluye las ecuaciones de continuidad hidráulica y los límites de capacidad de las líneas mediante su aproximación en corriente continua, así como una aproximación sinusoidal de las pérdidas del sistema. El problema maestro es un problema en variables enteras que define el estado de acoplamiento de las unidades térmicas mientras que el subproblema esclavo resuelve un OPF multiperiodo. En [52] se propone la relajación de las restricciones de continuidad hidráulica para la resolución del subproblema esclavo mediante técnicas de Relajación Lagrangiana. Se trataría de un método novedoso de descomposición que anida la descomposición de Benders y la Relajación Lagrangiana, de forma que esta última constituye uno de los pasos incluidos en la descomposición de Benders. El método se aplica a un sistema hidrotérmico formado por 71 grupos térmicos y una cuenca hidrográfica de 8 centrales hidráulicas. Se modela la red de transporte mediante 104 nudos y 160 líneas, para un horizonte de programación de 24 periodos horarios.
- La referencia [82], haciendo uso de la Relajación Lagrangiana, propone un método de solución para la programación horaria de unidades térmicas similar al que se postula en [55] y [8], con la diferencia de que la red de transporte se representa en corriente alterna. La principal aportación del trabajo es la inclusión de las variables de potencia reactiva en la formulación del problema, de forma que la duplicación de las variables se extiende tanto a la potencia activa como a la potencia reactiva. De esta forma, las pérdidas pueden gestionarse de forma óptima y se acoplan aquellos generadores que necesitan ser arrancados por problemas de tensión en los nudos. El modelo incluye

restricciones debidas a problemas de tensión en el caso base, pero no así restricciones debidas a contingencias. El problema del método es su alta carga computacional. Los autores presentan resultados para redes de 30 y 118 nudos. Entre las sugerencias para posteriores desarrollos los investigadores proponen explorar el procesamiento en paralelo, mejorar la robustez del algoritmo del optimizador del OPF en las primeras etapas (más lejanas al punto óptimo) e investigar el valor adecuado de los parámetros del modelo en su aplicación a sistemas eléctricos de gran dimensión.

- La tesis [38], si bien se centra exclusivamente en la resolución de restricciones técnicas, es un trabajo interesante porque aplica el método de solución a un sistema de dimensión real como el sistema peninsular español. La solución de restricciones técnicas se realiza en un entorno de mercado, de forma centralizada y con criterio preventivo. Aborda de forma separada la solución de problemas de congestión en las líneas y los problemas de tensión en los nudos de la red. La solución de restricciones por sobrecargas se resuelve mediante un despacho preventivo de potencia activa para cada periodo de programación, el cual se formula como un problema de programación lineal entero-mixto. Se formulan distintos métodos de solución de restricciones por problemas de tensión mediante el despacho preventivo de potencia reactiva. Uno de estos métodos proporciona una solución acoplada para los 24 periodos de programación, la cual tiene en cuenta la condición de ingresos mínimos (restricción de acoplamiento temporal) del mercado eléctrico español. Sin embargo, el problema de tensión se linealiza y se acoplan unidades en función de coeficientes de efectividad para la resolución de las restricciones.
- El artículo [66], fruto del trabajo de investigación que ha concluido en la publicación de esta tesis, presenta un método basado en la Descomposición Generalizada de Benders para la resolución conjunta de la programación diaria de la generación y la solución de restricciones técnicas con gestión y asignación de los recursos de reactiva. El método se aplica en un entorno de mercado competitivo basado en precios de oferta. El problema maestro es un problema en variables binarias que determina el estado de acoplamiento de las unidades de generación y los dispositivos de control de tensión. El subproblema de Benders se desagrega por periodos horarios, acoplados entre sí por la restricción de rampa de los generadores. Cada subproblema esclavo es un SCOPF modelado como flujo de cargas completo (no lineal) de activa y reactiva para las restricciones de red y seguridad. Es, por tanto, un problema no lineal en variables continuas. El método se aplica al sistema del IEEE de 24 nudos con 32 unidades de generación y 2 dispositivos de control de tensión para un horizonte diario de programación.
- El artículo [88] es la aplicación de la referencia [86] a los mercados eléctricos en competencia. El análisis ya no se basa en costes sino en precios de oferta. Salvo esta diferencia el algoritmo de resolución es prácticamente el mismo que el propuesto en [86]. El subproblema de Benders sólo busca la eliminación de las infactibilidades provocadas por el programa de acoplamientos definido por el problema maestro. Como ya se mencionó, esta aplicación heurística de la descomposición de Benders no garantiza que se alcance el óptimo del sistema. El modelo desacopla las restricciones de capacidad de las líneas de los límites de tensión, al asumir que se gestionan los recursos en mercados diferentes, y también desacopla el estado normal de los

estados post-contingencia. Cada uno de estos escenarios se resuelve por separado, minimizando las infactibilidades debidas a violación de los límites de flujo por las líneas por un lado y las de violación de los límites de tensión en los nudos por otro lado. Es novedosa la propuesta de distribución de los cortes de Benders de factibilidad exclusivamente entre compañías que se ven afectadas por las restricciones. El método desarrollado considera, por tanto, que el problema maestro maximiza el ingreso de todas las compañías de generación, incluyendo las restricciones clásicas de las unidades y las restricciones del sistema salvo las restricciones de red. El problema maestro se plantea como un problema lineal en variables continuas. Dada esta programación de la generación definida por el maestro, los subproblemas de Benders minimizan las violaciones de las restricciones de red para un modelo de red en corriente continua y con linealización de las restricciones de tensión. El problema descompuesto es más fácil de resolver y requiere menos necesidades de computación. El algoritmo se aplica a la red IEEE de 118 nudos con 36 unidades de generación y horizonte de programación diario.

- En el trabajo [87] se propone un procedimiento coordinado entre las compañías generadoras y el ISO para la gestión de las congestiones en un mercado competitivo. No se tienen en cuenta problemas de tensión. Se plantea un unit commitment con restricciones de seguridad para el estado normal y ante hipótesis de contingencia que se implementa en dos etapas: una primera en la que las compañías realizan una programación de sus unidades de generación basada en precios, sin restricciones de red y seguridad, y tras la cual remiten sus ofertas al ISO para maximizar sus beneficios; una segunda en la que el ISO resuelve la congestión en la red de transporte haciendo uso de las ofertas de generación. Al igual que en [86] sólo se añaden cortes de Benders al problema maestro en caso de infactibilidad de la programación, lo que no garantiza el óptimo del sistema. El artículo propone la misma distribución de los cortes de Benders entre compañías para solucionar la congestión de la red que formularon los autores en el artículo [88]. Estos cortes se incorporan al problema maestro. El algoritmo se aplica a la red IEEE de 118 nudos con 36 unidades de generación y horizonte de programación diario.

Como se puede comprobar, gran parte de los trabajos recopilados hacen uso de técnicas de descomposición, ya sea la Relajación Lagrangiana o la descomposición de Benders, con diversas implementaciones heurísticas en su algoritmo de resolución.

Los modelos de explotación a corto plazo tienen como objetivo definir el nivel de producción óptima de los grupos térmicos, hidráulicos y de bombeo, así como los ciclos de arranque y parada de los grupos térmicos. Los requerimientos de seguridad conllevan la inclusión de las restricciones de red en la formulación del problema. Las únicas referencias recopiladas que incluyen restricciones de tensión y/o de seguridad del sistema ante hipótesis de contingencia se deben a investigaciones realizadas en estos últimos años.

La mayoría de los modelos de red incluidos en las referencias bibliográficas recopiladas son modelos simplificados, lineales, en corriente continua, lo que permite únicamente la consideración de los límites de flujo de potencia por las líneas y transformadores del sistema y aproximaciones inexactas a los niveles de tensión en los nudos dado el carácter no lineal de la misma.

La revisión bibliográfica demuestra que un método de optimización para la programación horaria de la generación con solución de restricciones técnicas, modelización completa

y no lineal de las restricciones de red y seguridad, gestión y asignación de los recursos de reactiva y con aplicación directa a un sistema real de gran dimensión, no ha sido desarrollado hasta el momento.

3.5. Resumen del capítulo

Este capítulo desarrolla el concepto de despacho seguro de los sistemas eléctricos. Los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico establecen las normas que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico, de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida. En el capítulo se describen las herramientas básicas para el estudio de la seguridad –análisis de contingencias, OPF, SCOPF– de los sistemas eléctricos.

El punto central del capítulo consiste en la formulación del problema de la programación horaria con restricciones de seguridad (PHRS), cuyo objetivo es designar de forma óptima las unidades de generación y elementos de control de tensión que aseguren las transacciones de energía eléctrica sin que exista violación alguna de los límites de operación del sistema eléctrico.

La programación diaria de la generación con resolución de restricciones planteada en la tesis se formula como un problema no lineal entero-mixto, que incluye la conexión de unidades de generación y elementos de control de tensión, ecuaciones nodales de potencia activa y reactiva y límites de flujo por las líneas tanto para el estado normal como para los distintos estados post-contingencia, con tratamiento preventivo de las contingencias del sistema eléctrico. El objetivo final es el funcionamiento del sistema eléctrico en estado seguro.

En el último apartado se realiza una revisión bibliográfica de los modelos de explotación de la generación con restricciones de red. Tras el estudio del estado del arte se concluye que un método de resolución de la programación diaria de la generación con solución de restricciones técnicas para el estado normal y ante hipótesis de contingencias, modelización completa y no lineal de las restricciones de red, asignación de los recursos de potencia reactiva y con aplicación directa a un sistema real de gran dimensión, no había sido elaborado.

El próximo capítulo desarrolla el método de resolución del problema de PHRS: la Descomposición Generalizada de Benders (DGB); así como los modelos de estudio propuestos en la tesis para la resolución de problema de la programación diaria con restricciones de seguridad.

Capítulo 4

Descomposición de Benders aplicada a la resolución del problema de PHRS

4.1. Introducción

En este capítulo se desarrolla el método de resolución del problema de la programación horaria con restricciones de seguridad, la Descomposición Generalizada de Benders, y se formulan los dos modelos de PHRS a los que ha sido aplicado. Además, el último apartado está destinado al desarrollo y formulación de una aplicación específica de la DGB, Descomposición de Benders en tres niveles, para la resolución de la programación horaria con restricciones de seguridad en sistemas reales de gran dimensión como el sistema eléctrico peninsular.

De acuerdo a la formulación de la sección 3.3, el problema de la PHRS es de naturaleza no lineal –restricciones de red y seguridad–, combinatoria –variables binarias 0/1 de conexión de grupos de generación, reactancias o condensadores– y con acoplamientos temporales. Por tanto, su resolución exige un método matemático capaz de resolver un problema no lineal entero-mixto. En la programación matemática existen un número importante de métodos de resolución de problemas de programación lineal entera-mixta [48] y métodos de resolución de problemas de programación no lineal [73, 11], pero no abundan los métodos generales que de forma directa resuelvan problemas no lineales enteros-mixtos.

Algunos lenguajes comerciales de modelización, análisis y resolución de sistemas físicos como GAMS [81] (General Algebraic Modelling System), lenguaje de programación utilizado en esta tesis, han incorporado en estos últimos tiempos algunos códigos de optimización, DICOPT (DIScrete and Continuous OPTimizer) y SBB, que resuelven problemas no lineales enteros mixtos. El grado de maduración de estas técnicas de optimización no es comparable al de la programación no-lineal con variables continuas o lineal entera-mixta. En realidad, están basados en técnicas de relajación, aproximación o descomposición, como la utilizada en esta tesis. DICOPT [29] hace uso de métodos de aproximación a la función objetivo mediante hiperplanos tangentes (*outer approximation*). SBB [31], por el contrario, resuelve primeramente el problema relajado no-lineal entero mixto, es decir, para conseguir una primera solución considera las variables binarias como variables continuas con límites inferior y superior 0 y 1, respectivamente, y a partir de esa

solución aplica un algoritmo de ramificación y acotación (*branch and bound*) para llegar a la solución final en variables binarias.

El método de resolución del problema de PHRS propuesto en la tesis está basado en la Descomposición Generalizada de Benders (DGB)(ver apéndice A). Los métodos de descomposición son técnicas aplicadas a la resolución de problemas matemáticos de optimización que no pueden resolverse directamente por los métodos tradicionales. En ocasiones también se utilizan porque suponen un ahorro computacional importante, si bien no es ésta la razón fundamental de su aplicación al problema planteado en esta tesis.

La descomposición de Benders [10, 33] es un método matemático de resolución de problemas de optimización en cuya formulación aparecen tanto variables de complicación (variables binarias) como variables continuas. La idea central del algoritmo de Benders es la partición del problema en dos subproblemas, uno constituido por las variables de complicación –problema maestro– y el otro por las variables continuas –subproblema esclavo o de Benders–, y la proyección del problema sobre las variables de complicación [32]. Ambos problemas, maestro y esclavo, se van resolviendo de forma iterativa hasta alcanzar el óptimo del sistema. El problema original se simplifica al fijar, en una de las etapas del proceso iterativo, las variables de complicación a valores constantes, obteniendo con ello un problema de programación exclusivamente en variables continuas.

Como se relata en el apéndice A, la Descomposición Generalizada de Benders [33] es una extensión del algoritmo propuesto por Benders en [10] a problemas donde el subproblema parametrizado no tiene la obligación de ser lineal. En la DGB el algoritmo alterna entre la solución del problema lineal entero-mixto del maestro y el subproblema no lineal convexo. El acoplamiento temporal del subproblema de Benders puede abordarse de forma que el problema global multiperiodo se simplifique y se transforme en la resolución iterativa de tantos subproblemas de Benders como periodos integren el horizonte de programación.

Dadas sus características la DGB es una técnica apropiada para resolver como un problema conjunto un modelo de explotación generación-red para un horizonte de programación diario y un SCOPF para cada escenario horario. Las variables de complicación serían las variables binarias o de decisión, que informan para cada periodo de qué unidades de generación, reactancias o condensadores están conectados, mientras que el resto de variables son variables continuas de operación consideradas en la resolución del subproblema esclavo (SCOPF). Para el modelo descentralizado-competitivo implementado en la tesis, las variables binarias aplicadas a las unidades generadoras suponen la admisión o rechazo del primer bloque de oferta de energía, condición necesaria para una posterior aceptación de cualquier otro bloque de oferta. Conocida esta decisión, el problema esclavo obtiene el resultado del problema de explotación: la potencia activa y reactiva final de salida de cada uno de los grupos generadores, los flujos de potencia por las líneas, tensiones en los nudos, reactiva inyectada por reactancias y condensadores y tomas de los transformadores.

A lo largo del proceso iterativo de resolución de la descomposición de Benders los problemas maestro y esclavo están intercambiando información para lograr la solución del problema original. La solución del problema esclavo proporciona también las sensibilidades de la función objetivo con respecto a las variables de complicación. El problema maestro recibe información de la solución del problema esclavo de la iteración anterior a través de los cortes de Benders, que se construyen con el valor de la función objetivo del esclavo y las sensibilidades mencionadas. Estos cortes de Benders se incluyen como restricciones del problema maestro de la siguiente iteración, el cual definirá las nuevas unidades acopladas.

La tesis plantea dos modelos de PHRS que serán resueltos mediante la DGB. El

denominado *Modelo Operador Único* resuelve la casación del mercado diario y la resolución de restricciones técnicas en una única etapa. El OM y el OS funcionan como un único operador que gestiona a la par el proceso económico y el técnico. Se define un segundo modelo, *Modelo OM-OS*, basado en el funcionamiento actualmente vigente en el sistema eléctrico español. Resuelve el problema de programación diaria de la generación con restricciones de seguridad en dos etapas. En la primera ejecuta la casación económica del mercado diario y una vez obtenida ésta verifica en una segunda etapa el cumplimiento de las restricciones técnicas del sistema. La resolución de las restricciones técnicas modificará la programación diaria de producción mediante el redespacho de la generación casada en la primera etapa y la utilización de elementos de control de tensión.

En la tesis también se aborda la implantación del método propuesto en sistemas reales de gran dimensión. El elevado número de variables y restricciones implicadas en la resolución del subproblema esclavo horario (SCOPF) hace inviable computacionalmente una resolución conjunta del mismo para todos los escenarios posibles en cada periodo: estado normal y 'c' estados ' $n-1$ '. Se propone un algoritmo basado en la descomposición de Benders para la resolución del subproblema de Benders, de forma que cada estado de funcionamiento del sistema eléctrico para cada hora constituye un escenario propio de análisis. De esta forma se consigue reducir la complejidad del subproblema de Benders al tener que resolver para cada escenario un flujo de cargas óptimo (OPF) en lugar de un SCOPF. Se incrementa el número de escenarios pero se disminuye la complejidad de los mismos. Se tendría, por tanto, una Descomposición de Benders en tres niveles: en el primer nivel de decisión, al igual que en la descomposición clásica, se determina el estado de conexión/desconexión (1/0) de las unidades de generación, reactancias y condensadores –problema lineal entero-mixto–; en el segundo nivel se resuelve el OPF del caso base o estado normal para la programación establecida por el maestro del primer nivel –problema no lineal–; en el tercer nivel se resuelve el problema de operación –problema no lineal– para el valor de las variables de control fijado por el OPF del segundo nivel, estableciéndose un proceso iterativo de resolución entre el segundo y tercer nivel hasta lograr la convergencia del problema para cada periodo horario.

La formulación general del problema de la PHRS fue desarrollada en el capítulo anterior, si bien la existencia de dos modelos de estudio con particularidades propias y el método de resolución –la Descomposición de Benders– implicarán una serie de cambios en la formulación matemática de cada uno de los modelos y su aplicación a sistemas de gran dimensión.

El capítulo se estructura de la siguiente forma. La próxima sección describe el algoritmo de la descomposición de Benders aplicado al problema de la programación de la generación con solución de restricciones técnicas. A continuación se formulan cada uno de los dos modelos de PHRS analizados en la tesis y la aplicación de la Descomposición Generalizada de Benders a cada uno, así como la modificación de la formulación del modelo como consecuencia de la incorporación de la condición de ingresos mínimos. En el siguiente apartado se desarrolla la formulación de la descomposición de Benders en tres niveles para su aplicación a sistemas de gran dimensión. Por último, se resume el contenido del capítulo.

En el anexo B se desarrolla un ejemplo práctico ilustrativo del método de resolución aplicado a los dos modelos de estudio, así como la incidencia de la condición de ingresos mínimos en el resultado de la programación final.

4.2. Descomposición de Benders

4.2.1. Introducción

El objetivo de este apartado es presentar de forma esquemática la formulación genérica de la descomposición de Benders (ver apéndice A) adaptada a la resolución del problema de programación diaria de la generación con restricciones de seguridad. En esta tesis se aplica este método de resolución tanto al *Modelo Operador Único* como al *Modelo OM-OS* con particularidades propias del sistema eléctrico español. Cada modelo comporta un tratamiento y formulación específica de la DGB que no se abordará en esta sección, sino que se tratará de forma extensa en los próximas secciones 4.3 y 4.4.

El objetivo del problema de la PHRS es minimizar el coste global del sistema partiendo de las ofertas precio-energía remitidas por los distintos agentes de forma que permita solucionar las restricciones Q/V en los nudos y de flujo por las líneas. Su consecuencia es la alteración del despacho económico de la generación por problemas de restricciones respetando el orden de precios ofertados en el mercado de producción. Para ello, se consideran un número elevado de escenarios de operación que incluye, al menos, el estado normal de operación para cada uno de los periodos de horizonte de programación –24 horas–, así como las peores contingencias ‘ $n-1$ ’ asociadas a escenarios de infactibilidad o incumplimiento de restricciones.

La DGB descompone el problema en dos subproblemas acoplados entre sí: un problema en variables binarias o problema de decisión –problema maestro– y otro problema en variables continuas o problema de operación del sistema –subproblema esclavo de Benders–. En realidad, no se va a considerar un único problema esclavo, sino que éste se va a descomponer en tantos subproblemas esclavos como periodos integren el horizonte de programación.

4.2.2. Aplicación al problema de la PHRS

La descomposición de Benders es un método matemático especialmente útil para problemas que incluyen tanto variables binarias 0/1 como variables continuas, caso de la programación diaria de la generación con resolución de restricciones.

La PHRS planteada en la tesis es un problema matemático no-lineal entero-mixto que incorpora (ver sección 3.3):

- variables enteras de conexión/desconexión de unidades de generación, reactancias y condensadores.
- acoplamientos temporales debidos a las restricciones de rampa o a la condición de ingresos mínimos.
- modelo no lineal de la red de transporte.
- tratamiento preventivo de las contingencias del sistema eléctrico.

Este planteamiento ha condicionado la resolución de la PHRS por problemas de complejidad matemática y de tiempo de computación. Tradicionalmente, la programación horaria de la generación con restricciones de seguridad se ha resuelto abordando de forma separada el modelo de explotación generación-red y el modelo de flujo de cargas óptimo

con restricciones de seguridad. La DGB permite resolver de forma conjunta el problema de la PHRS. La razón es la simplificación del problema original al fijar en un momento del proceso iterativo las variables de decisión –conexión/desconexión de generadores, reactancias y condensadores– a valores constantes, obteniendo con ello un problema de operación exclusivamente en variables continuas de menor complejidad.

El modelo de DGB adoptado en la tesis divide el problema inicial en dos problemas acoplados entre sí: un problema de *decisión* que contiene las variables de complicación o binarias –‘unit commitment’– llamado maestro (problema lineal entero-mixto) y un problema de *operación* que integra las variables continuas –SCOPF– denominado esclavo (problema no-lineal)¹. De esta forma se logran separar las decisiones de acoplamiento de centrales, reactancias o condensadores, tomadas en el problema maestro, de las decisiones de operación adoptadas por el subproblema esclavo.

Las restricciones inter-periodos consideradas en el modelo de PHRS permite desacoplar el subproblema de Benders en tantos subproblemas como periodos de programación se consideren: 24 en la programación diaria (véase la figura 4.1). Estos subproblemas esclavos sólo estarían acoplados entre sí por las restricciones de rampa (3.9). Sin embargo, la modelización de estas restricciones como límite de potencia en cada periodo permite la separación por periodo de los subproblemas esclavos². Estos límites se actualizan cada periodo según la producción del periodo anterior, lo que obligaría a resolver de forma secuencial los subproblemas de Benders.

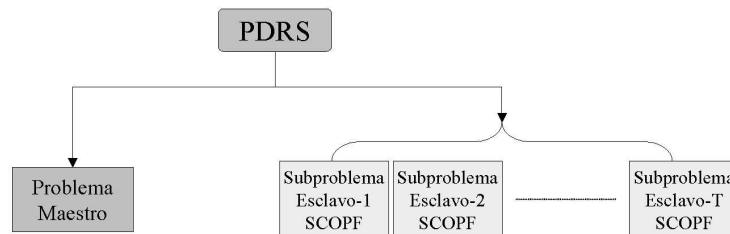


Figura 4.1: Descomposición de Benders para la PHRS

El aspecto central de la DGB descansa en el procedimiento de comunicación o transferencia de información entre el problema maestro y los subproblemas de Benders. En cada iteración el problema maestro proporciona a los esclavos el plan de acoplamientos y, recíprocamente, los subproblemas esclavos proveen al maestro con la información de sus costes y las sensibilidades asociadas al plan de acoplamientos para facilitar al maestro su nueva decisión en la iteración siguiente. De esta forma, en cada iteración, el problema maestro propone una programación diaria de la generación y los esclavos ‘valoran’ la optimalidad de esta decisión (información de las sensibilidades). El proceso iterativo termina cuando la decisión del maestro es óptima, hecho que se verificará cuando los costes de ambos problemas, maestro y esclavo, converjan al mismo valor. Este intercambio de información se ilustra en la figura 4.2.

Por tanto, el modelo de DGB adoptado en la tesis divide el problema inicial en dos

¹La formulación concreta de los problemas maestro y esclavo para los Modelos Operador Único y OM-OS se desarrolla en los apartados 4.3.3 y 4.4.3, respectivamente

²Las restricciones de rampa van a tener un tratamiento diferente en cada uno de los dos modelos desarrollados en la tesis, como se podrá verificar en los siguientes apartados.

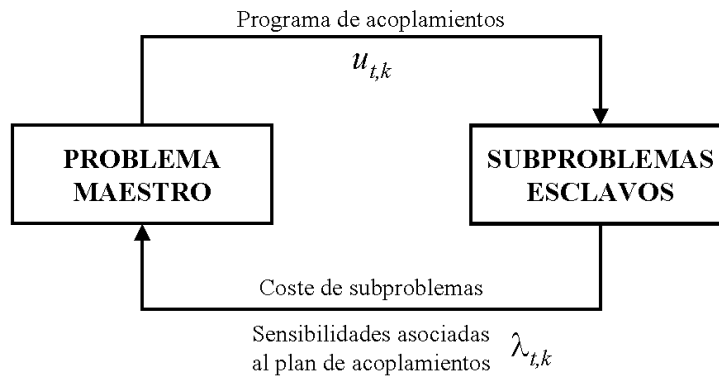


Figura 4.2: Intercambio de información en la descomposición de Benders

problemas acoplados entre sí, de forma que se resuelven de forma iterativa un problema maestro para todo el horizonte de programación y T subproblemas de explotación horarios. El algoritmo de resolución se ilustra en la figura 4.3.

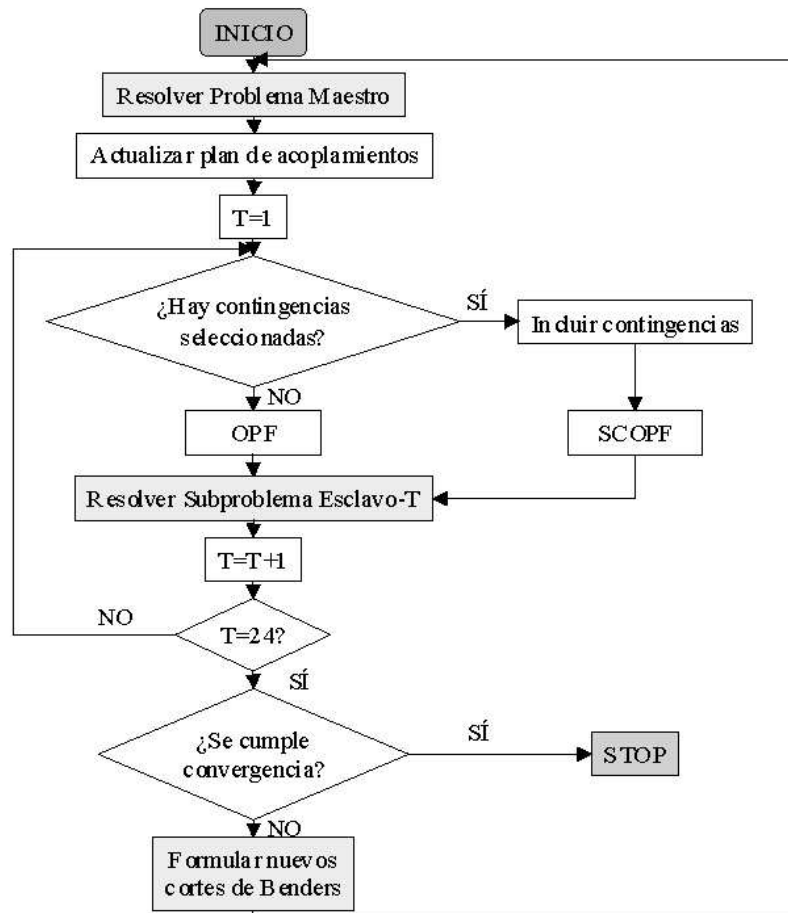


Figura 4.3: Algoritmo de resolución de la PHRS

A lo largo del proceso iterativo, los costes del problema maestro (cota inferior del proceso) irán creciendo o se mantendrán constantes con el número de unidades de oferta conectadas, comportamiento característico de la descomposición de Benders en problemas de minimización convexos [10, 33]. Respecto a los costes asociados al subproblema de Benders (cota superior del problema) no se puede asegurar nada respecto a su comportamiento creciente o decreciente, incluso se presentarán fenómenos oscilatorios debido a las penalizaciones asociadas a las infactibilidades del sistema.

Las ventajas de la utilización de la DGB en lugar de otras técnicas de optimización avanzadas son:

- **Modularidad:** cada subproblema horario de operación se resuelve por separado, se trata de forma individual, existiendo algoritmos eficientes de resolución para cada uno de ellos. La posible ausencia de acoplamiento temporal por restricción de rampa permitiría una implementación de la programación en paralelo, de forma que cada subproblema esclavo se resolviera en un ordenador distinto, reduciéndose considerablemente los tiempos de cálculo (factor especialmente relevante en sistemas reales de gran dimensión). De hecho, si no existiera ninguna condición de acoplamiento temporal, es decir, todas las ofertas de los agentes al mercado diario son simples (bloques de energía-precio), el problema maestro también podría subdividirse en tantos problemas como periodos se incluyan en el horizonte de programación, de forma que podría resolverse separadamente por Descomposición de Benders cada periodo de programación. Iterando entre el nuevo problema maestro horario y su correspondiente subproblema esclavo de operación se alcanzaría la solución óptima de cada problema horario individual.
- **Flexibilidad:** permite añadir casos de operación y variables de decisión sin empeorar significativamente, dentro de un límite, la resolución del problema. Según aumenta la dimensión del problema, puede ser aconsejable introducir determinadas decisiones heurísticas para facilitar la resolución del proceso de optimización. En el caso de sistemas reales, con decenas de miles de variables y restricciones, la formulación de la DGB debe adaptarse para una solución más eficiente del problema (ver apartado 4.5 y capítulo 6).
- **Autonomía:** el algoritmo de resolución se ejecuta sin necesidad de interacción alguna con el programador. Una vez programado el algoritmo, no necesita de operarios expertos para su desarrollo y puesta en funcionamiento. Esto es una ventaja respecto a métodos como la Relajación Lagrangiana, donde es frecuente el uso de factores heurísticos en la actualización de los multiplicadores de Lagrange.
- **Eficacia:** como consecuencia de las características anteriores, la resolución del problema de optimización global se realiza de forma eficaz, ya que sin la aplicación de técnicas de descomposición el problema de la PDRS sin desacoplar sería imposible de resolver, incrementándose su grado de dificultad según aumenta el número de casos de operación considerados y el número de variables y restricciones involucradas.

4.2.3. Revisión bibliográfica

La descomposición de Benders es un algoritmo matemático aplicado a la solución de problemas de programación matemática de carácter no lineal entero-mixta. Su buen

funcionamiento para este tipo de problemas ha extendido su aplicación a una multitud de áreas de desarrollo científico, destacando en el campo de las matemáticas, la química, la economía y distintas ingenierías: de organización, química, mecánica, térmica, eléctrica,...

Dado el campo de estudio de la presente tesis, la revisión bibliográfica sobre la aplicación de la descomposición de Benders se ceñirá al ámbito de la ingeniería eléctrica. Se van a enumerar algunos de los trabajos más relevantes encontrados en la literatura, agrupándose según su campo de investigación. Se describirá brevemente el trabajo desarrollado en cada uno de ellos.

Se agrupan los trabajos de investigación en 5 grupos:

1. Planificación de fuentes de potencia reactiva: Numerosos trabajos han sido desarrollados en este área de investigación, entre los que se destacan:
 - [50] emplea la DGB para resolver un modelo MINLP para la planificación de elementos de control de tensión en redes eléctricas.
 - Los artículos [47] y [46] aplican la descomposición de Benders en dos niveles: el problema de despacho resuelto mediante un OPF y el problema de expansión que considera el problema global de despacho e inversión. No considera distintos casos de operación.
 - [54] extiende la formulación presentada en las referencias previas a distintos casos de operación que incluyen contingencias, las cuales pueden ser abordadas de forma preventiva o correctiva. Utiliza una estructura jerárquica de descomposición en tres niveles.
 - La referencia [93] presenta los principales resultados de la tesis [43]. Difiere de la referencia [54] en que utiliza una descomposición en dos niveles entre el caso de operación (caso base o contingencia) y el problema maestro, que incluye el despacho de las variables de control preventivas en el problema maestro. La referencia [67] también desarrolla este mismo método en dos niveles con aplicación a distintos subsistemas del sistema eléctrico español.
2. Planificación de la expansión de redes de potencia:
 - La primera referencia encontrada [49] emplea la descomposición de Benders acoplada con un procedimiento de linealización sucesiva para la resolución del problema de la expansión de las redes de transporte.
 - [53] resuelve el problema de las no-convexidades asociadas a la región factible de resolución del problema, mediante una aproximación jerárquica en tres niveles. Los dos primeros relajan las restricciones no convexas, que son introducidas en el tercer nivel.
 - Recientemente, [72] resuelve el problema de la expansión a largo plazo de las redes de transporte de potencia mediante la descomposición de Benders, la cual presenta como novedad el uso de un modelo lineal ‘disyuntivo’ en la formulación del original problema lineal entero y la utilización de cortes de Gomory además de los cortes de Benders para mejorar la convergencia del proceso hacia la solución óptima.

3. Planificación del mantenimiento de líneas o centrales de generación: un artículo destacable en este ámbito es [68], en el que se utiliza la descomposición de Benders para la programación del mantenimiento de unidades de generación.
4. Programación de la generación a medio plazo: Un artículo significativo en esta área es [94], que desarrolla un modelo que incluye la planificación a medio plazo del combustible, el mantenimiento y la gestión del agua, junto con el acoplamiento de unidades de generación sujetas a restricciones de despacho y de operación del sistema. Las pérdidas térmicas de cada línea son modeladas mediante una aproximación no lineal dependiente del valor de los ángulos de la tensión en los nudos inicial/final de cada línea y de la resistencia y reactancia de la línea, siendo ésta la única ecuación no lineal del modelo. Los flujos por las líneas y sus límites de capacidad se linealizan a través de la aproximación del flujo de cargas en corriente continua.
5. Programación de la generación a corto plazo: es el área de investigación en la que se ubica este trabajo. Cabe destacar los siguientes trabajos:
 - El artículo [52], fruto del trabajo de investigación desarrollado en la tesis [18]. Plantea el problema de la coordinación hidrotérmica con restricciones de red y la resolución de este problema multiperiodo mediante la descomposición de Benders. El modelo incluye las ecuaciones de continuidad hidráulica y los límites de capacidad de las líneas, así como una aproximación no lineal de las pérdidas del sistema. El modelo no incorpora el problema de tensión o potencia reactiva en los nudos de la red.
 - La referencia [86] resuelve el problema de la programación horaria con restricciones de red. Una gran diferencia con el trabajo desarrollado en esta tesis es que considera un modelo de red de transporte en corriente continua. Además, resuelve el problema de PHRS por descomposición anidada de dos algoritmos: una implementación heurística de la Descomposición de Benders y la relajación Lagrangiana Aumentada. Como ya se mencionó en el capítulo anterior, esta aplicación heurística de la descomposición de Benders no garantiza que se alcance el óptimo del sistema. El problema inicial se descompone en dos problemas: un problema maestro que resuelve una programación sin restricciones de red ni límites de tensiones y un subproblema esclavo que incluye los límites de capacidad de las líneas y de tensión en los nudos. La función objetivo del subproblema de Benders incluye una función de penalización de las infactibilidades. Las referencias [84] y [85], de los mismos autores del artículo anterior, representan el problema anterior de forma simplificada, ya que el problema de PHRS se divide en dos. En [84] se aborda específicamente el problema de programación de la generación teniendo en cuenta sólo las restricciones de tensión en la red, mientras que en [84] se consideran como restricciones la capacidad de las líneas de transporte sin tener en cuenta los problemas de potencia reactiva. El método de resolución es análogo al planteado en [86].
 - El artículo [71] implica un cambio respecto a las anteriores referencias, ya que supone un salto desde la regulación clásica de los sistemas eléctricos a los mercados liberalizados. En el artículo se aplica la descomposición de Benders

para obtener la programación de la generación en el corto plazo, incluyendo condiciones de rampa y servicios complementarios como la reserva rodante, el control frecuencia-potencia, el deslastre de cargas y la reposición de servicio. El problema se divide en dos niveles: el problema maestro, definido como un problema en variables continuas que determina la planificación de la generación para el horizonte de programación y el problema esclavo, el cual verifica la factibilidad del flujo de cargas óptimo en corriente continua con 0 grados de libertad para la potencia activa de salida de las unidades de generación. No se tienen en cuenta restricciones de seguridad para estados post-contingencia ni consideraciones de potencia reactiva.

- Otros artículos de reciente aparición que hacen uso de la descomposición de Benders en mercados desregulados son [88] y [87].

En [88] se desarrolla el algoritmo de resolución de [86] para mercados liberalizados. El problema maestro maximiza el beneficio de cada compañía generadora, incluyendo las restricciones clásicas de las unidades y las restricciones del sistema salvo las restricciones de red. El subproblema de Benders sólo busca la eliminación de las infactibilidades provocadas por el programa de acoplamiento definido por el problema maestro. El modelo desacopla las restricciones de capacidad de las líneas de los límites de tensión y el estado normal de los estados post-contingencia. Cada subproblema esclavo minimiza las infactibilidades provocadas en cada uno de estos escenarios de operación. El artículo propone una distribución de los cortes de Benders de factibilidad exclusivamente entre compañías que se ven afectadas por las restricciones. Estos cortes se añaden al maestro. La descomposición del problema facilita la resolución y ahorra tiempo de computación.

En el trabajo [87] se propone un procedimiento coordinado entre las compañías generadoras y el ISO para la gestión de las congestiones en un mercado competitivo, sin tener en cuenta problemas de tensión. La resolución del unit commitment determina un estado seguro de operación para las restricciones consideradas. El algoritmo se implementa en dos etapas: una primera en la que las compañías realizan una programación de sus unidades de generación basada en precios, sin restricciones de red y seguridad, y remiten sus ofertas al ISO para maximizar sus beneficios; una segunda en la que el ISO resuelve la congestión en la red de transporte haciendo uso de las ofertas de generación. Sólo se añaden cortes de Benders al problema maestro en caso de infactibilidad de la programación. Se propone el mismo método de distribución de los cortes de Benders entre compañías que en el artículo previo.

En las siguientes secciones del capítulo se formulan los dos modelos desarrollados en esta tesis a los que se aplica el método de descomposición de Benders. Para cada uno de ellos, se desarrollarán los problemas maestro y esclavos adaptados a las necesidades de los respectivos modelos.

4.3. Formulación del Modelo Operador Único

En esta sección se formula el *Modelo Operador Único* para la resolución del problema de la programación diaria con restricciones de seguridad.

El *Modelo Operador Único* incorpora en su algoritmo de casación o programación de la generación una representación completa de la red de transporte, así como de las restricciones del sistema para el estado post-contingencia. Como consecuencia, el resultado del problema respetará todas las restricciones técnicas, resolviendo en una única etapa el problema económico de minimización de costes y el problema de seguridad del sistema eléctrico.

Se trata de un problema de optimización matemática *no-lineal entero-mixto*. La función objetivo tiene carácter lineal con variables enteras, no así algunas de las restricciones, de carácter no-lineal. La función objetivo se minimiza sujeta a las restricciones técnicas propias de las unidades de producción, del sistema eléctrico, de la red de transporte y del análisis de seguridad $n-1$ del sistema. Las contingencias incluidas en el modelo serán las mismas que las consideradas en el Modelo OM-OS (ver 4.4.2).

En el apartado siguiente de esta sección se expone de forma sucinta la notación del modelo. Posteriormente, se formulará el modelo. Como último apartado se desarrolla el método de la descomposición de Benders aplicado a este modelo.

4.3.1. Notación

La notación básica para la formulación del problema de programación diaria con restricciones de seguridad ya fue expuesta en el apartado 3.3.1. Sin embargo, esta notación necesita ser ampliada para la correcta formulación matemática del *Modelo Operador Único*. Los nuevos términos incluidos son los siguientes:

Conjuntos, índices y número de elementos

| | |
|----------|---|
| M | conjunto de iteraciones |
| m | índice del conjunto M de iteraciones entre el problema maestro y el esclavo |
| M | cardinal de M : número total de iteraciones |
| G_{os} | conjunto de unidades de generación que sólo presentan oferta simple a la casación del mercado |
| G_{oc} | conjunto de unidades de generación que presentan oferta compleja al mercado |

Parámetros

| | |
|-----------------|--|
| $Pot_{t,i,b}$ | potencia de salida del bloque b ofertado por la unidad generadora i para el periodo t en la iteración previa $m-1$ |
| $P_{t,i}^m$ | potencia activa de la unidad i en el periodo t para la iteración m |
| $P_{t,i}^{max}$ | máxima potencia activa del generador i para el periodo t |
| $P_{t,i}^{min}$ | mínima potencia activa del generador i para el periodo t |
| $XU_{t,k}^m$ | valores constantes de las variables $xu_{t,k}$ calculados en el problema maestro para la iteración m |
| $XD_{t,k}^m$ | valores constantes de las variables $xu_{t,k}$ calculados en el problema maestro para la iteración m |
| $U_{t,k}^m$ | estado de conexión/desconexión (1/0) de la unidad k en el periodo t para la iteración m |

| | |
|-----------------------|--|
| U_i^0 | estado de conexión/desconexión (1/0) de una unidad generadora i en el periodo anterior al primero del horizonte de programación |
| TF | término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador i no casado en la etapa I |
| TV | término variable de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador i no casado en la etapa I |
| $\alpha_t(U_{t,i}^m)$ | coste del esclavo correspondiente al periodo t para el programa de acoplamientos establecido por el problema maestro en la iteración m |
| C_p | factor de penalización asociado a las fuentes ficticias de generación de potencia activa y/o reactiva. |
| CC | criterio de convergencia establecido para la descomposición de Benders |
| ε | parámetro que establece el límite de convergencia del algoritmo de descomposición |

Variables

| | |
|-------------------|--|
| Z | función objetivo del <i>Modelo Operador Único</i> |
| Z_M | función objetivo del problema maestro del <i>Modelo Operador Único</i> |
| Z_S | función objetivo del problema esclavo del <i>Modelo Operador Único</i> |
| $xu_{t,i}$ | variable binaria de decisión de conectar la unidad i , que vale 1 sólo si $u_{t,i} = 1$ y $u_{t-1,i} = 0$ |
| $xd_{t,i}$ | variable binaria de decisión de desconectar la unidad i , que vale 1 sólo si $u_{t,i} = 0$ y $u_{t-1,i} = 1$ |
| NA_i | número de arranques diarios del generador i para resolver restricciones técnicas |
| C_i^{os} | coste para el sistema de acoplar el generador i según su oferta simple |
| C_i^{oc} | coste para el sistema de acoplar el generador i según su oferta compleja |
| C_i^f | coste para el sistema de acoplar el generador i para resolver restricciones técnicas |
| α_t^* | coste del problema esclavo para el periodo de programación t |
| $\lambda_{t,k}^m$ | variable dual suministrada por los problemas esclavos en cada iteración m , asociada con la decisión de conexión/desconexión del generador, reactancia o condensador k |
| $P_{fict,n}$ | potencia activa inyectada durante el periodo t por el generador ficticio conectado en el nudo generador n |
| $Q_{fict,n}^C$ | potencia reactiva inyectada durante el periodo t por el generador o condensador ficticio conectado en el nudo n |
| $Q_{fict,n}^L$ | potencia reactiva absorbida durante el periodo t por el generador o reactancia ficticia conectada en el nudo n |

4.3.2. Formulación del modelo

La formulación del *Modelo Operador Único* no difiere apenas del modelo general de PDRS expuesto en el capítulo 3.

La función objetivo está representada por la expresión lineal (4.1), idéntica a la función objetivo planteada en la ecuación (3.4) del capítulo precedente.

$$\text{Minimizar}_{P_{t,i,b}} \quad Z = \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} \sum_{b \in B} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot P_{t,i,b} \quad (4.1)$$

Esta función está sujeta a una serie de restricciones técnicas de los grupos generadores [(3.5)–(3.9)], del sistema eléctrico y de la red de transporte [(3.11)–(3.17)] y de análisis de seguridad del sistema [(3.18)–(3.25)].

Por tanto, las restricciones consideradas en el modelo son:

- a) Límites de los bloques de energía ofertados (3.5).
- b) Relación entre la potencia activa producida por los grupos generadores y los bloques de energía ofertados (3.6).
- c) Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores (3.7).
- d) Potencia reactiva máxima y mínima de grupos generadores (3.8) en el estado normal.
- e) Restricciones de rampa de los generadores (3.9).
- f) Potencia reactiva inyectada en los nudos por reactancias y condensadores (3.10) en el estado normal.
- g) Ecuaciones de nudo de flujo de cargas de potencia activa en estado normal (3.11).
- h) Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia reactiva en estado normal (3.12).
- i) Límites de capacidad de las líneas y transformadores en estado normal (3.13).
- j) Límites de las tomas de los transformadores (3.14).
- k) Tensiones máximas y mínimas en los nudos de la red para el estado normal (3.15).
- l) Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para el estado normal (3.16).
- m) Reserva de operación del sistema (3.17).
- n) Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia activa para el estado post-contingencia (3.18).
- ñ) Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia reactiva para el estado post-contingencia (3.19).
- o) Límites de capacidad de las líneas y transformadores para el estado post-contingencia (3.20).
- p) Potencia activa de los grupos generadores para una contingencia de pérdida de un generador (3.21).
- q) Potencia reactiva máxima y mínima de grupos generadores (3.22) en el estado post-contingencia c .
- r) Potencia reactiva inyectada en los nudos por reactancias y condensadores (3.23) en el estado post-contingencia c .

- s) Tensiones máximas y mínimas en los nudos de la red para el estado post-contingencia (3.24).
- t) Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para el estado post-contingencia (3.25).

Condición de ingresos mínimos

La condición de ingresos mínimos en la resolución de restricciones técnicas merece una reseña especial, ya que su inclusión provoca cambios que afectan a la propia formulación de la función objetivo. Si bien la condición de ingresos mínimos es una restricción propia del sistema eléctrico peninsular se ha decidido generalizar su formulación y extender también su aplicación al Modelo Operador Único.

La condición de ingresos mínimos es una restricción de acoplamiento temporal para las 24 horas de horizonte de programación recogida en las reglas de funcionamiento del mercado eléctrico español [13]. Es una restricción específica del sistema español y que en la bibliografía técnica sólo se ha encontrado formulada en la tesis [38].

Las restricciones clásicas de acoplamiento temporal, aparte de las restricciones de rampa, son los ciclos de arranque y parada de los grupos de generación. Estas restricciones han sido consideradas en una gran parte de los modelos de explotación generación-red que pueden consultarse en la literatura científica [9, 44, 63, 58, 84]. En este trabajo la condición de ingresos mínimos, junto a las restricciones de rampa, serán la restricciones de acoplamiento temporal, reemplazando a las restricciones clásicas de ciclos de arranque y parada de los grupos térmicos.

La condición de ingresos mínimos establece que la remuneración que recibe un generador conectado para resolver restricciones técnicas es la mayor cantidad entre dos posibles: el coste para el sistema según la oferta simple del generador, C_i^{os} , y el coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador, C_i^{oc} . Por tanto, la función objetivo dada por la ecuación (4.1) sería reemplazada por el máximo de las dos cantidades anteriores, C_i^{os} o C_i^{oc} , es decir, $C_i^f = \max(C_i^{os}, C_i^{oc})$.

El problema quedaría formulado como prosigue. La función objetivo se define como la minimización de la expresión:

$$Z = \sum_{i \in G} C_i^f \quad (4.2)$$

La función objetivo, además de las restricciones mencionadas previamente, debería cumplir la condición de ingresos mínimos a través de la inclusión de las siguientes restricciones:

- Remuneración del generador según oferta simple.

$$C_i^f \geq C_i^{os} \quad \forall i \in G \quad (4.3)$$

- Remuneración del generador según oferta compleja.

$$C_i^f \geq C_i^{oc} \quad \forall i \in G \quad (4.4)$$

- Coste para el sistema según la oferta simple del generador.

$$C_i^{os} = \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} p_{t,i,b}^\bullet \cdot P_{t,i,b} \quad \forall i \in G \quad (4.5)$$

- Coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador.

$$C_i^{oc} = NA_i \cdot TF + TV \cdot \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} P_{t,i,b} \quad \forall i \in G \quad (4.6)$$

- Cálculo del número total de arranques de un grupo generador.

$$NA_i = \sum_{t \in T} xu_{t,i} \quad \forall i \in G \quad (4.7)$$

- Acoplamiento temporal entre periodos de las variables de estado, conexión y desconexión de generadores, reactancias y condensadores:

$$xu_{t,i} - xd_{t,i} = u_{t,i} - u_{t-1,i} \quad \forall t \in T, \forall i \in G \quad (4.8)$$

Esta restricción aplicada al primer periodo obliga a que se proporcione una programación de partida en el periodo previo al primero del horizonte de planificación. De esta forma, la restricción para el periodo inicial quedaría formulada como:

$$xu_{1,i} - xd_{1,i} = u_{1,i} - U_i^0 \quad \forall i \in G \quad (4.9)$$

- Restricción que impide que se conecte y desconecte un mismo grupo, reactancia o condensador en el mismo periodo horario.

$$xu_{t,i} + xd_{t,i} \leq 1 \quad \forall t \in T, \forall i \in G \quad (4.10)$$

La solución óptima de forma acoplada para las 24 horas ofrecerá un resultado que puede diferir de la solución que se obtendría sin ese acoplamiento temporal. Esta discrepancia se genera por la disminución, en la solución acoplada, del número de arranques NA_i de las unidades conectadas para resolver restricciones. Se hace notar que la formulación presentada para la condición de ingresos mínimos parte del supuesto de que todos los grupos de generación ($\forall i \in G$) presentan condición de ingresos mínimos al mercado. En el caso de que sólo algunas de estas unidades presenten esta oferta compleja (condición de oferta voluntaria) al mercado, la función objetivo integraría tanto las ofertas simples como las ofertas complejas quedando formulada como:

$$Z = \sum_{i \in G_{oc}} C_i^f + \sum_{t \in T} \sum_{i \in G_{os}} \sum_{b \in B} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot P_{t,i,b} \quad (4.11)$$

Las restricciones asociadas a la condición de ingresos mínimos, desde (4.3) a (4.10), sólo se aplicarían a los generadores que ofertan dicha condición, es decir, $\forall i \in G_{oc}$.

La función objetivo y las restricciones representadas configuran el llamado *Modelo Operador Único*, modelo general de asignación de la generación con resolución de restricciones técnicas estudiado en la tesis. El siguiente apartado describe la aplicación del método de resolución, la Descomposición Generalizada de Benders, a este modelo de referencia.

4.3.3. Aplicación de la descomposición de Benders al Modelo Operador Único

El *Modelo Operador Único* consiste en un problema de optimización matemática *no lineal entero-mixto*, con variables binarias de decisión $-u_{t,k}$, variables continuas de explotación del sistema $-P_{t,i,b}, P_{t,i}, Q_{t,k}, V_{t,j}, \dots$, acoplamientos temporales $-$ condición de ingresos mínimos, condición de rampa de las unidades generadoras $-$ y no-linealidades presentes en las restricciones del sistema $-$ ecuaciones de la red de transporte $-$.

El uso de la DGB permite abordar el problema conjunto de la PHRS a través de la división en dos subproblemas de distinta naturaleza, el problema maestro y el esclavo. El problema maestro está constituido por las variables binarias de conexión/desconexión de unidades generadoras, reactancias y condensadores y se formula como un problema lineal entero-mixto. El problema esclavo es un problema de naturaleza no lineal formado exclusivamente por las variables continuas de operación. Los dos problemas están acoplados entre sí por los cortes lineales de Benders. La formulación de ambos problemas, maestro y esclavo, y la inclusión de los cortes de Benders se describe en los siguientes subapartados.

El acoplamiento temporal del subproblema de Benders dado por la condición de rampa se aborda de forma que el problema global multiperiodo se simplifica y se transforma en una resolución iterativa de tantos subproblemas esclavos como periodos integren el horizonte de programación (ver la formulación representada en la expresión (4.23)).

Problema Maestro

El problema maestro decide qué grupos generadores, reactancias y/o condensadores acoplar en cada iteración. El problema combinatorio de selección de unidades es resuelto por el problema maestro eligiendo una de las posibles combinaciones de variables binarias de conexión de unidades en cada iteración. Una vez fijado el valor de estas variables y a través de un proceso iterativo de intercambio de información con el subproblema de Benders, se logra alcanzar el óptimo del problema.

La función objetivo del problema maestro queda definida por la ecuación:

$$\text{Minimizar}_{u_{t,i}, \alpha_t^*} \quad Z_M = \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} p_{t,i,1}^\bullet \cdot u_{t,i} \cdot P_i^{\min} + \sum_{t \in T} \alpha_t^* \quad (4.12)$$

Esta expresión (4.12) está constituida por dos términos:

1. El primer sumando representa el coste de la decisión de conectar unos determinados grupos generadores durante una serie de periodos horarios. Esta conexión está representada por la variable $u_{t,i}$ que actúa sobre el primer bloque de oferta P_i^{\min} . Por simplicidad, en la tesis se ha considerado que este tramo, el más barato, se ofrece siempre por el mínimo técnico de la unidad y, por tanto, se convierte en el primer bloque de oferta de energía de ese grupo generador que sería aceptado, en caso de que fuera necesario, en el despacho horario respetando el orden de precedencia de las ofertas. La inclusión de la variable binaria en el sumando impide la fragmentación del bloque que tendrá que ser aceptado o rechazado en su totalidad.
2. El segundo sumando representa la infraestimación que hace el problema maestro del coste de cada uno de los 24 problemas esclavos planteados. Esta aproximación por periodo está representada por la variable continua α_t .

Las restricciones que incluye el problema maestro son aquéllas en las que figuran las variables binarias:

- Cortes de Benders:

$$\alpha_t^* \geq \alpha_t \left(U_{t,k}^{m-1} \right) + \sum_{k \in GR} \lambda_{t,k}^{m-1} \cdot \left(u_{t,k} - U_{t,k}^{m-1} \right) \quad \forall t \in T, \forall m \in M \quad (4.13)$$

Los cortes de Benders son restricciones horarias que se añaden al problema maestro en cada iteración m del algoritmo de descomposición de Benders. Habrá un corte de Benders por cada periodo de programación, es decir, un corte por cada iteración y por cada subproblema esclavo horario desacoplado. Suministran la información del problema esclavo requerida por el problema maestro para una asignación óptima de las variables binarias. Se construyen con la información de costes transferida al maestro por cada uno de los subproblemas de Benders y las sensibilidades asociadas a la decisión del problema maestro de la iteración anterior ‘ $m-1$ ’: $U_{t,i}^{m-1}$, $\lambda_{t,i}^{m-1}$ y $\alpha_t(U_{t,i}^{m-1})$.

La función $\alpha_t(u_{t,i})$ se reconstruye linealmente en cada iteración a través de los cortes de Benders, elaborándose una aproximación inferior de la misma a la que se llama α_t^* . Esta aproximación a través de hiperplanos tangentes reproduce los costes de operación del problema esclavo de Benders para el periodo t .

Sólo es posible incorporar los cortes de Benders a partir de la segunda iteración, ya que previamente el problema maestro no dispone de la información necesaria.

- Restricciones de reserva de operación del sistema:

Vienen dadas por la ecuación (3.17). Esta restricción experimenta una cierta reestructuración. Tanto la reserva de potencia activa (4.14) como la de potencia reactiva (4.15) se plantean como una doble restricción, con un límite superior y otro inferior. Este planteamiento garantiza que en la resolución de cada uno de los subproblemas esclavos haya conectado un número de generadores y elementos de control de tensión suficientes para garantizar la potencia rodante por periodo y una capacidad mínima de reactiva, respectivamente. Al mismo tiempo, la suma de las potencias mínimas de las unidades nunca excederá la potencia horaria demandada haciendo infactible el problema. Cada restricción de reserva de potencia activa y reactiva quedaría formulada de la forma siguiente:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in G} u_{t,i} \cdot P_i^{max} &\geq \sum_{n \in N} P_{t,n}^d + R_t & \forall t \in T \\ \sum_{i \in G} u_{t,i} \cdot P_i^{min} &\leq \sum_{n \in N} P_{t,n}^d & \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.14)$$

$$\begin{aligned} \sum_{k \in GR} u_{t,k} \cdot Q_k^{max} &\geq \sum_{n \in N} Q_{t,n}^d & \forall t \in T \\ \sum_{k \in GR} u_{t,k} \cdot Q_k^{min} &\leq \sum_{n \in N} Q_{t,n}^d & \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.15)$$

Esta restricción ha sido denominada en la literatura [18] como “corte de factibilidad”. Sin embargo, ni siquiera la inclusión de ese límite inferior y el planteamiento de la restricción como “corte de factibilidad”, garantiza la factibilidad de los subproblemas

de Benders. La razón hay que buscarla en el carácter zonal del control de tensiones y la gestión de potencia reactiva. La restricción está planteada como una reserva para todo el sistema eléctrico mientras que el control de tensiones es un problema local que depende de la capacidad de potencia reactiva disponible en nudos próximos al lugar de demanda. La factibilidad exigiría, al menos, la división zonal de cada sistema eléctrico y la definición de reservas de potencia reactiva por cada una de estas áreas.

Si bien no garantiza la factibilidad de cada uno de los subproblemas de Benders, la inclusión de la restricción permite reducir el número de iteraciones necesario para conseguir la convergencia del algoritmo de Benders al acotar la región de factibilidad del problema de la PDRS. En realidad, en nuestro caso, se está hablando de un criterio de “aceleración” de la convergencia del algoritmo a través de la inclusión de nuevos cortes en la selección de las variables de decisión [83].

La restricción (4.14) podría formularse en función de los límites de producción reales por periodo de cada unidad de producción, límites que vienen condicionados por la restricción de rampa (ver (4.23)). De esta forma la restricción quedaría formulada como:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in G} u_{t,i} \cdot P_{t,i}^{max} &\geq \sum_{n \in N} P_{t,n}^d + R_t & \forall t \in T \\ \sum_{i \in G} u_{t,i} \cdot P_{t,i}^{min} &\leq \sum_{n \in N} P_{t,n}^d & \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.16)$$

La inclusión de la condición de **ingresos mínimos** en el modelo se refleja tanto en la función objetivo como en las restricciones técnicas del sistema, si bien todas las nuevas restricciones quedarán integradas en el formulación del problema maestro. La función objetivo del maestro se definiría como la minimización de la expresión:

$$Z_M = \sum_{i \in G_{oc}} C_i^f + \sum_{t \in T} \sum_{i \in G_{os}} p_{t,i,1}^\bullet \cdot u_{t,i} \cdot P_i^{min} + \sum_{t \in T} \alpha_t^* \quad (4.17)$$

La función objetivo, además de las restricciones mencionadas previamente, deberá respetar la condición de ingresos mínimos a través de la inclusión de las siguientes restricciones:

- Remuneración del generador según oferta simple (4.3).
- Remuneración del generador según oferta compleja (4.4).
- Coste para el sistema según la oferta simple del generador (4.5). En realidad, dado que las variables $P_{t,i,b}$ son propias de los problemas esclavos y como consecuencia del proceso iterativo, esta restricción se formularía como:

$$\begin{aligned} C_i^{os} &= \sum_{t \in T} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} u_{t,i} \cdot (p_{t,i,1}^\bullet \cdot P_i^{min} + p_{t,i,b}^\bullet \cdot \text{Pot}_{t,i,b}) \\ \forall i \in G_{oc} : \text{Pot}_{t,i,b} &= P_{t,i,b}^{(m-1)} \end{aligned} \quad (4.18)$$

- Coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador (4.6). Al igual que en la restricción anterior, esta restricción incorpora

los valores de potencia de la restricción anterior y quedaría formulada como:

$$C_i^{oc} = NA_i \cdot TF + TV \cdot \sum_{t \in T} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} u_{t,i} \cdot (P_i^{min} + \text{Pot}_{t,i,b}) \quad (4.19)$$

$$\forall i \in G_{oc} : \text{Pot}_{t,i,b} = P_{t,i,b}^{(m-1)}$$

- Cálculo del número total de arranques de un grupo generador (4.7).
- Acoplamiento temporal entre periodos de las variables de estado, conexión y desconexión de generadores, reactancias y condensadores (4.8).
- Restricción que impide que se conecte y desconecte un mismo grupo, reactancia o condensador en el mismo periodo horario (4.10).

Un comentario destacable sobre la función objetivo (4.11) es que el valor de Z_M no representa el coste global de la optimización económica de la operación del sistema eléctrico. La suma para todos los generadores de las variables C_i^f incluye los costes de los problemas esclavos a través de C_i^{os} , costes que también están considerados, aunque por periodo en lugar de por generador, por las variables α_i^* . Por tanto, en el resultado de la minimización se produce una cierta duplicidad de costes. En el supuesto de que todos los generadores oferten la condición de ingresos mínimos, la variable de la función objetivo C_i^f ya tiene en cuenta la *totalidad* de los costes de operación a través de la suma de las variables C_i^{os} y, por tanto, el valor de la suma de C_i^f para todos los generadores sí representa el coste total de operación del sistema eléctrico.

Subproblema de Benders

El subproblema de Benders se desagrega para cada uno de los periodos de programación. La función objetivo de cada uno de los periodos de programación o subproblemas de Benders horarios estaría representada por:

$$Z_S = \sum_{i \in G} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^\bullet \cdot P_{t,i,b} + \sum_{n \in N} C_P \cdot (P_{fict,n} + Q_{fict,n}^L + Q_{fict,n}^C) \quad t \in T \quad (4.20)$$

La función objetivo incorpora funciones de penalización asociadas al coste de acoplar “unidades ficticias” en aquellos nudos donde el maestro no ha decidido conectar ninguna unidad generadora o dispositivo de control de tensión. Estos elementos “ficticios” son necesarios para evitar la infactibilidad de cualquiera de los subproblemas esclavos, infactibilidad que comprometería la convergencia del proceso iterativo de la descomposición de Benders. Los elementos “ficticios” se acoplan para cumplir las restricciones técnicas del sistema eléctrico y están vinculados a nudos de generación o nudos con dispositivos de control de tensión, a los que denominamos nudos candidatos. Por tanto, en las ecuaciones nodales de flujo de carga de potencia activa, (3.11 y (3.18), y reactiva, (3.12 y (3.19), se añadirían los nuevos sumandos $P_{fict,n}$ y $Q_{fict,n}^C$, $-Q_{fict,n}^L$, respectivamente.³

³La programación de la generación en el esclavo para alguna de las iteraciones podría generar sobrecargas en alguna rama del sistema. Con la existencia de las unidades ficticias no suele ocurrir, pero si este hecho pudiera producirse en el sistema de estudio, habría que añadir términos de incremento del límite de potencia en las líneas asociados a las ecuaciones (3.13) y (3.20), con el correspondiente término de penalización en la función objetivo para evitar infactibilidades.

Cada función de penalización se compone de dos términos: un coeficiente de penalización, C_p , y una variable continua de potencia activa, $P_{fict,n}$, o reactiva, $Q_{fict,n}^L$ y $Q_{fict,n}^C$, según la función en cuestión. Las unidades ficticias pueden generar, $Q_{fict,n}^C$, o absorber potencia reactiva, $Q_{fict,n}^L$ siendo ambas variables positivas. De esta forma, al estar ambas afectadas por el mismo coeficiente de penalización C_p –cuesta lo mismo generar que absorber potencia reactiva–, la optimización no encontraría más barato absorber que generar por el signo negativo de la potencia reactiva (criterio generador).

El coeficiente C_p debe ser el mismo para todas las unidades ficticias situadas en los nudos candidatos y para todos los escenarios analizados, con el objetivo de no crear ‘necesidades’ irreales. El valor de este coste es arbitrario siempre que al menos sea mayor, siendo en este caso 100 veces mayor que el coste de los generadores. Al pesar este término más que el resto en la función objetivo global, se tiende a priorizar la minimización de las infactibilidades sobre el término de coste de oferta de los generadores. Si no existen infactibilidades en el sistema, ese término de la función objetivo será nulo y el coste vendrá dado por las ofertas precio-energía de los grupos generadores.

Por otro lado, cada problema esclavo incluiría el resto de restricciones no consideradas en el problema maestro, además de:

$$u_{t,k} = U_{t,k}^m : \lambda_{t,k}^{m+1} \quad t \in T, \forall k \in GR \quad (4.21)$$

El problema maestro opta por una combinación de unidades, transfiriendo esta información al esclavo. La restricción (4.21) fija el programa de acoplamientos a una constante 0/1. Los subproblemas esclavos proporcionarán al maestro las sensibilidades o valores duales, $\lambda_{t,k}^{m+1}$, para que sean incorporadas a la formulación de los CLB para su utilización en una nueva iteración.

El valor dual de una restricción, también conocido como coste reducido o precio sombra, mide cuánto mejoraría la función objetivo si la restricción se relajara una pequeña cantidad. En el caso del conjunto de restricciones (4.21) el parámetro $\lambda_{t,k}^{m+1}$ representa el incremento del coste total en la hora t frente a una variación incremental de la variable $u_{t,k}$.

Una reseña especial merecen la restricciones de rampa (3.9).⁴ Según se mencionó en 4.2.2, la modelización de estas restricciones como límites de potencia activa para cada subproblema de Benders forzaría la resolución secuencial de los subproblemas. Estos límites se actualizan en cada periodo según la producción del periodo anterior, de forma que se garantiza el cumplimiento del gradiente de potencia de cada grupo generador y la optimización global de la producción para un estado inicial de partida previo al horizonte de programación.

La restricción de rampa (3.9) va a integrarse dentro de la restricción que limita la potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores (3.7), la cual adopta una nueva formulación:

$$u_{t,i} \cdot P_{t,i}^{min} \leq P_{t,i} \leq u_{t,i} \cdot P_{t,i}^{max} \quad \forall t \in T, \forall i \in G \quad (4.22)$$

En la nueva restricción (4.22), los límites $P_{t,i}^{min}$ y $P_{t,i}^{max}$ se definen $\forall i \in G$ y $\forall t \in T$, actualizándose su valor en cada subproblema de Benders según la producción del esclavo

⁴Dado que el reglas del mercado español no consideran las restricciones de rampa en el algoritmo de solución de restricciones técnicas, éstas no se han incorporado a la formulación del Modelo OM-OS. Sin embargo, su inclusión se haría de forma análoga a como se explica en este apartado.

anterior de acuerdo a las expresiones siguientes [18, 51]:

$$\begin{aligned} P_{t,i}^{min} &= \text{máximo} \left[\begin{array}{c} P_i^{min} \\ P_{t-1,i} - DR_i \end{array} \right] \\ P_{t,i}^{max} &= \text{mínimo} \left[\begin{array}{c} P_i^{max} \cdot (U_{t,i}^m - XD_{t+1,i}^m) + DR_i \cdot XD_{t+1,i}^m \\ P_{t-1,i} + UR_i \cdot U_{t-1,i}^m + UR_i \cdot XU_{t,i}^m \end{array} \right] \end{aligned} \quad (4.23)$$

Los límites anteriores 4.23 recogen toda la casuística posible para el plan de acoplamiento definido por el problema maestro en la iteración m para los periodos involucrados $t - 1$, t y $t + 1$. Nótese que todos los valores son parámetros conocidos, ya que las potencias de salida $P_{t-1,i}$ habrán sido calculadas en el subproblema esclavo de Benders del periodo precedente⁵.

En resumen, la resolución del problema maestro, con o sin condición de ingresos mínimos, fijará en cada iteración el valor aproximado del coste de cada uno de los subproblemas horarios del problema esclavo, $\alpha_t \geq \alpha_t^m$, y la combinación de unidades de producción para cada periodo, $u_{t,k} = U_{t,k}^m$, mientras que el problema esclavo –previo conocimiento de las unidades acopladas en la iteración correspondiente m – resolverá el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad ‘ $n-1$ ’ para cada uno de los periodos del horizonte diario de programación.

Criterio de convergencia

El procedimiento iterativo basado en la descomposición generalizada de Benders acaba cuando el valor de la función objetivo computada en el problema maestro es muy próximo al valor de la suma de los costes de arranque de las unidades de generación –primer bloque de oferta de energía– más los costes de operación calculados en cada uno de los subproblemas horarios de Benders. Realmente, dado que los costes de conexión de unidades son los mismos en ambos problemas, maestro y esclavo, pueden no ser tenidos en cuenta a la hora de evaluar la convergencia del proceso.

Se define un criterio de convergencia, CC, considerando exclusivamente los costes de operación tanto en los problemas esclavos como en el problema maestro. El criterio de convergencia final se establece de acuerdo a la expresión representada en la ecuación (4.24), donde ε delimita la precisión del coste en magnitudes unitarias.

$$CC = \frac{\sum_{t \in T} (\alpha_t (U_{t,k}^m) - \alpha_t^*)}{\sum_{t \in T} \alpha_t (U_{t,k}^m)} \leq \varepsilon \quad \forall m \in M \quad (4.24)$$

Complejidad computacional

El número total de variables continuas y binarias incluidas en la formulación del problema de la PHRS aplicado al *Modelo Operador Único* se muestra en la tabla 4.2.

Asimismo, como ilustra la tabla 4.3, el número de restricciones contempladas en el problema para contingencias como pérdidas de líneas o transformadores es:

⁵Se ha adoptado el mismo valor para las rampas de arranque y parada que para las de subida y bajada, respectivamente. Si fueran distintos, los términos de rampa de subida y bajada que multiplican a $XU_{t,i}^m$ y $XD_{t,i}^m$ deberían ser reemplazados por los correspondientes términos de rampa de arranque y parada.

Tabla 4.2: Variables de la PHRS aplicada al Modelo Operador Único (1/2)

| Problema | Variables | |
|----------|---|----------|
| | Continuas | Binarias |
| Maestro | T | T · K |
| Esclavo | $I \cdot B + K + 4N + 4L + NT + C \cdot (Nc + N + K + 8)$ | — |

Tabla 4.3: Restricciones de la PHRS aplicada al Modelo Operador Único (1/2)

| Problema | Restricciones |
|----------|--|
| Maestro | $T \cdot (4 + M)$ |
| Esclavo | $2I \cdot B + 3I + RC + 6N + L + 2NT - 1 + C \cdot (4N + 2Nc + L + 2I + RC - 2)$ |

En el proceso iterativo de resolución, cuando el problema maestro toma la decisión de no conectar ninguna unidad de generación en un nudo para un periodo determinado, ese nudo PV será considerado en el subproblema esclavo correspondiente a esa iteración como nudo PQ. Por tanto, la tensión de consigna en ese nudo no será una variable de control que permanecerá constante para los distintos casos de operación (normal o post-contingencia), sino que podrá tener un valor distinto para cada uno de ellos. Esta consideración incide sobre el número de variables y restricciones del subproblema esclavo para cada uno de los estados post-contingencia, ya que el valor de Nc se habrá incrementado en tantas unidades como posibles nudos PV se han convertido en nuevos nudos PQ.

Si la condición compleja de ingresos mínimos se integra en la formulación del problema la complejidad computacional se incrementa al añadirse nuevas variables continuas, binarias y la variable entera que representa el número de arranques de las unidades de generación. El número total de variables y restricciones se muestra en las tablas 4.4 y 4.5:

Tabla 4.4: Variables de la PHRS aplicada al Modelo Operador Único (2/2)

| Problema | Variables | | |
|----------|---|--------------------|---------|
| | Continuas | Binarias | Enteras |
| Maestro | T | $T \cdot (K + 2I)$ | I |
| Esclavo | $I \cdot B + K + 4N + 4L + NT + C \cdot (Nc + N + K + 8)$ | — | — |

Tabla 4.5: Restricciones de la PHRS aplicada al Modelo Operador Único (2/2)

| Problema | Restricciones |
|----------|--|
| Maestro | $T \cdot (4 + M + 2I) + I$ |
| Esclavo | $2I \cdot B + 3I + RC + 6N + L + 2NT - 1 + C \cdot (4N + 2Nc + L + 2I + RC - 2)$ |

4.4. Formulación del Modelo OM-OS

En esta sección se formula el llamado Modelo OM-OS para la resolución del problema de la programación diaria con restricciones de seguridad. La solución inicial de partida dada por la casación diaria conlleva una reformulación del proceso de resolución de restricciones técnicas a través el redespacho de la energía casada.

El modelo se plantea en dos etapas. La primera etapa busca el óptimo económico del sistema sin considerar restricciones de red: casación económica. Se trata de un problema de optimización matemática *lineal entero-mixto*. Tanto la función objetivo como las restricciones tienen carácter lineal.

La segunda etapa resuelve el problema de seguridad del sistema, complementario al problema económico de la etapa I. Para la selección de las contingencias se ejecutará un análisis de contingencias previo a la modelización de la etapa II. Esta etapa II se plantea como un problema de optimización matemática *no-lineal entero-mixto* en el que la función objetivo se minimiza sujeta a las restricciones técnicas de las propias unidades de producción, del sistema eléctrico, de la red de transporte y del análisis de seguridad ‘*n-1*’ del sistema.

Previo a la formulación de las dos etapas del modelo, se incluye el apartado de notación, donde se aportan los nuevos términos necesarios para la definición del modelo. En el último punto de esta apartado se desarrolla el método de la descomposición de Benders aplicado a la resolución de restricciones técnicas o etapa II del modelo.

4.4.1. Notación

La notación para la formulación del *Modelo OM-OS* de programación diaria con restricciones de seguridad se incluye dentro de la nomenclatura expuesta en los apartados 3.3.1 y 4.3.1. Este nuevo modelo sólo incluye las siguientes aportaciones de nomenclatura.

Conjuntos, índices y número de elementos

| | |
|------|---|
| CG | conjunto de todas las unidades de generación conectadas en la etapa I |
| UG | conjunto de todas los grupos de generación, reactancias y condensadores no conectados en la etapa I |
| CI | número de unidades de generación conectadas en la etapa I |
| UI | número de grupos de generación, reactancias y condensadores no conectados en la etapa I |

Parámetros

| | |
|----------------------|--|
| P_t^{loss} | estimación de las pérdidas totales del sistema para el periodo t |
| $P_{t,i}^I$ | potencia activa casada inicialmente del generador i en el periodo t |
| $P_{t,i,b}^I$ | potencia activa casada en la etapa I para el bloque de oferta b del grupo generador i durante el periodo t |
| $\Delta Pot_{t,i,b}$ | incremento de potencia de salida del bloque b ofertado por la unidad generadora i para el periodo t en la iteración previa $m-1$ |
| \tilde{p}_t | precio marginal del sistema para el periodo de programación t |

Variables

| | |
|-------|---|
| Z_I | función objetivo de la etapa I del Modelo OM-OS |
|-------|---|

| | |
|---------------------------|--|
| Z_{II} | función objetivo de la etapa II del Modelo OM-OS |
| Z_{IIM} | función objetivo del problema maestro de la etapa II del Modelo OM-OS |
| Z_{IIS} | función objetivo del problema esclavo de la etapa II del Modelo OM-OS |
| $\Delta P_{t,i,b}^{up}$ | incremento de potencia del bloque b ofertado por la unidad generadora i para el periodo t |
| $\Delta P_{t,i,b}^{down}$ | decremento de potencia del bloque b ofertado por la unidad generadora i para el periodo t |
| $u_{t,k}^{on}$ | variable de decisión (0/1) que representa la conexión de la unidad k ($k \in UG$) durante el periodo t en la segunda etapa del <i>Modelo OM-OS</i> . Vale 1 si la unidad k se acopla durante el periodo t . |
| $u_{t,k}^{off}$ | variable de decisión (0/1) que representa la desconexión de la unidad k ($k \in CG$) durante el periodo t en la segunda etapa del <i>Modelo OM-OS</i> . Vale 1 si la unidad k se desconecta durante el periodo t . |

4.4.2. Formulación del modelo

El *Modelo OM-OS* está basado en el vigente modelo del sistema eléctrico peninsular, en el cual en una primera etapa se resuelve el problema de casación diario del mercado eléctrico y en una segunda se busca la solución de las restricciones técnicas del sistema, tal como se indica en el diagrama de bloques de la figura 4.4.

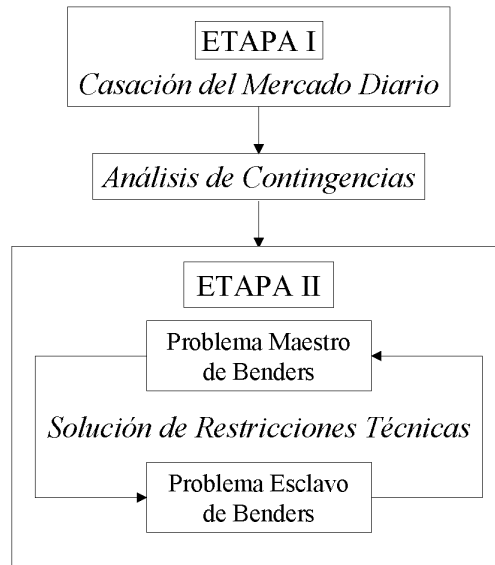


Figura 4.4: Diagrama de bloques del Modelo OM-OS

Etapa I

Reproduce el mecanismo de casación del mercado diario en el sistema eléctrico español. Las ofertas energía-precio sólo se consideran desde el lado de la oferta, no así desde la demanda, siguiendo el modelo expuesto en el apartado 3.3.3.

La función objetivo busca minimizar el precio de la casación para cada periodo horario de programación, es decir, el precio marginal horario del sistema. Este objetivo es análogo a la minimización del coste de adquisición del sistema o la maximización del beneficio social neto. La función objetivo está representada por la expresión lineal de la ecuación (4.25), idéntica expresión que la ecuación del modelo general representada en (3.4).

$$\text{Minimizar}_{P_{t,i,b}, u_{t,i}} \quad z_I = \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} \sum_{b \in B} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot P_{t,i,b} \quad (4.25)$$

La función objetivo es la suma del producto de los bloques de energía ofertados por sus precios respectivos para las 24 horas del día. Esta función representa la curva agregada de las ofertas de generación y ha de cumplir la restricción de la demanda. La generación casada en cada periodo ha de ser igual a la demanda agregada total más una estimación de las pérdidas:

$$\sum_{j \in N} P_{t,j}^d + P_t^{loss} = \sum_{i \in G} P_{t,i} \quad \forall t \in T \quad (4.26)$$

También está sujeta a las siguientes restricciones del modelo general de programación diaria con restricciones de seguridad formulado en el capítulo 3:

- Límites de potencia activa ofertada por bloque, ecuación (3.5).
- Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores, ecuación (3.7).
- Restricciones de rampa de los generadores, ecuación (3.9). El sistema eléctrico español no incluye las restricciones de rampa en el procedimiento de solución de restricciones técnicas. Sin embargo, esta tesis incluirá esta restricción tanto en la etapa I como en la etapa II de solución de restricciones.

Se utiliza como valor de las pérdidas, P_t^{loss} , una estimación aproximada de su valor real, el cual se obtendrá tras la resolución de la etapa II del modelo.

Como se describió en el capítulo 2, las ofertas precio-energía enviadas por los agentes al mercado diario de casación pueden ser simples o complejas. De las cuatro condiciones complejas del mercado español –indivisibilidad, parada programada, gradiente de carga, ingresos mínimos–, se consideran únicamente la condición de gradiente de carga y la condición de indivisibilidad, aplicada al primer bloque de todas las ofertas enviadas por los distintos grupos generadores. No supondría mayor dificultad incluir la condición de parada programada al modelo, si bien no aportaría nada especial al objeto del estudio de esta tesis.

La condición de ingresos mínimos introduce una gran complejidad en el modelo y obliga al OM a implementar un procedimiento iterativo para encontrar la solución del modelo [13]. Esta condición compleja tiene la particularidad de que se formula de forma distinta para el mercado diario de casación que para el proceso de resolución de restricciones técnicas. Con el objetivo de evitar confusiones y dada la finalidad fundamental de la tesis, el análisis de seguridad, se ha incluido la condición de ingresos mínimos exclusivamente en el análisis de restricciones técnicas, es decir, en la etapa II del modelo.

Para cada uno de los periodos de programación horaria, la optimización de la etapa I del Modelo OM-OS proporciona los valores de potencia activa casada para cada grupo generador y cada bloque de oferta, así como el precio marginal del sistema. Estos resultados

son necesarios para la ejecución de la etapa II, en la cual se incluirán como parámetros constantes conocidos:

- $P_{t,i}^I$: Potencia activa de salida del generador i en el periodo t .
- $P_{t,i,b}^I$: Potencia activa de salida del bloque de oferta b del grupo i para el periodo t .
- \tilde{p}_t : Precio marginal horario del sistema.

Otro resultado importante de la optimización de esta etapa es el coste total de la misma. Se define el coste de la etapa I, C_I , como la suma para todo el horizonte de programación del producto del precio marginal horario por la potencia casada de cada una de las unidades de generación acopladas en ese periodo. La expresión matemática sería:

$$C_I = \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} \tilde{p}_t \cdot P_{t,i}^I \quad (4.27)$$

Análisis de contingencias

Una vez ejecutada la etapa I y previo paso a la etapa II, se lleva a cabo un proceso de análisis y selección de contingencias para el caso de estudio, según los criterios explicados en el apartado 3.2.2.

Para cada una de las unidades de generación acopladas por periodo en la etapa I, se corre un flujo de cargas completo en corriente alterna con la unidad seleccionada anulada. El objetivo del análisis es comprobar si se viola alguna de las restricciones del sistema. El estudio supone que la potencia que aportaba el generador “perdido” es asumida por el resto de los generadores conectados de acuerdo al siguiente criterio de reasignación:

$$P_{t,k} = P_{t,k}^I + \frac{P_k^{max} - P_{t,k}^I}{\sum_{k \neq i} (P_k^{max} - P_{t,k}^I)} \cdot P_{t,i}^I \quad \forall k : P_{t,k}^I > 0$$

$$P_{t,i} = 0$$

Un procedimiento semejante se efectúa para cada una de las ramas, transformadores, reactancias y condensadores del sistema. Se van resolviendo flujos de cargas completos con la topología de la red adaptada a la nueva configuración tras la eliminación sucesiva, para cada flujo de cargas, del elemento correspondiente.

El cambio topológico que conlleva la eliminación de una rama en una contingencia se lleva a cabo mediante la actualización de factores de la matriz de impedancias, cambios que sólo afectarán en cada iteración a ciertos valores numéricos de la matriz dispersa de admitancias, pero no a su estructura. Por tanto, partiendo de la matriz de admitancias del sistema original, se modifican exclusivamente los elementos de la matriz afectados por la eliminación de la línea, transformador, reactancia o condensador en cuestión.

Una vez comprobadas las contingencias que violan las restricciones del sistema –límite de capacidad de las líneas y tensiones en los nudos– se incorporan como nuevas restricciones al SCOPF de la etapa II con el propósito de definir un estado seguro post-contingencia a través de las ecuaciones (3.18 – 3.25).

Etapa II

El objetivo de la etapa II es la resolución de las restricciones técnicas del sistema. Como resultado de la etapa I se obtenía una asignación inicial de potencia activa para cada uno de los generadores. Esta programación se verá modificada en esta segunda etapa con el redespacho de la generación para la resolución de los problemas de tensión y de flujos de cargas por las líneas.

Este reasignación de la potencia activa se formula en esta segunda etapa de forma incremental, con el propósito de transmitir la idea de reprogramación o variación incremental respecto a la etapa inicial. De esta forma las variables continuas de potencia activa $P_{t,i,b}$ se convierten en $\Delta P_{t,i,b}^{down}$ o $\Delta P_{t,i,b}^{up}$, ambos positivos, respecto a la programación inicial de la etapa I.

Este redespacho es un sobrecoste para el sistema, ya que, dependiendo del tipo y severidad de las restricciones, supondrá el acoplamiento de grupos inicialmente no casados o, al menos, el incremento o bajada de la producción de los grupos acoplados durante la etapa I.

El redespacho se manifiesta en la función objetivo de la siguiente forma:

$$\text{Minimizar } \Delta P_{t,i,b}^{up}, u_{t,i}^{on}$$

$$Z_{II} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in UG} p_{t,i,1}^{\bullet} \cdot u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{min} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in UG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} \quad (4.28)$$

La función objetivo se compone de tres sumandos:

- El primero refleja el sobrecoste para el sistema del aumento de potencia de grupos inicialmente casados.
- El segundo término representa el sobrecoste de la conexión de generadores no casados en la etapa I necesarios para la resolución de restricciones técnicas. Este acoplamiento está modelado por la variable binaria $u_{t,i}^{on}$.
- El tercer y último sumando representa el sobrecoste del resto de los bloques de energía ofertados por los generadores no casados en la etapa I, pero necesarios para la resolución de restricciones técnicas.

En el sistema español no se reconoce lucro cesante para los generadores que disminuyen producción como consecuencia de la solución de restricciones. De ahí que no se incluya ningún término de lucro cesante en la función objetivo.

El sobrecoste final de la solución de restricciones será el coste a precio de oferta pagado a los generadores que incrementan generación menos el coste a precio marginal que no se paga por la energía retirada de las unidades generadoras que reducen su producción.

La función objetivo ha de considerar las nuevas restricciones:

- Límite de los redespachos de potencia:

$$\begin{aligned} 0 &\leq \Delta P_{t,i,b}^{up} \leq P_{t,i,b}^{max} && \forall t \in T, \forall i \in G, \forall b \in B \\ 0 &\leq \Delta P_{t,i,b}^{down} \leq P_{t,i,b}^{max} && \forall t \in T, \forall i \in G, \forall b \in B \end{aligned} \quad (4.29)$$

- Potencia activa de salida de los generadores acoplados en la etapa I:

$$P_{t,i} = P_{t,i}^I + \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} \Delta P_{t,i,b}^{up} - u_{t,i}^{off} \cdot P_i^{min} - \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} \Delta P_{t,i,b}^{down} \quad \forall t \in T, \forall i \in CG \quad (4.30)$$

- Potencia activa de salida de los generadores acoplados en la etapa II:

$$P_{t,i} = u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{min} + \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} \Delta P_{t,i,b}^{up} \quad \forall t \in T, \forall i \in UG \quad (4.31)$$

Asimismo la función objetivo ha de cumplir las siguientes restricciones del modelo general de programación diaria con restricciones de seguridad formulado en el capítulo 3:

- Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores, ecuación (3.7), convertida con la nueva notación en:

$$\begin{aligned} u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{min} &\leq P_{t,i} \leq u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{max} & \forall t \in T, \forall i \in UG \\ (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot P_i^{min} &\leq P_{t,i} \leq (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot P_i^{max} & \forall t \in T, \forall i \in CG \end{aligned} \quad (4.32)$$

- Potencia reactiva máxima y mínima de grupos generadores en estado normal, ecuación (3.8), representada por la expresión:

$$\begin{aligned} u_{t,i}^{on} \cdot Q_i^{min} &\leq Q_{t,i} \leq u_{t,i}^{on} \cdot Q_i^{max} & \forall t \in T, \forall i \in UG \\ (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot Q_i^{min} &\leq Q_{t,i} \leq (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot Q_i^{max} & \forall t \in T, \forall i \in CG \end{aligned} \quad (4.33)$$

- Potencia reactiva máxima y mínima de grupos generadores para el estado post-contingencia, ecuación (3.22), expresada con la nueva nomenclatura de la forma:

$$\begin{aligned} u_{t,i}^{on} \cdot Q_i^{min} &\leq Q_{t,i}^c \leq u_{t,i}^{on} \cdot Q_i^{max} & \forall t \in T, \forall i \in UG \\ (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot Q_i^{min} &\leq Q_{t,i}^c \leq (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot Q_i^{max} & \forall t \in T, \forall i \in CG \end{aligned} \quad (4.34)$$

- Potencia reactiva inyectada por reactancias y condensadores, ecuación (3.10):

$$Q_{t,k} = u_{t,k}^{on} \cdot B_{k,j}^{sh} \cdot V_{t,j}^2 \quad \forall t \in T, \forall k \in RC, j \in N : B_{k,j}^{sh} \neq 0 \quad (4.35)$$

- Potencia reactiva inyectada por reactancias y condensadores en el estado post-contingencia, ecuación (3.23):

$$Q_{t,k}^c = u_{t,k}^{on} \cdot B_{k,j}^{sh} \cdot (V_{t,j}^c)^2 \quad \forall c \in C, \forall t \in T, \forall k \in RC, j \in N : B_{k,j}^{sh} \neq 0 \quad (4.36)$$

- Reserva de operación del sistema, ecuación (3.17) del capítulo anterior, y representada por:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in CG} (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot P_i^{max} + \sum_{i \in UG} u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{max} &\geq \sum_{n \in N} P_{t,n}^d + R_t & \forall t \in T \\ \sum_{i \in CG} (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot Q_i^{max} + \sum_{k \in UG} u_{t,k}^{on} \cdot Q_k^{max} &\geq \sum_{n \in N} Q_{t,n}^d & \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.37)$$

- Potencia activa de los grupos generadores tras la pérdida de un generador, restricción (3.21).
- Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia activa para los estados normal y post-contingencia, ecuaciones (3.11) y (3.18).
- Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia reactiva para los estados normal y post-contingencia, ecuaciones (3.12) y (3.19).
- Límites de capacidad de las líneas y transformadores para los estados normal y post-contingencia, ecuaciones (3.13) y (3.20).
- Tensiones máximas y mínimas en los nudos de la red para los estados normal y post-contingencia, ecuaciones (3.15) y (3.24).
- Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para los estados normal y post-contingencia, ecuaciones (3.16) y (3.25).
- Límites de las tomas de los transformadores, ecuación (3.14).

Condición de ingresos mínimos

Como se mencionó previamente en 4.3.2, la condición de ingresos mínimos establece que la remuneración que recibe un generador conectado para resolver restricciones técnicas es la mayor cantidad entre dos posibles: el coste para el sistema según la oferta simple del generador, C_i^{os} , y el coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador, C_i^{oc} . Por tanto, el cuarto y quinto sumando de la función objetivo dada por la ecuación (4.28) sería reemplazado por el máximo de las dos cantidades anteriores, C_i^{os} o C_i^{oc} , es decir, $C_i^f = \max(C_i^{os}, C_i^{oc})$.

El problema quedaría formulado como prosigue. La función objetivo se define como la minimización de la expresión:

$$Z_{II} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{i \in UG} C_i^f \quad (4.38)$$

La función objetivo, además de las restricciones mencionadas previamente, debería cumplir la condición de ingresos mínimos a través de la inclusión de las siguientes restricciones:

- Remuneración del generador según oferta simple.

$$C_i^f \geq C_i^{os} \quad \forall i \in UG \quad (4.39)$$

- Remuneración del generador según oferta compleja.

$$C_i^f \geq C_i^{oc} \quad \forall i \in UG \quad (4.40)$$

- Coste para el sistema según la oferta simple del generador.

$$C_i^{os} = \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} \quad \forall i \in UG \quad (4.41)$$

- Coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador.

$$C_i^{oc} = NA_i \cdot TF + TV \cdot \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} \Delta P_{t,i,b}^{up} \quad \forall i \in UG \quad (4.42)$$

- Cálculo del número total de arranques de un grupo generador.

$$NA_i = \sum_{t \in T} xu_{t,i} \quad \forall i \in UG \quad (4.43)$$

- Acoplamiento temporal entre periodos de las variables de estado, conexión y desconexión de generadores, reactancias y condensadores:

$$\begin{aligned} xd_{t,i} - xu_{t,i} &= u_{t,i}^{off} - u_{t-1,i}^{off} & \forall t \in T, \forall i \in CG \\ xu_{t,i} - xd_{t,i} &= u_{t,i}^{on} - u_{t-1,i}^{on} & \forall t \in T, \forall i \in UG \end{aligned} \quad (4.44)$$

Esta restricción aplicada al primer periodo obliga a que se proporcione una programación de partida en el periodo previo al horizonte de planificación. De esta forma, la restricción para el periodo inicial quedaría formulada como:

$$\begin{aligned} xd_{1,i} - xu_{1,i} &= u_{1,i}^{off} - U_i^0 & \forall i \in CG \\ xu_{1,i} - xd_{1,i} &= u_{1,i}^{on} - U_i^0 & \forall i \in UG \end{aligned} \quad (4.45)$$

- Restricción que impide que se conecte y desconecte un mismo grupo, reactancia o condensador en el mismo periodo horario.

$$xu_{t,i} + xd_{t,i} \leq 1 \quad \forall t \in T, \forall i \in G \quad (4.46)$$

La solución óptima de forma acoplada para las 24 horas ofrecerá un resultado que puede diferir de la solución que se obtendría sin ese acoplamiento temporal. Esta discrepancia se genera por la disminución en la solución acoplada del número de arranques NA_i de las unidades conectadas para resolver restricciones.

El siguiente apartado describe la aplicación del método basado en la Descomposición Generalizada de Benders al modelo de estudio OM-OS.

4.4.3. Aplicación de la descomposición de Benders al Modelo OM-OS

El algoritmo de descomposición de Benders se aplicará como método de resolución de la etapa II del problema de programación horaria con restricciones de seguridad, esto es, se emplea como herramienta matemática para la solución de las restricciones técnicas del sistema.

Como se ha descrito en el apartado 4.4.2, el problema de la resolución de restricciones técnicas se plantea como un problema de optimización matemática *no lineal entero-mixto*, con variables binarias de decisión $-\Delta u_{t,i}^{on}, \Delta u_{t,i}^{off}, xu_{t,i}, \dots$ -, variables continuas de explotación del sistema $-\Delta P_{t,i,b}^{up}, \Delta P_{t,i,b}^{down}, Q_{t,i}, \dots$ -, acoplamientos temporales –condición de ingresos mínimos, conexión/desconexión de grupos– y no-linealidades presentes en las restricciones del sistema –ecuaciones de la red de transporte–.

La descomposición del problema general en dos problemas, maestro y esclavo, y la inclusión de los cortes de Benders supone una reordenación de la formulación de la etapa II expuesta previamente.

Problema Maestro

El problema maestro toma la decisión de acoplar nuevos grupos generadores, reactancias y/o condensadores o desacoplar grupos generadores acoplados en la optimización de la etapa I.

La función objetivo del problema maestro queda definida por la ecuación:

$$\text{Minimizar } u_{t,i}^{on}, \alpha_t^* \quad Z_{IIM} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in UG} p_{t,i,1}^{\bullet} \cdot u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{min} + \sum_{t \in T} \alpha_t^* \quad (4.47)$$

La ecuación (4.47) está constituida por dos términos:

1. El primer término representa el coste de la decisión de arrancar un nuevo grupo generador durante un determinado periodo o periodos para resolver restricciones. Esta decisión está representada por la variable binaria $u_{t,i}^{on}$, que decide si acepta o rechaza el primer bloque de oferta del generador inicialmente desacoplado i para el periodo t .
2. El segundo sumando es el sumatorio de la estimación inferior que hace el maestro del coste de cada uno de los 24 problemas esclavos planteados. Esta aproximación por periodo está representada por la variable continua α_t^* .

Las restricciones del problema maestro están definidas para las variables binarias del problema:

- Cortes de Benders:

$$\alpha_t^* \geq \alpha_t \left(U_{t,k}^{m-1} \right) + \sum_{i \in CG} \lambda_{t,i}^{m-1} \cdot \left(u_{t,i}^{off} - U_{t,i}^{m-1} \right) + \sum_{k \in UG} \lambda_{t,k}^{m-1} \cdot \left(u_{t,k}^{on} - U_{t,k}^{m-1} \right) \quad (4.48)$$

$$\forall t \in T, \forall m \in M : m > 1$$

Los cortes de Benders son restricciones que se añaden al problema maestro en cada iteración m del algoritmo de descomposición de Benders. Suministran la información de los subproblemas esclavos requerida por el problema maestro para una asignación óptima de las variables binarias o de complicación. Se construyen con la información de los resultados de cada uno de los problemas esclavos en la iteración anterior $m-1$: $U_{t,k}^{m-1}$, $\lambda_{t,k}^{m-1}$ y $\alpha_t(U_{t,k}^{m-1})$.

La función $\alpha_t(u_{t,k})$, que es desconocida, se reconstruye linealmente en cada iteración a través de los Cortes de Benders, formándose una aproximación inferior de la misma a la que se llama α_t^* , la cual representa indirectamente los costes de operación del problema esclavo de Benders para el periodo de programación t .

Para la creación de la función α_t^* se hace uso del coste del esclavo en ese periodo t durante la iteración anterior, $\alpha_t(U_{t,i}^{m-1})$, calculado para el estado de conexión/desconexión de todas las unidades de generación determinado por el problema maestro en esa misma iteración ($m-1$), así como de las sensibilidades asociadas a las variables binarias de decisión de conexión/desconexión de unidades de generación, reactancias y condensadores, $\lambda_{t,k}^{m-1}$. Como se puede observar en la ecuación 4.48, los valores duales o sensibilidades asociadas a las variables de complicación se agrupan en dos sumatorios diferenciados. El primero de ellos sólo afecta a los grupos generadores, ya que sólo éstos pudieron ser conectados en la

etapa I del modelo y, por lo tanto, ser desconectados en esta segunda etapa. Por el contrario, el segundo sumatorio engloba a unidades de generación, reactancias y condensadores sobre los que el problema maestro decidirá si deben ser conectados en la nueva iteración m .

Se hace notar que los cortes de Benders se añaden al problema maestro a partir de la segunda iteración, ya que el primer problema maestro no dispone de la información previa correspondiente a ningún problema esclavo.

- Restricciones de reserva de operación del sistema (4.37): Los comentarios expresados sobre esta restricción para el *Modelo Operador Único* son aplicables en este caso. Esta restricción garantiza que en cada uno de los subproblemas esclavos haya conectado un número suficiente de generadores y elementos de control de tensión para asegurar la demanda del sistema además de una potencia rodante por periodo y una capacidad mínima de reactiva. La restricción reduce el número de iteraciones necesario para conseguir la convergencia del proceso, si bien no la factibilidad de los subproblemas esclavos (ver *Modelo Operador Único*).

Las restricciones quedan formuladas como:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in CG} (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot P_i^{max} + \sum_{i \in UG} u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{max} &\geq \sum_{n \in N} P_{t,n}^d + R_t & \forall t \in T \\ \sum_{i \in CG} (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot P_i^{min} + \sum_{i \in UG} u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{min} &\leq \sum_{n \in N} P_{t,n}^d & \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.49)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i \in CG} (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot Q_i^{max} + \sum_{k \in UG} u_{t,k}^{on} \cdot Q_k^{max} &\geq \sum_{n \in N} Q_{t,n}^d & \forall t \in T \\ \sum_{i \in CG} (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot Q_i^{min} + \sum_{k \in UG} u_{t,k}^{on} \cdot Q_k^{min} &\leq \sum_{n \in N} Q_{t,n}^d & \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.50)$$

Al igual que en el modelo general, la restricción (4.49) podría formularse en función de los límites de producción por periodo de cada unidad generadora: $P_{t,i}^{min}$ y $P_{t,i}^{max}$.

En el supuesto de que la condición de **ingresos mínimos** sea considerada en el caso de estudio, la función objetivo del problema maestro se vería modificada de la siguiente forma:

$$\text{Minimizar}_{C_i^f, \alpha_t^*} Z_{IIM} = \sum_{i \in UG} C_i^f + \sum_{t \in T} \alpha_t^* \quad (4.51)$$

Si se analiza la expresión 4.51, se deduce que el resultado de la minimización de la función objetivo del problema maestro proporcionará una cantidad superior al coste total de la optimización de la explotación generación-red del sistema. La razón se encuentra en que cada variable C_i^f incorpora ‘parcialmente’ los costes globales de los esclavos para cada generador a través de las variables C_i^{os} , costes considerados también por las variables α_t^* , provocando una cierta “duplicidad” de costes para las plantas generadoras desconectadas pertenecientes al conjunto UG . Mientras las variables α_t^* consideran los costes por periodo de programación, las variables C_i^{os} reflejan los costes por generador.

La inclusión de la condición de ingresos mínimos obliga a añadir al problema las siete restricciones enunciadas previamente en la explicación de esta condición de oferta compleja, esto es, las restricciones (4.39), (4.40), (4.41), (4.42), (4.43), (4.44) y (4.46). Se recuerda que para el periodo inicial de programación la restricción (4.44) se formula como (4.45). La incorporación de esta condición compleja conlleva la aparición de tres nuevas variables

no binarias en la formulación del problema maestro $-C_i^f$, C_i^{os} y C_i^{oc} , que se añaden a las variables de aproximación de los costes de los subproblemas esclavos α_t^* .

Las restricciones (4.41) y (4.42) ven modificada su expresión dado que las variables $\Delta P_{t,i,b}^{up}$ de aplicación a los generadores desconectados UG en la etapa I no son variables del problema maestro sino que se consideran exclusivamente en los subproblemas esclavos. En el caso del problema maestro estas variables son reemplazadas por parámetros conocidos que han sido calculados en la iteración previa $m-1$ y que son utilizados como valor de partida para el cálculo de la optimización. De esta manera, la nueva expresión de ambas restricciones quedaría de la forma:

- Coste para el sistema según la oferta simple del generador:

$$C_i^{os} = \sum_{t \in T} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} u_{t,i}^{on} \cdot (p_{t,i,1}^{\bullet} \cdot P_i^{min} + p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta Pot_{t,i,b}) \quad \forall i \in UG \quad (4.52)$$

$$\Delta Pot_{t,i,b} = \Delta P_{t,i,b}^{up (m-1)}$$

- Coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador:

$$C_i^{oc} = NA_i \cdot TF + TV \cdot \sum_{t \in T} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} u_{t,i}^{on} \cdot (P_i^{min} + \Delta Pot_{t,i,b}) \quad \forall i \in UG \quad (4.53)$$

$$\Delta Pot_{t,i,b} = \Delta P_{t,i,b}^{up (m-1)}$$

En resumen, la resolución del problema maestro fijará en cada iteración el valor aproximado del coste de cada uno de los problemas esclavos, α_t , y la combinación de unidades de producción para cada periodo, $u_{t,k} = U_{t,k}^m$, mientras que el objetivo de los problemas esclavos –previo conocimiento de las unidades acopladas en la iteración correspondiente m – será resolver el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad ‘ $n-1$ ’ para cada uno de los periodos del horizonte diario de programación.

Subproblema de Benders

Cada subproblema esclavo es un problema de explotación independiente particularizado para su periodo de programación correspondiente, $t=T$. Habrá tantos subproblemas de Benders como periodos de programación.

La función objetivo de cada subproblema esclavo estaría singularizada para el periodo de programación correspondiente. Esta función se representa por la expresión:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_{\Delta P_{t,i,b}^{up}, P_{fict,n}, Q_{fict,n}^L, Q_{fict,n}^C} \\ Z_{IIS} = & \sum_{i \in UG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{i \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \\ & + \sum_{n \in N} C_p \cdot (P_{fict,n} + Q_{fict,n}^L + Q_{fict,n}^C) \quad t \in T \end{aligned} \quad (4.54)$$

Esta ecuación se compone de tres sumandos:

- El primer sumando se define sobre el conjunto de las unidades de generación desconectadas en la primera etapa. Representa los costes de operación asociados a los

grupos generadores que el problema maestro ha decidido acoplar para ese periodo en esta iteración y vienen dados por el producto del precio de la oferta por la potencia horaria ofertada, potencia siempre creciente. Obviamente los grupos que no han sido conectados tendrán un coste de operación nulo.

Como se puede observar, las reactancias y condensadores no tienen un coste de operación asociado, al igual que tampoco tienen un coste de acoplamiento. Su conexión/desconexión vendrá dada, exclusivamente, en función de las restricciones técnicas del sistema, sin consideraciones económicas de ningún tipo.

- El segundo sumando integra únicamente a las unidades de generación conectadas en la etapa I. Entre estas unidades habrá ciertas diferencias, ya que algunas pueden haber sido conectadas en la etapa I a su mínimo técnico, otras a su potencia nominal y otras diferentes a una potencia intermedia. Eso quiere decir que, dependiendo de su potencia de partida, habrá grupos que podrán subir $-\Delta P_{t,i,b}^{up}$ o bajar potencia $-\Delta P_{t,i,b}^{down}$, mientras que otros sólo podrán efectuar una sola de estas acciones. Todas estas posibilidades están consideradas al posibilitar la subida o bajada de potencia a través de las variables $-\Delta P_{t,i,b}^{up}$ y $-\Delta P_{t,i,b}^{down}$ en la restricción 4.30.

Como ya se mencionó en 4.4.2 y anteriormente en 2.6, el sistema español no reconoce lucro cesante para los generadores que disminuyen producción en el proceso de solución de restricciones técnicas. Este criterio supone que los términos de descenso de potencia, $\Delta P_{t,i,b}^{down}$, no conllevarían finalmente ningún sobrecoste para el sistema, de ahí que no se incluyan en la función objetivo. En la solución de restricciones técnicas no se puede pagar por bajar producción. En el supuesto de que presenten restricciones de evacuación no se puede pagar por resolver esas restricciones a aquellos mismos que las han creado.

La posterior decisión sobre qué unidades han de bajar potencia para recuadrar la solución está al margen de este proceso de optimización y se realiza respetando el orden de precedencia de las ofertas de los generadores.

- El tercer sumando representa las funciones de penalización asociadas al coste de acoplar “unidades ficticias”. Cada función de penalización se compone de un coeficiente de penalización, C_p , y una variable continua de potencia activa, $P_{fict,n}$, o reactiva, $Q_{fict,n}^L$ y $Q_{fict,n}^C$.

Cada subproblema esclavo incluiría el resto de restricciones no consideradas en el problema maestro, es decir, de la ecuación (3.11) a la (3.25) y de las restricciones (4.29) a (4.35). Además de todas las restricciones enumeradas habría que incluir la siguiente:

$$\begin{aligned} u_{t,i}^{off} = U_{t,i}^m &: \lambda_{t,i}^{m+1} & t \in T, \forall i \in CG \\ u_{t,k}^{on} = U_{t,k}^m &: \lambda_{t,k}^{m+1} & t \in T, \forall k \in UG \end{aligned} \quad (4.55)$$

Esta restricción proporciona el valor dual o sensibilidad asociada a la decisión de conexión/desconexión de unidades realizada por el problema maestro. A través del valor dual se evalúa la optimalidad de la decisión de acoplamientos adoptada por el problema maestro.

De la solución de los subproblemas esclavos se obtiene información sobre la optimalidad de la combinación de unidades, transfiriendo esta información al maestro a través de

sensibilidades asociadas a la ecuación (4.55) incorporadas en la formulación de los CLB para su utilización en la nueva iteración. La ventaja de la Descomposición de Benders está en que permite analizar adecuadamente los acoplamientos temporales y las no-convexidades asociadas a las variables binarias (0/1) y divide el problema global en dos subproblemas más fáciles de resolver. El algoritmo de Benders optimiza de forma conjunta el problema, “unit commitment” con restricciones de seguridad, en sus 24 horas, proporcionando un resultado más económico que el que se obtendría si se resolviera hora a hora, como históricamente se ha realizado.

Criterio de convergencia

El criterio de convergencia CC es el mismo que se definió para el *Modelo Operador Único*:

$$CC = \frac{\sum_{t \in T} (\alpha_t(U_{t,k}^m) - \alpha_t^*)}{\sum_{t \in T} \alpha_t(U_{t,k}^m)} \leq \varepsilon \quad \forall m \in M \quad (4.56)$$

Complejidad computacional

El número de variables incluidas en la formulación del problema de la PHRS aplicado al *Modelo OM-OS* se muestra en la tabla 4.7. Las variables se clasifican en continuas y binarias y se ordenan por su pertenencia al problema maestro o a cada uno de los problemas esclavos. Tanto para variables como restricciones se considera la complejidad de un único subproblema esclavo, ya que éstos se resuelven de forma independiente.

Tabla 4.7: Variables de la PHRS aplicada al Modelo OM-OS (1/2)

| Problema | Variables | |
|----------|---|----------|
| | Continuas | Binarias |
| Maestro | T | T · K |
| Esclavo | I · B + K + 4N + 4L + NT + C · (Nc + N + K + 8) | — |

Asimismo, como ilustra la tabla 4.8, el número de restricciones contempladas en el problema para contingencias como pérdidas de líneas, transformadores, reactancias o condensadores, es:⁶

Tabla 4.8: Restricciones de la PHRS aplicada al Modelo OM-OS (1/2)

| Problema | Restricciones |
|----------|--|
| Maestro | T · (4 + M) |
| Esclavo | 2I · B + 3I + RC + 6N + L + 2NT - 1 + C · [4N + 2Nc + L + 2I + RC - 2] |

⁶Si la contingencia fuera el disparo de un generador, el número de restricciones y variables se incrementaría (ver 3.5 y 3.6).

En el supuesto de que la condición compleja de ingresos mínimos sea incluida en la formulación del problema, la complejidad computacional aumenta, ya que se incluyen nuevas variables y restricciones en el problema maestro. En este caso el número total de variables y restricciones sería el que muestran las tablas siguientes:

Tabla 4.9: Variables de la PHRS aplicada al Modelo OM-OS (2/2)

| Problema | Variables | | |
|----------|---|---------------------|---------|
| | Continuas | Binarias | Enteras |
| Maestro | T | $T \cdot (K + 2UI)$ | UI |
| Esclavo | $I \cdot B + K + 4N + 4L + NT + C \cdot (Nc + N + K + 8)$ | — | — |

Tabla 4.10: Restricciones de la PHRS aplicada al Modelo OM-OS (2/2)

| Problema | Restricciones |
|----------|--|
| Maestro | $T \cdot (4 + M + 2UI) + UI$ |
| Esclavo | $2I \cdot B + 3I + RC + 6N + L + 2NT - 1 + C \cdot [4N + 2Nc + L + 2I + RC - 2]$ |

4.5. Descomposición de Benders en tres niveles

4.5.1. Introducción

En este apartado se desarrolla el método de descomposición anidada de Benders o descomposición de Benders en tres niveles. Se trata de una descomposición anidada de Benders porque resuelve el problema de la PHRS mediante la anidación consecutiva de dos descomposiciones de Benders, a las que se llamarán Descomposición I y Descomposición II. El nombre de descomposición de Benders en tres niveles es fruto de la anidación de ambas descomposiciones, las cuales definirán tres niveles de ejecución claramente diferenciados: Nivel I (problema de decisión lineal entero-mixto), Nivel II (problema no lineal de explotación del caso base), Nivel III (problema no lineal de explotación de los escenarios post-contingencia).

El método de descomposición en tres niveles se diferencia del algoritmo clásico de Benders en el tratamiento del subproblema de Benders, el cual se va a descomponer en tantos subproblemas como escenarios de análisis. Por tanto, además de la ya conocida división del subproblema de Benders en subproblemas de Benders horarios, cada problema horario se descompone en cada uno de los estados de funcionamiento del sistema eléctrico, según se ilustra en la figura 4.5. De esta forma se consigue reducir la complejidad del subproblema de Benders al tener que resolver para cada escenario un flujo de cargas óptimo (OPF) en lugar de un SCOPF. Se incrementa el número de escenarios del problema pero decrece la complejidad de los mismos, posibilitando la resolución completa del problema de PHRS en sistemas reales de potencia.

Como se ha mencionado previamente, este algoritmo es apropiado para la resolución del PHRS en sistemas reales de gran dimensión al facilitar la resolución del subproblema no lineal de Benders. En un sistema real el número de escenarios a analizar, caso base

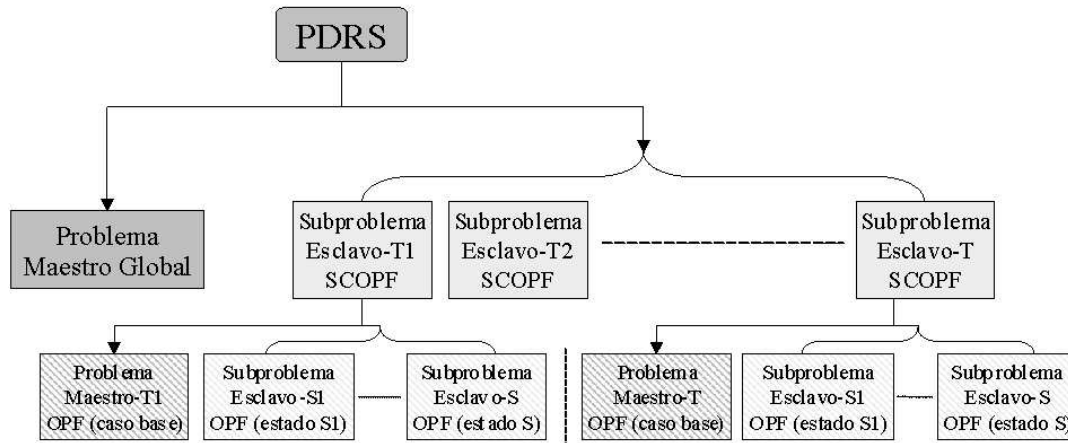


Figura 4.5: Descomposición Generalizada de Benders en 3 niveles aplicada a la PHRS

y estados ‘ $n-1$ ’, se multiplica. A su vez, cada estado del sistema integra varios miles de variables y restricciones. A día de hoy, el elevado número de variables y restricciones implicadas en la resolución de cada subproblema horario de Benders (SCOPF) hace inviable computacionalmente una resolución conjunta del mismo en un sistema eléctrico real para todos los escenarios posibles en cada periodo: estado normal y ‘ c ’ estados ‘ $n-1$ ’.

Este método ha sido aplicado a la resolución de un caso real del sistema eléctrico peninsular español: Modelo OM-OS. Los datos del caso de estudio y los resultados obtenidos se presentan en el capítulo 6.

4.5.2. Notación

La mayor parte de la notación para la formulación del método de descomposición de Benders en tres niveles se ha presentado previamente en los apartados 4.3.1 y 4.4.1, referidos a la notación de los modelos Operador Único y OM-OS respectivamente. Este nuevo método sólo incluye las siguientes aportaciones de nomenclatura.

Conjuntos, índices y número de elementos

| | |
|-------------|--|
| Λ | conjunto de iteraciones |
| v | índice del conjunto Λ de iteraciones entre el problema maestro y el subproblema de Benders de la Descomposición II |
| Λ_T | cardinal de Λ : número total de iteraciones |
| S | conjunto de escenarios o estados ‘ $n-1$ ’ |
| s | índice del conjunto de escenarios S |
| S | cardinal de S : número total de escenarios |

Parámetros

| | |
|----------------|---|
| $P0_{t,i}^v$ | potencia activa asignada en el problema maestro de la Descomposición II al generador i en el periodo t durante la iteración v |
| $RT0_{t,jn}^v$ | valor asignado en el problema maestro de la Descomposición II a la toma del transformador jn en el periodo t durante la iteración v |
| $V0_{t,n}^v$ | tensión de consigna calculada en el problema maestro de la Descomposición |

II para el nudo generador n en el periodo t durante la iteración v

- ε_1 parámetro que establece el límite de convergencia de la Descomposición I del algoritmo de la DGB en tres niveles
- ε_2 parámetro que establece el límite de convergencia de la Descomposición II del algoritmo de la DGB en tres niveles

Variables

- Z_{IIIM} función objetivo del problema maestro del Nivel II de la descomposición de Benders en tres niveles
- Z_{IIIS} función objetivo del problema esclavo del Nivel III de la descomposición de Benders en tres niveles
- $\rho_{s,t,i}^v$ variable dual suministrada en cada iteración v por el subproblema de Benders del escenario s , asociada a la potencia activa del generador i en el periodo t asignada en el problema maestro de la Descomposición II
- $\sigma_{s,t,jn}^v$ variable dual suministrada en cada iteración v por el subproblema de Benders del escenario s , asociada al valor de la toma del transformador jn en el periodo t calculado en el problema maestro de la Descomposición II
- $\eta_{s,t,n}^v$ variable dual suministrada en cada iteración v por el subproblema de Benders del escenario s , asociada a la tensión de consigna del nudo PV n para la hora t calculada en el problema maestro de la Descomposición II

4.5.3. Formulación de la descomposición de Benders en 3 niveles

La formulación general del problema de la PHRS fue desarrollada en el capítulo anterior. En apartados precedentes de este capítulo se han formulado los dos modelos de resolución de la PHRS –Modelo Operador Único y Modelo OM-OS– y se ha adaptado el método de resolución –la Descomposición de Benders– a la formulación y resolución de ambos modelos.

El aspecto clave de la descomposición anidada de Benders descansa en la forma de obtención de las variables de control de los subproblemas horarios de Benders. Las variables de control se caracterizan por que son las mismas y tienen el mismo valor en el caso base y en los distintos estados post-contingencia (ver capítulo 3). Las variables de control son la potencia activa de los generadores $P_{t,i}$, las consignas de tensión de los generadores $V_{t,n}$ y las tomas de los transformadores $rt_{t,jn}$. Para la obtención del valor final de las variables de control se define la Descomposición II, la cual consiste en un proceso iterativo de convergencia para las variables de control entre el estado ‘ n ’ y los distintos estados ‘ $n-1$ ’, que finaliza, siempre que el programa de acoplamiento definido en el Nivel I lo permita, en un estado seguro de explotación del sistema eléctrico.

La descomposición de Benders en tres niveles supondrá una nueva reordenación en la formulación matemática general de la DGB para la resolución del PHRS. En este trabajo se desarrolla exclusivamente la formulación para la resolución de restricciones –etapa II– del *Modelo OM-OS* (caso del sistema eléctrico español), si bien el método es generalizable, con las adaptaciones pertinentes en su formulación, al *Modelo Operador Único*.

La estructura de la Descomposición de Benders en tres niveles es la siguiente:

- **Un primer nivel de decisión de acoplamiento o Nivel I**, en el que al igual que en la descomposición clásica, se determina el estado de conexión/desconexión (1/0)

de las unidades de generación, reactancias y condensadores –problema lineal entero-mixto–. Es el problema maestro de la Descomposición I, y en él se toma la decisión de acoplar nuevos grupos generadores, reactancias y/o condensadores o desacoplar grupos generadores acoplados en la optimización de la etapa I.

Este nivel no introduce ningún cambio respecto a la formulación clásica de la DGB. La función objetivo del problema maestro queda definida por la función objetivo (4.47) y las restricciones referidas a los cortes de Benders, (4.48), y a las reservas de operación del sistema: (4.49) y (4.50).

En el supuesto de que la condición de **ingresos mínimos** sea considerada en el caso de estudio, la nueva función objetivo del problema maestro sería (4.51) y se incorporarían al problema las restricciones asociadas a esta condición de oferta compleja (4.39), (4.40), (4.43), (4.44), (4.45), (4.46), (4.52) y (4.53).

- **un segundo nivel de explotación o Nivel II**, donde se resuelve el OPF del caso base o estado normal para el programa de acoplamiento establecido por el maestro del primer nivel. Se trata por tanto de un problema de programación no lineal cuya función objetivo cambia respecto a la representada por la ecuación (4.54), ya que incorpora el término asociado a los nuevos cortes de Benders de la ecuación (4.58). Se garantiza la factibilidad del caso base con la incorporación de inyecciones ficticias de potencia en los nudos candidatos seleccionados.

La nueva función objetivo vendrá dada por:

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar } & \Delta P_{t,i,b}^{up}, \gamma_s^*, P_{fict,n}, Q_{fict,n}^L, Q_{fict,n}^C \\
 Z_{IIIM} = & \sum_{i \in UG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^\bullet \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{i \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^\bullet \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \\
 & + \sum_{n \in N} Cp \cdot (P_{fict,n} + Q_{fict,n}^L + Q_{fict,n}^C) + \sum_{s \in S} \gamma_s^* \quad t \in T
 \end{aligned} \tag{4.57}$$

Este nivel se denomina problema maestro de la Descomposición II y está sujeto a las siguientes restricciones:

1. Límite de los redespachos de potencia: (4.29).
2. Potencia activa de salida de los generadores acoplados en la etapa I: (4.30).
3. Potencia activa de salida de los generadores acoplados en la etapa II: (4.31).
4. Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores: (4.32).
5. Potencia reactiva máxima y mínima de grupos generadores en estado normal: (4.33).
6. Potencia reactiva inyectada por reactancias y condensadores: (4.35).
7. Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia activa para el estado normal: (3.11).
8. Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia reactiva para el estado normal: (3.12).
9. Límites de capacidad de las líneas y transformadores para el estado normal: ecuación (3.13).

10. Límites de las tomas de los transformadores: (3.14).
11. Tensiones máximas y mínimas en los nudos de la red para el estado normal: (3.15).
12. Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para el estado normal: (3.16).
13. Cortes de Benders:

$$\begin{aligned} \gamma_s^* \geq & \gamma_s^{v-1} + \sum_{i \in G} \rho_{s,t,i}^{v-1} \cdot (P_{t,i} - P0_{t,i}^{v-1}) + \sum_{jn \in \Phi_j^{RT}} \sigma_{s,t,jn}^{v-1} \cdot (r_{t,jn} - RT0_{t,jn}^{v-1}) + \\ & + \sum_{n \in Ng} \eta_{s,t,n}^{v-1} \cdot (V_{t,n} - V0_{t,n}^{v-1}) \quad \forall s \in S, t \in T, \forall v \in \Lambda : v > 1 \end{aligned} \quad (4.58)$$

Estos nuevos cortes de Benders son restricciones que se añaden al problema maestro de este Nivel II de ejecución para cada iteración v del algoritmo de descomposición II. Los cortes suministran al problema maestro o estado normal la información de los distintos escenarios post-contingencia para una asignación óptima de las variables de control: $P_{t,i}$, $V_{t,n}$ y $rt_{t,jn}$. Los CLB se construyen con la información de los resultados de cada uno de los subproblemas esclavos (uno por contingencia seleccionada) en la iteración anterior $v-1$: $P0_{t,i}^{v-1}$, $\rho_{s,t,i}^{v-1}$, $RT0_{t,jn}^{v-1}$, $\sigma_{s,t,jn}^{v-1}$, $V0_{t,n}^{v-1}$ y $\eta_{s,t,n}^{v-1}$.

La función γ_s , que es desconocida, se reconstruye linealmente en cada iteración a través de los Cortes de Benders, formándose una aproximación inferior de la misma a la que se denomina γ_s^* , la cual representa una estimación inferior de los costes del correspondiente subproblema esclavo de Benders, Nivel III, para el escenario s .

Para la creación de la función γ_s^* se utiliza el coste del esclavo en el escenario s durante la iteración precedente, γ_s^{v-1} , calculado para el valor de las variables de control determinado por el problema maestro de la descomposición II en esa misma iteración $v-1$, así como de las sensibilidades asociadas a las variables de control: $\rho_{s,t,i}^{v-1}$, $\sigma_{s,t,jn}^{v-1}$ y $\eta_{s,t,n}^{v-1}$ (ver restricciones (4.60), (4.61) y (4.62)).

Como se puede observar en la ecuación (4.58), los valores duales o sensibilidades asociadas a las variables de control se agrupan en tres sumatorios diferenciados. El primero de ellos sólo afecta a la potencia activa de los grupos generadores, el segundo sumatorio engloba a los transformadores con tomas de regulación de tensión y el tercer sumatorio hace referencia a las tensiones de consigna de los nudos generadores.

Los cortes de Benders se añaden al problema maestro a partir de la segunda iteración, $v > 1$, ya que el primer problema maestro no dispone de la información previa correspondiente a ningún problema esclavo.

La solución de este ‘problema maestro’ del Nivel II determina el valor de las variables de control: $P_{t,i}$, $V_{t,n}$ y $rt_{t,jn}$ para cada periodo de estudio T . El valor de estas variables se transfiere al tercer nivel para la resolución de los distintos escenarios post-contingencia. A diferencia de la Descomposición I las variables del problema maestro son continuas. Esta es un cambio importante entre la Descomposición I, que separa entre variables binarias (problema maestro) y variables continuas (subproblemas esclavos) y la Descomposición II, que hace uso sólo de variables continuas en ambos problemas, maestro y esclavos.

- **un tercer nivel de explotación o Nivel III**, en el que se resuelve el problema de operación para cada estado post-contingencia –problema no lineal– tomando como parámetro conocido el valor de las variables de control establecido por el OPF del segundo nivel. Obviamente si el estado normal de funcionamiento del sistema fuera un estado seguro –no hay restricciones–, este nivel no se ejecutaría y se reduciría a un modelo clásico de descomposición de Benders en el que el subproblema de Benders horario es el OPF del caso base.

Las violaciones de los límites del sistema en cada escenario ‘ $n-1$ ’ se representan a través de las variables de penalización o inyecciones de potencia ficticias en los nudos de generación o nudos con dispositivos de control de tensión del sistema. De esta forma, la función objetivo de cada escenario consiste en la minimización de las infactibilidades del problema, es decir:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } P_{fict,n}, Q_{fict,n}^L, Q_{fict,n}^C \\ Z_{III} &= \sum_{n \in N} C_p \cdot (P_{fict,n} + Q_{fict,n}^L + Q_{fict,n}^C) \quad t \in T \end{aligned} \quad (4.59)$$

sujeta a las restricciones:

1. Potencia reactiva máxima y mínima de grupos generadores en el estado post-contingencia c : (4.34).
2. Potencia reactiva inyectada por reactancias y condensadores: (4.36).
3. Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia activa para el estado post-contingencia c : (3.18).
4. Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia reactiva para el estado post-contingencia c : (3.19).
5. Límites de capacidad de las líneas y transformadores para el estado post-contingencia c : ecuación (3.20).
6. Tensiones máximas y mínimas en los nudos de carga de la red para el estado post-contingencia c : (3.24).
7. Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para el estado post-contingencia c : (3.25).
8. Potencia activa de salida de los grupos generadores:

$$P_{t,i} = P0_{t,i}^v : \rho_{s,t,i}^{v+1} \quad s \in S, t \in T, \forall i \in G \quad (4.60)$$

9. Valor de las tomas de los transformadores:

$$r_{t,jn} = RT0_{t,jn}^v : \sigma_{s,t,jn}^{v+1} \quad s \in S, t \in T, \forall j, n \in N : (jn) \in \Phi_j^{RT} \quad (4.61)$$

10. Tensión en los nudos PV de la red para el estado normal:

$$V_{t,n} = V0_{t,n}^v : \eta_{s,t,n}^{v+1} \quad s \in S, t \in T, \forall n \in Ng \quad (4.62)$$

Si para el valor fijado para las variables de control en el Nivel II, representado por las restricciones (4.60), (4.61) y (4.62), las infactibilidades no son nulas, es decir, $Z_{III} \neq 0$,

existen violaciones de los límites de seguridad y, por tanto, se añade un corte lineal de Benders al problema maestro del Nivel II.

Se inicia un proceso iterativo de resolución entre el segundo y tercer nivel hasta lograr la convergencia del problema para cada periodo horario. En cada iteración y por cada escenario ' $n-1$ ' de explotación se añade un corte de Benders al problema maestro de la descomposición II o caso base de explotación.

Este proceso global de descomposición anidada de Benders o descomposición en tres niveles se ilustra gráficamente en el diagrama de bloques de la figura 4.6.

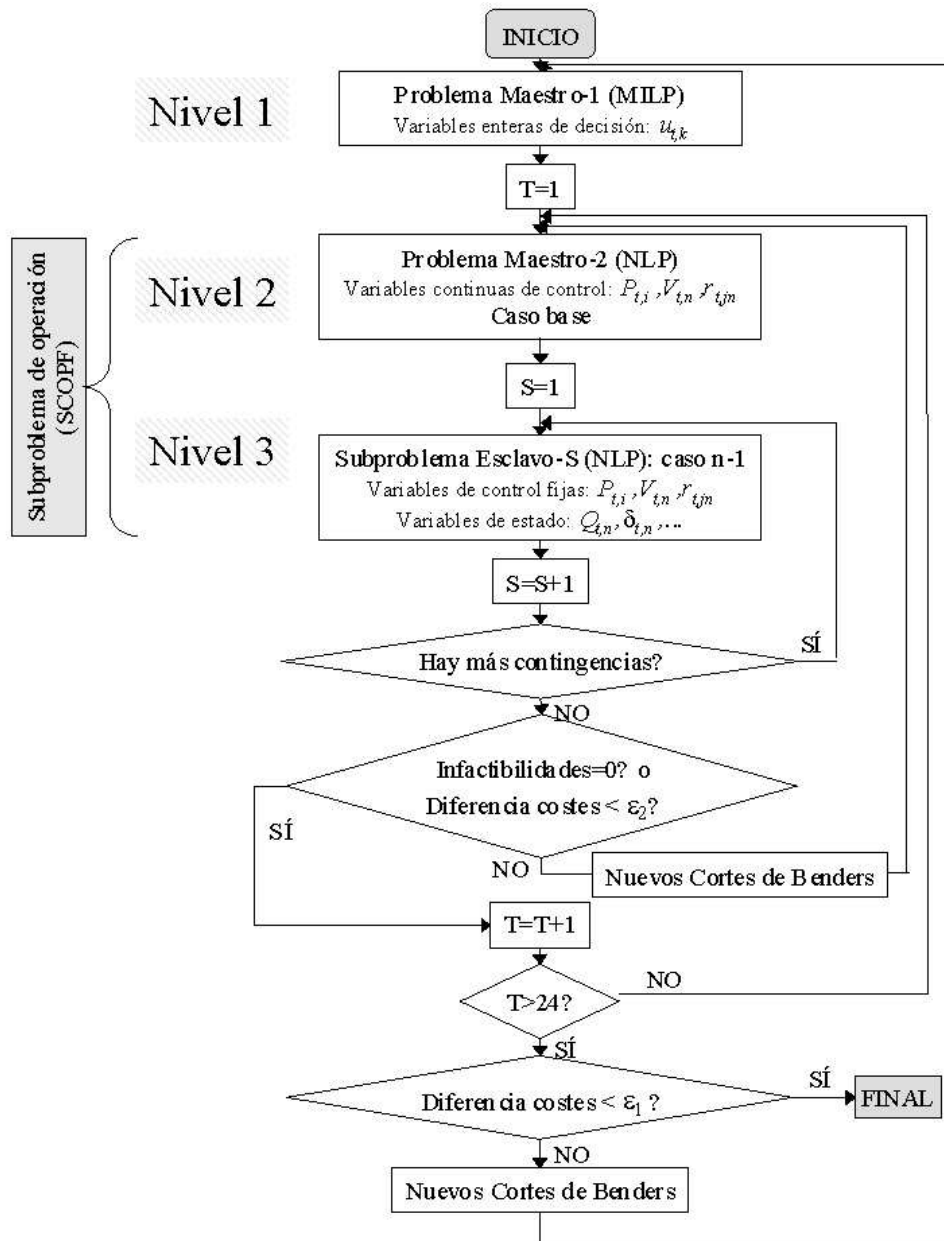


Figura 4.6: Algoritmo de resolución de la DGB en 3 niveles aplicada a la PHRS

4.5.4. Intercambio de información en las descomposiciones I y II

En este apartado se resume el intercambio de información entre los distintos niveles de ejecución de la descomposición anidada de Benders para la resolución del problema de la programación horaria con restricciones de seguridad. A lo largo del proceso iterativo de resolución los problemas maestro y esclavo van a estar intercambiando información en la búsqueda de la solución óptima del problema original.

El subproblema de Benders de la Descomposición II se descompone en tantos subproblemas como escenarios post-contingencia sean definidos tras el proceso de selección de contingencias. Los distintos escenarios ‘ $n-1$ ’ presentan infactibilidades que se irán eliminando progresivamente. Para ello, el problema maestro de la Descomposición II transfiere a los subproblemas de Benders (escenarios ‘ $n-1$ ’) información del coste de explotación del caso base y el programa de operación: $P_{t,i}$, $V_{t,n}$ y $rt_{t,jn}$. Por su parte, cada escenario ‘ $n-1$ ’ suministra al maestro el valor de las infactibilidades y las sensibilidades asociadas al programa operativo: $\rho_{s,t,i}^v$, $\sigma_{s,t,jn}^v$ y $\eta_{s,t,n}^v$. El proceso iterativo concluye cuando han desaparecido las infactibilidades de los distintos estados ‘ $n-1$ ’ o cuando los costes totales de las infactibilidades de los escenarios ‘ $n-1$ ’ se aproximan al valor de $\sum_{s \in S} \gamma_s^*$, valor que representa una estimación inferior para los costes totales por infactibilidad de los correspondientes escenarios del Nivel III. Se infiere de estos dos criterios de parada de la Descomposición II que no todas las programaciones proporcionadas por el nivel I van a garantizar la eliminación de las infactibilidades del sistema tras el proceso de convergencia de la Descomposición II.

Una vez que el algoritmo de resolución de la Descomposición II para cada subproblema horario converge, se obtiene como resultado el coste óptimo del subproblema horario de Benders (Descomposición I) $-Z_{IIS}=Z_{IIIM}$ y la sensibilidad de este coste $-\lambda_{t,k}^{m+1}$ respecto al programa de acoplamientos propuesto por el problema maestro de Benders (Descomposición I). Esta información se transfiere al problema maestro de la Descomposición I para mejorar el plan de acoplamientos de la siguiente iteración. A su vez, la resolución del problema maestro proporciona a cada subproblema horario de Benders un nuevo programa de acoplamientos de grupos generadores y dispositivos de control de tensión: $u_{t,k}^{on} = U_{t,k}^m$, $u_{t,i}^{off} = U_{t,k}^m$.

A través de la anidación de las descomposiciones de Benders I y II se establece un proceso de intercambio de información entre los distintos problemas o niveles de ejecución de la descomposición de Benders que sigue el esquema representado en la figura 4.7.

4.5.5. Convergencia del problema

En el algoritmo de anidación se establecen de forma independiente los criterios de finalización de ambas descomposiciones. Dado que la Descomposición II es un proceso interno de la Descomposición I, los criterios de parada de la Descomposición I no se verifican hasta que no se cumplen los criterios de convergencia de la Descomposición II.

Convergencia de la Descomposición II: se considera que el que el algoritmo de la descomposición II finaliza cuando se cumple uno de los criterios de parada siguientes:

- Se han eliminado las infactibilidades de todos los escenarios ‘ $n-1$ ’. Es decir, se cumple que: $\sum_{s \in S} Z_{IIS} = 0$.

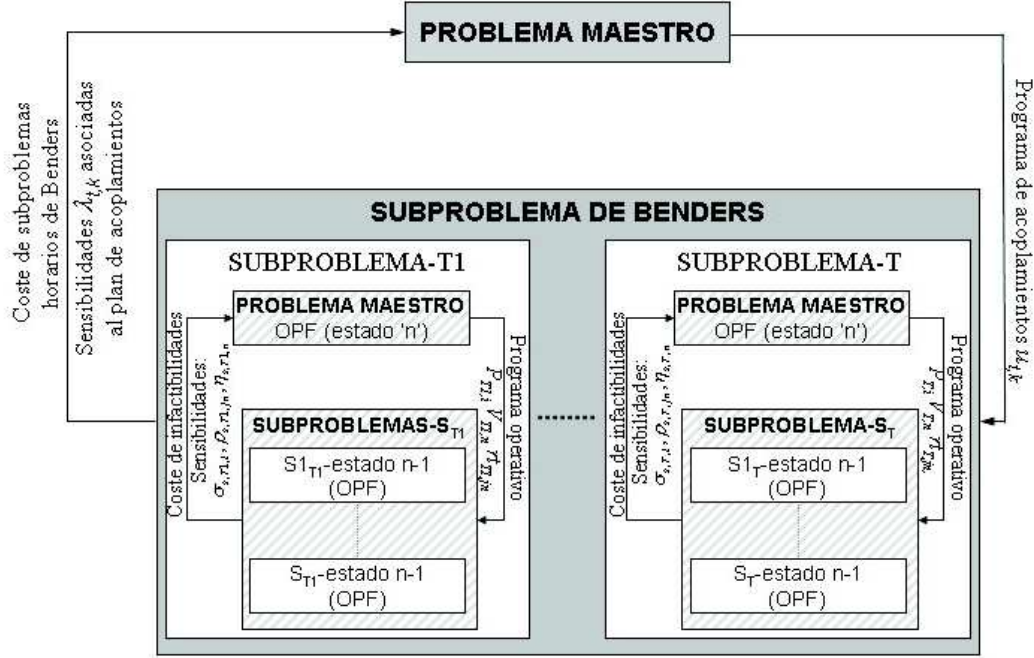


Figura 4.7: Intercambio de información en la descomposición de Benders en tres niveles

- El proceso de convergencia verifica para $\gamma_s = Z_{IIIS}(P_{t,i}^v, V_{t,n}^v, rt_{t,jn}^v)$ que:

$$CC = \frac{\sum_{s \in S} (\gamma_s - \gamma_s^*)}{\sum_{t \in T} \gamma_s} \leq \varepsilon_2 \quad \forall v \in \Lambda \quad (4.63)$$

Convergencia de la Descomposición I: los fundamentos son los mismos que los manifestados en 4.4.3. Se considera que el que el algoritmo de la descomposición I para, cuando en el proceso de aproximación por cotas establecido en la descomposición clásica de Benders se cumple que:

$$CC = \frac{\sum_{t \in T} (\alpha_t(U_{t,k}^m) - \alpha_t^*)}{\sum_{t \in T} \alpha_t(U_{t,k}^m)} \leq \varepsilon_1 \quad \forall m \in M \quad (4.64)$$

siendo $\alpha_t(U_{t,k}^m) = Z_{IIIM}(P_{t,i}^v, V_{t,n}^v, rt_{t,jn}^v)$.

4.5.6. Complejidad computacional

La complejidad computacional del problema maestro de la descomposición I no cambia respecto a la representada en las tablas 4.7 y 4.8. Sí se altera la complejidad del subproblema horario de Benders, ya que éste se descompone en cada uno de sus escenarios de explotación.

El número de variables y restricciones incluidas en la formulación del problema maestro (caso base) y de cada uno de los subproblemas de Benders (estados ‘n-1’ de la descomposición II se muestran en las tablas 4.12 y 4.13. Las variables son todas

continuas y se ordenan por su pertenencia al caso base o a cada uno de los subproblemas esclavos. Tanto para variables como restricciones se considera la complejidad de un único subproblema esclavo, ya que éstos se resuelven de forma independiente.

Tabla 4.12: Variables de la Descomposición II

| Problema | Variables |
|----------|--|
| Maestro | $I \cdot B + K + 4N + 4L + NT + \Lambda \cdot S$ |
| Esclavo | $K + 3N + Nc + 4L - 4$ |

Tabla 4.13: Restricciones de la Descomposición II

| Problema | Restricciones |
|----------|---|
| Maestro | $2I \cdot B + 3I + RC + 6N + L + 2NT - 1$ |
| Esclavo | $4N + 2Nc + L + Ng + 3I + RC + RT - 1$ |

4.5.7. Método heurístico de la descomposición de Benders en tres niveles

En sistemas reales de potencia el proceso iterativo de la Descomposición II conlleva, frecuentemente, un elevado número de iteraciones hasta alcanzar el valor óptimo para todas las variables $P_{t,i}$, $V_{t,n}$ y $rt_{t,jn}$.

Con el objetivo de reducir el tiempo de computación en la resolución del algoritmo se ha definido un proceso cuasi-óptimo de resolución del problema de la PHRS. La simplificación consiste en limitar el proceso iterativo de la descomposición II a la variable de control $P_{t,i}$. De esta forma, el problema maestro de la Descomposición II sólo fijará el valor de la potencia de salida de los grupos generadores que será utilizada para la eliminación de las infactibilidades de los escenarios ' $n-1$ '. Las restricciones (4.61) y (4.62) no se incluyen en la resolución de los subproblemas de Benders de cada escenario.

Por tanto, los cortes de Benders se construirán teniendo en cuenta exclusivamente las sensibilidades $\rho_{s,t,i}^v$ asociadas a la restricción (4.60). Estos nuevos CLB quedarían definidos como:

$$\gamma_s^* \geq \gamma_s^{v-1} + \sum_{i \in G} \rho_{s,t,i}^{v-1} \cdot (P_{t,i} - P_{t,i}^{v-1}) \quad \forall s \in S, t \in T, \forall v \in \Lambda : v > 1 \quad (4.65)$$

El valor final para la tensión de consigna de los nudos PV así como la toma de los transformadores con regulación viene dada por la solución del caso base u OPF del estado normal.

La experiencia en la operación de sistemas eléctricos de potencia reales confirma el hecho de que muy excepcionalmente se evitará el arranque de un grupo generador por el cambio de la tensión de consigna de un nudo generador o el valor de la toma de un transformador de toma variable. Estudios [14] desarrollados a lo largo del periodo investigador de la tesis en sistemas de potencia de menor dimensión obtienen resultados económicos con diferencia inferior al 3 % con/sin la consideración de la tensión de consigna y la toma de los transformadores como variables de control. De igual manera, tras la finalización del

proceso de optimización y alcanzar el óptimo económico del sistema se comprueba que las diferencias del valor de la tensión de consigna y la toma de los transformadores para los distintos escenarios, estado ‘ n ’ y estados ‘ $n-1$ ’, es insignificante.

4.6. Resumen del capítulo

En este capítulo se desarrolla el método de Descomposición Generalizada de Benders aplicado a la resolución del problema de la programación diaria con restricciones de seguridad. Este algoritmo de resolución de problemas de optimización permite abordar como un problema único acoplado, un modelo de explotación de la generación para un horizonte de programación diario –problema maestro– y un SCOPF para cada escenario horario –subproblemas de Benders–. El método responde adecuadamente al acoplamiento temporal de la solución de restricciones, así como a los problemas de sobrecargas en las líneas y subtensiones o sobretensiones en los nudos de la red de transporte.

Las ventajas de la utilización de la DGB se deben a sus características de:

- **Modularidad:** cada subproblema de operación se resuelve por separado. Sería factible una implementación de la programación en paralelo.
- **Flexibilidad:** permite adaptarse a distintos modelos de análisis (Modelo Operador Único y Modelo OM-OS) y en sistemas eléctricos de tamaño medio –útiles para fines investigadores–, permite añadir nuevos casos de operación y variables sin empeorar significativamente la resolución del problema.
- **Autonomía:** el algoritmo de resolución se ejecuta sin necesidad de interacción alguna con el programador.
- **Eficacia:** la resolución del problema de la PDRS se realiza de forma eficaz.

Este método se aplica a dos modelos de estudio del problema de la PHRS. El primer modelo, *Modelo Operador Único*, resuelve la casación del mercado diario y la resolución de restricciones técnicas en una única etapa mediante la incorporación de la red de transporte al algoritmo de casación. El segundo modelo, *Modelo OM-OS*, se basa en el funcionamiento del sistema eléctrico español. Resuelve el problema de programación diaria de la generación con restricciones de seguridad en dos etapas: en la primera realiza la casación económica del mercado diario; en la segunda etapa verifica el cumplimiento de las restricciones técnicas del sistema.

La formulación de ambos modelos se expone de forma extensa en sus respectivos apartados. Las restricciones del problema de PDRS postulados en el capítulo anterior se adaptan a la estructura de la descomposición y a la formulación de ambos modelos. Se hace especial hincapié en la condición de ingresos mínimos y su repercusión en la solución óptima final: plan de acoplamientos y resultados de operación del sistema eléctrico.

Varios ejemplos ilustrativos del método de resolución y los dos modelos de estudio se incluyen en el Anexo B.

Por último se desarrolla el denominado método de descomposición anidada de Benders o descomposición en tres niveles, algoritmo especialmente apropiado para la resolución del PHRS en sistemas reales de gran dimensión, ya que permite abordar de forma eficiente la resolución de los subproblemas esclavos no lineales de Benders.

Capítulo 5

Casos de Estudio

5.1. Introducción

En este capítulo se aplica el algoritmo propuesto de descomposición de Benders a los dos modelos formulados en el capítulo anterior para los dos sistemas eléctricos de estudio seleccionados: el “IEEE 24-bus Reliability Test System” [42] y el “IEEE 118-bus Test System” [1]. Los datos eléctricos correspondientes a ambos sistemas de potencia (ofertas de generación, demanda nodal y horaria, características de centrales, líneas y nudos,...) se puedan consultar en las tablas del apéndice D, apartados D.4 y D.5, respectivamente.

El problema de la programación horaria con solución de restricciones se resuelve en un entorno de mercado, es decir, las ofertas de las distintas unidades de oferta se realizarán en bloques de oferta de energía a precio creciente, en lugar del modelo clásico de minimización de costes propio de un entorno no liberalizado. La casación del mercado diario empleará exclusivamente ofertas de generación variables en precio y energía, considerándose la demanda horaria totalmente rígida, como es habitual en este mercado.

El modelo asumirá que el primer bloque de oferta de generación se corresponde con el mínimo técnico de la central. El modelo incorpora la condición compleja de indivisibilidad aplicada a este primer bloque de oferta. Este bloque es siempre el más barato (todo/nada) y se considera indivisible para todas las unidades de oferta. Por ende, la aceptación de este primer bloque conlleva el arranque de la central.

Para ambos sistemas se considera un horizonte de programación diario con 24 periodos de 1 h. de duración cada uno y una reserva rodante igual al 10 % de la demanda horaria.

Las rampas de subida o bajada de potencia limitan la potencia entregada en un periodo según la potencia producida en el periodo anterior (ver ecuación 4.23). Por simplicidad no se tienen en cuenta posibles rampas de arranque o parada de las centrales térmicas distintas a las ya citadas rampas de subida o parada.

En el proceso de solución de restricciones técnicas se considera que siempre hay un grupo acoplado en el nudo oscilante, el cual no puede ser desconectado como resultado del algoritmo de resolución.

Las variables de control que se utilizan para resolver restricciones son la potencia activa de los generadores, la tensión de consigna en los nudos de generación y las tomas de los transformadores. Las tomas son modeladas como variables continuas que se mueven entre sus límites inferior (0,9) y superior (1,1).¹ Para los distintos casos de estudio se considera

¹Tras la finalización del proceso iterativo y una vez obtenida la solución, podría realizarse de forma

que la tensión de los nudos debe mantenerse entre los valores fijados en el sistema eléctrico peninsular (ver tabla 3.1), es decir, en el estado normal la magnitud de tensión se mueve entre 0,95 y 1,09, mientras que para los distintos estados ‘ $n-1$ ’ se amplía este rango de variación para los nudos de carga a $0,93 \div 1,11$.

Para la resolución de los distintos casos de estudio se ha empleado GAMS [81], entorno para la modelización de sistemas físicos y la resolución de problemas de optimización. Este lenguaje permite elegir entre distintos paquetes de optimizadores para la resolución de los problemas de optimización planteados. En el supuesto de un modelo lineal entero-mixto se ha elegido CPLEX 7.0 [30] como código de optimización. Para problemas no lineales el optimizador seleccionado ha sido CONOPT 2.04 [6]. Las simulaciones se han acometido en un PC con microprocesador INTEL P-IV a 3,06 GHz. y 1 Gb. de memoria RAM.

En este capítulo se analiza primeramente el sistema IEEE de 24 nudos, aplicándose al mismo los dos modelos formulados en el capítulo precedente. Para cada uno de los dos modelos se postularán distintos casos de estudio. Estos casos se analizan con el objetivo de valorar la influencia de distintos cambios sobre los costes, programa de acoplamientos, número de iteraciones del proceso y/o tiempo de ejecución. Se analizan y comparan los resultados obtenidos para cada uno de los casos estudiados. Posteriormente se estudia el sistema IEEE de 118 nudos para los dos modelos mencionados y con diversos casos de estudio, analizándose los resultados obtenidos como resultado de la ejecución del algoritmo propuesto en la tesis.

5.2. Aplicación del algoritmo al sistema IEEE de 24 nudos

En este apartado se aplican al sistema IEEE de 24 nudos los dos modelos formulados en el capítulo precedente.

El sistema IEEE de 24 nudos consta de :

- 32 unidades de generación, de las cuales 2 centrales son nucleares de capacidad 400 MW. (UN400), 6 son centrales hidráulicas de potencia máxima 50 MW. (UH50) ubicadas en el mismo nudo de la red y el resto son centrales térmicas de distinto rango de potencias, ya sean de carbón (UT76, UT155 y UT350) o fuel (UT12, UT20, UT100 y UT197). El parque de generación suministra una potencia máxima de 3405 MW. y queda configurado como indica el gráfico 5.1.
- una red de transporte que contiene 24 nudos conectados entre sí por 33 líneas y 5 transformadores con tomas de regulación. Hay dos niveles de tensión: 138 y 230 kV.
- dos dispositivos de control de tensión: una reactancia en el nudo 6 y un compensador síncrono en el nudo 14.

Otras características relevantes del sistema son las siguientes:

- El nudo de referencia u oscilante es el número 13. Este nudo se encuentra ubicado en el centro del sistema.
- El perfil seleccionado de demanda corresponde al día de máxima demanda del año: martes de la semana 51 del año. El pico de carga tiene lugar en las horas 18 y 19 y

sencilla una discretización de las tomas a valores reales, si bien no se ha acometido esta tarea en la tesis.

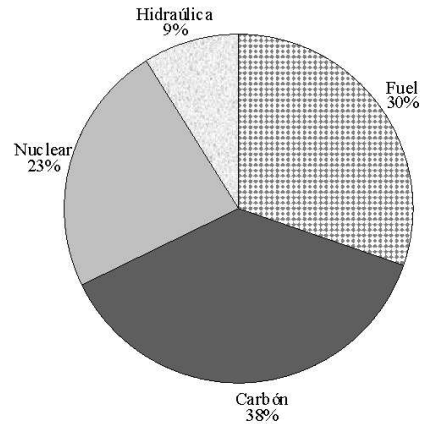


Figura 5.1: Parque de generación del sistema IEEE de 24 nudos

es igual a 2850 MW. La mínima demanda es de 1682 MW. y ocurre a las 4 y 5 a.m. Se puede observar en la figura 5.2 la evolución horaria de la demanda.

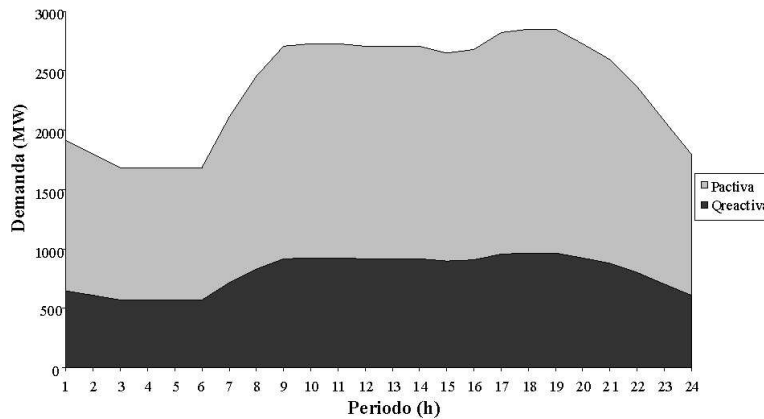


Figura 5.2: Evolución horaria de la demanda total en el sistema IEEE de 24 nudos

- Se considera un factor de potencia del 98 %, aplicado tanto a la demanda global como a la demanda por nudo. Este valor corresponde, aproximadamente, a un 20 % de la demanda de potencia activa, siendo por tanto de 580 Mvar. para las horas de máxima demanda.
- Por simplicidad se considera un número de bloques de oferta de energía igual a 4. No obstante, no implicaría mucha mayor complejidad computacional extender el número de bloques a 25 (caso español).
- La estimación inicial de las pérdidas del sistema para cada periodo, P_t^{loss} , se fija a un valor de 2,25 % de la demanda total horaria. Esta previsión de pérdidas se utiliza en la casación del mercado diario del *Modelo OM-OS*.

Como se ha mencionado en la introducción del capítulo, para cada uno de los dos modelos se consideran distintos casos de estudio. Se presentarán primeramente los

resultados del *Modelo OM-OS*, ya que las contingencias (comunes a ambos modelos) para el proceso de resolución de restricciones se seleccionan tras la ejecución de la casación económica de la etapa I.

En el *Modelo OM-OS* todos los casos de operación tienen en común la casación del mercado de la etapa I, cuya programación de la generación se utilizará como punto de partida para la etapa de resolución de restricciones o etapa II. Las diferencias en el modelo para los diversos casos de estudio se establecen durante la etapa II de solución de restricciones técnicas. Para este modelo los casos de estudio considerados son:

- **Caso 1:** servirá como patrón de resultados para el resto de casos solucionados. El acoplamiento temporal entre los diferentes periodos de programación viene dado por la restricción de rampa o gradiente de carga de los generadores. Por consiguiente, la solución de potencias del subproblema esclavo del periodo ‘T’ estará condicionada por la potencia de salida del esclavo anterior ‘T-1’. No se tiene en cuenta para la solución de restricciones técnicas la otra condición compleja del sistema eléctrico español: restricción de ingresos mínimos. El estado inicial de partida para el periodo previo al de inicio de la programación diaria, periodo T0, se representa en la tabla D.15 del Anexo D.
- **Caso 2:** se añade la condición de ingresos mínimos a la formulación del problema. Esta condición se incorpora tanto en la formulación del problema maestro como en la función objetivo de los subproblemas esclavos y supone un nuevo acoplamiento temporal de la solución para todo el horizonte de programación.
- **Caso 3:** se cambia el grado de precisión de la solución del problema maestro (problema lineal entero-mixto). Esta precisión está controlada por el parámetro *optcr* de GAMS. *Optcr* establece un criterio relativo de parada del optimizador de forma que el proceso de optimización termina cuando la diferencia entre la solución entera y la mejor solución posible es inferior al valor predeterminado de *optcr*. El valor por defecto del parámetro *optcr* es de 0.1. Para el caso 1 de estudio se fijará un valor de *optcr* igual a $1,0e-10$. Este parámetro puede ser crítico en relación al tiempo de computación para problemas de gran dimensión e incide en la solución final de la programación.

De igual manera se definen una serie de casos de estudio para el *Modelo Operador Único*:

- **Caso 1:** el modelo incorpora tanto las restricciones de despacho como las restricciones de seguridad a la casación del mercado diario, resolviendo la asignación económica de la generación y la resolución de restricciones técnicas en una única etapa. Al igual que en el caso 1 del *Modelo OM-OS*, la restricción temporal de acoplamiento es la condición de gradiente de carga de los generadores, la cual condiciona entre sí las potencias de salida de los ‘T’ subproblemas esclavos. Este caso se utilizará como patrón de resultados para el resto.
- **Caso 2:** se añade la condición de ingresos mínimos a la formulación del problema, la cual conlleva un nuevo acoplamiento temporal del problema para todo el horizonte de programación.

- **Caso 3:** precisión de la solución del problema maestro (problema lineal entero-mixto). Este parámetro es especialmente crítico en este modelo, dado que la solución inicial de partida del primer maestro puede estar muy alejada de la programación final.

Se han elegido estos casos de estudio como los más significativos. No obstante, se podrían analizar para cada uno de los modelos un gran número de casos más que proporcionarían resultados interesantes sobre la influencia de determinadas variables en el modelo. Por ejemplo, podría estudiarse la incidencia de la modificación de los límites de tensión en los nudos para el estado normal y/o los estados post-contingencia o la influencia de hacer más restrictivo el límite de capacidad de alguna de las líneas.

Los siguientes subapartados, desde 5.2.1 hasta 5.2.6, ilustrarán los resultados obtenidos tras la aplicación del método basado en la Descomposición Generalizada de Benders a los casos de estudio del sistema IEEE de 24 nudos postulados en los párrafos precedentes.

5.2.1. Resultados del Modelo OM-OS: caso 1

Se resuelve el problema de programación diaria de la generación con restricciones de seguridad en dos etapas. En la primera se ejecuta la casación económica del mercado diario. Una vez obtenida ésta y tras la selección de las contingencias que violan los límites de seguridad del sistema, se verifica en una segunda etapa el cumplimiento de las restricciones técnicas del sistema. La resolución de las restricciones técnicas modificará la programación diaria de la producción mediante el redespacho de la generación casada en la primera etapa y el empleo de dispositivos de control de tensión. Tanto en la casación económica como en la solución de restricciones se considera la restricción de rampa de los generadores.

Etapa I

El problema lineal de optimización se formula con las ecuaciones (4.25), (4.26), (3.5), (3.7) y (3.9). Tras su resolución se obtienen como resultados más relevantes:

- Coste total de la Etapa I:
 $C_I(\text{€}) = 1249169,14$
- Precio marginal horario del sistema \tilde{p}_t : se representa en la tabla 5.1. En buena lógica, el precio marginal horario más alto coincide con los periodos de punta {T17÷T20} y el precio marginal más barato con los periodos de valle {T3÷T7}.

Tabla 5.1: Precio marginal horario

| | Periodo | | | | | | | |
|-----------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 |
| $\tilde{p}_t(\text{€/MWh})$ | 14,061 | 13,438 | 12,918 | 12,918 | 12,918 | 12,918 | 15,531 | 23,413 |
| | T9 | T10 | T11 | T12 | T13 | T14 | T15 | T16 |
| $\tilde{p}_t(\text{€/MWh})$ | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 23,413 | 23,413 |
| | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| $\tilde{p}_t(\text{€/MWh})$ | 25,457 | 25,457 | 25,457 | 25,269 | 23,413 | 23,413 | 15,032 | 13,438 |

- Energía casada para cada generador i en el periodo t , $P_{t,i}^I$:

En la casación del mercado, se irán incorporando las centrales generadoras y bloques de oferta más baratos hasta que la generación casada iguale a la demanda prevista (más la previsión de las pérdidas) y siempre que se respeten las condiciones de oferta compleja (rampa de los generadores). El resultado final respecto a la energía entregada por cada grupo generador en cada periodo se indica en las tablas C.1 y C.2. El redespacho de la solución de restricciones se efectuará tomando este resultado de la casación como programación inicial de partida.

Análisis de contingencias

Dada la solución del mercado diario, se lleva a cabo un análisis de seguridad del sistema para verificar qué límites son vulnerados por la programación de la etapa I (ver apartado 3.2.2). Se ejecutan de forma iterativa los flujos de cargas completos para evaluar el estado de la red tras la pérdida de cada uno de los elementos del sistema eléctrico. Aquellas contingencias que violan algunos de los límites de seguridad del sistema son las representadas en la tabla 5.3. Estas contingencias se incorporan a los distintos SCOPF horarios (subproblemas de Benders) de la etapa II.

Tabla 5.3: Selección de contingencias por periodo

| Periodo (h) | Líneas o trafos (jn) | Grupos generadores (i) |
|------------------------------------|--|------------------------|
| $\{T7 < t < T22\}$ | (N7-N8) | |
| $t = \{T3, T6\}$ | (N7-N8), (N8-N9) | G9 o G10 o G11 en N7 |
| $t = \{T1, T2, T4, T5, T22, T24\}$ | (N7-N8), (N8-N9), (N8-N10) | G9 o G10 o G11 |
| $t = \{T23\}$ | (N7-N8), (N8-N9), (N8-N10), (N3-N24), (N9-N11) | G9 o G10 o G11 |
| $t = \{T7\}$ | (N7-N8), (N8-N9), (N8-N10), (N3-N24), (N9-N11), (N11-N14) (N12-N23), (N15-N24) | G9 o G10 o G11 |

Como se puede observar en la tabla 5.3, la pérdida de la línea L11 (N7-N8) se incluye como contingencia para cualquier periodo, si bien sus implicaciones son distintas dependiendo del periodo analizado. Para aquellas horas en las que la casación del mercado diario no conectó ningún generador en el nudo N7 ($\{T1 < t < T7\}$ y $t = T24$) el disparo de la línea L11 conlleva un problema de desabastecimiento de la demanda del nudo N7, nudo que queda aislado del resto del sistema al ser la línea L11 su única conexión con el sistema eléctrico. En el resto de periodos, la pérdida de la línea L11 (N7-N8) genera una isla formada por el nudo N7 en la que los grupos generadores localizados en ese nudo (G9, G10, G11) son críticos, ya que ante el posible fallo de la línea L11, la demanda en ese nudo N7 sólo podría ser abastecida por algunos de los grupos ubicados en el nudo. Por tanto, la solución de restricciones, como se podrá comprobar en los resultados de la etapa II, siempre dejará conectado al menos un generador en el nudo N7. El disparo de alguno de los grupos generadores localizados en N7 se incorpora como contingencia en todos aquellos periodos en que la casación del mercado diario no haya conectado más de un generador en dicho nudo, ante la posibilidad de dejar desabastecida la demanda de ese nudo.

El resto de contingencias se deben a problemas de tensiones en determinados nudos de la red de transporte. Analizándolas individualmente se tiene que:

- La contingencia para la línea L12 (N8-N9) acarrea problemas de subtensiones en los nudos N7 y N9, que se extienden en algunos periodos al nudo N8.
- La contingencia de la línea L13 (N8-N10) provoca problemas de subtensiones en el nudo N7, que también se producen en el nudo N8 para algunos periodos.
- La contingencia de la línea L7 (N3-N24) o L14 (N9-N11) supone un problema de subtensión en el nudo N7 y de sobretensión en el nudo N6, que para el periodo T23, si sólo se considerasen estas contingencias, se podrían resolver mediante el acoplamiento del compensador síncrono del nudo N14, sin necesidad de acoplar grupos generadores o modificar la asignación de potencia de la etapa I.
- El resto de contingencias que se analizan para el periodo T7 provocan problemas de tensiones en nudos de la red, que necesitan de la modificación de la asignación de la generación de la etapa I para su solución.

Etapa II

El objetivo de esta etapa es la resolución de las restricciones técnicas del sistema. La programación inicial de la generación se puede ver modificada mediante el redespacho de la potencia casada para la resolución de los problemas de tensiones o de exceso de flujos de potencias por las líneas.

Es en esta etapa donde se aplica el algoritmo de descomposición de Benders. Como se ha explicado en el capítulo precedente, el problema maestro establecerá en cada iteración una combinación factible de unidades para el horizonte diario de programación. Dada esta asignación se resolverán cada uno de los subproblemas esclavos de operación, definiéndose las condiciones de operación del sistema eléctrico de forma que no se violen los límites de seguridad de la red de transporte y se minimize el coste de operación del sistema eléctrico. La combinación óptima se alcanzará en la última iteración del proceso.

En el punto anterior se determinaron las contingencias a incluir en el SCOPF de cada periodo horario. Dado que no se presentan restricciones de evacuación en ninguna de las líneas, se ha decidido incorporar a la función objetivo los términos del recuadro necesario para equilibrar el redespacho producido por la solución de restricciones (ver procedimiento de solución de restricciones técnicas en España, apartado 2.6.2).

De esta forma, la función objetivo tendría la expresión:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } \Delta P_{t,i,b}^{down}, \Delta P_{t,i,b}^{up}, u_{t,i}^{on}, u_{t,i}^{off} \\
 Z_{II} = & \sum_{t \in T} \sum_{i \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} (\tilde{p}_t - p_{t,i,b}^{\bullet}) \cdot \Delta P_{t,i,b}^{down} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in CG} (\tilde{p}_t - p_{t,i,1}^{\bullet}) \cdot u_{t,i}^{off} \cdot P_i^{min} + \\
 & \sum_{t \in Ti \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{t \in Ti \in UG} p_{t,i,1}^{\bullet} \cdot u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{min} + \sum_{t \in Ti \in UG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up}
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Los dos primeros términos de la función objetivo representan el recuadro de la solución, el cual se realiza respetando el orden de precedencia de las ofertas remitidas al mercado diario de casación. El primero de los sumandos modela la reducción en la producción

de los generadores inicialmente casados más caros en cada hora. El término indica que son retiradas, siempre que las restricciones lo permitan, las ofertas más caras efectuadas por los generadores. Este término no incluye el bloque primero de oferta, es decir, la posible desconexión total de un generador acoplado inicialmente en la etapa I, que está representado por el segundo sumando. La desconexión de un grupo está representada por la variable binaria $u_{t,i}^{off}$ para el primer bloque de oferta: $\Delta P_{t,i,1}^{down} = P_i^{min}$.

Como ya se mencionó en 4.4.2 y en 2.6, el sistema español no reconoce lucro cesante para los generadores que disminuyen producción en el proceso de solución de restricciones técnicas. Este criterio supone que los términos de descenso de potencia, $\Delta P_{t,i,b}^{down}$, a pesar de ser incluidos en la función objetivo, no conllevarían finalmente ningún sobre coste para el sistema. En la solución de restricciones técnicas no se puede pagar por bajar producción. La adición de estos nuevos términos de recuadre permite respetar el orden de precedencia de las ofertas retirando siempre las más caras, pero no conlleva ningún sobre coste para el sistema.

Esta función objetivo se reordena para su incorporación a los problemas maestro y esclavo del caso de estudio. La función objetivo del problema maestro quedaría definida por la ecuación:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } u_{t,i}^{on}, u_{t,i}^{off}, \alpha_t^* \\ Z_{IIM} = & \sum_{t \in T} \sum_{i \in CG} (\tilde{p}_t - p_{t,i,1}^{\bullet}) \cdot u_{t,i}^{off} \cdot P_i^{min} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in UG} p_{t,i,1}^{\bullet} \cdot u_{t,i}^{on} \cdot P_i^{min} + \sum_{t \in T} \alpha_t^* \end{aligned} \quad (5.2)$$

El primer término (no presente en (4.47)) representa el coste de la decisión de desconectar, durante una serie de periodos horarios, un grupo generador acoplado como resultado de la optimización del mercado diario, pero que necesita ser desacoplado completamente para la resolución de restricciones. Esta desconexión está representada por la variable $u_{t,i}^{off}$ que actúa sobre el primer bloque de oferta P_i^{min} . Este bloque de oferta es el más barato y, por tanto, el último bloque de energía de ese grupo generador que sería retirado de la casación diaria siguiendo el orden de precedencia de las ofertas, en caso de que fuera necesario para resolver restricciones técnicas.

De la misma forma que se ha efectuado para el problema maestro, la función objetivo del subproblema de Benders incorpora los términos del recuadre, quedando definida como:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } \Delta P_{t,i,b}^{up}, \Delta P_{t,i,b}^{down}, P_{fic_{t,n}}, Q_{fic_{t,n}}^L, Q_{fic_{t,n}}^C \\ Z_{IIS} = & \sum_{i \in UG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{i \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{i \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} (\tilde{p}_t - p_{t,i,b}^{\bullet}) \cdot \Delta P_{t,i,b}^{down} + \\ & + \sum_{n \in N} C_p \cdot (P_{fic_{t,n}} + Q_{fic_{t,n}}^L + Q_{fic_{t,n}}^C) \quad t \in T \end{aligned} \quad (5.3)$$

El término de recuadre se incluye en el tercer sumando de la función objetivo y se aplica sobre las unidades conectadas en el etapa I o casación del mercado diario.

Por tanto, el problema maestro se formula con las ecuaciones 5.2, 4.48, 4.49, 4.50. Cada subproblema esclavo horario consta de la función objetivo 5.3 y las restricciones que van de la ecuación (3.11) a la (3.25) y de la (4.29) a (4.35), así como la restricción 4.55, que proporciona los valores de sensibilidad asociados a la programación del maestro.

Las funciones objetivos representadas previamente en las ecuaciones (5.1), (5.2) y (5.3), se van a emplear para todos los casos de estudio del Modelo OM-OS del sistema IEEE de

24 nudos, dado que las contingencias consideradas son las mismas y no hay presencia de restricciones de evacuación. Se informa de que en el caso del sistema IEEE de 118 nudos, ocurrirá lo mismo (no se han considerado restricciones de evacuación) y, por lo tanto, se ha utilizado la misma función objetivo para realizar en un único proceso la solución de restricciones y el recuadre posterior.

La tabla 5.4 muestra la complejidad computacional del caso de estudio. La complejidad del problema maestro depende del número de iteraciones de la Descomposición de Benders, mientras que la de los subproblemas esclavos depende del número de contingencias seleccionadas y el tipo de las mismas.²

Tabla 5.4: Complejidad computacional

| Problema | Variables | | Restricciones |
|----------|--------------------|----------|---------------------|
| | Continuas | Binarias | |
| Maestro | 24 | 816 | $96 + 24 \cdot M$ |
| Esclavo | $399 + 78 \cdot C$ | 0 | $546 + 223 \cdot C$ |

Como se indica en la página 95, cuando el problema maestro decide no conectar ninguna unidad de generación en un nudo para un periodo determinado, ese nudo PV será considerado en el subproblema esclavo correspondiente como un nudo PQ. Como fruto de esta decisión, el número de nudos de carga N_c se habrá incrementado al haber una serie de nudos PV que se comportarán en esa iteración como nudos PQ. El número de variables y contingencias expresado en la tabla 5.4 representa un escenario conservador, ya que está calculado para el mínimo número de nudos de carga posible, es decir, como si todos los nudos PV tuvieran al menos una unidad generadora acoplada.

En este apartado sólo se van a mostrar aquellos resultados que supongan un cambio significativo en los escenarios definidos por la casación inicial del mercado diario. Como resultados más relevantes de esta etapa cabe destacar:

– Cambio de estado de conexión:

En la tabla 5.5 se representan solamente aquellos grupos que han cambiado su estado (acoplado/desacoplado) en algún periodo como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas.

El criterio adoptado en la tabla es el siguiente:

- **1:** una unidad desconectada en la etapa I ha sido acoplada en esta nueva etapa.
- **–:** la unidad permanece en el mismo estado de conexión que determinó la casación del mercado diario.
- **-1:** una unidad conectada en la etapa I ha sido desacoplada en el proceso de solución de restricciones.

²Si la contingencia fuera el disparo de un generador en lugar de la pérdida de una línea, transformador, reactancia o condensador, el número de restricciones y variables aumentaría según lo expresado en las tablas 3.5 y 3.6.

Tabla 5.5: Cambio de estado de conexión

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G3 | - | - | - | -1 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | - |
| G4 | - | - | - | -1 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | - |
| G7 | - | - | -1 | -1 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | - |
| G8 | - | - | -1 | -1 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | - |
| G9 | 1 | 1 | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - |
| G10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | 1 | - | - | - | - | - |
| G11 | 1 | 1 | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - |
| G12 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - |
| G15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G16 | - | - | - | - | - | - | - | - | -1 | - | - | -1 |
| G17 | - | - | - | - | - | - | - | - | -1 | - | - | -1 |
| G18 | - | - | - | - | - | - | - | - | -1 | - | - | -1 |
| G19 | - | - | - | - | - | - | - | - | -1 | - | - | -1 |
| G20 | - | - | - | - | - | - | - | - | -1 | - | - | -1 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| G4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| G7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| G8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| G9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| G10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| G11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| G12 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| G15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G16 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | -1 | - | - | - | - |
| G17 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| G18 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| G19 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| G20 | -1 | -1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Se acoplan aquellos generadores necesarios para resolver restricciones, unidades G9, G10 y/o G11 ubicadas en los nudos N7, mientras que se desconectan aquellos generadores más caros que no ponen en riesgo la seguridad del sistema.

Respecto a los dispositivos de control de tensión, compensador síncrono y reactancia, cabe destacar que la solución de restricciones acopla el compensador síncrono (G15) durante todos los periodos del horizonte de programación, mientras que la reactancia disponible en el nudo N6 no se conecta en ningún periodo.

– Redespacho de la generación:

Los resultados del redespacho se muestran en la tabla C.3 del apéndice C. En buena lógica el mayor movimiento de energía se produce en aquellos periodos en los que hay un menor número de generadores conectados, periodos de valle y llano, ya que es

necesario conectar nuevas unidades para resolver las restricciones técnicas. El carácter crítico del nudo N7 y la conexión de un generador en el nudo oscilante condicionarán los redespachos de energía en cada periodo. En el proceso de recuadre de la solución, las primeras unidades que tendrán que disminuir energía e incluso ser desacopladas son aquéllas que fueron casadas en el mercado diario pero que realizaron las ofertas más caras.

Por ejemplo, si se analiza el periodo T2, el precio marginal horario fue marcado por el tercer bloque de oferta de la unidad G32³. Por lo tanto, éste debería ser el primer bloque en ser retirado por orden de precedencia económica, siempre que las restricciones técnicas del sistema lo permitan. Se puede verificar en la tabla C.3 cómo se desacoplan en su totalidad los terceros bloques de oferta de las unidades G22, G31 y G32 (los más caros) y parcialmente el segundo bloque de oferta de la unidad G33, siguiente bloque de oferta más caro según el orden de precedencia económica. Por el contrario, se acoplan a su potencia mínima aquellos generadores necesarios para resolver restricciones, unidades G9, G10, G11 y G12, ubicadas en los nudos N7 y N13 (nudo oscilante). Por tanto, el algoritmo de resolución respeta la lógica económica y las restricciones técnicas del sistema.

– Convergencia del problema:

Tabla 5.6: Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total Maestro | Coste Operación Maestro | Coste Operación Esclavos | CC |
|-----------|------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------|
| 1 | 13586,238 | 0 | 11533245,428 | 1 |
| 2 | 19503,989 | 2021,514 | 3280331,087 | 0,999 |
| 3 | 33734,552 | 10930,826 | 20508,126 | 0,467 |
| 4 | 40172,466 | 13071,390 | 34616,394 | 0,622 |
| 5 | 41339,697 | 13293,026 | 43372,796 | 0,694 |
| 6 | 41628,168 | 15115,705 | 15121,410 | 0,0004 |

En la tabla 5.6 se puede verificar cómo el coste de operación del problema maestro y el coste de operación del subproblema diario de Benders se van aproximando con las iteraciones hasta la convergencia del proceso.

Por otro lado, también se observa la evolución monótonamente creciente de la cota inferior de la función objetivo (coste total del problema maestro). Este comportamiento es característico de la descomposición de Benders en problemas de minimización convexos [10, 33].

La oscilación del índice de convergencia (CC), patente en las iteraciones número 4 y 5, se debe a que la combinación de unidades propuesta por el problema maestro no garantiza la factibilidad de alguno de los SCOPF o subproblema de Benders

³Este precio marginal coincide con el precio de oferta del tercer tramo de energía de las unidades G31 y G22, bloques aceptados en su totalidad. En aquellos casos en que varios bloques de oferta de distintas unidades marquen el precio marginal, es bastante frecuente establecer reglas de reparto proporcional a la oferta realizada. En nuestro caso nos hemos limitado a transcribir la solución aportada por el optimizador sin atender a otras consideraciones.

horarios, obligando a la inclusión en algún nudo del sistema de nuevas unidades de generación ficticias distintas a las de la iteración anterior y superiores en magnitud. Por ejemplo, en la iteración 4, para los periodos T3 y T6, se conectan inyectores ‘ficticios’ de potencia activa en el nudo N7. En la iteración 5 se extiende la conexión de estas unidades ficticias a los periodos T4 y T5.

Por tanto, la factibilidad del SCOPF puede conllevar en algunas iteraciones un alto coste que viene determinado por las funciones de penalización definidas en el capítulo anterior. Si las restricciones de reserva de potencia activa y reactiva garantizaran la factibilidad del problema, se verificaría una disminución progresiva, sin saltos, del índice de convergencia.

– Coste de operación por periodo:

Es el coste de operación del subproblema de Benders mostrado en la tabla 5.6 desglosado por periodos. Se representa en la tabla 5.7.

Tabla 5.7: Coste (€) de cada subproblema esclavo

| | Periodo | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------------------|-------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| <i>Z_{IIS}</i> | 260,2 | 122,5 | 612,3 | 609,6 | 609,6 | 606,5 | 514,9 | 969,2 | 795,8 | 304,6 | 304,6 | 795,8 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| | <i>Z_{IIS}</i> | 795,8 | 795,8 | 1036,0 | 1073,9 | 736,6 | 700,3 | 700,3 | 302,7 | 985,5 | 930,5 | 435,6 |

– Coste real del redespacho:

Como ya se indicó en la explicación del proceso de resolución de restricciones técnicas del mercado eléctrico español, capítulo 2, no se reconoce lucro cesante a aquellas unidades que ven modificada su asignación de la generación como resultado del proceso de recuadre de la solución de restricciones técnicas. De esta forma, el sistema se ahorra los costes resultantes del producto del precio marginal horario por la cantidad de energía horaria desconectada que habría de ser pagada como resultante de la casación del mercado diario.

Bajo esta misma consideración del mercado eléctrico español el coste real o sobre coste de la solución de restricciones técnicas sería:

$$C_{II} = 17119,386 \text{ (€)}$$

– Precio horario máximo:

Tras resolver restricciones un bloque de oferta de energía será el que fije el precio máximo aceptado. En todo el periodo de programación, salvo las horas de punta {T17,T18,T19}, será el segundo bloque de oferta de las unidades conectadas en el nudo N7 el que marque el precio máximo de oferta aceptado ($p_{t,i,2}^{\bullet} = 25,269$). En el caso de los periodos de punta es el tercer bloque de oferta de los generadores localizados en el nudo N13 el que establece el precio máximo ($p_{t,i,3}^{\bullet} = 25,457$). Se

infiere de estos resultados que los generadores ubicados en los nudos N7 y N13 disfrutaban de una localización privilegiada en la red para resolver restricciones.

– Plan de acoplamiento del problema maestro:

El problema maestro decide en cada iteración el programa de acoplamiento para cada periodo horario. Facilita la comprensión del modo de actuación del algoritmo de Benders comprobar las decisiones adoptadas por el problema maestro en cada una de las iteraciones respecto a la conexión y desconexión de unidades. En las tablas 5.8 y 5.9 se ilustra para dos de las horas del horizonte diario de programación el plan de acoplamiento en cada una de las iteraciones. La última iteración representa el programa definitivo de acoplamiento para esa hora.

Tabla 5.8: Programa de acoplamiento en cada iteración: Hora 5

| Iteración | Unidad | | | | | | | | | |
|-----------|--------|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|--------|
| | G3 | G4 | G7 | G8 | G9 | G10 | G11 | G12 | G15 | React. |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| 4 | -1 | -1 | -1 | -1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 5 | -1 | -1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 6 | -1 | -1 | -1 | -1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

Tabla 5.9: Programa de acoplamiento en cada iteración: Hora 23

| Iteración | Unidad | | | | | |
|-----------|--------|-----|-----|-----|-----|--------|
| | G9 | G10 | G11 | G12 | G15 | React. |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| 3 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| 4 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 6 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

5.2.2. Resultados del Modelo OM-OS: caso 2

En este subapartado se añade la condición de ingresos mínimos a la formulación del problema, lo cual supone un nuevo acoplamiento temporal del problema para todo el horizonte de programación. Como se vio en el apartado 4.4.3 del capítulo anterior, la incorporación de esta condición de oferta compleja obliga a una reformulación de la función objetivo y la incorporación de nuevas restricciones. Esta condición se aplica a aquellos generadores no casados en el mercado diario y que se conectan para resolver restricciones.

Para la resolución de este caso de estudio se va a considerar la oferta de ingresos mínimos para los generadores ubicados en el nudo N7. Estos grupos son los que se conectan en la etapa II del caso I para resolver las restricciones técnicas en determinados periodos:

$T1, T7$ y $T22, T24$. Los términos fijo y variable de la oferta compleja realizada por los tres grupos generadores localizados en el nudo N7 se representan en la tabla 5.10. El resto de generadores se programarán teniendo en cuenta exclusivamente sus ofertas simples energía-precio.

Tabla 5.10: Términos de la oferta de ingresos mínimos

| | Generador(i) | | |
|----|------------------|--------|--------|
| | G9 | G10 | G11 |
| TF | 647,5 | 747,5 | 847,5 |
| TV | 25,269 | 25,269 | 25,269 |

Tras la resolución del proceso de optimización los resultados más relevantes obtenidos son los siguientes:

– Convergencia del proceso:

Los costes representados en la tabla 5.11 integran los términos correspondientes a la oferta simple para todos los generadores y los costes de oferta compleja de los grupos $\{G9, G10, G11\}$ ubicados en el nudo N7. El proceso converge en 6 iteraciones.

Tabla 5.11: Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total | Coste Operación | Coste Operación | CC |
|-----------|-------------|-----------------|-----------------|-------|
| | Maestro | Maestro | Esclavos | |
| 1 | 13586,238 | 0 | 11533245,298 | 1 |
| 2 | 103986,416 | 2263,700 | 227420,438 | 0,990 |
| 3 | 127199,158 | 16577,710 | 49101,160 | 0,662 |
| 4 | 131865,925 | 22182,908 | 23012,067 | 0,036 |
| 5 | 132365,817 | 22913,113 | 22995,696 | 0,004 |
| 6 | 132474,701 | 22999,004 | 23021,997 | 0,001 |

– Cambio de estado de conexión y redespacho de la generación:

En la tabla C.8 se representan el cambio de estado de conexión de las unidades de generación como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas. Los resultados del redespacho se muestran en la tabla C.9.

En este proceso de optimización, a la par que se minimiza el coste del redespacho de la generación para resolver restricciones se reduce el número de arranques de las unidades de generación. De esta forma, se puede comprobar cómo y a diferencia de lo que ocurría en el caso 1, en los siete primeros periodos sólo se conecta un grupo en el nudo N7. Además, este grupo no necesita ser arrancado ya que está conectado en el periodo previo al de inicio de la programación: $U0(G9) = 1$. Si se analiza el resultado para estos periodos, se comprueba que el generador G9 produce toda la potencia activa que en el caso 1 se repartía entre las 3 unidades localizadas en el nudo N7. Para los últimos periodos de programación, $T22 \div T24$, también se reduce el número de unidades conectadas, permaneciendo acoplada la unidad (G9) que fue conectada en la casación del mercado diario durante el periodo T22.

Esta diferencia en la distribución del redespacho de la generación entre los generadores ubicados en el nudo N7 se ilustra en las figuras 5.3 y 5.4 para el caso 1 (solución temporal desacoplada) y el caso 2 (solución acoplada temporalmente por la condición de ingresos mínimos), respectivamente. El redespacho de los periodos T1÷T8 y T22÷T24 para los generadores en N7 conlleva el arranque de cada una de las unidades representadas en las figuras 5.3 y 5.4 en esos periodos. En el resto de periodos de programación, el redespacho se lleva a cabo desde la programación determinada en la etapa I (ver tablas C.1 y C.2). El ‘redespacho’ negativo de las horas de punta (T17,T18 y T19) es fruto del recuadre de la solución final.

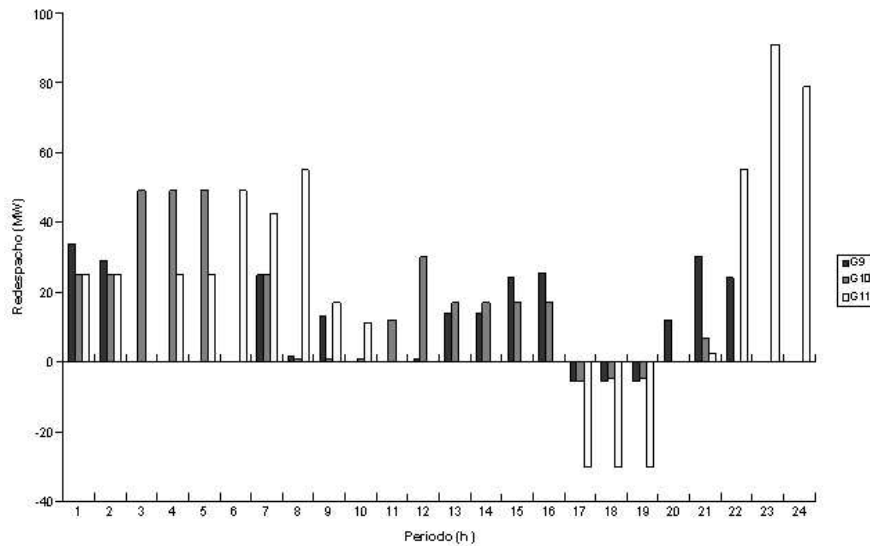


Figura 5.3: Caso 1: Redespacho de los generadores en N7 sin condición de ingresos mínimos

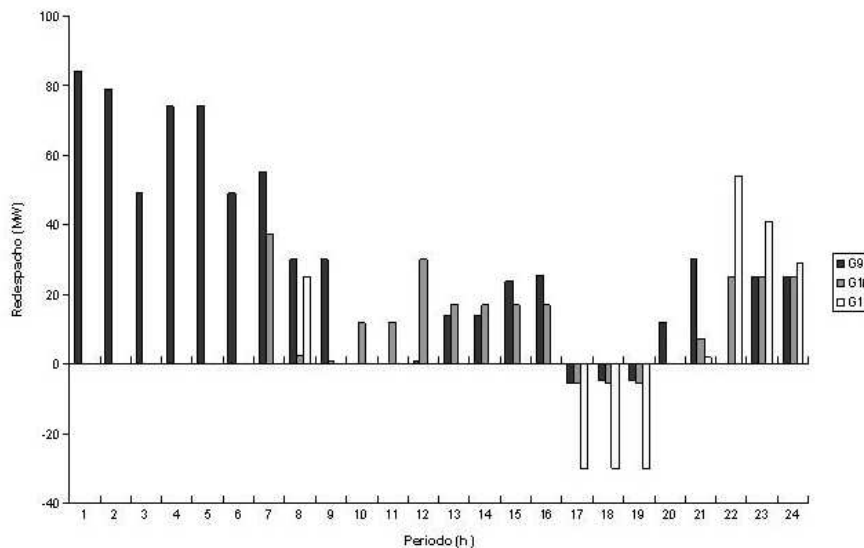


Figura 5.4: Caso 2: Redespacho de los generadores en N7 con condición de ingresos mínimos

– Coste real del redespacho:

Para determinar el coste real del redespacho hay que evaluar primeramente cuál es el coste para el sistema de la conexión de las unidades que han ofertado con la condición de ingresos mínimos. La remuneración que percibe un generador conectado para resolver restricciones técnicas es la mayor cantidad entre dos posibles: el coste para el sistema según la oferta simple del generador, C_i^{os} , y el coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador, C_i^{oc} . Para el caso de estudio el resultado se muestra en la tabla 5.12. En esta tabla sólo se considera el coste de la oferta simple y compleja para aquellos periodos en los que los grupos ubicados en el nudo N7 se conectan para resolver restricciones, es decir, los intervalos horarios (T1,T7) y (T22,T24). Como se puede comprobar, el coste de la oferta compleja es superior al de la oferta simple para cada uno de los tres grupos generadores. Por tanto, cada generador recibirá como remuneración el valor de C_i^{oc} .

Tabla 5.12: Remuneración de los generadores que ofertan la condición de ingresos mínimos

| | Generador(<i>i</i>) | | |
|------------|-----------------------|----------|----------|
| | G9 | G10 | G11 |
| C_i^{oc} | 6393,057 | 1695,087 | 4927,455 |
| C_i^{os} | 5683,607 | 846,237 | 4755,343 |
| C_i^f | 6393,057 | 1695,087 | 4927,455 |

Como ya se indicó para el caso 1 no se reconoce lucro cesante a aquellas unidades que ven modificada su asignación de la generación como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas. Sin considerar el pago por la energía retirada, el coste real de la solución de restricciones técnicas C_{II} asciende a:

$$C_{II} = 20244,828 \text{ €}$$

La solución de restricciones técnicas de este caso es más cara que en el caso 1. Este sobre coste es debido al pago de la oferta compleja de ingresos mínimos y a la ligera modificación del redespacho de generación, la cual tiene especial incidencia en los primeros periodos de programación, T1÷T8, salvo T3 y T6. En estas horas, al tener conectado un solo generador en el nudo N7 la disponibilidad de reactiva en el nudo se reduce, modificando el perfil de tensiones de la solución en el nudo N7 y las pérdidas globales del sistema. No obstante y salvo la ya comentada reducción del número de arranques de los generadores localizados en el nudo N7, la variación de resultados no es muy significativa. Cabe destacar como diferencia entre ambos casos de estudio la conexión/desconexión de generadores al margen (precio marginal horario) ubicados en los nudos N1, N2 durante los periodos T3 y T6.

5.2.3. Resultados del Modelo OM-OS: caso 3

Por último, para el Modelo OM-OS del sistema IEEE de 24 nudos, se cambia la precisión del optimizador. Esta modificación no va a tener la incidencia en los resultados y en el tiempo de computación que tendrá en el Modelo Operador Único o en sistemas de mayor dimensión. Aún así, se puede comprobar en la tabla 5.13 cómo la reducción de la precisión

del optimizador a un valor igual a $1.0e-03$, provee una solución ligeramente más cara que la del caso 1. El número de iteraciones hasta alcanzar la convergencia entre la cota superior e inferior es igual a 6, mismo número de iteraciones que el necesitado en el caso 1. Si se comparan los resultados de la tabla 5.13 con los de la tabla 5.6, se observa cómo los resultados parciales obtenidos hasta la cuarta iteración son los mismos, comenzando a diferir en la quinta y en la última iteración del proceso de convergencia.

Tabla 5.13: Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total Maestro | Coste Operación Maestro | Coste Operación Esclavos | CC |
|-----------|------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------|
| 1 | 13586,238 | 0 | 11533245,428 | 1 |
| 2 | 19503,989 | 2021,514 | 3280331,087 | 0,999 |
| 3 | 33734,552 | 10930,826 | 20508,126 | 0,467 |
| 4 | 40172,466 | 13071,390 | 34616,394 | 0,622 |
| 5 | 41377,642 | 13293,027 | 43348,081 | 0,693 |
| 6 | 41629,802 | 15117,339 | 15119,860 | 0,0002 |

De la tabla anterior se infiere que la programación de la generación fruto de la resolución de restricciones técnicas apenas varía entre este caso de estudio y el caso 1. Un resultado que corrobora esta conclusión es el coste de cada subproblema de explotación horario, representado en la tabla 5.14. Si se compara este resultado con el de la tabla 5.7 se puede comprobar cómo las diferencias de costes, y por tanto de los redespachos de generación, en cada uno de los subproblemas esclavos es mínima entre ambos casos de estudio.

Tabla 5.14: Coste (€) de cada subproblema esclavo

| | Periodo | | | | | | | | | | | |
|-----------|---------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| Z_{IIS} | 260,7 | 122,9 | 613,3 | 609,2 | 609,2 | 606,5 | 515,4 | 968,7 | 795,3 | 304,2 | 304,2 | 795,3 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| Z_{IIS} | 795,3 | 795,3 | 1036,0 | 1073,9 | 736,6 | 700,3 | 700,3 | 303,2 | 985,5 | 930,5 | 435,6 | 122,5 |

Se comentó en la definición de los casos de estudio que se podrían analizar para cada uno de los modelos tantos casos como modificaciones en los límites de las variables de control o flujos de potencia por las líneas se llevaran a cabo respecto al caso 1. Como un añadido más a los casos de estudio analizados, cabe señalar, por ejemplo, que la modificación de los límites de tensión en los nudos para el estado normal, limitando su rango de variación entre 0,95 y 1,05, provee –como era de esperar– una solución más cara ($Z_{IIM} = 41991,572$) y requiere un mayor número de iteraciones (10) y tiempo de computación hasta alcanzar la solución final.

En los siguientes subapartados se van a presentar los resultados de los distintos casos de estudio del Modelo Operador Único para el sistema IEEE de 24 nudos.

5.2.4. Resultados del Modelo Operador Único: caso 1

El modelo resuelve el problema de programación diaria de la generación con restricciones de seguridad en una única etapa incorporando en su algoritmo de programación una representación completa de la red de transporte, así como de las restricciones del sistema para los estados post-contingencia. Como resultado, se minimizan los costes de la energía para los consumidores a la par que se respetan las restricciones técnicas del sistema.

Para todos los casos de estudio se incorporan al modelo en cada periodo las mismas contingencias consideradas en el *Modelo OM-OS* (ver tabla 5.3). La complejidad computacional no varía respecto a la establecida en la tabla 5.4 para el *Modelo OM-OS*.

Un dato relevante es el grado de precisión de la solución del problema maestro (problema lineal entero-mixto). Como se indicó en la presentación de esta sección, el parámetro *optcr* puede ser crítico en este modelo, especialmente en la resolución del primer problema maestro de Benders si no se facilita al mismo una solución de partida. Esto se debe a que aún no se ha resuelto ningún subproblema de Benders y, por ende, el problema maestro no dispone de la información de los cortes de Benders que hacen más restringida la combinación factible de unidades. En sistemas de mayor dimensión una opción para superar este problema es fijar una programación inicial de partida realista.

En la resolución de este primer caso, de las dos posibilidades expuestas se ha optado por la opción de reducir el valor del parámetro de precisión relativa de la solución *optcr* al 0,95 % para la primera iteración en lugar de suministrar una solución de partida, manteniéndose igual a 1,0e-10 para el resto de las iteraciones.

Para estos datos iniciales de partida, los resultados más relevantes conseguidos tras la optimización del caso 1 son los siguientes:

- Precio horario del sistema p_t^* :

Es el precio del último bloque de oferta aceptado en cada hora. Vendrá marcado por aquellas unidades conectadas por problemas de restricciones. Como se observa en la tabla 5.15 el precio es muy uniforme en todo el horizonte de programación si bien el precio más alto coincide con los periodos de punta {T17÷T19}. La distribución de precios coincide con la del precio máximo horario del Modelo OM-OS.

Tabla 5.15: Precio horario del sistema

| | Periodo | | | | | | | |
|----------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 |
| $p_t^*(E/MWh)$ | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 |
| | T9 | T10 | T11 | T12 | T13 | T14 | T15 | T16 |
| | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 |
| | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| | 25,457 | 25,457 | 25,457 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 | 25,269 |

- Programa de acoplamientos:

Los grupos generadores acoplados, $u_{t,i} = 1$, durante todo el horizonte temporal son: {G3,G4,G7,G8,G12,G21,G22,G23,G24,G25,G26,G27,G28,G29,G30,G31,G32,G33}

Por el contrario, las unidades de oferta más caras no se acoplan para ningún periodo de programación, $u_{t,i} = 0$. Esto ocurre con las unidades $\{G1,G2,G5,G6\}$.

El grupo compensador síncrono estará acoplado a lo largo de las 24 horas mientras que la reactancia se conectará en los periodos de programación T4,T5,T8 y T22.

La tabla 5.16 muestra el estado de acoplamientos, $u_{t,i}$, de aquellas centrales que cambian su estado de conexión a lo largo del horizonte de programación diario.

Tabla 5.16: Programa de acoplamientos

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G 9 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G10 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G11 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G12 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G 9 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G12 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G13 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| G14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| G16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

– Programación de la generación:

La potencia activa de salida de los grupos generadores por periodo se ilustra en las tablas C.12 y C.13 del anexo de resultados.

– Precios nodales:

En mercados liberalizados los precios nodales proporcionan una señal económica apropiada para la construcción de nuevas plantas de generación y la ubicación de demanda futura. En la tabla del anexo de resultados C.14 se organizan los precios de nudo para cada hora y nudo del sistema.

Los precios nodales siguen una lógica que viene definida por el precio de oferta de la

central que está al margen en esa hora. Como se puede observar en la tabla C.14, las horas de punta tienen los precios más altos. Además, los nudos críticos del sistema {N7,N8}, unidos por una sola línea y que han forzado el acoplamiento de nuevas centrales (más caras) para todo periodo de generación en el nudo N7, son los que contemplan los precios más elevados del sistema.

- Convergencia del problema:

Tabla 5.17: Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total Maestro | Coste Operación Maestro | Coste Operación Esclavos | CC |
|-----------|---------------------|-------------------------|--------------------------|-------|
| 1 | 192235,351 | 0 | 9518111,402 | 1 |
| 2 | 394974,945 | 167957,511 | 3624964,905 | 0,954 |
| 3 | 519110,303 | 278531,738 | 691214,842 | 0,597 |
| 4 | 542538,855 | 294535,523 | 1336454,625 | 0,780 |
| 5 | 550671,132 | 301156,135 | 389579,687 | 0,227 |
| 6 | 569373,545 | 303384,331 | 1036584,009 | 0,707 |
| 7 | 570428,382 | 312219,255 | 379179,454 | 0,177 |
| 8 | 575312,802 | 322095,398 | 346779,781 | 0,071 |
| 9 | 591231,428 | 335886,246 | 338914,752 | 0,009 |
| 10 | 593236,887 | 341198,761 | 341420,543 | 0,001 |

La convergencia del problema se alcanza tras 10 iteraciones. Al igual que se señaló para los distintos casos de estudio del *Modelo OM-OS*, se observa la evolución monótonamente creciente de la cota inferior de la función objetivo.

En este modelo se remunera a precio de oferta. El coste del problema maestro refleja de forma aproximada el coste global del sistema ya que incorpora tanto los costes de conexión de las unidades como indirectamente, a través de la función α_t^* , los costes del resto de los bloques de oferta de energía.

El coste final del proceso de PDRS se eleva a:

$$C_B = 593458,669$$

5.2.5. Resultados del Modelo Operador Único: caso 2

En este apartado se añade la condición de ingresos mínimos a la formulación del problema. Al igual que en el Modelo OM-OS se va a considerar la condición de ingresos mínimos exclusivamente para los generadores ubicados en el nudo N7. Los términos fijo y variable de la oferta compleja realizada por los tres grupos generadores se representan en la tabla 5.10.

Tras la resolución del proceso de optimización los resultados más significativos son los siguientes:

- Convergencia del proceso:

El proceso iterativo de convergencia entre la cota superior (coste operación del esclavo) y la cota inferior (coste de operación del maestro) concluye tras 10 iteraciones.

Tabla 5.18: Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total Maestro | Coste Operación Maestro | Coste Operación Esclavo | CC |
|-----------|------------------------|----------------------------|----------------------------|--------|
| 1 | 212562,293 | 0 | 11242423,978 | 1 |
| 2 | 302460,281 | 35,621 | 8082346,258 | 1 |
| 3 | 339518,162 | 9079,691 | 2272750,170 | 0,996 |
| 4 | 510922,779 | 163652,691 | 1246466,785 | 0,869 |
| 5 | 665096,124 | 291988,067 | 498478,901 | 0,414 |
| 6 | 679565,961 | 321734,707 | 704691,671 | 0,543 |
| 7 | 711061,939 | 341852,095 | 361424,502 | 0,054 |
| 8 | 715419,186 | 353746,639 | 357713,765 | 0,011 |
| 9 | 727720,007 | 358344,030 | 359181,906 | 0,002 |
| 10 | 727913,359 | 359042,762 | 359146,126 | 0,0003 |

Los costes representados en la tabla 5.18 no reflejan los costes reales de la solución de la PDRS al existir costes ‘duplicados’, dado que se integran en la función objetivo del problema maestro y de los subproblemas de Benders tanto los términos correspondientes a la oferta simple como los términos de oferta compleja de los generadores {G9,G10,G11} ubicados en el nudo N7.

– Programación de la generación:

Comparando los resultados de las tablas C.18, y C.19 con los de C.12 y C.13 se concluye que:

- la aplicación de la condición compleja de ingresos mínimos reduce el número de arranques de las unidades de generación conectadas para resolver restricciones. Durante los seis primeros periodos sólo se conecta el grupo G9 en el nudo N7 mientras que en el caso 1 había periodos en que estaban acoplados incluso los tres generadores {G9,G10,G11}. A diferencia del caso 1, para cualquier periodo del horizonte diario de programación no hay más de dos generadores conectados en el nudo N7.
- la generación total acoplada por nudo y periodo apenas cambia de un caso a otro. Las leves diferencias se deben fundamentalmente a la propia precisión de los optimizadores y de la solución final (CC), así como al menor número de unidades conectadas en el nudo N7 (menor potencia reactiva disponible).

– Coste real de la programación diaria de la generación:

Para determinar el coste real del caso 2 hay que calcular primeramente el coste para el sistema de la conexión de las unidades que han ofertado la condición de ingresos mínimos. Como se puede comprobar en la tabla 5.19, el coste de la oferta compleja es superior al de la oferta simple para cada uno de los tres grupos generadores. Por tanto, cada generador recibirá como remuneración el valor de C_i^{oc} .

Tabla 5.19: Remuneración de los generadores que ofertan la condición de ingresos mínimos

| | Generador(<i>i</i>) | | |
|------------|-----------------------|-----------|-----|
| | G9 | G10 | G11 |
| C_i^{oc} | 35136,544 | 27279,950 | -- |
| C_i^{os} | 33279,937 | 24840,088 | -- |
| C_i^f | 35136,544 | 27279,950 | -- |

El coste real de la solución de la asignación diaria de la generación con restricciones de seguridad es:

$$C_B = 633301,236$$

La solución de restricciones técnicas de este caso es más cara que en el caso 1. Este sobrecoste es debido primordialmente al pago de la oferta compleja de ingresos mínimos y en menor medida a la ligera modificación de la asignación de generación.

5.2.6. Resultados del Modelo Operador Único: caso 3

En el último caso de estudio para el Modelo Operador Único se cambia la precisión del optimizador. Se va a dejar la precisión por defecto que establece GAMS para el optimizador lineal entero-mixto ($optcr = 0,01$). Se puede constatar en la tabla 5.13 cómo la reducción de la precisión del optimizador suministra una solución del maestro ligeramente más cara que la del caso 1. El número de iteraciones hasta alcanzar la convergencia entre la cota superior e inferior es igual a 8, dos iteraciones menos que las llevadas a cabo en el caso 1.

Tabla 5.20: Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total | Coste Operación | Coste Operación | CC |
|-----------|-------------|-----------------|-----------------|-------|
| | Maestro | Maestro | Esclavos | |
| 1 | 192341,970 | 0 | 9516785,568 | 1 |
| 2 | 400291,255 | 175833,689 | 3620923,575 | 0,951 |
| 3 | 522666,838 | 279543,527 | 362567,700 | 0,229 |
| 4 | 567245,456 | 318331,580 | 460132,813 | 0,308 |
| 5 | 585383,781 | 332552,274 | 621112,696 | 0,465 |
| 6 | 591965,690 | 338866,814 | 600774,385 | 0,436 |
| 7 | 592886,731 | 340848,605 | 341376,255 | 0,002 |
| 8 | 593396,765 | 341358,639 | 341371,135 | 0,000 |

Del análisis del coste final se deduce, dada la escasa variación respecto al caso 1, que la programación de la generación obtenida de la resolución de restricciones técnicas apenas varía entre ambos casos de estudio. Un resultado que reafirma esta conclusión es el coste de cada subproblema de explotación horario, representado en la tabla 5.21. Si se coteja este resultado con el de la tabla C.15 se puede constatar cómo las diferencias de costes, y por tanto de la programación horaria de la generación, en cada uno de los subproblemas esclavos es mínima entre ambos casos de estudio. La única variación se produce en los periodos T4, T5 y T22.

Tabla 5.21: Coste (€) de cada subproblema esclavo

| | Periodo | | | | | | | |
|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 |
| Z_S | 7499,5 | 5923,0 | 5365,4 | 5010,1 | 5010,1 | 5365,4 | 10373,0 | 14694,6 |
| | T9 | T10 | T11 | T12 | T13 | T14 | T15 | T16 |
| | Z_S | 18924,5 | 19383,0 | 19383,0 | 18924,5 | 18924,5 | 18924,5 | 17585,7 |
| | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| | Z_S | 21433,8 | 22174,8 | 22174,8 | 19383,0 | 16277,4 | 14544,0 | 9913,3 |

5.2.7. Análisis comparativo de los dos modelos

En este punto se van a resumir y comparar brevemente los resultados de los distintos casos de estudio del sistema IEEE de 24 nudos desde cuatro perspectivas diferenciadas:

- Tiempo de computación y número de iteraciones,
- Coste de la solución,
- Precio marginal vs. precios de oferta,
- Programación de la generación y plan de acoplamientos.

Los distintos resultados se van a organizar en tablas.

1. *Tiempo de computación:*

Tabla 5.22: Tiempo de computación de cada caso de estudio

| | Modelo OM-OS | | | Modelo Operador Único | | |
|----------------|--------------|--------|--------|-----------------------|--------|--------|
| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| Tiempo (s) | 90 | 88 | 90 | 376 | 258 | 232 |
| Nº iteraciones | 6 | 6 | 6 | 10 | 10 | 8 |

El Modelo OM-OS logra la convergencia en un menor número de iteraciones y requiere un menor tiempo de computación. La razón se debe a que en los casos de estudio planteados en la tesis la solución de restricciones técnicas se lleva a cabo en el Modelo OM-OS partiendo de una programación inicial realista mientras que en el Modelo Operador Único no se ha provisto esta solución inicial.

En el Modelo Operador Único la velocidad de convergencia va a depender en gran medida del nivel de precisión requerido al optimizador lineal entero-mixto.

2. *Coste de la solución:*

Los resultados representados en la figura 5.23 reflejan los costes finales para ambos modelos. El pago de la etapa I (precio marginal) encarece la solución final del Modelo OM-OS. En un modelo de competencia perfecta, los agentes ofertarían cada bloque

a su coste marginal y los resultados del Modelo OM-OS serían más onerosos para el sistema que los del Modelo Operador Único. En sistemas oligopólicos entrarían en consideración las estrategias de ofertas de los agentes (teoría de juegos) y los resultados finales serían discrepantes de los obtenidos en un modelo de competencia perfecta.

Tabla 5.23: Coste (€) de la solución

| | Modelo OM-OS | | | Modelo Operador Único | | |
|-------------|--------------|------------|------------|-----------------------|-----------|-----------|
| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| Etapa I | 1249169,14 | | | 593458,67 | 633301,24 | 593409,26 |
| Etapa II | 17119,34 | 20244,83 | 17143,29 | -- | -- | -- |
| Coste Total | 1266288,48 | 1269413,97 | 1266312,43 | 593458,67 | 633301,24 | 593409,26 |

3. Precio marginal vs. precios de oferta:

La figura 5.5 contiene información de los precios finales obtenidos para el *caso 1* de ambos modelos de estudio. Se presentan los valores del precio medio horario (€/MWh) para el Modelo Operador Único, el precio marginal horario (etapa I-Modelo OM-OS) y el precio máximo horario tras la etapa de resolución de restricciones, es decir, el precio del último bloque de energía acoplado para solucionar restricciones en ambos modelos.

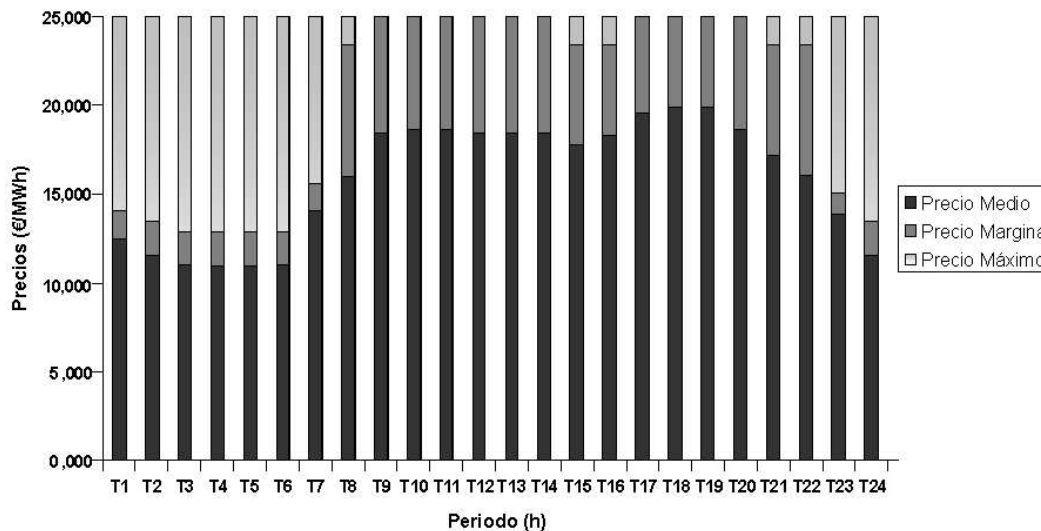


Figura 5.5: Parque de generación del sistema IEEE de 24 nudos

Como se indicaba en los comentarios de la tabla 5.15, la distribución de precios máximos en el Modelo Operador Único coincide con la del precio máximo horario del Modelo OM-OS. Este precio máximo horario lo determina la unidad o unidades de generación acopladas para resolver restricciones. Los grupos localizados en los nudos 7 y 13, de ofertas más caras, son los que determinan los precios máximos horarios en ambos modelos. Se deduce, por tanto, que estas unidades ocupan un lugar privilegiado en

la red para resolver restricciones.

Por otro lado, se observa que el precio medio y el precio marginal de la casación económica siguen la evolución de la curva de la demanda (ver figura 5.2).

4. *Programación de la generación y plan de acoplamientos:*

Si se cotejan los resultados obtenidos para el plan de acoplamientos y la generación de potencia activa en el caso 1 de ambos modelos (ver tablas C.4 y C.5 para el modelo OM-OS y tablas C.12 y C.13 para el modelo general), se comprueba que el proceso de optimización de ambos modelos no ha conducido a idénticos resultados. Si bien los valores finales de la programación son bastante parecidos, no coinciden para todos los periodos. Las menores diferencias se dan para los periodos de punta T17,T18,T19.

Esta discrepancia se debe fundamentalmente a dos razones:

- La diferencia entre las funciones objetivo de ambos modelos: el Modelo OM-OS *minimiza el redespacho generado por la solución de restricciones y ajusta los cambios o recuadre* en el plan de acoplamientos respecto a una programación inicial de partida mientras que el Modelo Operador Único resuelve restricciones (minimiza la función objetivo) atendiendo exclusivamente a los precios de oferta de los bloques de energía (mismas ofertas que las utilizadas para el Modelo OM-OS).
- La propia precisión de cada uno de los optimizadores (CPLEX y CONOPT).

En el siguiente apartado se van a presentar los resultados de los distintos casos de estudio para el otro sistema eléctrico de estudio: el sistema IEEE de 118 nudos.

5.3. Aplicación del algoritmo al sistema IEEE de 118 nudos

Los dos modelos de resolución de restricciones técnicas se estudian para el sistema IEEE de 118 nudos. Este sistema supone un incremento sustancial del número de variables y restricciones respecto al sistema de 24 nudos (ver la tabla 5.29), y se aproxima a lo que podría ser el sistema equivalente eléctrico de un sistema de potencia de dimensión real. Esta mayor complejidad, como se podrá comprobar en los resultados, se manifiesta de forma significativa en el Modelo Operador Único y tendrá su incidencia en el tiempo de computación y el número de iteraciones requeridas para la resolución del problema de optimización.

El sistema eléctrico está formado por:

- 54 unidades térmicas de generación. El parque generador suministra una potencia máxima total de 9966,2 MW.
- una red de transporte que contiene 118 nudos conectados entre sí por 177 líneas y 9 transformadores con tomas de regulación. Hay dos niveles de tensión: 138 y 345 kV.
- 14 dispositivos de control de tensión: dos reactancias -en los nudos N5 y N37- y 12 condensadores en los nudos N34, N44, N45, N46, N48, N74, N79, N82, N83, N105, N107 y N110.

Otras características relevantes del sistema son las siguientes:

- El nudo de referencia u oscilante es el nudo N69.
- El perfil seleccionado de demanda coincide con el elegido para el sistema de 24 nudos. El pico de carga tiene lugar en las horas 18 y 19 y es igual a 4242 MW. La mínima demanda es de 2501,3 MW. y ocurre a las 4 y 5 a.m. Se puede observar en la figura 5.6 la evolución horaria de la demanda. Como se puede comprobar, el sistema tiene

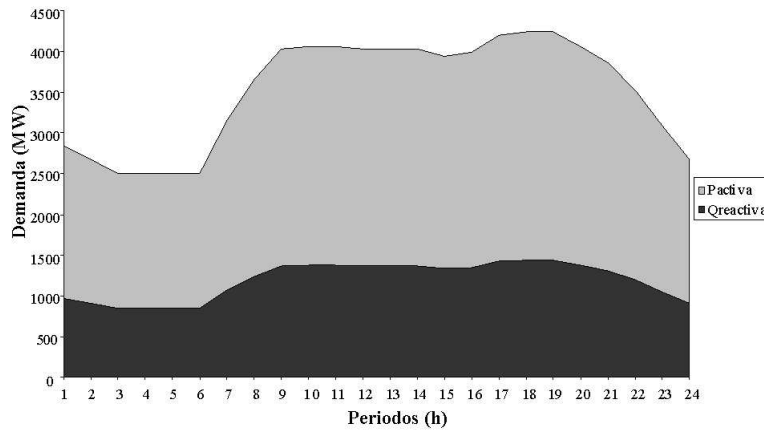


Figura 5.6: Evolución horaria de la demanda total en el sistema IEEE de 118 nudos

una elevada sobrecapacidad de potencia, superior al doble de la demanda máxima prevista.

- Se considera un factor de potencia del 98 %, aplicado tanto a la demanda global como a la demanda por nudo. Este valor corresponde, aproximadamente, a un 20 % de la demanda de potencia activa, siendo por tanto de 1438 MVar. para las horas de máxima demanda.
- Se considera un número de bloques de oferta de energía igual a 5.
- La estimación inicial de las pérdidas del sistema para todos los periodos, P_t^{loss} , es igual al 2,25 % de la demanda total horaria. Esta previsión de pérdidas se utiliza en la etapa I o casación del mercado diario del *Modelo OM-OS*.

De la misma forma que en el sistema IEEE de 24 nudos, se consideran distintos casos de estudio. Se van a analizar el caso 1 y el caso con condición de ingresos mínimos o caso 2.

En los siguientes subapartados se expondrán los resultados obtenidos tras la aplicación del método basado en la Descomposición Generalizada de Benders a los casos de estudio del sistema IEEE de 118 nudos. Primeramente se van a presentar los resultados del *Modelo OM-OS*, puesto que las contingencias seleccionadas para ambos modelos se definirán tras la ejecución de la casación económica de la etapa I.

5.3.1. Resultados del Modelo OM-OS: caso 1

A continuación se presentan los resultados más relevantes de la etapa I o casación del mercado. Estos datos sirven de programación inicial de partida para todos los casos de estudio del Modelo OM-OS.

Etapa I

El problema lineal entero-mixto de optimización se formula con las ecuaciones (4.25), (4.26), (3.5) y (3.7). Tras su resolución se obtienen los siguientes resultados:

- Coste total de la Etapa I:

$$C_I(\text{€}) = 2877945,58$$

- Precio marginal horario del sistema \tilde{p}_t : se representa en la tabla 5.1. En buena lógica, el precio marginal horario más alto coincide con los periodos de punta $\{T17 \div T20\}$ y el precio marginal más barato con los periodos de valle $\{T3 \div T7\}$.

Tabla 5.24: Precio marginal horario

| | Periodo | | | | | | | | | | | |
|----------------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| $\tilde{p}_t(E/MWh)$ | 28,0 | 27,1 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 30,1 | 33,9 | 35,5 | 35,5 | 35,5 | 35,5 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| $\tilde{p}_t(E/MWh)$ | 35,5 | 35,5 | 35,5 | 35,5 | 37,7 | 37,7 | 37,7 | 35,5 | 35,1 | 33,9 | 30,1 | 27,1 |

- Programa de acoplamientos:

Los grupos generadores que forman parte del conjunto CG para todo el horizonte temporal son:

$$CG = \{G4, G5, G6, G11, G12, G21, G25, G26, G28, G29, G30, G37, G40, G45\}$$

Existen tres grupos generadores que van a conectarse sólo alguno de los periodos de programación. La unidad G22 se acoplará en las horas $\{T1, T7 \div T23\}$, la unidad G46 lo hace los periodos $\{T7 \div T23\}$ y, por último, el grupo generador G51 se conecta durante el intervalo $\{T8 \div T22\}$.

Por el contrario, el resto de las unidades de oferta no salen casadas para ningún periodo de programación. Estos grupos de generación, más caros, integran el conjunto UG de unidades desconectadas durante las 24 horas.

Al mercado diario de casación sólo concurren las unidades de oferta de generación de potencia activa, por lo que tanto las reactancias como los condensadores no son considerados en el proceso de optimización. Estos dispositivos de control de tensión se consideran siempre elementos del conjunto UG .

- Energía casada del generador i en cada periodo t , $P_{t,i}^I$:

En la casación se irán incorporando los grupos generadores y bloques de oferta más baratos hasta que la generación casada iguale a la demanda prevista. El resultado final respecto a la energía aportada por cada grupo en cada periodo se indica en las tablas 5.25 y 5.26. El redespacho de la solución de restricciones se efectuará tomando este resultado de la casación como programación inicial de partida.

Análisis de contingencias

Al igual que se realizó para el sistema IEEE de 24 nudos, se lleva a cabo un análisis de seguridad del sistema partiendo de la solución del mercado diario para comprobar qué límites son vulnerados por la programación de la etapa I. Se van ejecutando los flujos de cargas en corriente alterna para analizar la seguridad de los distintos estados ‘ $n-1$ ’.

Del análisis de contingencias efectuado se concluye que:

- Hay una serie de contingencias que no tienen solución. Es el caso del disparo de las líneas L184(N12-N117), que dejaría sin abastecimiento a la carga del nudo N117, y L183(N68-N116), que mantendría aislado al nudo N116 en el que la generación ubicada es insuficiente para abastecer a la demanda nodal.
- Otro número importante de contingencias desconectan a un generador del resto del sistema eléctrico. Son los disparos de la líneas L7(N8-N9) y L9(N9-N10) respecto al generador G4, ubicado en el nudo N10, o los disparos de las líneas L113(N71-N73), L133(N85-N86), L176(N110-N111) y L177(N110-N112) respecto a los generadores G33 en N73, G39 en N87, G51 en N111 y G52 en N112, respectivamente. En el disparo de esta última línea quedarían en isla la carga del nudo N112 y el generador G52. Estas contingencias carecen de interés e inutilizan a los generadores ubicados en los nudos correspondientes para la solución de restricciones.
- Hay disparos de determinados generadores, G5, G37 y G40, que no van a tener solución para la configuración y los límites de red y seguridad considerados. Estos límites son bastantes severos en situaciones de demanda alta del sistema, y como se va a poder comprobar en la solución obtenida, complican la resolución de restricciones del sistema.

El resto de contingencias se representan en la tabla 5.27. Estas contingencias se incorporan a los distintos SCOPF horarios (subproblemas de Benders) de la etapa II.

Tabla 5.27: Selección de contingencias por periodo

| Periodo (h) | Líneas o trafos (jn) | Grupos (i) |
|--|--|------------------|
| $t = \{T1, T2, T7, T23, T24\}$ | (N100-N103), (N103-N110) | G45 en N100 |
| $t = \{T3 \div T6\}$ | (N38-N65), (N23-N24), (N100-N103) | _____ |
| $t = \{T8 \div T16\}$ y $\{T20 \div T22\}$ | (N8-N5), (N38-N37), (N76-N77) | G25 en N59 y G51 |
| $t = \{T17 \div T19\}$ | (N8-N5), (N30-N17), (N38-N37), (N75-N118) | G25 y G51 |

De las contingencias seleccionadas hay algunas que provocan problemas de tensiones en los nudos y otras que generan sobrecargas en las líneas. En ocasiones ambos efectos se manifiestan conjuntamente. La tabla 5.28 clasifica las contingencias por sus efectos sobre las magnitudes eléctricas del sistema, indicando el nudo o línea sobre el que se manifiesta más claramente la acción restrictiva de la contingencia.

Etapa II

El objetivo de esta etapa es la resolución de las restricciones técnicas del sistema. La programación de la generación de la etapa I se modifica a través del redespacho de

Tabla 5.28: Efecto de las contingencias

| Contingencia | Sobrecarga | Subtensión | Nudo/Línea |
|------------------|------------|------------|-----------------------|
| L8 (N8-N5) | – | SÍ | N1 |
| L30 (N23-N24) | SÍ | – | L96 |
| L36 (N30-N17) | SÍ | SÍ | N18 / L8 y L51 |
| L51 (N38-N37) | – | SÍ | N40 |
| L96 (N38-N65) | SÍ | – | L30 |
| L118 (N76-N77) | SÍ | – | L185 |
| L185 (N75-N118) | – | SÍ | N118 |
| L163 (N100-N103) | – | SÍ | N112 |
| L174 (N103-N110) | – | SÍ | N112 |
| G25 | SÍ | SÍ | N55 / L89, L94 y L102 |
| G45 | – | SÍ | N112 |
| G51 | – | SÍ | N112 |

la potencia activa casada, el posterior recuadre de la solución y/o la actuación sobre los elementos de control de tensión –reactiva de los generadores, tomas de los transformadores, conexión de dispositivos de control de tensión– para la resolución del exceso de flujo de potencia por las líneas y/o los problemas de tensiones en los nudos de carga.

Al igual que se comentó para el sistema IEEE de 24 nudos, las funciones objetivos representadas previamente en las ecuaciones (5.1), (5.2) y (5.3), se van a emplear para todos los casos de estudio del Modelo OM-OS, dado que las contingencias consideradas son las mismas para todos los casos.

La tabla 5.29 muestra la complejidad computacional del caso de estudio con acoplamiento temporal mediante la condición de ingresos mínimos. Al igual que se mencionó para el sistema IEEE de 24 nudos, la complejidad del problema maestro depende del número de iteraciones de la Descomposición de Benders, mientras que la de los subproblemas esclavos depende del número de contingencias seleccionadas y el tipo de las mismas. Para los valores expresados en la tabla se han considerado como nudos de carga, N_c , todos aquellos que en la etapa I no tenían conectado un grupo generador. La tabla representa el supuesto general de mayor complejidad en el que se considera la condición de ingresos mínimos para todas las unidades de oferta de generación.

Tabla 5.29: Complejidad computacional (1/2)

| Problema | Variables | | | Restricciones |
|----------|----------------|----------|---------|----------------|
| | Continuas | Binarias | Enteras | |
| Maestro | 24 | 4224 | 54 | 96 + 24·M |
| Esclavo | 1563 + 295 · C | — | — | 1627 + 980 · C |

El elevado número de variables binarias complica especialmente la resolución del problema maestro. Se han establecido dos criterios en la determinación de esta solución:

1. El grado de precisión del optimizador lineal entero-mixto es igual a 1.0e-04.

2. El tiempo máximo de ejecución es igual a 300 s.

Esta complejidad del problema maestro puede ser superada en el problema horario desacoplado, caso 1, si se desagregan cada uno de los periodos y se resuelve individualmente cada maestro horario con su subproblema de Benders correspondiente. De esta manera, la complejidad computacional de cada problema horario quedaría reducida a lo expresado en la tabla 5.30.

Tabla 5.30: Complejidad computacional (2/2)

| Problema | Variables | | Restricciones |
|----------|----------------------|----------|----------------------|
| | Continuas | Binarias | |
| Maestro | 1 | 68 | $4 + \cdot M$ |
| Esclavo | $1563 + 295 \cdot C$ | — | $1627 + 980 \cdot C$ |

Se establecerá en el punto 5.3.5 una comparativa en tiempo de resolución y número de iteraciones para el problema desacoplado del caso 1, resuelto hora a hora o resuelto conjuntamente para las 24 horas de programación diaria.

Dado el volumen de información manejado y el incremento de la carga computacional, en este apartado y a diferencia de como se efectuó para el sistema IEEE de 24 nudos se va a acometer un estudio más cualitativo que cuantitativo de los distintos casos. Sólo se van a incluir y comentar aquellos resultados que representen un cambio relevante en los escenarios definidos por la casación inicial del mercado diario.

Los resultados que se van a presentar a continuación son los obtenidos tras la resolución del proceso de resolución de restricciones del caso 1. Estos datos hacen referencia a la solución del caso como un problema con 24 subproblemas horarios de Benders y un único problema maestro diario. Como resultados más significativos de esta etapa II del caso 1 se destacan:

- Estado de conexión:

En la tabla 5.31 se representan solamente aquellos grupos que han cambiado su estado (acoplado/desacoplado) en algún periodo como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas. Sólo 4 grupos nuevos se conectan en alguno de los periodos para resolver restricciones {G18,G19,G35,G51}.

Tabla 5.31: Cambio de estado de conexión de los grupos generadores

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G18 | – | – | – | – | – | – | – | 1 | – | – | – | – |
| G19 | – | – | – | – | – | – | – | – | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G35 | – | – | – | – | – | – | – | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G51 | – | – | – | – | – | – | 1 | – | – | – | – | – |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G18 | – | – | – | – | 1 | 1 | 1 | – | – | – | – | – |
| G19 | 1 | 1 | 1 | 1 | – | – | – | 1 | 1 | – | – | – |

Como se puede constatar en los resultados de las tablas 5.31 y 5.32, los problemas de restricciones de los periodos T1, T2 y T24 son problemas de tensiones que se resuelven exclusivamente con los dispositivos de control de tensión disponibles.

– Redespacho de la generación:

Los resultados del redespacho se muestran en la tabla 5.3.1. Como se puede comprobar no se producen grandes movimientos de energía en ninguno de los periodos. El factor determinante del acoplamiento de los dispositivos de control de tensión evita un sobrecooste mayor al eludir la conexión de ciertos grupos de generación.

Tabla 5.33: Redespacho de generación por periodo

| Grupo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | -20,6 | -20,6 | -20,6 | -20,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | -8,3 | -8,3 | -8,3 | -8,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G11 | 0,0 | 0,0 | 16,3 | 20,7 | 19,6 | 18,0 | 0,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| G22 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 15,3 | 20,0 | 30,6 | 14,8 |
| G25 | 0,0 | 0,0 | -0,7 | -0,7 | -0,7 | -0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G26 | 0,0 | 0,0 | -7,5 | -7,5 | -7,5 | -7,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G28 | 0,0 | 0,0 | -26,3 | -26,3 | -26,3 | -26,3 | 0,0 | -26,3 | -26,3 | -26,3 | -48,4 | -48,4 |
| G30 | 0,0 | 0,0 | -8,3 | -8,3 | -8,3 | -8,3 | 0,0 | -10,6 | -30,7 | -6,6 | 0,0 | -29,7 |
| G35 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| G37 | 0,0 | 0,0 | -17,6 | -17,6 | -17,6 | -17,6 | -24,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G45 | 0,0 | 0,0 | -7,5 | -12,4 | -10,5 | -9,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G46 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G51 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 27,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Grupo | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G11 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,0 | 20,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G22 | 27,3 | 14,8 | 6,6 | 16,0 | 60,4 | 58,5 | 58,5 | 20,0 | 18,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G25 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G26 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G28 | -45,6 | -45,6 | -11,2 | -33,6 | -76,0 | -73,9 | -73,9 | -26,3 | -26,3 | -26,3 | 0,0 | 0,0 |
| G30 | 0,0 | -29,7 | -9,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -6,6 | -34,3 | -6,2 | 0,0 | 0,0 |
| G35 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 0,0 | 0,0 |
| G37 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -17,6 | 0,0 |
| G39 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G45 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G46 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G51 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 27,2 | 0,0 |

Como se ilustra en la tabla precedente, los generadores acoplados para resolver restricciones se conectan a su potencia mínima. El redespacho de energía y la conexión de estas unidades va a estar determinado por la zona afectada por las restricciones.

– Convergencia del problema:

La convergencia se alcanza después de 24 iteraciones. Esta cifra supone un incremento considerable del coste computacional respecto a la requerida en el sistema de 24 nudos. La mayor dimensión del sistema eléctrico, el incremento de las unidades de generación, el importante número de dispositivos de control de tensión y la dificultad de resolución de algunas restricciones en los periodos de punta complican el proceso de obtención de la solución óptima. Esta complejidad, como se mencionó previamente, se manifiesta fundamentalmente en la determinación de la solución óptima del problema maestro, proceso que consume gran parte de los recursos de computación. Por el contrario, los SCOPFs horarios se resuelven sin grandes dificultades.

Se hace notar que la decisión de acoplamiento de las reactancias y condensadores vendrá determinado exclusivamente por el coste del término de red, ya que se ha supuesto que no hay ofertas de los dispositivos de control de tensión, es decir, no hay un mercado complementario de ofertas de reactiva.

En la tabla 5.34 se puede verificar cómo el coste de operación del problema maestro y el coste de operación del subproblema diario de Benders se van aproximando hasta que se alcanza el criterio de parada del proceso de convergencia ($\varepsilon < 1$). La cota inferior de la función objetivo (coste total del problema maestro) evoluciona de forma creciente.

– Precio horario máximo:

Un bloque de oferta de energía será el que establezca el precio de oferta máximo aceptado. En todo el periodo de programación, salvo las horas de valle $\{T3, T4, T5, T6\}$, va a ser alguna de las nuevas unidades conectadas para resolver restricciones, $i = \{G35 \text{ o } G51\}$ la que marque el precio máximo de oferta aceptado ($p_{t,i,1}^{\bullet} = 100$). En las horas valle no se modifica el precio marginal de la casación, ya que lo único que tiene lugar son pequeños ajustes de potencia activa ($p_{t,G11,2}^{\bullet} = 26,0 = \tilde{p}_t$). De la misma forma, en las horas T1, T2 y T24, no hay nuevos movimientos de energía sino exclusivamente acoplamientos de reactancias y condensadores, por lo que el precio horario máximo es igual al precio marginal horario.

5.3.2. Resultados del Modelo OM-OS: caso 2

En este subapartado se añade la condición de ingresos mínimos a la formulación del problema, acoplamiento temporal del problema para todo el horizonte de programación. Esta condición se aplica a aquellos generadores no casados en el mercado diario y que se conectan para resolver restricciones.

La condición de ingresos mínimos es una condición compleja de oferta ‘voluntaria’. Podría extenderse su aplicación a todos los grupos generadores, pero por simplicidad se va a considerar que los únicos generadores que ofertan la condición de ingresos mínimos son $\{G14, G18, G19, G20, G35, G39 \text{ y } G51\}$. Se ha seguido un criterio definido para elegir las unidades de oferta de la condición de ingresos mínimos:

Tabla 5.34: Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total | Coste Operación | Coste Operación | CC |
|-----------|-------------|-----------------|-----------------|-------|
| | Maestro | Maestro | Esclavos | |
| 1 | 0 | 0 | 17606202,666 | 1 |
| 2 | 15133,520 | 0 | 7445109,806 | 1 |
| 3 | 35302,828 | 2765,548 | 4175913,521 | 0,999 |
| 4 | 39507,165 | 1914,445 | 6447335,759 | 1 |
| 5 | 51887,773 | 1918,573 | 3862668,720 | 1 |
| 6 | 62875,684 | 1935,624 | 1580177,135 | 0,999 |
| 7 | 66186,571 | 3581,151 | 1430404,088 | 0,997 |
| 8 | 68936,944 | 4859,124 | 632334,885 | 0,992 |
| 9 | 72734,369 | 7935,329 | 137214,446 | 0,942 |
| 10 | 74986,954 | 8442,354 | 145997,918 | 0,942 |
| 11 | 77574,875 | 9105,515 | 70680,788 | 0,871 |
| 12 | 78872,972 | 9252,252 | 468172,497 | 0,980 |
| 13 | 79507,456 | 9419,956 | 736812,645 | 0,987 |
| 14 | 79847,003 | 9759,503 | 349025,519 | 0,972 |
| 15 | 80056,353 | 9265,953 | 14827,604 | 0,375 |
| 16 | 80088,786 | 9298,386 | 86160,401 | 0,892 |
| 17 | 80351,999 | 10264,499 | 14688,214 | 0,301 |
| 18 | 81420,642 | 13333,142 | 986713,530 | 0,986 |
| 19 | 81867,053 | 12949,233 | 15517,222 | 0,165 |
| 20 | 82437,080 | 14816,360 | 16171,540 | 0,084 |
| 21 | 82474,110 | 16853,390 | 103799,904 | 0,838 |
| 22 | 82485,042 | 17694,642 | 17724,433 | 0,002 |
| 23 | 82524,050 | 17733,650 | 17811,720 | 0,004 |
| 24 | 82527,905 | 17737,090 | 17737,505 | 0 |

- Grupos que se conectan en la etapa II del caso 1 para resolver restricciones: G18, G19, G35 y G51. Se pretende comprobar la incidencia de la condición compleja de ingresos mínimos en la conexión de estas unidades para resolver restricciones técnicas.
- Grupos que no se acoplaban en la casación durante todo el horizonte de programación: G46. El algoritmo podría decidir arrancarlo en las horas restantes.
- Otros grupos: G14, G20 y G39. De estos grupos, la unidad G14 presenta la particularidad de que será un grupo que se conecte en la resolución de restricciones del caso 1 del Modelo Operador Único (ver tablas 5.41 y 5.42).

Los términos fijo y variable de la oferta compleja realizada por estos grupos de generación se presentan en la tabla 5.35.

Tras la resolución del proceso de optimización los resultados más relevantes obtenidos son los siguientes:

- Cambio de estado de conexión:

Tabla 5.35: Términos de la oferta de ingresos mínimos

| | Generador(<i>i</i>) | | | | | | | |
|----|-----------------------|-----|------|------|------|------|------|------|
| | G14 | G18 | G19 | G20 | G35 | G39 | G46 | G51 |
| TF | 7317 | 900 | 2100 | 5728 | 1100 | 1557 | 5800 | 6119 |
| TV | 59,8 | 110 | 110 | 60,5 | 110 | 61,8 | 41,0 | 42,7 |

En este punto se va a comparar en cuanto a estado de conexión de las unidades generadoras la solución aportada por el problema de optimización acoplado temporalmente por la condición de ingresos mínimos y la solución del caso 1. La nueva programación provista por el caso 2 evita la conexión de la unidad G18 y el arranque del grupo G51 en el periodo T23 (ver tabla 5.36). la unidad G19 se va a acoplar desde el periodo T7 al periodo T21. El resto de las unidades que ofertan la condición de ingresos mínimos no se van a acoplar en ningún periodo.

En la tabla 5.36 se representa el cambio de estado de conexión de las unidades de generación como resultado del proceso acoplado de resolución de restricciones técnicas. Sólo se incluyen en la tabla las dos unidades que se acoplan para resolver restricciones.

Tabla 5.36: Cambio de estado de conexión de los grupos generadores

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G19 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G35 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - |
| G35 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - |

Por tanto, la solución acoplada de restricciones técnicas minimiza el coste del redespacho de la generación para resolver restricciones técnicas y reduce el número de arranques de las unidades de generación. A diferencia de los resultados del caso 1 para resolver restricciones, se reduce el número de grupos de generación acoplados (se emplean dos únicos grupos) y se minimiza el número de arranques de cada uno de ellos a 1.

Al cambiar la programación de potencia activa, también se va a ver afectado el programa de acoplamientos de los elementos de control de tensión, el cual se modifica respecto al de caso 1.

– Convergencia del proceso:

El proceso converge en 19 iteraciones, reduciendo el coste computacional de la solución del caso 1. La resolución del problema maestro se hace más precisa sin requerir tanto tiempo de ejecución. El coste total del problema maestro representado en la segunda columna de la tabla 5.37 integra los términos correspondientes a la

oferta horaria para todos los generadores y los costes de oferta compleja de los generadores {G18, G19, G20, G35, G39, G46, G51}.

Tabla 5.37: Evolución de la convergencia del coste (€) con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total Maestro | Coste Operación Maestro | Coste Operación Esclavos | CC |
|-----------|------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------|
| 1 | 0 | 0 | 17276468,656 | 1 |
| 2 | 19251,928 | 4118,408 | 7134236,565 | 0,999 |
| 3 | 179335,577 | 2936,497 | 6541068,157 | 1 |
| 4 | 269845,357 | 2944,245 | 4034860,269 | 0,999 |
| 5 | 218842,334 | 2962,545 | 2368235,734 | 0,999 |
| 6 | 225561,760 | 3639,402 | 3171293,534 | 0,999 |
| 7 | 229476,013 | 5049,150 | 921667,315 | 0,995 |
| 8 | 233194,609 | 8226,040 | 266287,309 | 0,969 |
| 9 | 219336,185 | 9305,865 | 274743,704 | 0,966 |
| 10 | 218844,835 | 9844,835 | 226797,894 | 0,957 |
| 11 | 219339,081 | 10339,081 | 16807,132 | 0,385 |
| 12 | 220377,802 | 13377,802 | 89884,691 | 0,851 |
| 13 | 220939,543 | 13109,223 | 16005,768 | 0,181 |
| 14 | 221710,161 | 12219,201 | 170492,545 | 0,928 |
| 15 | 221845,673 | 16015,353 | 17523,242 | 0,086 |
| 16 | 221922,029 | 13261,389 | 61290,759 | 0,784 |
| 17 | 227117,180 | 16151,870 | 17398,318 | 0,072 |
| 18 | 222019,091 | 16188,771 | 17374,497 | 0,068 |
| 19 | 222081,717 | 19079,120 | 19081,717 | 0,0001 |

En los siguientes subapartados se van a presentar los resultados de los distintos casos de estudio del Modelo Operador Único para el sistema IEEE de 118 nudos.

5.3.3. Resultados del Modelo Operador Único: caso 1

En este modelo se minimizan los costes de adquisición de la energía por los consumidores sujeto a las restricciones de red y seguridad del sistema.

Para los dos casos de estudio se incorporan al modelo las mismas contingencias definidas para el *Modelo OM-OS* en la tabla 5.27. La complejidad computacional no cambia respecto a la establecida en las tablas 5.29 y 5.30 para el *Modelo OM-OS*.

La ausencia de una programación inicial de partida en este modelo ralentiza enormemente la resolución del problema en sistemas de mayor dimensión como el IEEE de 118 nudos, muy especialmente en los periodos de máxima demanda. Este problema se ve acrecentado por las dificultades de respetar los límites de seguridad en el sistema IEEE de 118 nudos, sistema eléctrico fuertemente restrictivo para las horas de máxima demanda. El número de iteraciones necesarias para alcanzar la convergencia crece de forma considerable y con ello se debilita la eficiencia en la utilización del procedimiento.

Para atenuar esta dificultad se facilita un programa de acoplamiento inicial por periodo compuesto por las unidades {G5,G11,G21,G25,G28,G29,G30,G37,G40,G45}. Para la determinación de la solución se han fijado los mismos criterios que en el Modelo OM-OS

| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| G46 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| G51 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

En la tabla 5.40 se representa el estado de los dispositivos de control de tensión disponibles en el sistema. En el apartado 5.3.5 se compara esta programación con la obtenida mediante el modelo OM-OS de resolución de restricciones.

Tabla 5.40: Estado de conexión de los dispositivos de control de tensión

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| R5 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| C34 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| R37 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| C44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| C45 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| C46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| C48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| C74 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| C79 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| C82 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| C83 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| C105 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| C107 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| C110 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| R5 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| C34 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| R37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| C44 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| C45 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| C46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| C48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| C74 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| C79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| C82 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| C83 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| C105 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| C107 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| C110 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

– Programación de la generación:

La potencia activa de salida de los grupos generadores por periodo se ilustra en las tablas 5.41 y 5.42.

| Unidad | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| G37 | 461,6 | 461,6 | 461,6 | 461,6 | 461,6 | 461,6 | 461,6 | 461,6 | 461,6 | 461,6 | 346,2 | 346,2 |
| G40 | 565,6 | 565,6 | 565,6 | 565,6 | 565,6 | 565,6 | 565,6 | 565,6 | 565,6 | 535,3 | 424,2 | 424,2 |
| G45 | 211,2 | 211,2 | 211,2 | 211,2 | 244,4 | 281,6 | 281,6 | 211,2 | 211,2 | 211,2 | 211,2 | 211,2 |
| G46 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 28,0 | 0 |
| G51 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 0 |

– Convergencia del problema:

La convergencia del problema se alcanza tras 51 iteraciones. Debido al elevado número de iteraciones no se va a incluir la tabla sobre la evolución de la convergencia. Como dato relevante, se indican para la última iteración los siguientes valores finales:

- Coste Total del Maestro: $Z_M(E) = 1894495,697$
- Coste de Operación del Maestro: $\sum_{t \in T} \alpha_t^*(E) = 1403905,479$
- Coste de Operación del Esclavo: $Z_S(E) = 1404850,626$
- Índice de convergencia: $CC = 0,0007$.

Con estos resultados el coste final del proceso de PHRS asciende a:

$$C_B = 1895440,844$$

5.3.4. Resultados del Modelo Operador Único: caso 2

En este punto se añade la condición de ingresos mínimos a la formulación del Modelo Operador Único para la resolución del problema de la PHRS. Los grupos que ofertan la condición de ingresos mínimos son los mismos que se consideraron en el Modelo OM-OS. Los términos fijo y variable de la oferta compleja realizada por los tres grupos generadores se representaron en la tabla 5.35.

Tras la resolución del proceso de optimización los resultados más significativos son los siguientes:

– Cambio de estado de conexión:

En este punto se va a comparar el estado de conexión de los grupos generadores en ambos casos de estudio: la solución del problema de PHRS acoplado temporalmente por la condición de ingresos mínimos y la solución del PHRS del caso 1.

En la tabla 5.43 se incluyen exclusivamente aquellos grupos que en al menos uno de los periodos de programación presenta un estado de conexión distinto al proporcionado por la solución del caso 1.

Tabla 5.43: Estado de conexión de los grupos generadores

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G22 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| G46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G52 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| G22 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G52 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| G53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

La nueva programación provista por el caso 2 acopla el grupo G19 desde la hora 7 a la hora 21 (un único arranque de esta unidad) y además, con ello evita la conexión de las unidades G14 y G18, unidades de alto coste de arranque por el término fijo de su condición de ingresos mínimos. Por otro lado, los grupos G46 y G51, que también ofertaban la condición de ingresos mínimos, no se acoplan y son sustituidos por la conexión de los grupos G52 y G53 (en un único periodo: T19), unidades de oferta simple ubicadas en la misma zona y que ahorran costes de arranque al sistema. Del resto de las unidades que ofertan la condición de ingresos mínimos sólo se va a acoplar G35 desde los periodos T8 a T22, el mismo programa de acoplamiento que la del caso 1. Como consecuencia de estos cambios, el grupo G22 deja de estar conectado en los periodos de valle T3, T4 y T6.

De la misma forma que se indicó para el Modelo OM-OS, al cambiar la programación de potencia activa, también se va a ver afectado el programa de acoplamientos de los elementos de control de tensión, el cual se modifica respecto al de caso 1.

En resumen, la solución acoplada de restricciones técnicas reduce el número de arranques de las unidades de generación que ofertan la condición de ingresos mínimos y minimiza con ello el coste global de la solución del problema de PHRS.

– Convergencia del proceso:

El proceso converge en 38 iteraciones, reduciendo el coste computacional de la solución del caso 1 de este modelo. La resolución del problema maestro llega al óptimo sin requerir tanto tiempo de ejecución como la solución desacoplada del caso 1.

No se va a incluir la tabla sobre la evolución de la convergencia. Se proporcionan los datos de costes de los problemas maestro y esclavo para la última iteración:

- Coste Total del Maestro: $Z_M(E) = 2044252,546$
- Coste de Operación del Maestro: $\sum_{t \in T} \alpha_t^*(E) = 1434082,820$
- Coste de Operación del Esclavo: $Z_S(E) = 1434333,888$
- Índice de convergencia: $CC = 0,0002$.

La solución es más costosa para el sistema que la del caso 1. Este sobrecoste es debido al pago de la oferta compleja de ingresos mínimos y en menor grado a la modificación de la asignación de generación. Para estos resultados el coste final del proceso de PHRS asciende a:

$$C_B = 2044503,614$$

5.3.5. Análisis comparativo de los dos modelos

En este punto, al igual que se realizó para el sistema IEEE de 24 nudos, se van a resumir y comparar brevemente los resultados de los dos casos de estudio del sistema IEEE de 118 nudos. Además, se contrastarán los resultados para ambos sistemas eléctricos, IEEE de 24 y 118 nudos. El análisis se plantea desde cuatro puntos de vista:

- Tiempo de computación y número de iteraciones,
- Coste de la solución,
- Precio marginal vs. precios de oferta,
- Programación de la generación y plan de acoplamientos.

Los distintos resultados se van a organizar en tablas.

1. *Tiempo de computación:*

Tabla 5.44: Tiempo de computación de cada caso de estudio

| | Modelo OM-OS | | Modelo Operador Único | |
|----------------|--------------|-------------|-----------------------|-------------|
| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 1 | Caso 2 |
| Tiempo (s) | 2h. 50' 10" | 2h. 10' 21" | 6h. 54' 41" | 4h. 33' 57" |
| Nº iteraciones | 24 | 19 | 51 | 38 |

Respecto a los tiempos de computación las siguientes consideraciones han de ser tenidas en cuenta:

- El tiempo de ejecución para cada uno de los casos de estudio crece respecto al sistema IEEE de 24 nudos. Este incremento se debe fundamentalmente a:
 - a) Las singularidad del sistema IEEE de 118 nudos que a diferencia del de 24 nudos no es un sistema ideado para estudios de seguridad. Esto hace que, de forma especialmente significativa en periodos de máxima demanda, presente ciertas dificultades para respetar los límites de seguridad definidos, acoplando 'generadores' ficticios en numerosos nudos para no violar los límites de tensión en la red.
 - b) El elevado tiempo de computación del problema maestro. El mayor tiempo de computación se emplea en la ejecución del problema maestro de cada iteración, de forma que en la mayor parte de estos problemas maestros se alcanza el límite de tiempo impuesto a la solución. Este hecho se debe a que el número de combinaciones factibles en cada una de las iteraciones es muy

elevado al crecer el número de unidades disponibles y estar escasamente acoplada la solución temporal para todo el horizonte de programación, debido al reducido número de unidades que presentan la condición de ingresos mínimos. No obstante, la extensión de la condición compleja de ingresos mínimos a la totalidad (o a un gran número de unidades) aceleraría considerablemente la resolución del problema maestro y reduciría de forma importante el tiempo total de computación.

- El tiempo de ejecución puede ser reducido drásticamente para el caso 1. Este caso de estudio puede ser desacoplado hora a hora al no presentar restricciones de acoplamiento temporal. Esto permite obtener una rápida y más precisa resolución de cada uno de los maestros horarios y resolver de forma secuencial cada periodo de programación. La resolución sucesiva de cada periodo de programación desacoplado reduce, por ejemplo, el tiempo de ejecución del caso 1 del Modelo OM-OS a 57' 40". Además, la posible ausencia de acoplamiento temporal para la resolución de restricciones (no existencia de la restricción de rampa) permite la aplicación de programación paralela que permitiría solucionar cada periodo en un tiempo que oscila entre los 33s. y los 313 s. En el caso 1 del Modelo Operador Único el tiempo de ejecución para cada periodo de programación se mueve entre los 50 s. de la hora T2 (periodo valle) y los 14 min. de la hora 17 (periodo de punta) que requiere un mayor número de iteraciones.
- El Modelo OM-OS logra la convergencia en un menor número de iteraciones y requiere menor tiempo de computación. Como se puede comprobar el número de iteraciones necesarias en el Modelo Operador Único crece para la solución acoplada. Como se ha mencionado previamente, el mayor número de iteraciones tiene lugar en los periodos de mayor demanda y se debe fundamentalmente al importante nivel de restricción de los límites impuestos en la red del sistema IEEE de 118 nudos. Para acelerar la solución en el Modelo Operador Único se hace preciso determinar una programación base de acoplamientos de unidades de generación, extender la aplicación de la condición de ingresos mínimos a un mayor número de unidades o definir las restricciones de reserva de potencia reactiva: por áreas en lugar de para todo el sistema. De esta forma se facilitaría al problema maestro su toma de decisión en cada iteración.
- La aplicación de programación en paralelo permitiría resolver sistemas de mayor dimensión en tiempos razonables de computación. El grado de precisión del optimizador lineal entero-mixto y el número de unidades disponibles para resolver restricciones condicionará la celeridad del proceso de convergencia. Se hace notar que todos los casos de estudio presentados en esta tesis se han ejecutado bajo el supuesto de que todas las unidades de generación participan en el proceso de resolución de restricciones y para todas ellas se considera la condición de indivisibilidad del primer tramo de oferta, es decir, cada unidad tiene una variable binaria asociada de conexión/desconexión. La realidad no es tan restrictiva, ya que únicamente una serie de unidades concretas son las que realmente participan en este proceso. De esta forma, se conseguiría reducir el número de variables binarias y acelerar el proceso de resolución. Además, la posibilidad de definir las restricciones de reserva de reactiva por áreas permitiría una gestión más eficiente de los recursos y facilitaría la toma de decisión del

problema maestro.

2. *Coste de la solución:*

Los resultados de la tabla 5.45 representan el coste final para ambos modelos. El resultado de la etapa I es común para los casos 1 y 2 del Modelo OM-OS. El pago de esta etapa I (precio marginal) encarece la solución final del Modelo OM-OS. En el caso 2 de ambos modelos el coste final incluye el pago por condición de ingresos mínimos de aquellas unidades de generación acopladas que lo ofertaron. En el modelo OM-OS, el coste de la etapa II no representa el coste real de la resolución de restricciones ya que en él está incluido el coste del recuadre o lucro cesante.

Tabla 5.45: Coste (€) de la solución

| | Modelo OM-OS | | Modelo Operador Único | |
|-------------|--------------|------------|-----------------------|------------|
| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 1 | Caso 2 |
| Etapa I | 2877945,58 | | 1895440,84 | 2044503,61 |
| Etapa II | 44074,81 | 51674,13 | -- | -- |
| Coste Total | 2922020,39 | 2929619,71 | 1895440,84 | 2044503,61 |

3. *Precio marginal vs. precios de oferta:*

La figura 5.7 presenta información de los precios finales obtenidos para el *caso 1* de ambos modelos de estudio. Se detallan los valores del precio medio horario (€/MWh) para el Modelo Operador Único, el precio marginal horario (etapa I-Modelo OM-OS) y el precio máximo horario tras la etapa de resolución de restricciones, es decir, el precio del último bloque de energía acoplado para solucionar restricciones en ambos modelos.

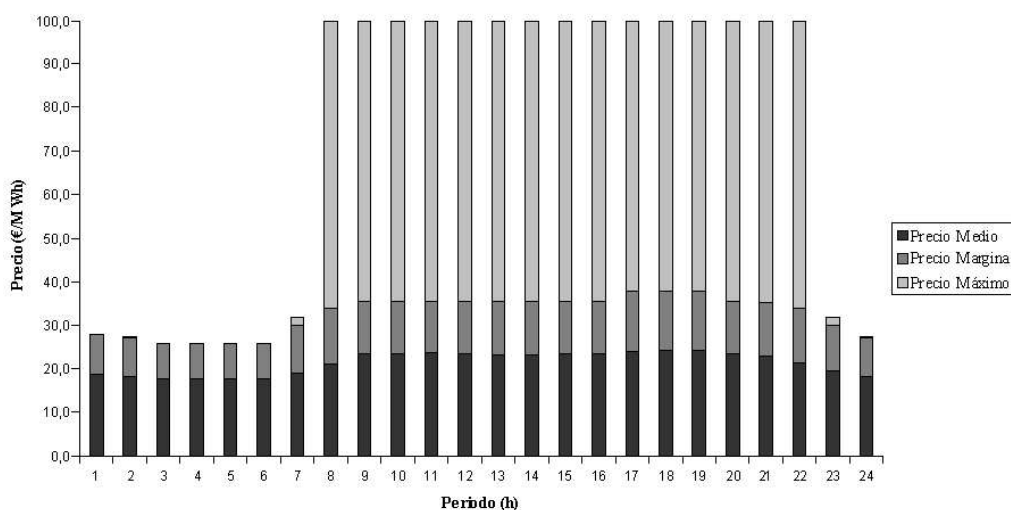


Figura 5.7: Parque de generación del sistema IEEE de 24 nudos

La distribución de precios máximos en el Modelo Operador Único coincide con la del precio máximo horario del Modelo OM-OS, si bien no en todos los periodos de punta

lo establece la misma unidad de generación (ver programa de acoplamientos). Este precio máximo horario lo determina alguna de las unidades de generación acopladas para resolver restricciones. Además se observa que el precio medio y el precio marginal de la casación económica siguen de forma aproximada la evolución de la curva de la demanda (ver figura 5.6).

4. *Programación de la generación y plan de acoplamientos:*

Como se puede inferir de la comparación de las tablas anteriormente representadas 5.39 y 5.40 con sus homónimas en el Modelo OM-OS, 5.31 y 5.31, el plan de acoplamientos de unidades no coincide para todo el horizonte de programación. Como dato destacable, en la solución desacoplada (caso 1) del Modelo Operador Único se conecta un grupo que no se acoplaba en el Modelo OM-OS: grupo G14. También se hace notar que el acoplamiento de reactancias y condensadores difiere en ambos modelos. En ocasiones este hecho, dado el pequeño tamaño de estos dispositivos de control de tensión en el sistema IEEE de 118 nudos y el coste nulo de su acoplamiento, se puede deber al propio grado de precisión de la solución del proceso iterativo de Benders más que a problemas de tensiones en algunos nudos.

De la misma forma que en el plan de acoplamientos, la programación de la generación de potencia activa de las unidades presenta resultados distintos para ambos modelos. La potencia generada en el Modelo OM-OS viene dada por la suma de las potencias generadas en la etapa I (tablas 5.25 y 5.26) y del redespacho de la etapa II (tabla 5.3.1). Se pueden cotejar los resultados de las tablas 5.41 y 5.42 del Modelo Operador Único con los exhibidos para el Modelo OM-OS y se comprueba cómo, al igual que en el sistema IEEE de 24 nudos, los resultados difieren entre sí.

Por tanto, los resultados obtenidos para el plan de acoplamientos y la generación de potencia activa en el caso 1 y el caso 2 de ambos modelos no ha conducido a idénticos resultados. Como se comentó para el sistema de 24 nudos, esta discrepancia se debe fundamentalmente a dos razones:

- La propia precisión de cada uno de los optimizadores (CPLEX y CONOPT).
- La diferencia entre las funciones objetivo de ambos modelos: el Modelo OM-OS *minimiza el redespacho de la resolución de restricciones y el recuadre* en el plan de acoplamientos respecto a una programación inicial de partida mientras que el Modelo Operador Único minimiza exclusivamente la resolución de restricciones atendiendo a los precios de oferta.

Uno de los resultados que evidencia la diferencia de objetivos en ambos modelos son las pérdidas del sistema o el perfil de tensiones en los nudos PV. Las pérdidas están implícitamente consideradas en el modelo Operador Único, de forma que la optimización del coste total del sistema conduce, como uno de sus resultados, a la minimización de las pérdidas del sistema, lo cual se cristaliza en un perfil de tensiones más alto en los nudos del sistema.

5.4. Resumen del capítulo

En este capítulo se ha aplicado el algoritmo propuesto de descomposición de Benders a los dos modelos formulados en el capítulo anterior, Modelo Operador Único y Modelo OM-

OS, para los dos sistemas eléctricos IEEE de estudio seleccionados: el sistema de 24 nudos y el de 118 nudos. El algoritmo permite alcanzar la solución óptima del problema de PHRS tras el proceso iterativo de aproximación por cotas en el que se basa la descomposición de Benders.

Se han analizado distintos casos de estudio para cada uno de los modelos, centrándose especialmente en las diferencias entre la solución acoplada temporalmente por la condición de ingresos mínimos y la solución desacoplada. También se ha considerado para el sistema IEEE de 24 nudos la influencia de la precisión del optimizador lineal entero mixto del problema maestro.

El algoritmo permite resolver las restricciones técnicas de potencia activa y reactiva. Para las restricciones de tensiones en los nudos, en el sistema IEEE de 118 nudos se dispone de 14 elementos de control de tensión que se acoplan como fruto de la decisión del algoritmo de resolución.

Cada uno de los casos de estudio ha conducido a resultados diferentes de programación de unidades. Se han analizado estos resultados desde el punto de vista del tiempo de computación, plan de acoplamientos y programación de la generación, nivel de precios y coste de la solución final.

El tiempo de computación es un factor determinante, muy especialmente en el Modelo Operador Único, y crece con el tamaño y la severidad de los problemas de seguridad del sistema. La resolución del problema maestro puede conllevar un elevado tiempo de resolución en algunas iteraciones debido al importante número de combinaciones factibles. Se plantean soluciones a este problema basadas en la programación en paralelo, la solución desacoplada hora a hora (siempre que no haya acoplamientos temporales), la extensión de la aplicación de la condición compleja de ingresos mínimos a un mayor número de unidades, la definición de reservas de potencia por áreas en lugar de para todo el sistema y la reducción realista del número de unidades que participan en el proceso de solución de restricciones.

En el próximo capítulo se acomete la aplicación del método de descomposición anidada de Benders a un sistema de potencia de dimensión real: sistema eléctrico peninsular español.

Capítulo 6

Sistema Eléctrico Peninsular

6.1. Introducción

La solución de las restricciones técnicas del mercado eléctrico español presenta una serie de aspectos relevantes que condicionan su resolución:

1. La gran magnitud de un sistema de dimensión real.
2. El acoplamiento temporal de la solución que viene expresado por la condición de ingresos mínimos.
3. La relación entre el servicio complementario de control de tensión y la solución de las restricciones técnicas. Las restricciones más importantes del sistema eléctrico peninsular son debidas a problemas de subtensiones en nudos de carga de la zona Sur, Centro y Levante.
4. La distinción entre unidad de oferta de generación (UOG) y grupo generador. A la hora de presentar las ofertas de energía al mercado, los agentes generadores deben agrupar sus unidades constituyendo entidades denominadas unidades de oferta de generación. En el caso de los grupos térmicos, cada unidad térmica constituye una UOG. En cambio las centrales hidráulicas de un agente pertenecientes a la misma cuenca se agrupan en una única UOG, por lo que una UOG hidráulica puede contener un gran número de grupos generadores.

El método heurístico de descomposición de Benders en tres niveles desarrollado el capítulo 4 de esta tesis permite abordar estos condicionamientos con eficacia. Este método se diseña para solucionar de forma óptima las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la casación del mercado en sistemas de potencia de gran dimensión como el sistema eléctrico peninsular.

Para la solución de restricciones técnicas en el sistema peninsular se parte de la casación del mercado eléctrico (PBC), considerándose tanto las ofertas simples de los bloques de oferta energía-precio de las distintas unidades de oferta como sus posibles ofertas complejas.

En la ejecución de los casos prácticos se considera que la tensión de los nudos se mueve entre los límites fijados en el sistema eléctrico peninsular (ver tabla 3.1), es decir, en el estado normal la magnitud de tensión debe mantenerse entre 0,95 y 1,09, mientras que para los distintos estados ' $n-1$ ' se amplía este rango de variación para los nudos de carga según

lo expresado en el apartado 2.6.1. Los límites de flujo por las líneas han sido suministrados por el OS.

El capítulo se estructura de la siguiente forma. El primer apartado describe el sistema eléctrico peninsular estudiado en la tesis. Seguidamente, se expone cómo se han definido cada uno de los escenarios de operación. En el siguiente apartado se presenta la adaptación de la formulación de la descomposición de Benders en tres niveles al sistema eléctrico peninsular. A continuación se presentan algunos resultados de la aplicación del método de resolución al sistema eléctrico peninsular. El resultado se ilustra para la hora 20, hora punta del día en cuestión. Por último, se resume el contenido del capítulo.

6.2. Componentes del Sistema Peninsular Español

El modelo del sistema peninsular español empleado en esta tesis se construye a partir de un caso en formato PSS/E de tiempo real proporcionado por el estimador de estado del CECOEL (Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica de España). El caso de estudio del sistema eléctrico español corresponde a la fecha del 11 de Diciembre de 2001.

El modelo elaborado consta de 1208 nudos. Este modelo incluye de forma detallada niveles de tensión de 220 kV. y 400 kV. También incorpora modelos de parte del nivel de tensión 132 kV. El sistema francés, portugués y marroquí están representados mediante sistemas equivalentes. El número de nudos de tensión de 400 kV. asciende a 120, mientras que el de tensión de 220 kV. es de 390. El resto de nudos es de tensión igual o inferior a 132 kV., salvo 10 de ellos en Portugal que son de tensión igual a 150 kV.

La identificación o número de nudo se representa a través de 5 dígitos ($N_1N_2N_3N_4N_5$) cuyo significado es:

- El primer dígito N_1 representa el nivel de tensión. Por convención $N_1 = 1$ representa un nivel de tensión de 400 kV., $N_1 = 2$ un nivel de tensión de 220 kV. y $N_1 = 0$ implica un nivel de tensión del nudo inferior a 220 kV (132 kV o nudo de generación).
- El segundo dígito N_2 representa el área del nudo. El sistema eléctrico peninsular está dividido en 8 áreas, por lo que N_2 toma el valor entre 1 y 8, según la convención establecida para las mismas:
 - Área 1: Noroeste
 - Área 2: Norte
 - Área 3: Este
 - Área 4: Centro
 - Área 5: Sur
 - Área 6: Portugal
 - Área 7: Marruecos
 - Área 8: Francia
- Los tres últimos dígitos ($N_3N_4N_5$) constituyen una identificación numerada de los nudos del mismo nivel de tensión situados en la misma área.

El sistema contiene 1852 ramas, 682 de las cuales son transformadores. El número de reactancias es de 46 y el de condensadores es sólo de 6. El número de nudos generadores se eleva a 498. Con estos datos, el número de elementos de control de tensión en el sistema peninsular español en cada OPF se sitúa en torno a:

- 350 tensiones de consignas de generadores.
- 100 tomas de transformadores.
- 52 reactancias/condensadores.

La tabla 6.1 especifica la capacidad de consumo y generación de reactiva de los elementos de compensación de reactiva (reactancias y condensadores) presentes en el sistema eléctrico peninsular español, distribuidos por áreas. Como se puede comprobar todos los condensadores se concentran en el zona Centro.

Tabla 6.1: Reactancias y Condensadores del SEP

| Área | Reactancias (Mvar.) | Condensadores (Mvar.) |
|-----------|---------------------|-----------------------|
| Noroeste | 362 | 0 |
| Norte | 1886 | 0 |
| Este | 731 | 0 |
| Centro | 1374 | 463 |
| Sur | 1080 | 0 |
| Marruecos | 375 | 0 |
| Total | 5808 | 463 |

En total, el sistema analizado tiene un número de unidades de generación, reactancias y condensadores que puede acoplar/desacoplar igual a 472. Hay una serie de nudos PV que tienen la potencia activa fija en ese nudo y que no van a ser tenidos en cuenta a la hora de acoplar nuevas unidades.

Los datos eléctricos de las líneas y transformadores no pueden ser suministrados debido al carácter confidencial de los mismos.

6.3. Construcción y análisis de los escenarios horarios

Los distintos escenarios horarios se construyen a partir de los datos del estimador de estado del CECOEL y los datos de la casación del mercado eléctrico facilitados por el OMEL.

El resultado de la casación del mercado eléctrico para el día 11/12/2001 se representa en el gráfico 6.1 y en la tabla 6.2. Como se puede visualizar en el gráfico el precio base de la casación sigue, como era previsible, la evolución de la curva de previsión de la demanda. La producción especificada en la casación corresponde a la generación en barras de central.

En la hora punta del día (hora 20) la energía casada asciende a 27724 MWh. mientras que en la hora valle (hora 5) se sitúa en los 19521 MWh., es decir, la diferencia entre la hora de máxima y mínima demanda es igual a 8203 MWh. (casi un 30 % de la máxima demanda horaria). El precio máximo de la casación (6,101 c€/MWh) corresponde a las

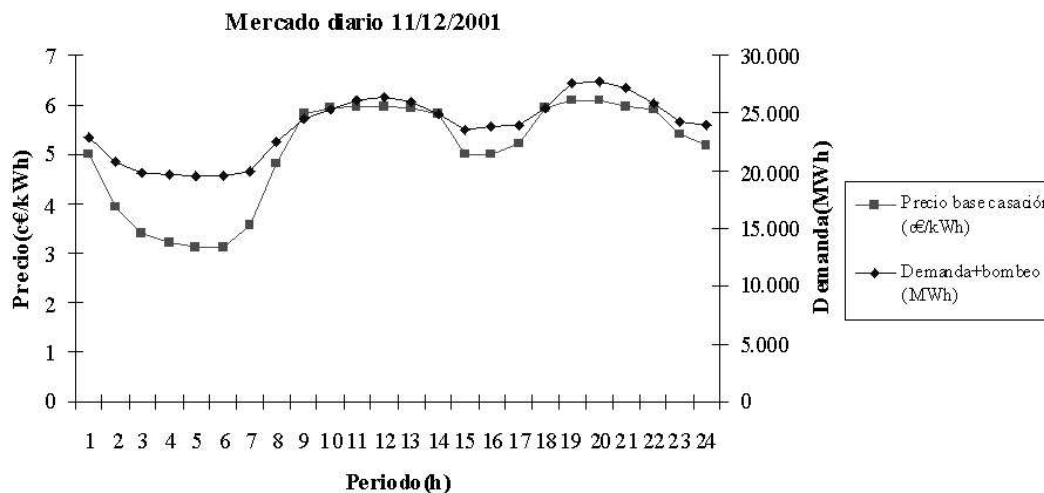


Figura 6.1: Resultado de la casación del mercado diario del 11/12/2001

Tabla 6.2: Mercado diario del 11/12/2001

| | | | | | | | | |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Hora | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| \tilde{p}_t (c€/MWh) | 4,991 | 3,951 | 3,42 | 3,217 | 3,12 | 3,12 | 3,547 | 4,816 |
| Demanda(MWh) | 22.893 | 20.803 | 19.863 | 19.703 | 19.521 | 19.550 | 19.895 | 22.514 |
| Hora | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| \tilde{p}_t (c€/MWh) | 5,823 | 5,937 | 5,981 | 5,981 | 5,937 | 5,823 | 4,991 | 4,991 |
| Demanda(MWh) | 24.531 | 25.333 | 26.183 | 26.363 | 26.042 | 24.960 | 23.620 | 23.779 |
| Hora | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| \tilde{p}_t (c€/MWh) | 5,219 | 5,937 | 6,101 | 6,101 | 5,981 | 5,899 | 5,415 | 5,18 |
| Demanda(MWh) | 23.914 | 25.383 | 27.642 | 27.724 | 27.221 | 25.899 | 24.193 | 23.939 |

horas de punta 19 y 20, mientras que el mínimo (3,12 c€/MWh) coincide con la horas valle 5 y 6.

El PBC de la tabla 6.2 se elabora con las ofertas presentadas al OM por unidades de oferta de generación y de demanda (UOG). Para el interés de este trabajo, la solución de restricciones técnicas en el mercado eléctrico español, sólo se estudiarán las ofertas desde el lado de la generación. El día 11 de diciembre de 2001 envían ofertas al mercado diario de casación 86 unidades de oferta de generación: térmicas, nucleares e hidráulicas. Cabe reseñar que cada cuenca hidráulica oferta como una UOG que engloba a todos los grupos hidráulicos de la cuenca. Por el contrario cada grupo térmico es una unidad de oferta diferenciada. Este matiz es importante ya que la casación determinará la energía a producir por cada unidad ofertante. En el caso de una unidad de oferta hidráulica se tendrá que desagregar a posteriori esa energía casada entre un número de grupos hidráulicos a definir. La elección de estos grupos puede ser determinante a la hora de la convergencia del flujo de cargas del sistema eléctrico peninsular.

En buena lógica, se cumple para todo el horizonte de programación que a mayor

demanda mayor número de unidades de oferta casadas por periodo. No todas las UOG ofertantes saldrán casadas en todos los periodos. Hay unidades que van a estar conectadas, $u_{t,u} = 1$, o desconectadas, $u_{t,u} = 0$, durante todo el horizonte diario de programación. De hecho, la unidad de oferta denominada UFBG (los cuatro grupos de Bolarque) no entran a formar parte del programa base de la casación en ningún periodo horario. Las UOG que no están acopladas las 24 horas del día 11/12/2001 son (AGUG, CCO1, GDNA, GUIG, IPG, MLTG, MONG, MUEL, SLTG, TAJO, TEES, TERE y UFMI).

La punta del día 11 de Diciembre de 2001 (en la hora 20) presenta una demanda casada de potencia activa de 27724 MW. y una demanda de reactiva de 7856 Mvar. Los intercambios programados corresponden a una importación de 541 MW. desde Francia y una exportación hacia Marruecos de 111 MW. y a Portugal de 35 MW. La tabla 6.3 contiene para cada área del sistema peninsular español la demanda de potencia activa tanto en MW. como en % y la demanda de reactiva en MVar. y %. Esta proporción entre demanda activa y reactiva se mantendrá constante para el resto de las horas del día de estudio.

Tabla 6.3: Distribución de la demanda por áreas

| Área | Demanda Activa | | Demanda Reactiva | |
|----------|----------------|-------|------------------|-------|
| | (MW) | (%) | (Mvar) | (%) |
| Noroeste | 3383,9 | 12,2 | 1497,7 | 19,1 |
| Norte | 3346,5 | 12,1 | 553,3 | 7,1 |
| Este | 6410,0 | 23,2 | 1632,4 | 20,8 |
| Centro | 9844,9 | 35,6 | 2895,0 | 37,0 |
| Sur | 4695,0 | 17,0 | 1255,0 | 16,0 |
| Total | 27680,3 | 100,0 | 7833,4 | 100,0 |

Cada escenario horario se construye con los siguientes datos de entrada:

- La generación de cada unidad de oferta: se obtiene a partir de la casación del mercado eléctrico proporcionada por el Operador del Mercado. Como se ha mencionado previamente, en el caso de las unidades de oferta hidráulicas, se desagrega la energía casada entre aquellos grupos de generación seleccionados.
- La energía de los bloques de oferta (a subir y a bajar) en el proceso de redespacho para la solución de restricciones técnicas se elabora a partir del programa base de casación y las ofertas de los bloques energía-precio realizadas por las distintas UOG, ambos datos suministrados por el Operador del Mercado.
- Las demandas de potencia activa y reactiva de cada nudo de la red: se determinan a partir de la demanda total casada en el sistema y de los factores de desagregación de carga en cada nudo de la red suministrados por el Operador del Sistema.
- La topología de la red: se determina a partir del plan de descargos para el mantenimiento de los elementos de la red de transporte.
- Las tensiones de consigna iniciales de los generadores, las posiciones de las tomas de los transformadores y el estado de las reactancias y condensadores se toman del caso

de tiempo real para la fecha en cuestión proporcionado por el estimador de estado del CECOEL (Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica de España).

- Las contingencias seleccionadas: dada la programación de la casación del mercado eléctrico y mediante un flujo de cargas en corriente alterna se seleccionan algunas contingencias significativas que incumplen los límites del sistema eléctrico establecidos en los Procedimientos de Operación.

Una vez se forma el escenario horario del caso base (sin contingencias), se comprueba su convergencia a través del flujo de cargas en corriente alterna. En el caso de estudio, el escenario converge para la distribución de la generación especificada en la casación inicial y la desagregación adoptada para las unidades hidráulicas, si bien algunos de los límites de flujo de potencia por las líneas están por encima de su valor máximo. Para la resolución de restricciones y la selección de contingencias se parte de esta solución del flujo de cargas.

La tabla 6.4 representa las contingencias seleccionadas por área tras la ejecución de un flujo de cargas en corriente alterna. Como se puede comprobar las contingencias se localizan en las áreas Centro, Sur y Este, áreas deficitarias de generación. Se ha elegido la hora 20 como escenario horario de análisis, si bien el estudio para el resto de las horas se haría de forma similar.

Tabla 6.4: Contingencias seleccionadas

| Área | Línea | Grupo |
|--------|---|-----------------------------------|
| Este | La Plana (14060) - Vandellós (13070) | |
| | La Plana (14060) - Aragón (13000) | |
| | Eliana (14045) - La Plana (14060) | |
| Centro | Galapagar (14052) - S. Sebastián (14063) | Trillo (4857) Cofrentes (4760) |
| | | |
| Sur | Valdecaballeros (15027) - Don Rodrigo (15005) | Barrios (5710) |
| | Valdecaballeros (15027) - Guillena (15015) | |
| | Guillena (25085) - Onuba (25125) | |
| | Almaraz (14000) - Bienvenida (15012) | |

Entre las contingencias seleccionadas se encuentran tres grupos de generación, las centrales nucleares de Cofrentes y Trillo y la central térmica de Los Barrios en Andalucía y el doble circuito Valdecaballeros-Guillena, Valdecaballeros-Don Rodrigo.

En la zona Este se ha seleccionado una de las dos líneas que unen los nudos de Eliana y La Plana. El disparo de la línea Eliana(14045)-La Plana(14060) genera sobrecargas sobre la otra línea La Plana(14060)-Eliana(14045) y viceversa.

6.4. Adaptación de la Descomposición Anidada de Benders al SEP

Como se ha comentado en la introducción del capítulo, en el SEP los agentes generadores deben agrupar sus unidades constituyendo entidades llamadas unidades de

oferta de generación. Las ofertas por tramos energía-precio al mercado de casación las remiten las UOG, no los grupos generadores.

En el caso de los grupos térmicos, cada unidad térmica constituye una UOG por lo que es indiferente considerar en la formulación del modelo el grupo generador o la unidad de oferta de generación. El arranque o desconexión de un grupo supondría el acoplamiento o la retirada de todas las ofertas de la UOG, respectivamente. Sin embargo, la distinción entre UOG y grupo generador cobra especial relevancia en el caso de los grupos hidráulicos, ya que una UOG hidráulica puede contener un gran número de grupos generadores. Es decir, la desconexión de un grupo generador no implica necesariamente la no aceptación de los bloques de oferta de la UOG. Este hecho obliga a añadir nuevas restricciones al Modelo OM-OS que se van a incluir tanto en el problema maestro como en el subproblema esclavo de la Descomposición anidada de Benders.

Para la formulación de las nuevas restricciones es necesario definir tres nuevos conjuntos de elementos y una serie de parámetros y variables. Esta nueva notación se menciona a continuación:

Conjuntos, índices y número de elementos

| | |
|-------|---|
| UOF | conjunto de UOG que agrupan a varios grupos de generación |
| UOA | conjunto de UOG que agrupan a varios grupos de generación acoplados durante la etapa I |
| UOD | conjunto de UOG que agrupan a varios grupos de generación desacoplados durante la etapa I |
| u | índice de las UOG que agrupan a varios grupos de generación |

Parámetros

| | |
|--------------------|--|
| $Ofer_{u,t}^{max}$ | suma de los bloques de energía ofertados por la unidad de oferta u para el periodo t |
| $Ofer_{u,t}^{min}$ | primer bloque de energía ofertado por la unidad de oferta u para el periodo t |
| $Pmin_{u,i}$ | potencia mínima del grupo generador i integrado en la unidad de oferta de generación u |
| $parstat_u$ | estado acoplado/desacoplado de la unidad de oferta de generación u |

Variables

| | |
|-----------|---|
| $Punid_u$ | energía total acoplada para la unidad de oferta de generación u |
|-----------|---|

6.4.1. Problema maestro de la Descomposición I

La función objetivo del problema maestro, ecuación 4.12, no se ve modificada. Esta función objetivo del problema maestro contiene el término referente al coste de arranque de cada grupo generador y el término α_t^* correspondiente a la estimación del coste del subproblema de Benders.

El problema maestro de la Descomposición I se ve modificado con la inclusión de dos nuevas restricciones que atañen a las UOG que agrupan a varios grupos de generación. Estas nuevas restricciones son las siguientes:

$$\sum_{i \in UG} u_{t,i}^{on} \cdot Pmin_{u,i} \leq Ofer_{u,t}^{max} \quad \forall u \in UOD, \forall t \in T \quad (6.1)$$

$$\sum_{i \in UG} u_{t,i}^{on} \cdot Pmin_{u,i} + \sum_{i \in CG} (1 - u_{t,i}^{off}) \cdot Pmin_{u,i} \leq Offer_{u,t}^{max} \quad \forall u \in UOA, \forall t \in T \quad (6.2)$$

La restricción (6.1) garantiza que los grupos generadores de la UOG no acoplada en la etapa I que se conecten en esta etapa II para resolver restricciones no superen la energía máxima ofertada por esa UOG en el periodo correspondiente. De manera similar, la restricción (6.2) definida para las UOG acopladas en la etapa I asegura la factibilidad de la conexión y desconexión de los grupos generadores para esta UOG de forma que la energía acoplada por periodo en el problema maestro nunca supere la energía máxima ofertada por periodo.

6.4.2. Subproblema de Benders

La función objetivo del subproblema de Benders o función objetivo del problema maestro de la descomposición II (OPF del caso base) divide sus sumandos entre UOG térmicas y UOG hidráulicas que integran un determinado número de grupos generadores. De esta forma la función objetivo podría representarse como:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } \Delta P_{t,i,b}^{up}, \gamma_s^*, P_{fict,n}, Q_{fict,n}^L, Q_{fict,n}^C \\ Z_{IIIM} = & \sum_{i \in UG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{i \in CG} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,i,b}^{up} + \sum_{u \in UOD} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,u,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,u,b}^{up} \\ & + \sum_{u \in UOA} \sum_{\substack{b \in B \\ b > 1}} p_{t,u,b}^{\bullet} \cdot \Delta P_{t,u,b}^{up} + \sum_{n \in N} Cp \cdot (P_{fict,n} + Q_{fict,n}^L + Q_{fict,n}^C) + \sum_{s \in S} \gamma_s^* \quad t \in T \end{aligned} \quad (6.3)$$

Además tres nuevas restricciones se incluyen para tener en cuenta las UOG que engloban varios grupos generadores:

$$Offer_{u,t}^{min} \cdot (1 - parstat_u) \leq Punid_u \leq (1 - parstat_u) \cdot Offer_{u,t}^{max} \quad \forall u \in UOA, t \in T \quad (6.4)$$

$$Offer_{u,t}^{min} \cdot parstat_u \leq Punid_u \leq parstat_u \cdot Offer_{u,t}^{max} \quad \forall u \in UOD, t \in T \quad (6.5)$$

$$Punid_u = \sum_{i \in G} P_{t,i} \quad \forall u \in UOF, t \in T \quad (6.6)$$

En estas restricciones, $parstat_u$ representa el estado acoplado/desacoplado de la UOG definido en la casación del mercado diario. También se han de considerar las restricciones 4.30 y 4.31 para las UOA y UOD, respectivamente. Con estas nuevas restricciones incorporadas, queda definido completamente el modelo de solución de restricciones del SEP.

6.4.3. Complejidad computacional

La complejidad computacional aproximada del problema para cada uno de los niveles de la descomposición es la siguiente:

Respecto a la complejidad representada en la tabla 6.6, se indica que se ha considerado un número promedio de bloques de oferta $b = 4$ para cada unidad de oferta. Se ha considerado este valor como un promedio realista para los bloques de energía ofertados por las UOG la fecha del 11/12/2001, si bien, cada UOG y en cada periodo oferta un número de bloques diferente que varía entre 1 y 25.

Tabla 6.6: Complejidad computacional del SEP

| Problema | Variables | | Restricciones |
|------------|-----------|----------|---------------|
| | Continuas | Binarias | |
| Maestro I | 24 | 11328 | 96 + 24·M |
| Maestro II | 14498 | 0 | 13603 + 11Λ |
| Esclavo II | 12808 | 0 | 11032 |

6.5. Resultados de los casos de estudio

Para la presentación de estos resultados se ha supuesto la ausencia de acoplamiento temporal por condición de ingresos mínimos, es decir, todas las ofertas de los agentes al mercado diario son simples (bloques de energía-precio). El problema original se subdivide en 24 problemas horarios, de forma que se resuelve separadamente por Descomposición de Benders en tres niveles cada periodo de programación. Iterando entre el nuevo problema maestro horario y su correspondiente subproblema esclavo de operación se alcanzaría la solución óptima de cada problema horario individual. El subproblema de Benders a su vez se desagrega en cada uno de sus escenarios de operación: caso base (nivel II) y escenarios ‘ $n-1$ ’ (nivel III).

La función objetivo 4.28 busca la minimización del coste del redespacho en la solución de restricciones. En la solución presentada no se incluye el posterior recuadre a llevar a cabo por el Operador del Mercado.

Sólo se van a mostrar algunos de los resultados más significativos obtenidos en la solución de restricciones de la hora 20, especialmente los referentes a la convergencia del problema, tiempo de computación, redespacho de energía y conexión de nuevas unidades. Se ha elegido una hora punta, hora 20, como escenario horario de análisis. Obviamente los resultados obtenidos para periodos de valle y llano en cuanto al redespacho y conexión de unidades diferirán de la solución presentada.

Como datos más relevantes de esta etapa se destacan:

– Convergencia del problema:

En la tabla 6.7 se puede verificar que el coste de operación del problema maestro y el coste de operación del subproblema descompuesto de Benders para la hora 20 se van aproximando con las iteraciones hasta la convergencia del proceso. Son necesarias 23 iteraciones para la convergencia final de la Descomposición I mediante el proceso de aproximación por cotas que conlleva la DGB. Se observa la evolución monótonamente creciente de la cota inferior de la función objetivo (coste total del problema maestro de la hora 20). El valor del coste de operación del subproblema esclavo en cada iteración queda definido tras la resolución del proceso de convergencia de la Descomposición II, que integra los niveles II y III de la Descomposición Anidada de Benders.

Cabe destacar de la solución obtenida que el coste de operación del maestro es igual a su coste total, es decir, no hay coste por arranques de nuevas unidades de generación. En realidad, lo que ocurre es que los únicos grupos de generación que arrancan en este periodo son unidades hidráulicas con $P_i^{min} = 0$, por lo que su acoplamiento no conlleva ningún coste. Además de estas unidades se van a conectar dispositivos de control de tensión que tampoco tienen asociado un coste fijo de conexión.

Tabla 6.7: Evolución de la convergencia del coste (€) de la Descomposición I con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Total | Coste Operación | Coste Operación | CC |
|-----------|-------------|-----------------|-----------------|-------|
| | Maestro | Maestro | Esclavo | |
| 1 | 0 | 0 | 4350,29 | 1 |
| 2 | 0 | 0 | 5123,17 | 1 |
| 3 | 0 | 0 | 11332,62 | 1 |
| 4 | 0 | 0 | 4776,58 | 1 |
| 5 | 0 | 0 | 3916,83 | 1 |
| 6 | 183,24 | 183,24 | 4011,70 | 0,954 |
| 7 | 207,39 | 207,39 | 7776,75 | 0,973 |
| 8 | 208,86 | 208,86 | 3943,16 | 0,947 |
| 9 | 2774,52 | 2774,52 | 17479,55 | 0,841 |
| 10 | 2794,50 | 2794,50 | 4551,37 | 0,386 |
| 11 | 2870,84 | 2870,84 | 4989,75 | 0,425 |
| 12 | 2872,30 | 2872,30 | 4043,74 | 0,290 |
| 13 | 3506,37 | 3506,37 | 3934,77 | 0,109 |
| 14 | 3507,11 | 3507,11 | 3777,56 | 0,072 |
| 15 | 3516,40 | 3516,40 | 4097,14 | 0,142 |
| 16 | 3607,08 | 3607,08 | 3749,01 | 0,038 |
| 17 | 3609,14 | 3609,14 | 3652,91 | 0,012 |
| 18 | 3609,17 | 3609,17 | 3651,12 | 0,011 |
| 19 | 3609,22 | 3609,22 | 3628,53 | 0,005 |
| 20 | 3609,34 | 3609,34 | 3628,54 | 0,005 |
| 21 | 3609,50 | 3609,50 | 3623,04 | 0,004 |
| 22 | 3609,58 | 3609,58 | 3675,30 | 0,018 |
| 23 | 3610,28 | 3610,28 | 3612,60 | 0,001 |

Se hace notar que el coste del problema maestro representa directamente el coste de la solución de restricciones para la hora 20, ya que la solución proporcionada, a diferencia de los casos de estudio del capítulo anterior, no incluye el recuadro o lucro cesante en la función objetivo.

En cuanto a la Descomposición II, no se hace necesario para cada una de las iteraciones de la Descomposición I un proceso iterativo de convergencia entre el caso base y los distintos escenarios ' $n-1$ ' definidos por las contingencias seleccionadas en el apartado anterior, ya que la solución del caso base para la programación definida en la Descomposición I no genera ninguna restricción para las contingencias seleccionadas. Esto se cumple a partir de la iteración número 10 y se verifica, dependiendo de la iteración, por la ausencia de infactibilidades producidas por la asignación de la generación del caso base para cada escenario $n-1$ o por la convergencia entre los costes del problema maestro (caso base) y el subproblema de operación (casos $n-1$) de la Descomposición II. En estas iteraciones basta correr un único OPF para cada escenario, comprobándose que las infactibilidades generadas son nulas. Por contra, aquellas iteraciones (las primeras fundamentalmente) que requieren un

proceso iterativo para la definición de la explotación segura del subproblema de Benders convergen, es decir, eliminan todas las infactibilidades de todos los escenarios de operación ‘ $n-1$ ’ en un número de iteraciones no superior a 6. La convergencia de este proceso es rápida al tener fijada la potencia generada por cada grupo.

Se añade un ejemplo de la convergencia de la Descomposición II para la tercera iteración de la Descomposición I:

Tabla 6.8: Evolución de la convergencia del coste (€) de la Descomposición II con el número de iteraciones

| Iteración | Coste Maestro caso base | Coste Operación Maestro (caso base) | Coste Operación Esclavo (casos n-1) | CC |
|-----------|-------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|----|
| 1 | 4215,33 | 0 | 24350,29 | 1 |
| 2 | 4463,81 | 0 | 15123,17 | 1 |
| 3 | 4603,26 | 0 | 9332,62 | 1 |
| 4 | 11332,62 | 6417,32 | 6417,32 | 0 |

– Redespacho de la generación:

En este punto se van a mostrar los resultados del redespacho generado por la solución de restricciones técnicas. De las 86 UOG que remiten ofertas al mercado de casación, 29 no podrán contribuir al redespacho aumentando generación, ya que fueron casados todos sus bloques de oferta en el PBF. Por tanto, en el proceso de redespacho se acoplará nueva generación contando con las ofertas de las 57 UOG restantes.

En la solución de restricciones técnicas obtenida se aceptará energía solamente de 8 UOG de forma que su contribución a la solución de restricciones técnicas queda establecida como sigue:

- CTN2 (4839): se acopla en su totalidad un único bloque de oferta de 17,3 MWh. a 6,302 c€/kWh.
- ESC3 (4785): se acepta en su totalidad un único bloque de oferta de 14 MWh. a 6,776 c€/kWh.
- ESC4 (4790): se adquiere en su totalidad un único bloque de oferta de 14 MWh. a 7,022 c€/kWh.
- SIL: se aceptan parcialmente 26,9 MWh. de un bloque de energía de 65 MWh.
- DUERO: se acoplan dos nuevos tramos de energía de 178 MWh., cuyos precios de oferta son 6,417 c€/kWh. y 6,446 c€/kWh.
- TAJO: se acepta en su totalidad un único bloque de energía de 112 MWh. a un precio de oferta de 6,477 c€/kWh.
- UFTA: se van a adquirir tres nuevos bloques de energía de 4, 4 y 11 MWh. a precios de 6,461, 6,761 y 7,062 c€/kWh., respectivamente. La energía total proporcionada por esta UOG será suministrada por dos únicos grupos generadores, uno de los grupos ubicados en el nudo 4000 y el grupo generador del nudo 4225.

- UFBG: se acepta su primer bloque de oferta de energía, 45 MWh., a un precio de 8 c€/kWh. Esta energía será proporcionada por dos de los cuatro grupos que componen la unidad de oferta UFBG, concretamente los ubicados en los nudos 4732 y 4734.

De las 8 UOF que participan en la solución de restricciones técnicas, sólo tres de ellas son unidades térmicas. Las unidades hidráulicas SIL, DUERO y TAJO reparten la energía aceptada entre sus distintos grupos de generación de acuerdo a la solución aportada por el algoritmo de la DGB en tres niveles.

Es frecuente encontrar en el estudio realizado para los distintos periodos, arranques y desconexiones de grupos generadores de una misma UOG hidráulica incluso sin ser aceptada nueva energía en el proceso de solución de restricciones. Se infiere de este dato que la desagregación de las unidades hidráulicas realizada en un proceso ulterior a la casación del mercado y el conocimiento del sistema eléctrico del OS son fundamentales de cara a proveer una solución inicial de partida más realista que permita evitar innecesarios arranques y desconexiones de grupos a lo largo del proceso de optimización. Por ejemplo, en la solución de restricciones de la hora 20, la unidad de oferta SBEU conecta dos nuevos grupos en los nudos 1802 y 1803 y desconecta dos grupos en los nudos 1726 y 1727 inicialmente acoplados en la solución de partida proporcionada.

Si se analizan los bloques de energía aceptados en la solución de restricciones, éstos son a precio superior al marginal y los más baratos de entre las ofertas presentadas por las UOG a las que son aceptadas ofertas en el proceso de solución de restricciones técnicas. No obstante, hay ofertas de determinadas UOG (p.ej. SBEU o EBRFEN) o bloques de energía presentados por UFTA o SIL a precios inferiores a algunos de los bloques aceptados a otras UOG, pero que se han rechazado porque eran innecesarios para la solución de restricciones, aceptándose otros más caros (p.ej. de UFBG) impuestos por las restricciones técnicas del sistema eléctrico.

– Estado de conexión de los dispositivos de control de tensión:

En este punto se van a enumerar aquellos dispositivos de control de tensión que han sido conectados como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas.

Para la hora 20 de estudio se van a acoplar los condensadores ubicados en los nudos 4099, 4219, 4411, 4447 y 4588 y una de las reactancias ubicadas en los nudos 12045 y 15027 y la reactancia del nudo 13000. El resto de los dispositivos (reactancias fundamentalmente) permanecen desacoplados, en consonancia con el carácter de máxima demanda de la hora de estudio.

En la tabla 6.9 se representa la reactancia inyectada por cada uno de estos dispositivos de control de tensión en el sistema eléctrico para la hora 20.

Tabla 6.9: Reactiva inyectada por los dispositivos de control de tensión

| | Condensador | | | | | Reactancia | | |
|-----------------|-------------|------|------|------|------|------------|---------|--------|
| | 4099 | 4219 | 4411 | 4447 | 4588 | 12045.1 | 15027.1 | 13000 |
| Reactiva (Mvar) | 91,9 | 89,1 | 84,5 | 82,4 | 84,6 | -164,3 | -173,8 | -164,5 |

– Precio horario máximo:

El precio horario máximo marcado por una UOG para resolver restricciones (bloque de oferta más caro aceptado) viene determinado por la unidad de oferta UFBG, la cual estaba desacoplada en la etapa I y a la que se requiere el arranque de dos de sus cuatro grupos para la solución de restricciones técnicas. Se acepta en su totalidad su primer bloque de oferta, 45 MWh., ofertados a un precio de 8 c€/kWh.

– Tiempo de computación:

La tabla 6.10 presenta los resultados para cuatro periodos de programación en tiempo de computación y número de iteraciones requeridas para la convergencia de la Descomposición I.

Tabla 6.10: Tiempo de computación de cada caso de estudio

| | Periodo | | | |
|----------------|---------|-------------|-------------|---------|
| | Hora 6 | Hora 12 | Hora 20 | Hora 22 |
| Tiempo | 43' 49" | 1h. 09' 22" | 1h. 50' 12" | 41' 23" |
| Nº iteraciones | 8 | 13 | 23 | 8 |

La tabla 6.10 evidencia la disparidad en cuanto a tiempo de computación y número de iteraciones en la programación horaria de las distintas horas. En la investigación realizada se han evidenciado tiempos de computación elevados en la resolución de algunos OPF del caso base (Nivel II), fundamentalmente cuando los datos de programación de partida están muy alejados de la solución final y es necesario añadir inyecciones ‘ficticias’ de potencia en ciertos nudos. En determinadas ocasiones y para sistemas muy no lineales, CONOPT manifiesta una ralentización en su búsqueda del óptimo del problema no lineal, que se concreta en un gran número de iteraciones en la denominada Fase 4 del algoritmo del gradiente reducido (consultar la referencia [6]). El uso de algoritmos de cálculo del flujo de cargas óptimo más eficientes para sistemas eléctricos de dimensión real podría reducir el tiempo de computación.

El caso de estudio habría de extenderse a la aplicación de la condición de ingresos mínimos (solución acoplada temporalmente). Como se indicó en el capítulo anterior, el elevado número de unidades de generación (variables binarias) que intervienen en la decisión del problema maestro, incrementado al extenderse a los 24 periodos de programación, hace necesario que se adopte algún tipo de medida para facilitar la resolución del problema maestro. Estas medidas pueden ser:

- Acoplamiento temporal para todo el horizonte de programación para el mayor número de unidades posibles.
- Definir las restricciones de reserva de potencia reactiva por áreas.
- Implementación de algún heurístico derivado del conocimiento del sistema para reducir el número de variables binarias manejadas en el proceso de decisión.
- Habilitación de un proceso propio de resolución de restricciones técnicas exclusivamente para aquellas unidades que envíen ofertas específicas al OS.

De los resultados de la tabla 6.10 se deduce que el desarrollo de una aplicación industrial del algoritmo de la DGB en tres niveles con tiempos realistas de ejecución sólo puede ser llevada cabo mediante una programación en paralelo. La aplicación de esta programación en paralelo junto al uso de algoritmos de OPF más eficientes para sistemas eléctricos de dimensión real permitiría resolver sistemas de potencia de dimensión real en tiempos más razonables de computación.

Por otro lado, destacar que el número de iteraciones requerido para lograr la convergencia de la Descomposición II no suele ser superior a 5. En este caso, la solución del subproblema de Benders se alcanza en un tiempo de computación aceptable, dado que los OPF de los casos ' $n-1$ ' se ejecutan rápidamente (tiempos inferiores a 30 s.) al tener fijada la potencia de salida de cada grupo generador. El mayor problema de computación suele presentarse en el primer OPF del caso base (más alejado de la solución final).

En resumen, el tiempo de computación y el número de iteraciones para lograr la convergencia de la Descomposición I varía según el periodo en cuestión y va a estar condicionada por las unidades seleccionadas en la programación inicial de partida. La resolución de los OPF de los escenarios ' $n-1$ ' requieren un menor tiempo de computación que los del estado ' n '. El desarrollo de una herramienta industrial hace necesario el uso de la programación en paralelo y el uso de algoritmos de resolución del flujo de cargas más eficientes.

6.6. Resumen del capítulo

En este capítulo se ha aplicado el algoritmo propuesto de descomposición de Benders en tres niveles a un caso de estudio del SEP. Este método de descomposición anidada de Benders facilita la resolución del problema de la PHRS en sistemas reales al descomponer el subproblema horario de Benders en múltiples escenarios (caso base y ' c ' casos ' $n-1$ ') de menor dimensión. Se ha analizado el SEP individualmente para cada periodo. La solución acoplada para todo el horizonte de programación dada por la condición de ingresos mínimos se implementaría de forma sencilla de la misma que forma que se realizó en el capítulo anterior para los sistemas IEEE de 24 nudos e IEEE de 118 nudos.

El algoritmo de descomposición anidada de Benders converge adecuadamente, si bien en la investigación realizada se han evidenciado tiempos de computación elevados en la resolución de algunos OPF del caso base, fundamentalmente cuando los datos de partida están muy alejados de la solución final y es necesario añadir inyecciones 'ficticias' de potencia en ciertos nudos. El uso de algoritmos de cálculo del flujo de cargas óptimo más eficientes para sistemas eléctricos de dimensión real podría reducir el tiempo de computación.

El número de iteraciones requerido para lograr la convergencia de la Descomposición II no suele ser superior a 5. Se logra la solución del subproblema de Benders en un tiempo de computación aceptable, dado que los OPF de los casos ' $n-1$ ' se ejecutan rápidamente (tiempos inferiores a 30 s.) al tener fijada la potencia de salida de cada grupo generador. Por otro lado, el número de iteraciones para lograr la convergencia de la Descomposición I varía según el periodo en cuestión y va a estar condicionada por las unidades seleccionadas en la programación inicial de partida.

Se ha analizado el funcionamiento del algoritmo para la solución de restricciones del día 11/12/2001. El algoritmo permite resolver las restricciones técnicas de sobrecargas en las líneas y de subtensiones en los nudos. Para las restricciones de tensiones en los nudos, en el SEP se cuenta con 52 dispositivos de control de tensión que se acoplan como fruto de la decisión del algoritmo de resolución.

Cada uno de los casos horarios de estudio ha conducido a resultados diferentes de programación de unidades. Se ha analizado el resultado para uno de los periodos desde el punto de vista de la convergencia del proceso, tiempo de computación, plan de acoplamiento, redespacho de la solución y coste de la solución final.

Con este caso de estudio se da por concluido el análisis del método propuesto para la PHRS basado en la Descomposición de Benders. En el próximo y último capítulo se resume el trabajo realizado y las conclusiones del trabajo de investigación, destacándose sus principales contribuciones.

Capítulo 7

Conclusiones, Aportaciones y Líneas Futuras de Trabajo

En este último capítulo se incluye un resumen de la tesis y las conclusiones del trabajo de investigación. Asimismo se resaltan las contribuciones principales de la tesis y se proponen futuras líneas de continuación de este trabajo de investigación. Por último, se añade un índice de las comunicaciones a congresos realizadas a lo largo del periodo de desarrollo de la tesis.

7.1. Resumen y conclusiones

La motivación inicial para la realización de esta tesis doctoral se fundamentaba en la relevancia del problema de la solución de las restricciones técnicas en el mercado eléctrico español. La existencia reciente de los mercados competitivos y el crecimiento continuado de la demanda en países como España hacían pensar que las restricciones técnicas podían estar presentes de forma más acusada que en la regulación tradicional, ya que en la gran mayoría de los sistemas eléctricos la programación inicial de la generación en el mercado diario estaba definida exclusivamente por criterios económicos sin consideraciones técnicas de ningún tipo.

A su vez, la experiencia de trabajo, el estudio del funcionamiento del mercado eléctrico español y el conocimiento del volumen de las restricciones técnicas habidas en los primeros años de funcionamiento del mercado eléctrico nacional permitían considerar a las restricciones técnicas como un problema de plena vigencia. Este análisis identificaba como un factor esencial la relación entre el servicio complementario de control de tensión y la solución de las restricciones técnicas.

Estas premisas dieron lugar al trabajo de investigación llevado a cabo a lo largo de estos últimos años y que ha concluido con la publicación de esta tesis. El objetivo fundamental del trabajo ha sido el desarrollo de un método para la programación diaria de la generación con resolución de restricciones técnicas en un entorno de mercado, con gestión y asignación de los recursos de reactiva y con aplicación directa al caso español.

En la tesis la programación diaria de la generación con restricciones de seguridad se modela como un problema de optimización no lineal entero-mixto, que incorpora variables binarias de conexión/desconexión de unidades de generación, reactancias y condensadores, modelización completa no-lineal de la red de transporte para el estado normal y los distintos

estados post-contingencia y acoplamientos temporales. La complejidad del problema ha hecho que habitualmente no se abordaran de forma conjunta los dos problemas de explotación integrados en el mismo: la programación horaria de la generación y el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad. Este planteamiento no garantizaba el óptimo del problema.

La tesis propone un método matemático basado en la Descomposición Generalizada de Benders (DGB) que, en un entorno de mercado, optimiza de forma conjunta la programación horaria de la generación y la solución de restricciones técnicas con gestión y asignación de recursos de potencia reactiva. La DGB permite abordar el problema conjunto a través de su división en dos niveles, uno constituido por las variables binarias de conexión/desconexión de unidades generadoras, reactancias y condensadores y otro formado por las variables continuas de operación. Los dos niveles están acoplados entre sí por los llamados cortes lineales de Benders (CLB). A través de un proceso iterativo de transmisión de información entre ambos problemas, relacionados entre sí por los cortes de Benders, se llegará a la solución óptima del problema de partida.

El problema maestro definirá en cada iteración la combinación de unidades de producción y dispositivos de control de tensión para cada periodo, mientras que el subproblema de Benders -previo conocimiento de las unidades acopladas- resolverá el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad ' $n-1$ ' para cada uno de los periodos determinando la inyección de la potencia activa y reactiva de cada uno de los grupos generadores, los flujos de potencia por las líneas, las tensiones en los nudos, la reactiva inyectada por reactancias y condensadores y el valor de las tomas de los transformadores. Además, de la solución del subproblema esclavo se obtiene información sobre la optimalidad de la combinación de unidades propuesta por el problema maestro, transfiriendo esta información al maestro a través de sensibilidades incorporadas en la formulación de los CLB para su inclusión en la nueva iteración.

La DGB también permite afrontar el acoplamiento temporal del subproblema de Benders de forma que el problema global multiperiodo se simplifique y se transforme en la resolución de tantos subproblemas de Benders como periodos compongan el horizonte de programación. La inclusión en el modelo de la condición de ingresos mínimos del sistema español acopla las 24 horas de la programación y permite lograr a través de la DGB un resultado más económico que el que se logra en la solución desacoplada.

El método de optimización se aplica a dos modelos de estudio del problema de la PHRS. El primer modelo, *Modelo Operador Único*, resuelve la casación del mercado diario y la resolución de restricciones técnicas en una única etapa mediante la incorporación de la red de transporte al algoritmo de casación. El segundo modelo, *Modelo OM-OS*, se basa en el funcionamiento del sistema eléctrico español y resuelve el problema en dos etapas: en la primera se acomete la casación económica del mercado diario mientras que en la segunda etapa se resuelven las restricciones técnicas del sistema.

Por último se desarrolla el denominado método de descomposición anidada de Benders o descomposición en tres niveles, algoritmo basado en la descomposición de Benders especialmente apropiado para la resolución del PHRS en sistemas reales de gran dimensión, ya que permite abordar de forma eficiente la resolución de los subproblemas no lineales de Benders. En el primer nivel de decisión de este algoritmo se determina, al igual que en la descomposición clásica, el estado de conexión/desconexión (1/0) de las unidades de generación, reactancias y condensadores –problema lineal entero-mixto–; en el segundo nivel se resuelve el OPF del caso base o estado normal para la programación establecida

por el maestro del primer nivel –problema no lineal– y en el tercer nivel se resuelve el problema de operación –problema no lineal– para el valor de las variables de control fijado por el OPF del segundo nivel. Se establecen dos procesos iterativos: uno ‘interno’ entre el segundo y tercer nivel que concluye con la eliminación de las infactibilidades y otro ‘externo’ entre el primer nivel y la solución del proceso de convergencia del segundo y tercer nivel.

En resumen, la tesis plantea la resolución conjunta de las restricciones técnicas y la asignación diaria de la generación mediante un proceso de optimización conjunto sujeto a las restricciones de despacho de los generadores y las restricciones de red y seguridad del sistema eléctrico. Por capítulos el trabajo realizado se estructura de la siguiente forma:

- En el capítulo 2 se comenta el cambio regulatorio experimentado por los sistemas eléctricos internacionales, centrándose fundamentalmente en el sistema español. Se aborda el problema de la solución de restricciones en los mercados de energía eléctrica, las distintas técnicas de resolución recopiladas en la literatura científica y su aplicación en alguno de los mercados internacionales. Por último, se detalla la resolución de restricciones implantada en el sistema español.
- En el capítulo 3 se analiza la explotación segura de los sistemas eléctricos y se formula el problema de programación horaria de la generación con restricciones de seguridad. Se concluye con una revisión bibliográfica del problema de la programación horaria de la generación a corto plazo con restricciones de red y/o seguridad.
- En el capítulo 4 se presentan las ecuaciones de los dos modelos de resolución del problema de PHRS considerados en la tesis, así como el algoritmo de descomposición de Benders aplicado a los mismos. Se desarrolla el denominado método de la Descomposición de Benders en tres niveles o descomposición anidada de Benders para su aplicación específica a sistemas eléctricos de potencia de dimensión real.
- En el capítulo 5 se aplica el método de resolución basado en la DGB a distintos casos de estudio de los sistema IEEE de 24 nudos e IEEE de 118 nudos para los dos modelos de estudio. Se analizan y comparan los resultados obtenidos según el sistema, modelo y caso de análisis.
- En el capítulo 6 se aplica el método de la descomposición anidada de Benders a un caso de estudio del sistema eléctrico peninsular.

Del trabajo realizado y los resultados obtenidos se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La Descomposición Generalizada de Benders es una técnica adecuada para la resolución del problema de la programación horaria con restricciones de seguridad.

Las ventajas de la utilización de la DGB se deben a sus características de:

- **Modularidad:** cada subproblema de operación se resuelve por separado. Sería factible una implementación de la programación en paralelo.
- **Flexibilidad:** permite adaptarse a distintos modelos de análisis (Modelo Operador Único y Modelo OM-OS) y en sistemas eléctricos de dimensión media con fines investigadores, permite añadir casos de operación y variables sin

empeorar significativamente la resolución del problema respecto al problema matriz. Uno de los datos importantes

- **Autonomía:** el algoritmo de resolución se ejecuta sin necesidad de acudir a métodos heurísticos. Esto lo convierte en una mejor alternativa a otros algoritmos de descomposición que dependen en su comportamiento de la elección inicial de los multiplicadores y el criterio de actualización de los mismos.
 - **Eficacia:** la resolución del problema de PHRS se realiza de forma eficaz. Este problema sería imposible de resolver sin la aplicación de técnicas de descomposición.
- El número de iteraciones requeridas aumenta con el tamaño del sistema eléctrico –número de nudos, líneas, grupos de generación y dispositivos de control de tensión–. Para sistemas de potencia de dimensión media, se hace necesario implementar algún tipo de heurístico realista para acelerar la convergencia del problema (programa inicial de acoplamientos, declaración de unidades no útiles para resolver restricciones,...).
 - La resolución acoplada temporalmente de las restricciones del sistema eléctrico provee una solución mejor que la obtenida mediante la resolución hora a hora del problema de seguridad del sistema (como frecuentemente es realizado en los sistemas eléctricos).
 - El algoritmo permite obtener de forma indirecta las consignas de tensión diarias para cada nudo de la red de transporte teniendo en cuenta tanto los resultados del mercado y de la gestión de restricciones como la disponibilidad prevista de los elementos de la red.
 - El denominado método de descomposición anidada de Benders o descomposición en tres niveles facilita la resolución del problema de la PHRS en sistemas reales de gran dimensión al descomponer el subproblema horario de Benders en múltiples escenarios de menor dimensión y similar estructura. En general, este algoritmo converge adecuadamente, si bien de la investigación realizada se infiere la necesidad del uso de algoritmos de cálculo del flujo de cargas óptimo más eficientes para sistemas eléctricos de dimensión real con el objetivo de reducir el tiempo de computación.
 - La flexibilidad de uso de la Descomposición de Benders y su fácil adaptabilidad en un entorno GAMS permite extender los estudios de programación a múltiples modelos como la planificación centralizada con restricciones de seguridad basada en costes y la inclusión de otro tipo diferente de acoplamientos temporales como las típicas restricciones de tiempo mínimo de arranque/parada de las centrales térmicas.

7.2. Aportaciones

La principal aportación de la tesis es el desarrollo de un método para la asignación de la generación con solución de restricciones técnicas, en un entorno de mercado y con aplicación a un sistema de dimensión real.

Esta contribución general se concreta en las aportaciones que se detallan a continuación:

- El modelado conjunto de dos problemas de explotación de los sistemas eléctricos:

- programación de unidades de generación en el corto plazo (24 horas).
- flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad (SCOPF).

La complejidad de ambos problemas ha impuesto tradicionalmente su resolución separada, lo cual no garantiza la solución óptima del problema. El avance del desarrollo computacional en los últimos tiempos y el uso de técnicas avanzadas de descomposición ha permitido abordar el problema de forma conjunta. La aportación de este trabajo consiste en modelar de forma conjunta ambos problemas en un entorno de mercado competitivo y aplicar la técnica de descomposición de Benders para la obtención de la solución óptima del problema. Otros trabajos, que igualmente emplean técnicas de descomposición, realizan aproximaciones heurísticas a la solución final o no incorporan restricciones de seguridad al problema.

- Los modelos para la programación horaria de la generación con solución de restricciones técnicas incorporan una modelización completa y no lineal de las restricciones de red y de seguridad del sistema. Las soluciones planteadas hasta la fecha se basaban en una aproximación lineal a las restricciones de red y/o seguridad o bien en un planteamiento desacoplado de los problemas de activa (flujo de potencia por las líneas) y reactiva (problema de tensión). Este planteamiento desacoplado se considera insuficiente para la resolución de las restricciones técnicas en los actuales sistemas eléctricos de potencia.
- La formulación del algoritmo de descomposición anidada de Benders o descomposición en tres niveles para la resolución del problema de PHRS es una de las principales aportaciones de la tesis. El objetivo de este método es la resolución de la PHRS en sistemas reales de gran dimensión. El elevado número de variables y restricciones implicadas en la resolución del subproblema de Benders horario (SCOPF) en el algoritmo clásico de Benders hace inviable computacionalmente una resolución conjunta del mismo para todos los escenarios de explotación: estado normal y 'c' estados ' $n-1$ '. Se ha formulado un algoritmo en tres niveles basado en la descomposición de Benders que permite la resolución del subproblema esclavo, de forma que cada estado de funcionamiento del sistema eléctrico constituye un escenario propio de análisis. De esta forma se consigue reducir la complejidad del subproblema de Benders.
- El modelado preciso de los elementos de control de tensión, reactancias y condensadores, es novedoso en el planteamiento de la tesis. Las variables de decisión (conexión/desconexión) de estos dispositivos se incorporan al problema maestro de Benders. Este planteamiento permite la gestión óptima de los recursos de reactiva del sistema.
- Otra de las contribuciones de la tesis es la ampliación del estudio a dos modelos utilizados en mercados competitivos para solucionar las restricciones técnicas del sistema: el Modelo Operador Único y el Modelo OM-OS.
- El planteamiento general de la tesis ha estado influenciado por el marco eléctrico vigente y muy particularmente por la regulación del sistema eléctrico peninsular. La formulación de Modelo OM-OS ha seguido los planteamientos recogidos en las reglas del mercado español. Asimismo, las restricciones clásicas de acoplamiento temporal de unidades de generación (mínimos tiempos de arranque y parada de

las unidades térmicas) han sido sustituidas por la condición compleja de ingresos mínimos, restricción propia del sistema español y formulada muy excepcionalmente en la literatura científica.

7.3. Líneas Futuras de trabajo

A partir del trabajo realizado en la tesis, se proponen los siguientes temas para investigaciones futuras:

- Desarrollo de una herramienta de aplicación industrial para la resolución de restricciones técnicas en sistemas de potencia de dimensión real mediante la descomposición anidada de Benders o descomposición en tres niveles. Para ello se hace necesario el uso de algoritmos de resolución del OPF más eficientes. Se plantea la posibilidad de utilizar PSS/E (habitual programa de análisis de sistemas eléctricos en las empresas del sector), mediante la implementación de un programa de interface de comunicación entre GAMS y PSS/E, de forma que el problema de decisión de acoplamiento de unidades de generación (problema de optimización lineal entero-mixto) sea resuelto por CPLEX bajo el entorno GAMS mientras que los problemas de flujo de cargas no lineal para los distintos escenarios de explotación sean solucionados por el OPF del PSS/E, el cual ha demostrado su capacidad y eficiencia en sistemas reales de potencia.
- Implementación de distintas alternativas heurísticas para su aplicación en sistemas eléctricos de gran dimensión. Estas alternativas son importantes, sobre todo, para mejorar la resolución del problema maestro de Benders. Una opción heurística interesante podría ser la inclusión de restricciones de reservas de potencia reactiva zonales, en lugar de globales para todo el sistema eléctrico. Esta alternativa podría mejorar el proceso de convergencia al reducir o incluso anular el número de inyecciones ficticias de potencia en el subproblema horario de Benders.
- Adaptación del método de resolución propuesto a otros procedimientos de solución de restricciones. Por ejemplo, en el sistema español se está debatiendo actualmente la posibilidad de establecer un proceso de solución de restricciones técnicas basado en ofertas específicas remitidas por los agentes. Bajo este supuesto, el modelo OM-OS experimentaría una reformulación en su función objetivo. En realidad, cada contexto regulatorio supone una adaptación de los modelos planteados en la tesis, tanto en su función objetivo como en la consideración de ciertas restricciones específicas propias de cada contexto regulador (p.ej. condición de ingresos mínimos). Esto supone la extensión del trabajo investigador a distintos escenarios regulatorios.
- Consideración de una demanda elástica mediante la presentación de ofertas de adquisición de energía. De esta forma, la solución de restricciones técnicas se extiende tanto al lado de la generación como al de la demanda de energía.
- Incorporación de ofertas de precio para los recursos de reactiva. Los modelos estudiados consideran la conexión de los dispositivos de control de tensión como resultado de las restricciones de red y seguridad del sistema, pero no tienen en cuenta posibles costes o precios de oferta en la optimización de los recursos de reactiva.

- Aplicación de los métodos de resolución del PHRS, descomposición clásica y descomposición anidada de Benders, al esquema regulatorio tradicional basado en costes. Esto permite incorporar al problema maestro los costes de arranque y parada, así como las restricciones clásicas de tiempos mínimos de arranque y parada de las centrales térmicas (acoplamiento temporal).
- Extensión del análisis de seguridad del sistema al criterio más exigente ' $n-2$ '.
- Ampliación de horizonte de programación. Los métodos desarrollados en la tesis pueden ser empleados para el análisis de un horizonte a medio plazo. En ese caso podría utilizarse como herramienta de planificación de la explotación de la generación y de la propia red de transporte (gestión de descargos).

7.4. Comunicaciones a Congresos

Los desarrollos e investigaciones efectuadas en el contexto de esta tesis doctoral, han dado lugar a las siguientes contribuciones a congresos (en orden inverso):

- J. Martínez, J. Usaola y J. L. Fernández, "Optimal day-ahead real power scheduling by Benders decomposition", Med power 2002: 3rd Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion. Atenas, Grecia, Noviembre 2002.
- J. Martínez, J. L. Fernández, M^a L. Llorens y D. Vidal, "Nuevo procedimiento automático de elaboración de consignas de tensión para grupos generadores y transformadores para la implantación del servicio complementario de control de tensión de la red de transporte (P.O.7.4)", 7^{as} Jornadas Hispanolusas de Ingeniería Eléctrica. Leganés, Madrid, Junio 2001.
- J. Martínez, O. Ravelo y A. Ríos, "Regulación de los procesos de operación técnica del sistema eléctrico español (parte I)", ALTAE: V Jornadas Latinoamericanas y II Iberoamericanas en alta tensión y aislamiento eléctrico. La Habana, Cuba, Agosto 2001.
- J. Martínez, O. Ravelo y A. Ríos, "Regulación de los procesos de operación técnica del sistema eléctrico español (parte II)", ALTAE: V Jornadas Latinoamericanas y II Iberoamericanas en alta tensión y aislamiento eléctrico. La Habana, Cuba, Agosto 2001.
- J. Martínez y A. Ríos, "Implementación de un modelo de predicción en el control frecuencia-potencia de un sistema eléctrico convencional con un alto nivel de penetración eólica", ALTAE: V Jornadas Latinoamericanas y II Iberoamericanas en alta tensión y aislamiento eléctrico. La Habana, Cuba, Agosto 2001.

Apéndices

Apéndice A

Descomposición de Benders

A.1. Introducción

La formulación matemática general del problema de optimización a resolver es la siguiente:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_{x,y} && f(x, y) \\ & \text{sujeto a:} && g(x, y) \leq 0 \end{aligned} \tag{A.1}$$

donde:

- $x \in X : X \subset \mathbb{R}^n$ son variables binarias.
- $y \in Y : Y \subset \mathbb{R}^m$ son variables continuas.
- $f(x, y) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^1$ es el valor de la función objetivo.
- $g(x, y) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^p$ es un conjunto de funciones de variables binarias y continuas.

Este problema de optimización general es un problema no lineal con variables binarias y continuas. Debido a la presencia de variables de complicación o binarias, no es posible resolver directamente el problema, y se hace necesaria la aplicación de métodos de optimización de alto nivel [5] como la Relajación Lagrangiana o el método seleccionado en esta tesis, una formulación específica del algoritmo de la Descomposición de Benders.

La estructura matemática del algoritmo de descomposición de Benders aplicado al problema inicial es la siguiente:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_{x,y} && z = f_1(x) + f_2(y) \\ & \text{sujeto a:} && g(x, y) \leq 0 \\ & && h(x) \leq 0 \\ & && k(y) \leq 0 \end{aligned} \tag{A.2}$$

donde:

- $z : \{0, 1\}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^1$ es el valor de la función objetivo.
- $f_1(x) : \{0, 1\}^n \rightarrow \mathbb{R}^1$ es la componente de la función objetivo constituida por variables binarias.

- $f_2(y) : \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^1$ es la componente de la función objetivo constituida por variables continuas.
- $h(x) : \{0, 1\}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$ es un conjunto de funciones de variables binarias.
- $k(y) : \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^p$ es un conjunto de funciones de variables continuas.

El concepto clave del algoritmo de Benders es la partición del problema en dos conjuntos, x (variables de complicación) e y (variables continuas), y la proyección del problema sobre las variables x . El problema original se simplifica al fijar las variables de complicación a valores constantes, obteniendo con ello un problema de programación exclusivamente en variables continuas. Esta propiedad general de la descomposición de Benders se aplica muy especialmente a los siguientes problemas de optimización:

- Para x fija, el problema formulado en (A.1) se separa en un número de problemas de optimización independientes. Típico ejemplo son los problemas de programación multiperiodo.
- Para x fija, el problema de (A.1) adopta una estructura específica conocida (programación lineal o no-lineal) para la cual existen algoritmos de solución eficientes.
- El problema de optimización (A.1) no es un problema convexo en x e y conjuntamente, pero fijando x sí lo es. Un ejemplo típico son problemas no-lineales que incluyen términos bilineales del tipo xy . Fijando x las no-linealidades desaparecen. No es caso del problema de optimización abordado en esta tesis.

Si se resolviese el problema de optimización para todas y cada una de las combinaciones factibles de variables binarias, el óptimo se encontraría para una de ellas. Sin embargo, esto conllevaría un coste computacional enorme. La Descomposición de Benders, al ir seleccionando progresivamente las combinaciones de variables binarias factibles, reduce el tiempo de resolución del problema. A través de un proceso iterativo en uno de cuyos pasos se fija el valor de las variables binarias se logra alcanzar el óptimo del problema.

Al fijarse x lo que realmente se está haciendo es seleccionar una de las posibles combinaciones de variables binarias, es decir, se limita el proceso a un subconjunto de combinaciones. Esto permite separar el problema original en dos subproblemas, los comúnmente denominados problema *maestro* y subproblema *esclavo o de Benders*.

El problema maestro determina el valor de las variables binarias, mientras que el problema esclavo no es más que una particularización del problema original para una determinada selección de variables binarias realizada por el problema maestro. Dado que esta previa selección de las variables de complicación no será la óptima hasta la última iteración, la solución del problema esclavo proporciona una cota superior del óptimo del problema inicial de partida.

Por otro lado, el problema esclavo debe facilitar al maestro su labor de selección de la combinación óptima de variables de complicación. Para ello, en cada iteración, a las restricciones propias del problema maestro se añade una nueva restricción que refleja una aproximación *inferior* al coste del problema original, a través de sensibilidades asociadas al valor de las variables de complicación definidas por el maestro en la iteración anterior. Dado que se trata de una infraestimación del coste real del subproblema de Benders, la solución del problema maestro será una cota inferior del problema original.

Este proceso iterativo de aproximación por cotas entre ambos problemas concluirá cuando la cota superior (subproblema esclavo o de Benders) e inferior (problema maestro) estén suficientemente próximas.

La investigación llevada a cabo en esta tesis se centra en los modelos de explotación horaria generación-red con restricciones de seguridad. Se trata de un problema de programación matemática multiperiodo no lineal con variables binarias y continuas. Dadas sus características, la DGB es una técnica apropiada para resolver como un problema conjunto la explotación generación-red de un sistema eléctrico.

La tesis aborda la resolución del problema mediante la Descomposición Generalizada de Benders y mediante una aplicación específica de la misma denominada descomposición anidada de Benders o descomposición de Benders en tres niveles. En este apéndice se presenta la formulación matemática general de la descomposición clásica de Benders para problemas no lineales con variables de complicación o binarias, versión aplicada en el Capítulo 4 a los dos modelos alternativos de programación segura de la generación: Modelo Operador Único y Modelo OM-OS.

Este anexo contiene tres apartados más cuyo contenido se detalla a continuación. En la próxima sección se describe la estructura del algoritmo de Descomposición de Benders seleccionado para el problema de optimización básico de esta tesis, se formulan los dos subproblemas –esclavo y maestro– y se explica el proceso de intercambio de información entre ambos. Seguidamente se analizan los cortes lineales de Benders y, por último, se detalla el algoritmo de descomposición y la convergencia del problema.

A.2. Estructura de la Descomposición de Benders

La Descomposición Generalizada de Benders (DGB) [33] es un método matemático de resolución de problemas de optimización en cuya formulación aparecen tanto variables de complicación (variables binarias y/o enteras) como variables continuas. La Descomposición Generalizada de Benders [33] es una extensión del algoritmo propuesto por Benders en [10] a problemas en los que el subproblema no tiene que ser lineal. La DGB, por tanto, permite resolver problemas de optimización en los que el subproblema de Benders se trata de un problema convexo no-lineal.

El problema original formulado en la ecuación (A.2) de la sección anterior puede reescribirse de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} &\text{Minimizar}_x && f_1(x) + \alpha(x) \\ &\text{sujeto a:} && h(x) \leq 0 \end{aligned} \tag{A.3}$$

donde se define $\alpha(x)$ como:

$$\alpha(x) = \left[\begin{array}{l} \text{Mínimo}_y \quad f_2(y) \\ \text{sujeto a:} \quad g(x, y) \leq 0 \\ \quad \quad \quad k(y) \leq 0 \end{array} \right] \tag{A.4}$$

El problema representado en la ecuación (A.3) es el subproblema esclavo de Benders. La función $\alpha(x)$ es la parametrización en las variables x del subproblema de Benders. Es decir, $\alpha(x)$ es la proyección del problema inicial de optimización sobre las variables de complicación.

Por tanto, el subproblema esclavo se puede definir de la siguiente manera:

Para $x = X^{(m)}$:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_y \quad f_2(y) \\ \text{sujeto a:} \quad & g(x, y) \leq 0 \\ & k(y) \leq 0 \\ & x = X^{(m)} \end{aligned} \tag{A.5}$$

La resolución de este subproblema esclavo de Benders para un valor fijo de las variables de complicación es una evaluación de la función $\alpha(x)$. Para cada combinación de las variables de complicación se obtiene un valor distinto de la función $\alpha(x)$:

$$\begin{aligned} x = X^{(1)} & \longrightarrow \alpha(X^{(1)}) \\ x = X^{(2)} & \longrightarrow \alpha(X^{(2)}) \\ & \vdots \\ x = X^{(m)} & \longrightarrow \alpha(X^{(m)}) \end{aligned}$$

Por tanto, para un valor dado de las variables de complicación, minimizar la función objetivo $f_2(y)$ es lo mismo que minimizar la función inicial $f(x^{(m)}, y)$. La solución proporciona el valor óptimo de la función objetivo y las sensibilidades de la función objetivo con respecto a las variables de complicación x . Estas sensibilidades son las variables duales asociadas a la restricción $x = X^{(m)}$ de la ecuación (A.5).

Con la información de la función objetivo y de las sensibilidades, y siempre que la envolvente de la función objetivo sea convexa y diferenciable, se puede construir una aproximación lineal de la función objetivo en el punto obtenido $(X^{(m)}, Y^{(m)})$ en función de las variables x . Dicha aproximación mediante hiperplanos tangentes se denomina corte lineal de Benders (CLB).

$$\alpha(x) \geq \alpha(X^{(m)}) + \lambda^{(m)} \cdot (x - X^{(m)}) \tag{A.6}$$

expresión equivalente a:

$$\alpha(x) \geq f_2(Y^{(m)}) + \lambda^{(m)} \cdot (x - X^{(m)}) \tag{A.7}$$

donde:

- $f_2(Y^{(m)})$ es el valor de la función objetivo del subproblema esclavo.
- $Y^{(m)}$ es el valor que toman las variables continuas y tras resolver el subproblema esclavo de Benders.
- $\lambda^{(m)}$ es la sensibilidad de coste o variable dual asociada a la restricción $x = X^{(m)}$ de la ecuación (A.5).

$\lambda^{(m)}$ refleja el incremento del coste de $\alpha(X^{(m)})$ respecto a un incremento de las variables de complicación x , es decir, representa el coste marginal de cada una de las variables de complicación.

Por tanto, la resolución del subproblema esclavo proporciona el mínimo de la función objetivo $f_2(y)$, el valor de las variables continuas y y los valores duales asociados a las variables de complicación x .

A su vez, el problema maestro de Benders es una aproximación al problema definido en la ecuación (A.3). Se define como:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_{x, \alpha^*} && f_1(x) + \alpha^* \\ & \text{sujeto a:} && h(x) \leq 0 \\ & && \alpha^* \geq f_2(Y^{(m-1)}) + \lambda^{(m-1)} \cdot (x - X^{(m-1)}) \quad \forall m > 1 \\ & && \alpha^* \geq 0 \end{aligned} \tag{A.8}$$

donde:

- m es el índice de iteraciones del algoritmo.
- $Y^{(m-1)}$ es el valor constante que toman las variables continuas y tras resolver el subproblema esclavo de Benders en la iteración anterior ($m - 1$).
- $X^{(m-1)}$ es el valor constante de las variables de complicación x tras resolver el problema maestro de Benders en la iteración anterior ($m - 1$).
- $\lambda^{(m-1)}$ es la sensibilidad o variable dual asociada a la restricción $x = X^{(m-1)}$ que fija el valor de las variables binarias en el subproblema esclavo de Benders para la iteración ($m - 1$).
- α^* es una variable continua que supone una aproximación inferior del valor de la variable $\alpha(x)$ a minimizar.

El problema maestro recibe información de la solución del problema esclavo de la iteración anterior a través de los cortes de Benders que reconstruyen iterativamente la función α^* que representa una estimación inferior de $\alpha(x)$. Estos cortes de Benders están incluidos como restricciones del problema maestro.

Como resultado del proceso de minimización del problema maestro se obtiene para cada iteración (m) el valor de las variables de complicación $x = X^{(m)}$ y del coste aproximado α^* .

En resumen, a lo largo del proceso iterativo de resolución de la descomposición de Benders los problemas maestro y esclavo están intercambiando información para lograr la solución del problema original. La figura A.1 representa este proceso.

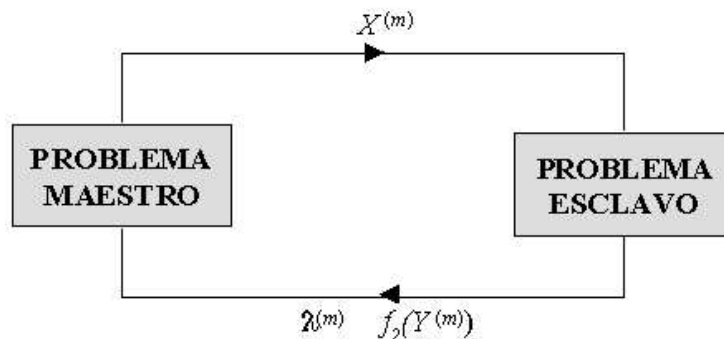


Figura A.1: Esquema de la descomposición de Benders

El problema maestro determina en cada iteración el valor de las variables de complicación, dato que suministra al subproblema esclavo. Por otro lado, el esclavo fija las variables de complicación a ese valor, y obtiene como resultado el coste de la función objetivo $f_2(Y^{(m)})$ y los valores duales asociados a las variables de complicación $x = X^{(m)}$, datos que a su vez proporciona al maestro para la próxima iteración.

A.3. Definición de los cortes lineales de Benders

Según la expresión matemática obtenida para el subproblema de operación, la función $\alpha(x)$ representa los costes óptimos para una combinación determinada de las variables x . Sin embargo, esta función no tiene una expresión analítica conocida. El proceso iterativo de solución permite obtener una aproximación de la misma a través de la función α^* , si se selecciona para cada combinación de variables de complicación el hiperplano tangente más cercano a esta función.

De forma ilustrativa y a modo de ejemplo se representan a continuación la función objetivo teórica del problema maestro y los sucesivos cortes de Benders obtenidos en cada iteración ($\forall m > 1$):

Primer corte de Benders

La función objetivo $f_1(x)$ es tal que a mayor número de variables de complicación con valor unidad mayor será el coste de la función. Por el contrario, la función $\alpha(x)$, función convexa y diferenciable. El CLB constituirá una aproximación inferior a la función $\alpha(x)$ en el punto factible hallado en cada iteración.

El proceso parte de un punto inicial $x = X^{(1)}$ definido en la primera iteración del maestro. Se resuelve el problema de optimización que proporciona el valor de la variable continua $Y = Y^{(1)}$, imponiendo que la función objetivo esté por encima de la tangente trazada en el punto óptimo $(X^{(1)}, Y^{(1)})$. El primer corte de Benders vendría dado por la ecuación:

$$\alpha^* \geq f_2(Y^{(1)}) + \lambda^{(1)} \cdot (x - X^{(1)}) = \alpha(X^{(1)}) + \lambda^{(1)} \cdot (x - X^{(1)})$$

La ilustración gráfica del primer corte de Benders se puede observar en la gráfica A.2.

En la segunda iteración se resuelve el problema de optimización imponiendo que la función objetivo esté por encima de la tangente inicial trazada en $X^{(1)}$ (primer corte de Benders). De esta forma, la minimización del problema maestro en la segunda iteración vendría dada por:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar}_{x, \alpha^*} & f_1(x) + \alpha^* \\ \text{sujeto a:} & \alpha^* \geq f_2(Y^{(1)}) + \lambda^{(1)} \cdot (x - X^{(1)}) \\ & \alpha^* \geq 0 \end{array}$$

Segundo corte de Benders

En la resolución de la segunda iteración se obtiene un nuevo valor óptimo $X^{(2)}$ y el nuevo valor de la función objetivo $\alpha(X^{(2)})$. El segundo corte de Benders vendría dado por la ecuación:

$$\alpha^* \geq \alpha(X^{(2)}) + \lambda^{(2)} \cdot (x - X^{(2)})$$

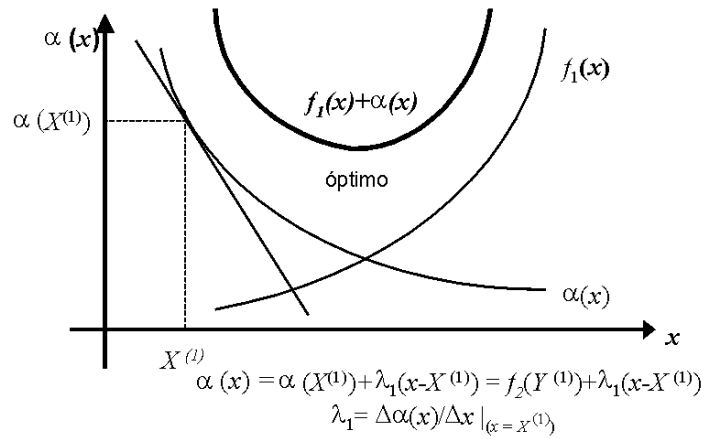


Figura A.2: Generación del primer corte de Benders

La representación gráfica de este segundo corte de Benders se muestra en la figura siguiente A.3.

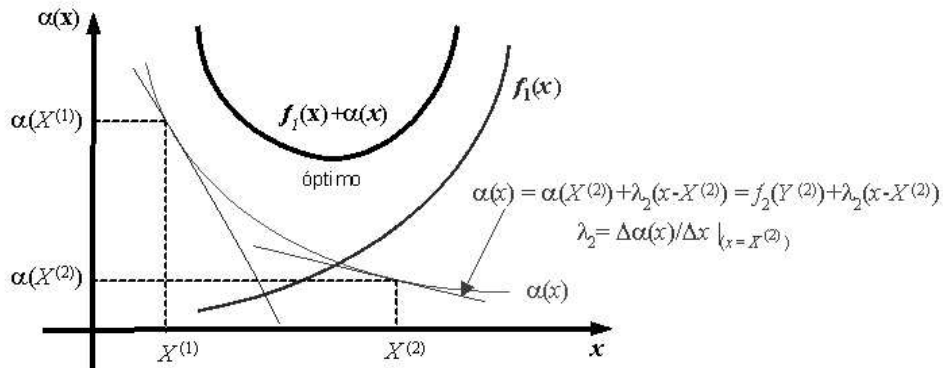


Figura A.3: Generación del segundo corte de Benders

En la tercera iteración se resuelve el problema de optimización imponiendo que la función objetivo esté por encima de las tangentes iniciales trazadas en $X^{(1)}$ (primer corte de Benders) y en $X^{(2)}$ (segundo corte de Benders). La optimización del problema maestro será por tanto:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_{x, \alpha^*} && f_1(x) + \alpha^* \\ & \text{sujeto a:} && \alpha^* \geq f_2(Y^{(1)}) + \lambda^{(1)} \cdot (x - X^{(1)}) \\ & && \alpha^* \geq f_2(Y^{(2)}) + \lambda^{(2)} \cdot (x - X^{(2)}) \\ & && \alpha^* \geq 0 \end{aligned}$$

Tercer corte de Benders

El resultado de la tercera iteración facilita un nuevo valor óptimo $X^{(3)}$ y el nuevo valor de la función objetivo $\alpha(X^{(3)})$. Así, el tercer corte de Benders estará definido por la ecuación:

$$\alpha^* \geq \alpha(X^{(3)}) + \lambda^{(3)} \cdot (x - X^{(3)})$$

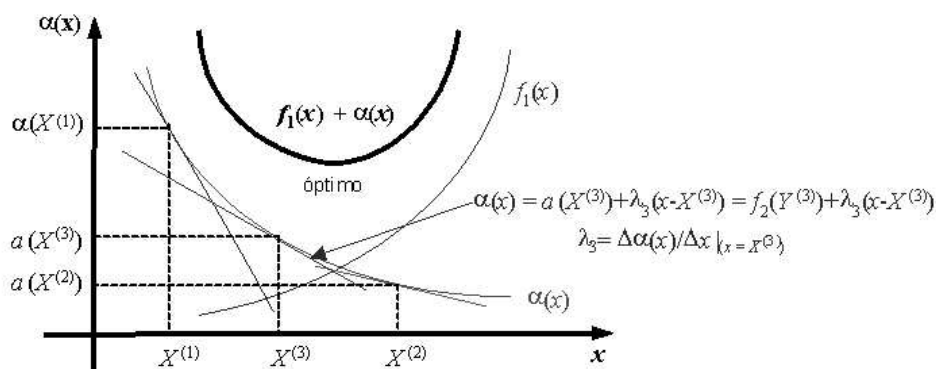


Figura A.4: Generación del tercer corte de Benders

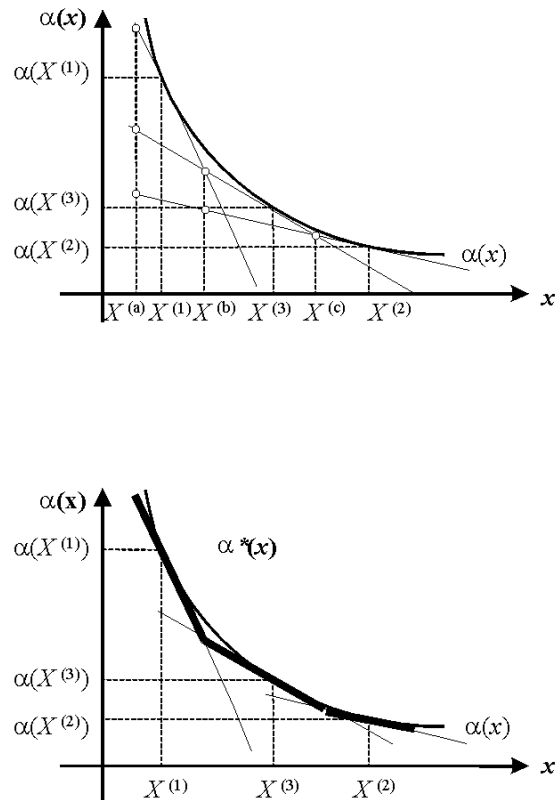
De la misma forma que se ha comentado para iteraciones anteriores, añadiendo el nuevo corte de Benders, la minimización del problema maestro en la nueva iteración quedaría definida de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_{x, \alpha^*} && f_1(x) + \alpha^* \\ & \text{sueto a:} && \alpha^* \geq f_2(Y^{(1)}) + \lambda^{(1)} \cdot (x - X^{(1)}) \\ & && \alpha^* \geq f_2(Y^{(2)}) + \lambda^{(2)} \cdot (x - X^{(2)}) \\ & && \alpha^* \geq f_2(Y^{(3)}) + \lambda^{(3)} \cdot (x - X^{(3)}) \\ & && \alpha^* \geq 0 \end{aligned}$$

Como se puede observar, en las sucesivas iteraciones la descomposición de Benders acerca progresivamente la solución al valor óptimo del problema inicial. Para ello, es necesario generar los cortes de Benders que suministren la información del esclavo requerida por el problema maestro para una asignación óptima de las variables de complicación.

Por tanto, la función $\alpha(x)$ que es desconocida, se reconstruye linealmente en cada iteración a través de los Cortes de Benders, formándose una aproximación inferior de la misma a la que se llama α^* . La elaboración de la función α^* se muestra gráficamente en la figura A.5.

La figura A.5 también permite constatar la elección de los hiperplanos tangentes en cada tramo. Para cada punto se selecciona el hiperplano tangente más cercano a la función $\alpha(x)$, o lo que es lo mismo el hiperplano de ordenada mayor, y esa elección irá moldeando la forma y valor definitivo de la función α^* . Por ejemplo, en el punto $x = X^{(a)}$, el hiperplano tangente más próximo a la función $\alpha(x)$ es el trazado por el punto $X^{(1)}$, ya que la ordenada correspondiente a este plano en el punto $X^{(a)}$ es mayor que las ordenadas respectivas en el mismo punto de las hiperplanos tangentes a la curva $\alpha(x)$ en los puntos $X^{(2)}$ y $X^{(3)}$. A partir del punto $X^{(b)}$, intersección de los hiperplanos tangentes trazados por los puntos $X^{(1)}$ y $X^{(3)}$, de las tres posibles opciones, se selecciona como mejor aproximación (mayor ordenada en el punto) el hiperplano tangente trazado en el punto $X^{(3)}$, selección que se mantendrá hasta el punto $X^{(c)}$, punto de intersección de los hiperplanos tangentes en los

Figura A.5: Generación de la función α^*

puntos $X^{(2)}$ y $X^{(3)}$. Para $x > X^{(c)}$ se selecciona como mejor aproximación el hiperplano tangente en el punto $X^{(2)}$.

El problema maestro irá definiendo iteración a iteración la mejor aproximación a la función α^* para una determinada combinación de las variables de complicación.

A.4. Algoritmo de solución

El procedimiento iterativo entre los problemas maestro y esclavo de la Descomposición de Benders sería paso a paso el siguiente:

1. Inicialización:

- Se inicializa el contador de iteraciones: $m = 1$.
- Se definen los valores iniciales de la cota inferior, $z^{down} = 0$, y la cota superior, $z^{up} = \infty$, de la función objetivo del problema.

2. Resolución del problema maestro:

- Se resuelve el problema maestro (A.8).
- Se obtiene el valor de las variables de complicación $x = X^{(m)}$.

- Se consigue el valor de α^* como función de aproximación de $\alpha(x)$. El proceso iterativo comienza haciendo $\alpha^{*(1)} = 0$.
- Se obtiene el nuevo coste de la función objetivo del maestro.
- Se actualiza el valor de la cota inferior de la función objetivo z^{down} . Si:

$$z^{down} \leq f_1(X^{(m)}) + \alpha^{*(m)} \implies z^{down} = f_1(X^{(m)}) + \alpha^{*(m)}$$

3. Resolución del problema esclavo:

- Se resuelve el problema esclavo (A.5) considerando fijos los valores de las variables de complicación $x = X^{(m)}$ para la iteración correspondiente.
- Se obtiene tras su resolución el valor de las variables continuas $y = Y^{(m)}$.
- Se toman las sensibilidades de coste $\lambda^{(m)}$ respecto a las variables de complicación.
- Se actualiza el valor de la cota superior de la función objetivo z^{up} :

$$z^{up} = f_1(X^{(m)}) + f_2(Y^{(m)})$$

4. Convergencia de costes:

Si, $z^{up} - z^{down} \leq \epsilon$, el algoritmo finaliza obteniendo una solución óptima:

- $z^{opt} = z^{up}$.
- $y^{opt} = Y^{(m)}$.
- $x^{opt} = X^{(m)}$.

Si no, se incrementa el contador de iteraciones (m) y se añade al problema maestro un nuevo corte lineal de Benders:

$$\alpha^* \geq f_2(Y^{(m-1)}) + \lambda^{(m-1)} \cdot (x - X^{(m-1)})$$

Tras la comprobación de la convergencia, se vuelve a comenzar el proceso iterativo en el punto 2.

Este algoritmo se representa en el diagrama de bloques de la figura A.6.

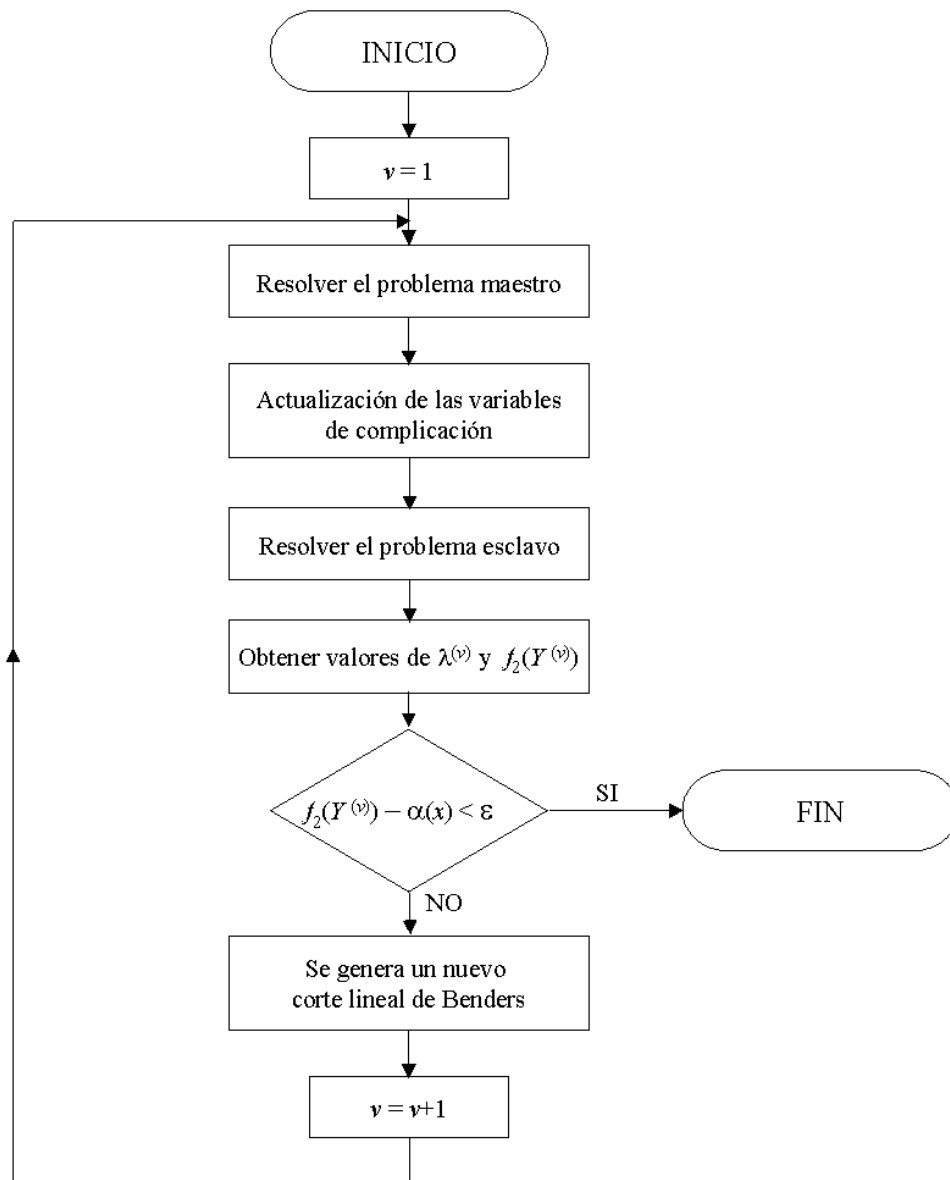


Figura A.6: Diagrama de bloques de la descomposición de Benders

Apéndice B

Ejemplo práctico

Los siguientes apartados del capítulo desarrollarán de una manera práctica la aplicación del método basado en la Descomposición Generalizada de Benders a los dos modelos de estudio planteados en el capítulo 4.

B.1. Ejemplo de aplicación al Modelo OM-OS

Este apartado ilustra la aplicación al *Modelo OM-OS* de la resolución del problema de la programación horaria con restricciones de seguridad (PHRS) mediante la descomposición generalizada de Benders.

Tanto este ejemplo como el caso de aplicación al Modelo Operador Único B.2 se han modelado mediante GAMS [81]. Para resolver la etapa I de este modelo (problema lineal) y los respectivos problemas maestros de ambos modelos (problema lineal entero-mixto) se utiliza CPLEX 7.0 [30]. Los distintos subproblemas esclavos de Benders (problema no lineal) se resuelven con el código de optimización CONOPT 2.04 [6].

El sistema eléctrico seleccionado es sencillo [58]. La red de transporte consta de 6 nudos y 11 líneas. Hay tres unidades térmicas de generación en los nudos N1, N2 y N3, siendo el nudo N1 el oscilante o de referencia. Los nudos N4, N5 y N6 son nudos de carga. No hay dispositivos especiales de control de tensión salvo los propios generadores. Todas las características de los nudos, líneas, demanda horaria y unidades de generación del sistema eléctrico pueden consultarse en el apéndice D: tablas D.3, D.2, D.4, D.5, D.7 y D.6. El horizonte temporal considerado se extiende a los 4 periodos de programación.

Se ha seleccionado como contingencia el disparo de la línea N2-N5, incorporándose las restricciones correspondientes a su estado ' $n-1$ ' a la formulación del problema. A diferencia del cuerpo de la tesis, no se han considerado acoplamientos temporales. Los costes de producción se modelan según el modelo de competencia-descentralizado, es decir, minimizando la curva agregada de oferta a partir de las ofertas de venta precio-energía de las tres centrales de generación (tabla D.6).

La explotación y operación óptima del sistema eléctrico realizada mediante el algoritmo de Benders permitirá determinar:

- coste de adquisición del sistema –horario y para todo el horizonte de programación–.
- coste de producción de cada unidad –horario y total–.
- estado de conexión/desconexión (1/0) de los generadores en cada periodo.

- potencia activa horaria de salida de cada planta.
- tensión de consigna horaria para cada unidad generadora.
- potencia reactiva de salida de cada planta en cada periodo de programación.
- módulo de la tensión en cada nudo de carga para cada periodo horario, en el caso normal y en el estado post-contingencia.
- ángulo de la tensión en cada nudo para cada hora.
- flujos de potencia de cada línea en cada periodo.
- pérdidas del sistema.
- precio nodal o spot en cada nudo n para el periodo t .

B.1.1. Etapa I

En el caso del *Modelo OM-OS*, previo a la aplicación de la descomposición de Benders hay que efectuar una casación económica inicial sin tener en cuenta las restricciones de red (etapa I). La función objetivo y las restricciones de esta etapa I quedarían formuladas de la siguiente forma:

$$\text{Minimizar}_{P_{t,i,b}, u_{t,i}} \quad Z_I = \sum_{t=T1}^{T4} \sum_{i=G1}^{G3} \sum_{b=1}^5 p_{t,i,b}^{\bullet} \cdot P_{t,i,b} \quad (\text{B.1})$$

es decir, la función a minimizar sería:

$$\begin{aligned} Z_I = & \sum_{t=T1}^{T4} 13 \cdot u_{t,G1} \cdot 0,5 + 13,46 \cdot P_{t,G1,2} + 13,86 \cdot P_{t,G1,3} + 14,25 \cdot P_{t,G1,4} + 14,66 \cdot P_{t,G1,5} \\ & + 12 \cdot u_{t,G2} \cdot 0,375 + 12,58 \cdot P_{t,G2,2} + 13,08 \cdot P_{t,G2,3} + 13,58 \cdot P_{t,G2,4} + 14,08 \cdot P_{t,G2,5} + \\ & + 12,5 \cdot u_{t,G3} \cdot 0,45 + 13,29 \cdot P_{t,G3,2} + 13,59 \cdot P_{t,G3,3} + 14,09 \cdot P_{t,G3,4} + 14,59 \cdot P_{t,G3,5} \end{aligned} \quad (\text{B.2})$$

sujeta a las restricciones:

- Balance de potencia:

$$\begin{aligned} P_{T1,G1} + P_{T1,G2} + P_{T1,G3} &= 1,0225 \cdot 1,92 \\ P_{T2,G1} + P_{T2,G2} + P_{T2,G3} &= 1,0225 \cdot 1,83 \\ P_{T3,G1} + P_{T3,G2} + P_{T3,G3} &= 1,0225 \cdot 1,74 \\ P_{T4,G1} + P_{T4,G2} + P_{T4,G3} &= 1,0225 \cdot 1,80 \end{aligned} \quad (\text{B.3})$$

- Límites de los bloques de energía ofertados:

$$\begin{aligned}
0 &\leq P_{t,G1,2} \leq 0,37 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G1,3} \leq 0,37 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G1,4} \leq 0,37 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G1,5} \leq 0,39 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G2,2} \leq 0,28 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G2,3} \leq 0,28 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G2,4} \leq 0,28 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G2,5} \leq 0,285 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G3,2} \leq 0,34 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G3,3} \leq 0,34 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G3,4} \leq 0,34 & \forall t \in T \\
0 &\leq P_{t,G3,5} \leq 0,33 & \forall t \in T
\end{aligned} \tag{B.4}$$

- Relación entre la potencia activa producida por los grupos generadores y los bloques de energía ofertados:

$$\begin{aligned}
P_{T1,G1} &= 0,5 \cdot u_{T1,G1} + P_{T1,G1,2} + P_{T1,G1,3} + P_{T1,G1,4} + P_{T1,G1,5} \\
P_{T1,G2} &= 0,375 \cdot u_{T1,G2} + P_{T1,G2,2} + P_{T1,G2,3} + P_{T1,G2,4} + P_{T1,G2,5} \\
P_{T1,G3} &= 0,45 \cdot u_{T1,G3} + P_{T1,G3,2} + P_{T1,G3,3} + P_{T1,G3,4} + P_{T1,G3,5} \\
P_{T2,G1} &= 0,5 \cdot u_{T2,G1} + P_{T2,G1,2} + P_{T2,G1,3} + P_{T2,G1,4} + P_{T2,G1,5} \\
P_{T2,G2} &= 0,375 \cdot u_{T2,G2} + P_{T2,G2,2} + P_{T2,G2,3} + P_{T2,G2,4} + P_{T2,G2,5} \\
P_{T2,G3} &= 0,45 \cdot u_{T2,G3} + P_{T2,G3,2} + P_{T2,G3,3} + P_{T2,G3,4} + P_{T2,G3,5} \\
P_{T3,G1} &= 0,5 \cdot u_{T3,G1} + P_{T3,G1,2} + P_{T3,G1,3} + P_{T3,G1,4} + P_{T3,G1,5} \\
P_{T3,G2} &= 0,375 \cdot u_{T3,G2} + P_{T3,G2,2} + P_{T3,G2,3} + P_{T3,G2,4} + P_{T3,G2,5} \\
P_{T3,G3} &= 0,45 \cdot u_{T3,G3} + P_{T3,G3,2} + P_{T3,G3,3} + P_{T3,G3,4} + P_{T3,G3,5} \\
P_{T4,G1} &= 0,5 \cdot u_{T4,G1} + P_{T4,G1,2} + P_{T4,G1,3} + P_{T4,G1,4} + P_{T4,G1,5} \\
P_{T4,G2} &= 0,375 \cdot u_{T4,G2} + P_{T4,G2,2} + P_{T4,G2,3} + P_{T4,G2,4} + P_{T4,G2,5} \\
P_{T4,G3} &= 0,45 \cdot u_{T4,G3} + P_{T4,G3,2} + P_{T4,G3,3} + P_{T4,G3,4} + P_{T4,G3,5}
\end{aligned} \tag{B.5}$$

- Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores:

$$\begin{aligned}
0,5 \cdot u_{T1,G1} &\leq P_{T1,G1} \leq 2,0 \cdot u_{T1,G1} \\
0,375 \cdot u_{T1,G2} &\leq P_{T1,G2} \leq 1,5 \cdot u_{T1,G2} \\
0,45 \cdot u_{T1,G3} &\leq P_{T1,G3} \leq 1,8 \cdot u_{T1,G3} \\
0,5 \cdot u_{T2,G1} &\leq P_{T2,G1} \leq 2,0 \cdot u_{T2,G1} \\
0,375 \cdot u_{T2,G2} &\leq P_{T2,G2} \leq 1,5 \cdot u_{T2,G2} \\
0,45 \cdot u_{T2,G3} &\leq P_{T2,G3} \leq 1,8 \cdot u_{T2,G3} \\
0,5 \cdot u_{T3,G1} &\leq P_{T3,G1} \leq 2,0 \cdot u_{T3,G1} \\
0,375 \cdot u_{T3,G2} &\leq P_{T3,G2} \leq 1,5 \cdot u_{T3,G2} \\
0,45 \cdot u_{T3,G3} &\leq P_{T3,G3} \leq 1,8 \cdot u_{T3,G3} \\
0,5 \cdot u_{T4,G1} &\leq P_{T4,G1} \leq 2,0 \cdot u_{T4,G1} \\
0,375 \cdot u_{T4,G2} &\leq P_{T4,G2} \leq 1,5 \cdot u_{T4,G2} \\
0,45 \cdot u_{T4,G3} &\leq P_{T4,G3} \leq 1,8 \cdot u_{T4,G3}
\end{aligned} \tag{B.6}$$

Con objeto de reducir la formulación y complejidad del problema no se han considerado las restricciones de rampa. Se ha estimado como previsión horaria de las pérdidas del

sistema en la ecuación (B.3) un valor de 2.25 % de la demanda total horaria, cifra que representa de forma razonable la realidad física del sistema.

Como se puede observar en la restricción (B.4), no se define para el primer bloque de oferta, el cual se considera indivisible y controlado por la variable binaria (0/1) de conexión $u_{t,i}$.

El problema de optimización es, por tanto, un problema lineal entero-mixto compuesto de una función objetivo, 16 restricciones de igualdad y 2·24 restricciones de desigualdad.

Los resultados más relevantes que se obtienen de esta primera etapa son:

- Conjunto de generadores acoplados CG : {G1, G2, G3}
- Conjunto de generadores desacoplados UG : { \emptyset }
- Potencia activa de salida del generador i en cada periodo t , $P_{t,i}^I$:

| $P_{t,i}^I$ (MW) | Generador | | |
|------------------|-----------|------|------|
| | Periodo | G1 | G2 |
| T1 | 50 | 93,5 | 52,8 |
| T2 | 50 | 92,1 | 45 |
| T3 | 50 | 82,9 | 45 |
| T4 | 50 | 89 | 45 |

- Precio marginal horario del sistema \tilde{p}_t :

| | Periodo | | | |
|-----------------------|---------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 |
| \tilde{p}_t (€/MWh) | 13,29 | 13,08 | 13,08 | 13,08 |

- Coste total de la Etapa I: C_I (€)= 9789,75

Inmediatamente después de realizada la casación se lleva a cabo la etapa II, cuyo objetivo es comprobar la viabilidad técnica de la programación económica realizada. La finalidad de la etapa II es la resolución de las restricciones técnicas del sistema. Como resultado, la programación inicial se puede ver modificada mediante el redespacho de la generación casada para la resolución de los problemas de subtensiones o sobretensiones y de flujos de cargas por las líneas.

Es en esta etapa donde se aplica el algoritmo de descomposición de Benders. Como se ha explicado de forma reiterada, el problema maestro establecerá en cada iteración una combinación factible de unidades para el horizonte previsto de programación (4 periodos). Dada esta asignación se resolverán cada uno de los subproblemas esclavos de operación –4 subproblemas en total–, definiéndose las condiciones de operación del sistema eléctrico de forma que no se violen los límites de seguridad de la red de transporte y se minimice el coste de operación del sistema eléctrico.

Seguidamente se formulan el problema maestro y los subproblemas esclavos de Benders para el ejemplo de aplicación propuesto.

B.1.2. Etapa II: problema maestro

El problema maestro se compone de la función objetivo a minimizar y las restricciones correspondientes. La función objetivo queda formulada como:

$$\text{Minimizar}_{u_{t,i}^{off}, u_{t,i}^{on}, \alpha_t^*} Z_{IIM} = \sum_{t=T1}^{T4} \alpha_t^* \quad (\text{B.7})$$

o lo que es lo mismo, la función objetivo se compone de los cuatro sumandos siguientes:

$$Z_{IIM} = \alpha_{T1}^* + \alpha_{T2}^* + \alpha_{T3}^* + \alpha_{T4}^* \quad (\text{B.8})$$

Como se puede comprobar en las ecuaciones (B.7) y (B.8), no aparecen variables $u_{t,i}^{on}$. Esto se debe a que los tres grupos de generación fueron acoplados en la etapa I, con lo que no queda ningún grupo nuevo para ser conectado en esta etapa II. Los costes del problema maestro están representados exclusivamente por la aproximación a los costes de operación del subproblema de Benders a través de la variable α_t^* . Lo habitual en sistemas de mayor dimensión es la aparición de variables asociadas al acoplamiento de nuevas unidades de generación que no han sido conectadas en la etapa I del modelo.

Las restricciones del problema maestro son los cortes de Benders y las reservas de operación del sistema.

Las reservas de operación horaria de potencia activa para una consideración de reserva rodante del sistema del 10% de la demanda total horaria quedarían formuladas de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} 2,0 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) + 1,5 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) + 1,8 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off}) &\geq 3 \cdot 0,64 + 0,192 \\ 0,5 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) + 0,375 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) + 0,45 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off}) &\leq 3 \cdot 0,64 \\ 2,0 \cdot (1 - u_{T2,G1}^{off}) + 1,5 \cdot (1 - u_{T2,G2}^{off}) + 1,8 \cdot (1 - u_{T2,G3}^{off}) &\geq 3 \cdot 0,61 + 0,183 \\ 0,5 \cdot (1 - u_{T2,G1}^{off}) + 0,375 \cdot (1 - u_{T2,G2}^{off}) + 0,45 \cdot (1 - u_{T2,G3}^{off}) &\leq 3 \cdot 0,61 \\ 2,0 \cdot (1 - u_{T3,G1}^{off}) + 1,5 \cdot (1 - u_{T3,G2}^{off}) + 1,8 \cdot (1 - u_{T3,G3}^{off}) &\geq 3 \cdot 0,58 + 0,174 \\ 0,5 \cdot (1 - u_{T3,G1}^{off}) + 0,375 \cdot (1 - u_{T3,G2}^{off}) + 0,45 \cdot (1 - u_{T3,G3}^{off}) &\leq 3 \cdot 0,58 \\ 2,0 \cdot (1 - u_{T4,G1}^{off}) + 1,5 \cdot (1 - u_{T4,G2}^{off}) + 1,8 \cdot (1 - u_{T4,G3}^{off}) &\geq 3 \cdot 0,60 + 0,180 \\ 0,5 \cdot (1 - u_{T4,G1}^{off}) + 0,375 \cdot (1 - u_{T4,G2}^{off}) + 0,45 \cdot (1 - u_{T4,G3}^{off}) &\leq 3 \cdot 0,60 \end{aligned} \quad (\text{B.9})$$

Son restricciones dobles que establecen un límite superior e inferior a la potencia acoplada, de forma que se garantice que la capacidad máxima de los generadores conectados supere los requerimientos de demanda y reserva rodante del sistema y la capacidad mínima nunca exceda la carga total del sistema, lo que convertiría en infactible el programa de acoplamientos del maestro.

Las expresiones análogas para la potencia reactiva son:

$$\begin{aligned}
& 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) + 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) + 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off}) \geq 3 \cdot 0,64 \\
& -1,0 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) - 1,0 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) - 1,0 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off}) \leq 3 \cdot 0,64 \\
& 1,1 \cdot (1 - u_{T2,G1}^{off}) + 1,1 \cdot (1 - u_{T2,G2}^{off}) + 1,1 \cdot (1 - u_{T2,G3}^{off}) \geq 3 \cdot 0,61 \\
& -1,0 \cdot (1 - u_{T2,G1}^{off}) - 1,0 \cdot (1 - u_{T2,G2}^{off}) - 1,0 \cdot (1 - u_{T2,G3}^{off}) \leq 3 \cdot 0,61 \\
& 1,1 \cdot (1 - u_{T3,G1}^{off}) + 1,1 \cdot (1 - u_{T3,G2}^{off}) + 1,1 \cdot (1 - u_{T3,G3}^{off}) \geq 3 \cdot 0,58 \\
& -1,0 \cdot (1 - u_{T3,G1}^{off}) - 1,0 \cdot (1 - u_{T3,G2}^{off}) - 1,0 \cdot (1 - u_{T3,G3}^{off}) \leq 3 \cdot 0,58 \\
& 1,1 \cdot (1 - u_{T4,G1}^{off}) + 1,1 \cdot (1 - u_{T4,G2}^{off}) + 1,1 \cdot (1 - u_{T4,G3}^{off}) \geq 3 \cdot 0,60 \\
& -1,0 \cdot (1 - u_{T4,G1}^{off}) - 1,0 \cdot (1 - u_{T4,G2}^{off}) - 1,0 \cdot (1 - u_{T4,G3}^{off}) \leq 3 \cdot 0,60
\end{aligned} \tag{B.10}$$

Estas restricciones de capacidad de reserva de potencia activa y reactiva sólo garantizan que en la resolución de cada uno de los subproblemas de Benders haya conectado un número de plantas de generación suficiente para garantizar la potencia rodante por periodo y una capacidad mínima de reactiva, si bien no asegura la factibilidad de cada uno de los subproblemas esclavos como se podrá comprobar en los siguientes apartados que abordan la formulación de los subproblemas de Benders y la resolución numérica del caso de estudio en cada iteración de la descomposición de Benders.

Los cortes de Benders se incluirán en cada una de las iteraciones salvo en en la primera iteración, ya que cuando se ejecuta la resolución del primer problema maestro aún no se ha resuelto ningún problema esclavo y, por tanto, se carece de la información necesaria para incluir los cortes lineales de Benders (infraestimación de los costes de los respectivos problemas esclavos). Su formulación general para el sistema de estudio en cada iteración m ($m > 1$) vendrá dada por las expresiones (B.11).

$$\begin{aligned}
\alpha_{T1}^* & \geq \alpha_{T1} \left(U_{T1,i}^{m-1} \right) + \sum_{i=G1}^{G3} \lambda_{T1,i}^{m-1} \cdot \left(u_{T1,i}^{off} - U_{T1,i}^{m-1} \right) = \alpha_{T1} \left(U_{T1,G1}^{m-1}, U_{T1,G2}^{m-1}, U_{T1,G3}^{m-1} \right) + \\
& + \lambda_{T1,G1}^{m-1} \cdot \left(u_{T1,G1}^{off} - U_{T1,G1}^{m-1} \right) + \lambda_{T1,G2}^{m-1} \cdot \left(u_{T1,G2}^{off} - U_{T1,G2}^{m-1} \right) + \lambda_{T1,G3}^{m-1} \cdot \left(u_{T1,G3}^{off} - U_{T1,G3}^{m-1} \right) \\
\alpha_{T2}^* & \geq \alpha_{T2} \left(U_{T2,i}^{m-1} \right) + \sum_{i=G1}^{G3} \lambda_{T2,i}^{m-1} \cdot \left(u_{T2,i}^{off} - U_{T2,i}^{m-1} \right) = \alpha_{T2} \left(U_{T2,G1}^{m-1}, U_{T2,G2}^{m-1}, U_{T2,G3}^{m-1} \right) + \\
& + \lambda_{T2,G1}^{m-1} \cdot \left(u_{T2,G1}^{off} - U_{T2,G1}^{m-1} \right) + \lambda_{T2,G2}^{m-1} \cdot \left(u_{T2,G2}^{off} - U_{T2,G2}^{m-1} \right) + \lambda_{T2,G3}^{m-1} \cdot \left(u_{T2,G3}^{off} - U_{T2,G3}^{m-1} \right) \\
\alpha_{T3}^* & \geq \alpha_{T3} \left(U_{T3,i}^{m-1} \right) + \sum_{i=G1}^{G3} \lambda_{T3,i}^{m-1} \cdot \left(u_{T3,i}^{off} - U_{T3,i}^{m-1} \right) = \alpha_{T3} \left(U_{T3,G1}^{m-1}, U_{T3,G2}^{m-1}, U_{T3,G3}^{m-1} \right) + \\
& + \lambda_{T3,G1}^{m-1} \cdot \left(u_{T3,G1}^{off} - U_{T3,G1}^{m-1} \right) + \lambda_{T3,G2}^{m-1} \cdot \left(u_{T3,G2}^{off} - U_{T3,G2}^{m-1} \right) + \lambda_{T3,G3}^{m-1} \cdot \left(u_{T3,G3}^{off} - U_{T3,G3}^{m-1} \right) \\
\alpha_{T4}^* & \geq \alpha_{T4} \left(U_{T4,i}^{m-1} \right) + \sum_{i=G1}^{G3} \lambda_{T4,i}^{m-1} \cdot \left(u_{T4,i}^{off} - U_{T4,i}^{m-1} \right) = \alpha_{T4} \left(U_{T4,G1}^{m-1}, U_{T4,G2}^{m-1}, U_{T4,G3}^{m-1} \right) + \\
& + \lambda_{T4,G1}^{m-1} \cdot \left(u_{T4,G1}^{off} - U_{T4,G1}^{m-1} \right) + \lambda_{T4,G2}^{m-1} \cdot \left(u_{T4,G2}^{off} - U_{T4,G2}^{m-1} \right) + \lambda_{T4,G3}^{m-1} \cdot \left(u_{T4,G3}^{off} - U_{T4,G3}^{m-1} \right)
\end{aligned} \tag{B.11}$$

La particularización numérica de los cortes de Benders para cada iteración m se muestra en el desarrollo iterativo de la descomposición de Benders (ver B.1.4).

Por último, reseñar que hay una restricción más en el problema, dado que el generador asociado al nudo oscilante se considera siempre conectado (no puede disparar). Eso quiere decir que la variable $u_{t,G1}^{off} = 0$ en cualquier periodo de programación.

El problema de optimización del maestro es, por tanto, un problema lineal entero-mixto constituido por una función objetivo y, al menos, 24 restricciones de desigualdad,

agregándose 4 nuevas restricciones en cada iteración con la incorporación de nuevos cortes de Benders. Las variables binarias son 12, una por cada generador y periodo, y 4 variables continuas que representan una aproximación de la función de costes de los subproblemas esclavos.

B.1.3. Etapa II: subproblema de Benders

El subproblema de Benders se desacopla en tantos problemas como periodos de programación considerados. Es decir, se resuelven tantos subproblemas esclavos como escenarios de operación haya programados: 4 en el ejemplo de estudio que nos ocupa. No obstante, se van a plantear exclusivamente la función objetivo y las restricciones para el primer periodo. La formulación del resto de problemas esclavos –uno por periodo de programación– se haría de idéntica manera.

Como se ha mencionado previamente, la infactibilidad de cualquiera de los subproblemas de Benders comprometería la convergencia del proceso iterativo de la descomposición de Benders. Para evitar esta eventualidad se incluyen funciones de penalización en la función objetivo del problema esclavo. Estas funciones de penalización representan el coste asociado a la conexión de generadores “ficticios” vinculados a los nudos de generación correspondientes, denominados nudos candidatos, y necesarios para cumplir las restricciones técnicas del sistema eléctrico. Los nudos candidatos serán el nudo N2 y N3, nudos PV del sistema. El nudo oscilante N1 se descarta al considerar que el generador acoplado en ese nudo, G1, siempre está conectado.

Cada función de penalización se compone de dos términos: un coeficiente de penalización, C_p , y una variable continua de potencia activa, $P_{fict,n}$, o reactiva, $Q_{fict,n}^L$ y $Q_{fict,n}^C$, según la función en cuestión. Los generadores ficticios pueden generar, $Q_{fict,n}^C$, o absorber potencia reactiva, $Q_{fict,n}^L$. Tanto la generación $Q_{fict,n}^C$ como la absorción de potencia reactiva $Q_{fict,n}^L$ son consideradas variables positivas. De esta forma, al estar ambas afectadas por el mismo coeficiente de penalización C_p –cuesta lo mismo generar que absorber potencia reactiva–, el procedimiento de optimización no encontraría más barato absorber que generar por el signo negativo de la potencia reactiva (criterio generador).¹

En cuanto al coeficiente C_p , este coste debe ser el mismo para todos los generadores ficticios situados en los nudos candidatos y en todos los escenarios analizados, para no crear ‘necesidades’ irreales. El valor de este coste es arbitrario siempre que al menos sea 100 veces mayor que el coste de los generadores. Se ha elegido un valor de $C_p=10000$. De esta forma, si no existen infactibilidades ese término de la función objetivo será nulo, y al pesar este término más que el resto en la función objetivo global, se tiende a despreciar el término de ofertas de los generadores en la optimización y centrarse en minimizar las infactibilidades, lo que proporcionará la minimización global. En caso contrario, al ser mayor el coste de generación que el de las infactibilidades en la operación, la solución óptima dejaría el caso con inyecciones ficticias, pues le costaría menos que aumentar el despacho en los generadores situados en los nudos candidatos.

De esta forma, la función objetivo del problema esclavo se expresa como:

¹En este ejemplo no hay reactancias o condensadores para ser conectados en determinados nudos candidatos que cubran las necesidades de reactiva del sistema. Los problemas de límite de flujos por las líneas o tensiones en los nudos han de resueltos exclusivamente con los tres grupos térmicos disponibles.

$$\text{Minimizar } \Delta P_{T1,i,b}^{up}, \Delta P_{T1,i,b}^{down}, P_{fict,n}, Q_{fict,n}^C, Q_{fict,n}^L \quad (B.12)$$

$$Z_{IIS} = \sum_{i=G1}^{G3} \sum_{b=2}^5 p_{T1,i,b} \cdot \Delta P_{T1,i,b}^{up} + \sum_{n=N2}^{N3} C_p \cdot \left(P_{fict,n} + Q_{fict,n}^L + Q_{fict,n}^C \right)$$

Sustituyendo los parámetros por sus valores numéricos correspondientes se obtiene la siguiente ecuación para Z_{IIS} :

$$\begin{aligned} Z_{IIS} = & 13,46 \cdot \Delta P_{T1,G1,2}^{up} + 13,86 \cdot \Delta P_{T1,G1,3}^{up} + 14,25 \cdot \Delta P_{T1,G1,4}^{up} + 14,25 \cdot \Delta P_{T1,G1,5}^{up} \\ & + 13,58 \cdot \Delta P_{T1,G2,4}^{up} + 14,08 \cdot \Delta P_{T1,G2,5}^{up} \\ & + 13,29 \cdot \Delta P_{T1,G3,2}^{up} + 13,59 \cdot \Delta P_{T1,G3,3}^{up} + 14,09 \cdot \Delta P_{T1,G3,4}^{up} + 14,59 \cdot \Delta P_{T1,G3,5}^{up} \\ & + 10^4 \cdot (P_{fict_{T1,N2}} + Q_{fict_{T1,N2}}^L + Q_{fict_{T1,N2}}^C + P_{fict_{T1,N3}} + Q_{fict_{T1,N3}}^L + Q_{fict_{T1,N3}}^C) \end{aligned} \quad (B.13)$$

La función objetivo de operación será una combinación lineal de los costes de operación de los grupos generadores –redespacho de energía para solventar restricciones técnicas– y los costes por infactibilidades, introduciendo un elevado peso para el término que representa las infactibilidades a través del coeficiente de penalización C_p . Los “costes de explotación” serán, por tanto, los asociados a los bloques de oferta de energía, salvo el primero, y a las infactibilidades.

Se puede observar en las expresiones (B.12) y (B.13) que G2 y G3 pueden aumentar o disminuir potencia para este primer periodo, si bien G3 sólo podrá hacerlo en 3.5 MW (ver ecuación B.14).

Las restricciones del problema esclavo para el primer periodo de programación, T1, son las siguientes:

- Límites de los redespachos de energía a subir y bajar:

$$\begin{aligned} 0 & \leq \Delta P_{T1,G1,2}^{up} \leq 0,37 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G1,3}^{up} \leq 0,37 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G1,4}^{up} \leq 0,37 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G1,5}^{up} \leq 0,39 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G2,4}^{up} \leq 0,28 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G2,5}^{up} \leq 0,285 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G3,2}^{up} \leq 0,305 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G3,3}^{up} \leq 0,34 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G3,4}^{up} \leq 0,34 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G3,5}^{up} \leq 0,33 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G2,2}^{down} \leq 0,28 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G2,3}^{down} \leq 0,28 \\ 0 & \leq \Delta P_{T1,G3,2}^{down} \leq 0,035 \end{aligned} \quad (B.14)$$

- Relación entre la potencia activa producida por los grupos generadores y los redespachos de energía según los bloques de energía ofertados:

$$\begin{aligned}
P_{T1,G1} &= 0,5 - 0,5 \cdot u_{T1,G1}^{off} + \Delta P_{T1,G1,2}^{up} + \Delta P_{T1,G1,3}^{up} + \Delta P_{T1,G1,4}^{up} + \Delta P_{T1,G1,5}^{up} \\
P_{T1,G2} &= 0,935 - 0,375 \cdot u_{T1,G2}^{off} - \Delta P_{T1,G2,2}^{down} - \Delta P_{T1,G2,3}^{down} + \Delta P_{T1,G2,4}^{up} + \\
&\quad + \Delta P_{T1,G2,5}^{up} \\
P_{T1,G3} &= 0,528 - 0,45 \cdot u_{T1,G3}^{off} - \Delta P_{T1,G3,2}^{down} + \Delta P_{T1,G3,2}^{up} + \Delta P_{T1,G3,3}^{up} + \\
&\quad + \Delta P_{T1,G3,4}^{up} + \Delta P_{T1,G3,5}^{up}
\end{aligned} \tag{B.15}$$

- Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores:

$$\begin{aligned}
0,5 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) &\leq P_{T1,G1} \leq 2,0 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) \\
0,375 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) &\leq P_{T1,G2} \leq 1,5 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) \\
0,45 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off}) &\leq P_{T1,G3} \leq 1,8 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off})
\end{aligned} \tag{B.16}$$

- Potencia reactiva máxima y mínima de los grupos generadores:

$$\begin{aligned}
-1,0 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) &\leq Q_{T1,G1} \leq 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) \\
-1,0 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) &\leq Q_{T1,G2} \leq 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) \\
-1,0 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off}) &\leq Q_{T1,G3} \leq 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off})
\end{aligned} \tag{B.17}$$

- Estado de conexión de los grupos generadores:

$$\begin{aligned}
u_{T1,G1}^{off} &= U_{T1,G1}^m && : \lambda_{T1,G1}^{m+1} \\
u_{T1,G2}^{off} &= U_{T1,G2}^m && : \lambda_{T1,G2}^{m+1} \\
u_{T1,G3}^{off} &= U_{T1,G3}^m && : \lambda_{T1,G3}^{m+1}
\end{aligned} \tag{B.18}$$

Esta restricción representa una ‘fotografía’ fija del estado de acoplamiento (0/1) de las tres centrales. Este estado es determinado por el problema maestro en un paso previo de esta misma iteración (m).

Nótese que para la inclusión en la formulación en variables continuas de los subproblemas esclavos de las variables $u_{t,i}^{off}$, es necesario la conversión ‘temporal’ de estas variables binarias $u_{t,i}^{off}$ en variables continuas, con el objetivo de calcular el valor dual asociado a dichas variables $\lambda_{t,i}^{m+1}$, es decir, el coste incremental asociado a las variables binarias de conexión/desconexión de unidades. Esta sensibilidad cuantifica económicamente para cada unidad de oferta su cambio de estado en la programación del maestro.

- Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia activa en estado normal:

$$\begin{aligned}
& P_{T1,G1} + P_{fic_{T1,G1}} = \\
& V_{T1,N1}^2 \cdot (4,006 \cdot \cos(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N1}) - 11,748 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N1})) + \\
& + V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-2,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N2}) + 4,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N4} \cdot (-1,176 \cdot \cos(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N4}) + 4,706 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N4})) + \\
& + V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-0,830 \cdot \cos(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N5}) + 3,112 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N5})) \\
& P_{T1,G2} + P_{fic_{T1,G2}} = \\
& V_{T1,N2}^2 \cdot (9,328 \cdot \cos(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N2}) - 23,195 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N1} \cdot (-2,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N1}) + 4,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N1})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N3} \cdot (-0,769 \cdot \cos(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N3}) + 3,846 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N3})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N4} \cdot (-4,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N4}) + 8,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N4})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-1,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N5}) + 3,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N5})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N6} \cdot (-1,559 \cdot \cos(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N6}) + 4,454 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N6})) \\
& P_{T1,G3} + P_{fic_{T1,G3}} = \\
& V_{T1,N3}^2 \cdot (4,156 \cdot \cos(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N3}) - 16,567 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N3})) + \\
& + V_{T1,N3} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-0,769 \cdot \cos(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N2}) + 3,846 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N3} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-1,463 \cdot \cos(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N5}) + 3,171 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N5})) + \\
& + V_{T1,N3} \cdot V_{T1,N6} \cdot (-1,923 \cdot \cos(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N6}) + 9,615 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N6})) \\
& -0,64 = V_{T1,N4}^2 \cdot (6,176 \cdot \cos(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N4}) - 14,636 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N4})) + \\
& + V_{T1,N4} \cdot V_{T1,N1} \cdot (-1,176 \cdot \cos(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N1}) + 4,706 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N1})) + \\
& + V_{T1,N4} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-4,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N2}) + 8,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N4} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-1,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N5}) + 2,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N5})) \\
& -0,64 = V_{T1,N5}^2 \cdot (5,293 \cdot \cos(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N5}) - 14,138 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N5})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N1} \cdot (-0,830 \cdot \cos(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N1}) + 3,112 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N1})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-1,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N2}) + 3,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N3} \cdot (-1,463 \cdot \cos(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N3}) + 3,171 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N3})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N4} \cdot (-1,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N4}) + 2,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N4})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N6} \cdot (-1,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N6}) + 3,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N6})) \\
& -0,64 = V_{T1,N6}^2 \cdot (4,482 \cdot \cos(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N6}) - 17,005 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N6})) + \\
& + V_{T1,N6} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-1,159 \cdot \cos(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N2}) + 4,454 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N6} \cdot V_{T1,N3} \cdot (-1,923 \cdot \cos(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N6}) + 9,615 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N6})) + \\
& + V_{T1,N6} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-1,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N5}) + 3,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N5}))
\end{aligned} \tag{B.19}$$

Obsérvese que en los nudos generadores $\{N1,N2,N3\}$ la demanda es nula. Un valor importante de estas ecuaciones será el valor dual asociado a las mismas o precio nodal, $\gamma_{t,n}$. Refleja la variación del coste de adquisición ante un incremento de la demanda en el nudo n durante el periodo t .

- Ecuaciones de nudo de flujo de cargas de potencia reactiva en estado normal:

$$\begin{aligned}
& Q_{T1,G1} + Q_{fic_{T1,G1}}^C - Q_{fic_{T1,G1}}^L = \\
& V_{T1,N1}^2 \cdot (4,006 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N1}) + 11,748 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N1})) + \\
& + V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-2,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N2}) - 4,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N4} \cdot (-1,176 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N4}) - 4,706 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N4})) + \\
& + V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-0,830 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N5}) - 3,112 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N1} - \delta_{T1,N5})) \\
& \\
& Q_{T1,G2} + Q_{fic_{T1,G2}}^C - Q_{fic_{T1,G2}}^L = \\
& V_{T1,N2}^2 \cdot (9,328 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N2}) + 23,195 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N1} \cdot (-2,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N1}) - 4,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N1})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N3} \cdot (-0,769 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N3}) - 3,846 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N3})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N4} \cdot (-4,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N4}) - 8,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N4})) + \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-1,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N5}) - 3,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N5})) \\
& + V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N6} \cdot (-1,559 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N6}) - 4,454 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N2} - \delta_{T1,N6})) \\
& \\
& Q_{T1,G3} + Q_{fic_{T1,G3}}^C - Q_{fic_{T1,G3}}^L = \\
& V_{T1,N3}^2 \cdot (4,156 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N3}) + 16,567 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N3})) + \\
& + V_{T1,N3} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-0,769 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N2}) - 3,846 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N3} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-1,463 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N5}) - 3,171 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N5})) + \\
& + V_{T1,N3} \cdot V_{T1,N6} \cdot (-1,923 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N6}) - 9,615 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N3} - \delta_{T1,N6})) \\
& \\
& -0,64 = V_{T1,N4}^2 \cdot (6,176 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N4}) + 14,636 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N4})) + \\
& + V_{T1,N4} \cdot V_{T1,N1} \cdot (-1,176 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N1}) - 4,706 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N1})) + \\
& + V_{T1,N4} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-4,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N2}) - 8,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N4} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-1,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N5}) - 2,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N4} - \delta_{T1,N5})) \\
& \\
& -0,64 = V_{T1,N5}^2 \cdot (5,293 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N5}) + 14,138 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N5})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N1} \cdot (-0,830 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N1}) - 3,112 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N1})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-1,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N2}) - 3,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N3} \cdot (-1,463 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N3}) - 3,171 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N3})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N4} \cdot (-1,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N4}) - 2,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N4})) + \\
& + V_{T1,N5} \cdot V_{T1,N6} \cdot (-1,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N6}) - 3,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N5} - \delta_{T1,N6})) \\
& \\
& -0,64 = V_{T1,N6}^2 \cdot (4,482 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N6}) + 17,005 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N6})) + \\
& + V_{T1,N6} \cdot V_{T1,N2} \cdot (-1,159 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N2}) - 4,454 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N2})) + \\
& + V_{T1,N6} \cdot V_{T1,N3} \cdot (-1,923 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N6}) - 9,615 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N6})) + \\
& + V_{T1,N6} \cdot V_{T1,N5} \cdot (-1,0 \cdot \text{sen}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N5}) - 3,0 \cdot \text{cos}(\delta_{T1,N6} - \delta_{T1,N5}))
\end{aligned} \tag{B.20}$$

- Tensiones máximas y mínimas en los nudos de la red para el estado normal:

$$\begin{aligned}
0,95 & \leq V_{T1,N1} \leq 1,1 \\
0,95 & \leq V_{T1,N2} \leq 1,1 \\
0,95 & \leq V_{T1,N3} \leq 1,1 \\
0,95 & \leq V_{T1,N4} \leq 1,1 \\
0,95 & \leq V_{T1,N5} \leq 1,1 \\
0,95 & \leq V_{T1,N6} \leq 1,1
\end{aligned} \tag{B.21}$$

- Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para el estado normal:

$$\begin{aligned}
& -\pi \leq \delta_{T1,N2} \leq \pi \\
& -\pi \leq \delta_{T1,N3} \leq \pi \\
& -\pi \leq \delta_{T1,N4} \leq \pi \\
& -\pi \leq \delta_{T1,N5} \leq \pi \\
& -\pi \leq \delta_{T1,N6} \leq \pi \\
& \delta_{T1,N1} = 0
\end{aligned} \tag{B.22}$$

- Límites de capacidad de las líneas en estado normal:

$$\begin{aligned}
& \left| \mathbf{V}_{T1,N1} [(\mathbf{V}_{T1,N1} - \mathbf{V}_{T1,N2}) \cdot (-2,0+4,0j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N1} (\mathbf{V}_{T1,N1} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,04)^*) \right| \leq 0,4 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N1} [(\mathbf{V}_{T1,N1} - \mathbf{V}_{T1,N4}) \cdot (-1,2+4,7j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N1} (\mathbf{V}_{T1,N1} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,04)^*) \right| \leq 0,6 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N1} [(\mathbf{V}_{T1,N1} - \mathbf{V}_{T1,N2}) \cdot (-0,8+3,1j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N1} (\mathbf{V}_{T1,N1} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,06)^*) \right| \leq 0,4 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N2} [(\mathbf{V}_{T1,N2} - \mathbf{V}_{T1,N3}) \cdot (-0,8+3,85j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N2} (\mathbf{V}_{T1,N2} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,06)^*) \right| \leq 0,4 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N2} [(\mathbf{V}_{T1,N2} - \mathbf{V}_{T1,N4}) \cdot (-4,0+8,0j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N2} (\mathbf{V}_{T1,N2} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,02)^*) \right| \leq 0,6 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N2} [(\mathbf{V}_{T1,N2} - \mathbf{V}_{T1,N5}) \cdot (-1,0+3,0j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N2} (\mathbf{V}_{T1,N2} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,04)^*) \right| \leq 0,3 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N2} [(\mathbf{V}_{T1,N2} - \mathbf{V}_{T1,N6}) \cdot (-1,6+4,45j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N2} (\mathbf{V}_{T1,N2} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,05)^*) \right| \leq 0,9 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N3} [(\mathbf{V}_{T1,N3} - \mathbf{V}_{T1,N5}) \cdot (-1,5+3,2j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N3} (\mathbf{V}_{T1,N3} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,04)^*) \right| \leq 0,7 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N3} [(\mathbf{V}_{T1,N3} - \mathbf{V}_{T1,N6}) \cdot (-1,9+9,6j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N3} (\mathbf{V}_{T1,N3} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,05)^*) \right| \leq 0,8 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N4} [(\mathbf{V}_{T1,N4} - \mathbf{V}_{T1,N5}) \cdot (-1,0+2,0j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N4} (\mathbf{V}_{T1,N4} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,04)^*) \right| \leq 0,2 \\
& \left| \mathbf{V}_{T1,N5} [(\mathbf{V}_{T1,N5} - \mathbf{V}_{T1,N6}) \cdot (-1,0+3,0j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N5} (\mathbf{V}_{T1,N5} \cdot (j\frac{1}{2} \cdot 0,05)^*) \right| \leq 0,4
\end{aligned} \tag{B.23}$$

No se van a formular todas las ecuaciones de flujo de cargas y límites de flujo por las líneas para el estado post-contingencia tras el disparo de la línea N2-N5. Simplemente se ha elegido una ecuación nodal para potencia activa (nudo N2), otra ecuación en el nudo N1 para la potencia reactiva y el límite de flujo por una línea (L1: N1-N2) para facilitar la comprensión de la formulación para el estado ‘ $n-1$ ’. El resto de ecuaciones se desarrollarían de forma análoga.

Se recuerda que las variables de control del sistema, potencia activa producida por cada una de las unidades generadoras – $P_{T1,G1}, P_{T1,G2}, P_{T1,G3}$ – y el módulo de la tensión para los nudos de tipo PV u oscilante – $V_{T1,N1}, V_{T1,N2}, V_{T1,N3}$ –, son las mismas para el estado normal y para cualquier estado post-contingencia c . Es decir, no se definen nuevas variables de potencia activa o módulo de la tensión en nudos generadores para estados post-contingencia.

De esta forma, las ecuaciones para el estado post-contingencia c , siendo c el disparo de la línea N2-N5, serían:

- Potencia reactiva máxima y mínima de grupos generadores para el estado post-contingencia:

$$\begin{aligned}
-1,0 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) &\leq Q_{T1,G1}^c \leq 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G1}^{off}) \\
-1,0 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) &\leq Q_{T1,G2}^c \leq 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G2}^{off}) \\
-1,0 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off}) &\leq Q_{T1,G3}^c \leq 1,1 \cdot (1 - u_{T1,G3}^{off})
\end{aligned} \tag{B.24}$$

- Ecuación de flujo de cargas de potencia activa para el estado post-contingencia :

$$\begin{aligned}
&P_{T1,G2} + P_{fic_{T1,G2}} = \\
&V_{T1,N2}^2 \cdot \left(9,328 \cdot \cos(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N2}^c) - 23,195 \cdot \sin(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N2}^c) \right) + \\
&+ V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N1} \cdot \left(-2,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N1}^c) + 4,0 \cdot \sin(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N1}^c) \right) + \\
&+ V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N3} \cdot \left(-0,769 \cdot \cos(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N3}^c) + 3,846 \cdot \sin(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N3}^c) \right) + \\
&+ V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N4}^c \cdot \left(-4,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N4}^c) + 8,0 \cdot \sin(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N4}^c) \right) + \\
&+ V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N5}^c \cdot \left(-1,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N5}^c) + 3,0 \cdot \sin(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N5}^c) \right) \\
&+ V_{T1,N2} \cdot V_{T1,N6}^c \cdot \left(-1,559 \cdot \cos(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N6}^c) + 4,454 \cdot \sin(\delta_{T1,N2}^c - \delta_{T1,N6}^c) \right)
\end{aligned} \tag{B.25}$$

- Ecuaciones nodales de flujo de cargas de potencia reactiva para el estado post-contingencia:

$$\begin{aligned}
&Q_{T1,G1}^c + Q_{fic_{T1,G1}}^c - Q_{fic_{T1,G1}}^L = \\
&V_{T1,N1}^2 \cdot \left(4,006 \cdot \sin(\delta_{T1,N1}^c - \delta_{T1,N1}^c) + 11,748 \cdot \cos(\delta_{T1,N1}^c - \delta_{T1,N1}^c) \right) + \\
&+ V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N2} \cdot \left(-2,0 \cdot \sin(\delta_{T1,N1}^c - \delta_{T1,N2}^c) - 4,0 \cdot \cos(\delta_{T1,N1}^c - \delta_{T1,N2}^c) \right) + \\
&+ V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N4}^c \cdot \left(-1,176 \cdot \sin(\delta_{T1,N1}^c - \delta_{T1,N4}^c) - 4,706 \cdot \cos(\delta_{T1,N1}^c - \delta_{T1,N4}^c) \right) + \\
&+ V_{T1,N1} \cdot V_{T1,N5}^c \cdot \left(-0,830 \cdot \sin(\delta_{T1,N1}^c - \delta_{T1,N5}^c) - 3,112 \cdot \cos(\delta_{T1,N1}^c - \delta_{T1,N5}^c) \right)
\end{aligned} \tag{B.26}$$

- Límites de capacidad de las líneas y transformadores para el estado post-contingencia:

$$\left| \mathbf{V}_{T1,N1}^c [(\mathbf{V}_{T1,N1}^c - \mathbf{V}_{T1,N2}^c) \cdot (-2,0 + 4,0j)]^* + \mathbf{V}_{T1,N1}^c \left(\mathbf{V}_{T1,N1}^c \cdot (j \frac{1}{2} \cdot 0,04)^* \right) \right| \leq 0,44 \tag{B.27}$$

- Tensiones máximas y mínimas en los nudos de la red para el estado post-contingencia:

$$\begin{aligned}
0,9 &\leq V_{T1,N4}^c \leq 1,11 \\
0,9 &\leq V_{T1,N5}^c \leq 1,11 \\
0,9 &\leq V_{T1,N6}^c \leq 1,11
\end{aligned} \tag{B.28}$$

- Ángulos máximos y mínimos en los nudos de la red para el estado post-contingencia:

$$\begin{aligned}
- \pi &\leq \delta_{T1,N2}^c \leq \pi \\
- \pi &\leq \delta_{T1,N3}^c \leq \pi \\
- \pi &\leq \delta_{T1,N4}^c \leq \pi \\
- \pi &\leq \delta_{T1,N5}^c \leq \pi \\
- \pi &\leq \delta_{T1,N6}^c \leq \pi \\
\delta_{T1,N1}^c &= 0
\end{aligned} \tag{B.29}$$

B.1.4. Resolución numérica de la etapa II

Se van a mostrar iteración a iteración, para cada uno de los problemas esclavos, el programa de acoplamiento del maestro, las sensibilidades asociadas a la ecuación (B.18), los valores de los cortes de Benders, la potencia inyectada en cada nudo, los precios nodales o ‘spot’ de las ecuaciones nodales de potencia activa, así como la posible necesidad de grupos “ficticios” en los nudos donde el maestro ha decidido no conectar un grupo para evitar infactibilidades de los problemas esclavos.

Dado que la etapa I ha facilitado una solución económica de partida al sistema de 6 nudos, la etapa II revelará si esa solución es óptima y factible al considerar las limitaciones del sistema eléctrico estudiado. La etapa II permitirá vislumbrar cuán alejada está la solución estrictamente económica del sistema de la solución con restricciones físicas (para las consideraciones expresadas previamente en este apartado).

El algoritmo de descomposición de Benders necesita sólo 2 iteraciones para alcanzar la convergencia del proceso. Esta rapidez se debe a que la solución facilitada por la etapa I se aproxima mucho a la solución final del sistema, como se podrá comprobar posteriormente.²

1. *Programa de acoplamiento del problema maestro:*

La solución de partida (etapa I) establecía que los tres grupos generadores estaban acoplados. Si alguna variable $u_{t,i}^{off}$ tomara el valor 1 en alguna de las dos iteraciones, esto implicaría que ese generador i en el periodo t sería desconectado. Sin embargo, en ninguna de las dos iteraciones el problema maestro modifica el programa de acoplamiento establecido en la etapa I para cualquier periodo t . Es decir, todas las variables $u_{t,i}^{off}$ tienen valor 0. Como consecuencia de esta decisión los costes del problema maestro no vendrán dados por la modificación de la programación de la generación, sino por las variables α_t^* . Por lo tanto, los costes del maestro sólo serán atribuibles a los costes de explotación de los subproblemas esclavos.

2. *Coste marginal o sensibilidad asociada al programa de acoplamiento:*

La tabla B.1 muestra el valor de las sensibilidades $\lambda_{t,i}^m$, variables duales asociadas a las restricciones (B.18), necesarias para la construcción de los cortes lineales de Benders (tabla B.2).

Tabla B.1: Coste marginal por iteración

| $\lambda_{t,i}^1$ (€) | Generador(i) | | |
|-----------------------|------------------|--------|--------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 |
| T1 | 660,09 | 493,92 | 598,05 |
| T2 | 654,61 | 490,5 | 595,31 |
| T3 | 653,44 | 490,5 | 594,21 |
| T4 | 654,22 | 490,5 | 594,94 |

Los valores positivos de los parámetros $\lambda_{t,i}^m$ indican que la decisión de desconexión de las centrales implicaría un sobrecoste para el sistema. De ahí que el maestro decida mantener el programa de acoplamiento.

²Este fenómeno no tiene por qué reproducirse en otros sistemas eléctricos.

3. Cortes lineales de Benders:

Tabla B.2: Cortes de Benders por iteración

| Iteración(m) | Periodo(T1) |
|------------------|--|
| 1 | $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T1}^* \geq 7,6751 + 660,0908 \cdot u_{T1,G1}^{off} + 493,9299 \cdot u_{T1,G2}^{off} + 598,05 \cdot u_{T1,G3}^{off}$ $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T2) |
|------------------|---|
| 1 | $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T2}^* \geq 4,1753 + 654,6111 \cdot u_{T2,G1}^{off} + 490,5 \cdot u_{T2,G2}^{off} + 595,3112 \cdot u_{T2,G3}^{off}$ $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T3) |
|------------------|---|
| 1 | $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T3}^* \geq 0,1293 + 653,4376 \cdot u_{T3,G1}^{off} + 490,5 \cdot u_{T3,G2}^{off} + 594,2131 \cdot u_{T3,G3}^{off}$ $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T4) |
|------------------|---|
| 1 | $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T4}^* \geq 2,7651 + 654,2198 \cdot u_{T4,G1}^{off} + 490,5 \cdot u_{T4,G2}^{off} + 594,9446 \cdot u_{T4,G3}^{off}$ $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |

Como se puede constatar en las tablas B.2, cada iteración conlleva la adición de un nuevo corte de Benders a los previamente existentes, que incorporan los valores de las sensibilidades de la tabla B.1 adecuadas para cada corte.

4. Costes totales del maestro y de los subproblemas esclavos de Benders:

Los costes totales del problema maestro y los costes de operación de los subproblemas de Benders se muestran en las tablas B.3 y B.4 respectivamente. Se puede observar en la tabla B.4 cómo no hay variación de los costes de los cuatro subproblemas esclavos entre las dos iteraciones.

Tabla B.3: Costes del problema maestro por iteración

| Iteración(m) | $Z_{IIM}(\text{€})$ |
|------------------|---------------------|
| 1 | 0 |
| 2 | 14,745 |

Tabla B.4: Costes de los problemas esclavos por iteración

| $Z_{IIS}(\text{€})$ | Problema Esclavo | | | |
|---------------------|------------------|--------|--------|--------|
| | Iteración(m) | T1 | T2 | T3 |
| 1 | 7,6751 | 4,1753 | 0,1293 | 2,7653 |
| 2 | 7,6751 | 4,1753 | 0,1293 | 2,7653 |

5. *Proceso de convergencia:*

La evolución del proceso de convergencia se muestra en la tabla siguiente.

Tabla B.5: Evolución del criterio de convergencia por iteración

| Iteración(m) | $z^{up}(\text{€})$ | $z^{down}(\text{€})$ | CC |
|------------------|--------------------|----------------------|----|
| 1 | 14,745 | 0 | 1 |
| 2 | 14,745 | 14,745 | 0 |

6. *Potencia activa y reactiva en cada nudo:*

Se recuerda que en el nudo N1 está ubicado el generador G1, en el nudo N2 está el generador G2 y en el nudo N3 el generador G3. Para esta correspondencia nudo-generador se cumpliría que $P_{t,i} = P_{t,n}^g$. De forma análoga, se verificaría para la potencia reactiva.

Tabla B.6: Estado normal

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|------|------|------------------|------------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 50 | 93,5 | 53,4 | T1 | 30,9 | 58,5 | 57,8 |
| T2 | 50 | 92,4 | 45,0 | T2 | 27,6 | 53,7 | 55,3 |
| T3 | 50 | 82,9 | 45,0 | T3 | 25,4 | 48,8 | 51,8 |
| T4 | 50 | 89,3 | 45,0 | T4 | 26,9 | 52,1 | 54,2 |

Tabla B.7: Estado post-contingencia

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}^c$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|------|------|--------------------|------------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 50 | 93,5 | 53,4 | T1 | 41,2 | 44,1 | 70,1 |
| T2 | 50 | 92,4 | 45,0 | T2 | 37,4 | 40,3 | 66,9 |
| T3 | 50 | 82,9 | 45,0 | T3 | 34,5 | 36,5 | 62,6 |
| T4 | 50 | 89,3 | 45,0 | T4 | 36,4 | 39,0 | 65,5 |

La potencia activa de salida de las plantas generadoras es una variable de control, por lo que tiene el mismo valor para el estado normal y para el estado post-contingencia. Si se comparan los resultados de potencia activa para las etapas I y II, se comprueba que el redespacho es insignificante y viene dado exclusivamente por la actualización

de las pérdidas del sistema eléctrico que imponen las ecuaciones de flujo de cargas. Este ligero incremento de potencia es asumido por el generador G2 y G3 a través de las variables de oferta $\Delta P_{t,G2,2}^{up}$ y $\Delta P_{t,G3,1}^{up}$ de la siguiente forma:

| Periodo (t) | $\Delta P_{t,G2,2}^{up}$ (MW) | $\Delta P_{t,G3,1}^{up}$ (MW) |
|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| T1 | 0 | 0,6 |
| T2 | 0,3 | 0 |
| T3 | 0,01 | 0 |
| T4 | 0,2 | 0 |

La otra variable de control, $V_{t,n}$, alcanza tras la optimización el mismo valor en cada uno de los nudos generadores y para cada uno de los periodos de explotación: $V_{t,n} = 1,10$. No hay problemas de subtensiones o sobretensiones en los nudos de carga.

7. Otros resultados relevantes:

Los resultados que se muestran son valores finales obtenidos tras la segunda y última iteración.

- Coste total por generador: se contabilizan los costes de la etapa I más los costes atribuibles al redespacho de la etapa II. Se recuerda que mientras en la etapa I se paga la generación casada a precio marginal horario, en la etapa II se abona el redespacho a precio de oferta. Se define las variables C_T^i , C_I^i y C_{II}^i , las cuales representan el coste total por generador i acumulado y en las etapas I y II, respectivamente.

Tabla B.8: Coste total por generador

| | Generador | | |
|----------------|-----------|--------|--------|
| | G1 | G2 | G3 |
| C_I^i (€) | 2626,5 | 4695,7 | 2467,5 |
| C_{II}^i (€) | 0 | 6,7 | 8,0 |
| C_T^i (€) | 2626,5 | 4702,4 | 2475,5 |

- Precio nodal o ‘spot’ de potencia activa en cada nudo: es una señal económica importante en mercados de energía eléctrica, ya que puede ser utilizada por los agentes en sus estudios para la ubicación de nueva generación o demanda en aquellos nudos de precio marginal más alto.

Como se puede constatar en la tabla siguiente B.9, los precios nodales más altos corresponden, en buena lógica, a la hora de mayor demanda, la hora T1. En esta hora, $\gamma_{T1,N3}$ establece el precio de mercado de la energía (coste marginal horario) de forma que se cumple que $\tilde{p}_{T1} = \gamma_{T1,N3}$. En el resto de las horas se comprueba que el precio nodal máximo en los nudos generadores se establece en el nudo N3. Tanto N3 como N1 tienen un precio nodal superior a \tilde{p}_t producto de la influencia de las restricciones de red en la asignación de la generación y, por ende, en el valor del precio nodal.

Tabla B.9: Precios nodales de potencia activa

| $\gamma_{t,n}$ (€/MWh) | Nudo (n) | | | | | |
|------------------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Período (t) | N1 | N2 | N3 | N4 | N5 |
| T1 | 13,202 | 13,172 | 13,290 | 13,619 | 13,706 | 13,552 |
| T2 | 13,092 | 13,080 | 13,229 | 13,494 | 13,589 | 13,464 |
| T3 | 13,069 | 13,080 | 13,205 | 13,459 | 13,546 | 13,430 |
| T4 | 13,084 | 13,080 | 13,221 | 13,482 | 13,575 | 13,453 |

B.2. Ejemplo de aplicación al Modelo Operador Único

Se considera el mismo sistema eléctrico de 6 nudos empleado en el apartado anterior B.1 para ilustrar la aplicación de la descomposición de Benders al *Modelo Operador Único*. La contingencia analizada es la misma que en el caso anterior: el disparo de la línea N2-N5. Esto permitirá comparar los resultados obtenidos tras la optimización de ambos procesos.

En el *Modelo Operador Único* no se ha partido de una programación inicial o etapa I. El algoritmo de asignación de la generación resuelve en una única etapa la programación de la generación y las restricciones técnicas del sistema. La descomposición de Benders se aplica directamente como método de resolución.

Seguidamente se formulan el problema maestro y el subproblema de Benders para el caso de estudio propuesto.

B.2.1. Problema maestro

De forma análoga al *Modelo OM-OS*, el problema maestro establecerá en cada iteración una combinación factible de unidades para el horizonte horario de programación (4 periodos) hasta que se fije la combinación óptima en la última iteración. Dada esta asignación se resolverán cada uno de los subproblemas esclavos de operación, determinándose las condiciones de explotación del sistema eléctrico de forma que se respeten los límites de seguridad de la red de transporte y se minimice el coste de operación del sistema eléctrico.

A diferencia del *Modelo OM-OS*, no se parte de una programación inicial de acoplamiento de los generadores para los cuatro periodos (etapa I). Únicamente se supone que el estado previo de todos los generadores en un periodo anterior al inicial T1 es de desconexión, es decir, $U_{T0,i} = 0$, por lo que la función del problema maestro para el horizonte de programación previsto consistirá en la decisión de conectar generadores en cada periodo horario para minimizar el coste de explotación del sistema respetando las restricciones técnicas. Para ello se hará uso de la información de las sensibilidades asociadas al programa de acoplamiento a través de los cortes lineales de Benders.

El problema maestro se compone de la función objetivo de minimización y las restricciones correspondientes. La función objetivo se formula como:

$$\text{Minimizar}_{u_{t,i}, \alpha_t^*} \quad Z_M = \sum_{t=T1}^{T4} \sum_{i=G1}^{G3} p_{t,i,1}^\bullet \cdot u_{t,i} \cdot P_i^{\min} + \sum_{t=T1}^{T4} \alpha_t^* \quad (\text{B.30})$$

Reemplazando los precios de los bloques de oferta de energía por su valor numérico se tendría:

$$\begin{aligned}
Z_M = & 13 \cdot u_{T1,G1} \cdot 0,5 + 12 \cdot u_{T1,G2} \cdot 0,375 + 12,5 \cdot u_{T1,G3} \cdot 0,45 + \\
& + 13 \cdot u_{T2,G1} \cdot 0,5 + 12 \cdot u_{T2,G2} \cdot 0,375 + 12,5 \cdot u_{T2,G3} \cdot 0,45 + \\
& + 13 \cdot u_{T3,G1} \cdot 0,5 + 12 \cdot u_{T3,G2} \cdot 0,375 + 12,5 \cdot u_{T3,G3} \cdot 0,45 + \\
& + 13 \cdot u_{T4,G1} \cdot 0,5 + 12 \cdot u_{T4,G2} \cdot 0,375 + 12,5 \cdot u_{T4,G3} \cdot 0,45 + \\
& + \alpha_{T1}^* + \alpha_{T2}^* + \alpha_{T3}^* + \alpha_{T4}^*
\end{aligned} \tag{B.31}$$

En este problema las variables de complicación de la descomposición de Benders del *Modelo OM-OS*, $u_{t,i}^{on}$ y $u_{t,i}^{off}$, han sido reemplazadas por la variable binaria $u_{t,i}$.

Las restricciones del problema maestro son los cortes de Benders y las reservas de operación del sistema. Se adopta la misma consideración de reserva rodante que en el *Modelo OM-OS*: 10 % de la demanda total horaria. Para estos valores, las restricciones se formulan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
2,0 \cdot u_{T1,G1} + 1,5 \cdot u_{T1,G2} + 1,8 \cdot u_{T1,G3} & \geq 3 \cdot 0,64 + 0,192 \\
0,5 \cdot u_{T1,G1} + 0,375 \cdot u_{T1,G2} + 0,45 \cdot u_{T1,G3} & \leq 3 \cdot 0,64 \\
2,0 \cdot u_{T2,G1} + 1,5 \cdot u_{T2,G2} + 1,8 \cdot u_{T2,G3} & \geq 3 \cdot 0,61 + 0,183 \\
0,5 \cdot u_{T2,G1} + 0,375 \cdot u_{T2,G2} + 0,45 \cdot u_{T2,G3} & \leq 3 \cdot 0,61 \\
2,0 \cdot u_{T3,G1} + 1,5 \cdot u_{T3,G2} + 1,8 \cdot u_{T3,G3} & \geq 3 \cdot 0,58 + 0,174 \\
0,5 \cdot u_{T3,G1} + 0,375 \cdot u_{T3,G2} + 0,45 \cdot u_{T3,G3} & \leq 3 \cdot 0,58 \\
2,0 \cdot u_{T4,G1} + 1,5 \cdot u_{T4,G2} + 1,8 \cdot u_{T4,G3} & \geq 3 \cdot 0,60 + 0,180 \\
0,5 \cdot u_{T4,G1} + 0,375 \cdot u_{T4,G2} + 0,45 \cdot u_{T4,G3} & \leq 3 \cdot 0,60
\end{aligned} \tag{B.32}$$

Las restricciones de reserva son restricciones dobles que establecen un límite superior e inferior a la potencia acoplada. Se garantiza con ello que la capacidad máxima de los generadores conectados cubra los requerimientos de demanda y reserva rodante del sistema y la capacidad mínima no supere la carga total del sistema. Como se comentó para el estudio del *Modelo OM-OS* estas restricciones de capacidad de reserva no certifican la factibilidad de los subproblemas esclavos (ver B.1.3).

Las expresiones de reserva de potencia reactiva son:

$$\begin{aligned}
1,1 \cdot u_{T1,G1} + 1,1 \cdot u_{T1,G2} + 1,1 \cdot u_{T1,G3} & \geq 3 \cdot 0,64 \\
-1,0 \cdot u_{T1,G1} - 1,0 \cdot u_{T1,G2} - 1,0 \cdot u_{T1,G3} & \leq 3 \cdot 0,64 \\
1,1 \cdot u_{T2,G1} + 1,1 \cdot u_{T2,G2} + 1,1 \cdot u_{T2,G3} & \geq 3 \cdot 0,61 \\
-1,0 \cdot u_{T2,G1} - 1,0 \cdot u_{T2,G2} - 1,0 \cdot u_{T2,G3} & \leq 3 \cdot 0,61 \\
1,1 \cdot u_{T3,G1} + 1,1 \cdot u_{T3,G2} + 1,1 \cdot u_{T3,G3} & \geq 3 \cdot 0,58 \\
-1,0 \cdot u_{T3,G1} - 1,0 \cdot u_{T3,G2} - 1,0 \cdot u_{T3,G3} & \leq 3 \cdot 0,58 \\
1,1 \cdot u_{T4,G1} + 1,1 \cdot u_{T4,G2} + 1,1 \cdot u_{T4,G3} & \geq 3 \cdot 0,60 \\
-1,0 \cdot u_{T4,G1} - 1,0 \cdot u_{T4,G2} - 1,0 \cdot u_{T4,G3} & \leq 3 \cdot 0,60
\end{aligned} \tag{B.33}$$

Los cortes de Benders se incluirán en todas las iteraciones salvo en la primera. Su formulación general para el sistema de estudio en cada iteración m ($m > 1$) vendrá dada por las expresiones (B.34).

$$\begin{aligned}
\alpha_{T1}^* &\geq \alpha_{T1} \left(U_{T1,i}^{m-1} \right) + \sum_{i=G1}^{G3} \lambda_{T1,i}^{m-1} \cdot \left(u_{T1,i} - U_{T1,i}^{m-1} \right) = \alpha_{T1} \left(U_{T1,G1}^{m-1}, U_{T1,G2}^{m-1}, U_{T1,G3}^{m-1} \right) + \\
&+ \lambda_{T1,G1}^{m-1} \cdot \left(u_{T1,G1} - U_{T1,G1}^{m-1} \right) + \lambda_{T1,G2}^{m-1} \cdot \left(u_{T1,G2} - U_{T1,G2}^{m-1} \right) + \lambda_{T1,G3}^{m-1} \cdot \left(u_{T1,G3} - U_{T1,G3}^{m-1} \right) \\
\alpha_{T2}^* &\geq \alpha_{T2} \left(U_{T2,i}^{m-1} \right) + \sum_{i=G1}^{G3} \lambda_{T2,i}^{m-1} \cdot \left(u_{T2,i} - U_{T2,i}^{m-1} \right) = \alpha_{T2} \left(U_{T2,G1}^{m-1}, U_{T2,G2}^{m-1}, U_{T2,G3}^{m-1} \right) + \\
&+ \lambda_{T2,G1}^{m-1} \cdot \left(u_{T2,G1} - U_{T2,G1}^{m-1} \right) + \lambda_{T2,G2}^{m-1} \cdot \left(u_{T2,G2} - U_{T2,G2}^{m-1} \right) + \lambda_{T2,G3}^{m-1} \cdot \left(u_{T2,G3} - U_{T2,G3}^{m-1} \right) \\
\alpha_{T3}^* &\geq \alpha_{T3} \left(U_{T3,i}^{m-1} \right) + \sum_{i=G1}^{G3} \lambda_{T3,i}^{m-1} \cdot \left(u_{T3,i} - U_{T3,i}^{m-1} \right) = \alpha_{T3} \left(U_{T3,G1}^{m-1}, U_{T3,G2}^{m-1}, U_{T3,G3}^{m-1} \right) + \\
&+ \lambda_{T3,G1}^{m-1} \cdot \left(u_{T3,G1} - U_{T3,G1}^{m-1} \right) + \lambda_{T3,G2}^{m-1} \cdot \left(u_{T3,G2} - U_{T3,G2}^{m-1} \right) + \lambda_{T3,G3}^{m-1} \cdot \left(u_{T3,G3} - U_{T3,G3}^{m-1} \right) \\
\alpha_{T4}^* &\geq \alpha_{T4} \left(U_{T4,i}^{m-1} \right) + \sum_{i=G1}^{G3} \lambda_{T4,i}^{m-1} \cdot \left(u_{T4,i} - U_{T4,i}^{m-1} \right) = \alpha_{T4} \left(U_{T4,G1}^{m-1}, U_{T4,G2}^{m-1}, U_{T4,G3}^{m-1} \right) + \\
&+ \lambda_{T4,G1}^{m-1} \cdot \left(u_{T4,G1} - U_{T4,G1}^{m-1} \right) + \lambda_{T4,G2}^{m-1} \cdot \left(u_{T4,G2} - U_{T4,G2}^{m-1} \right) + \lambda_{T4,G3}^{m-1} \cdot \left(u_{T4,G3} - U_{T4,G3}^{m-1} \right)
\end{aligned} \tag{B.34}$$

El detalle numérico de los cortes lineales de Benders para cada iteración m se mostrará posteriormente en el desarrollo de la descomposición de Benders.

La última restricción incorporada al problema maestro refleja el estado de conexión del generador asociado al nudo oscilante para cualquier periodo de programación.

$$\begin{aligned}
u_{T1,G1} &= 1 \\
u_{T2,G1} &= 1 \\
u_{T3,G1} &= 1 \\
u_{T4,G1} &= 1
\end{aligned} \tag{B.35}$$

En definitiva, el problema de optimización del maestro es un problema lineal entero-mixto compuesto de una función objetivo y, al menos, 24 restricciones de desigualdad, agregándose 4 nuevas restricciones cada iteración (cortes lineales de Benders).

B.2.2. Subproblema de Benders

Se van a plantear exclusivamente la función objetivo y las restricciones para el primer periodo de programación.

Hay restricciones con idéntica formulación para el *Modelo OM-OS* y para el *Modelo Operador Único*: (B.19), (B.20), (B.23), (B.21), (B.22), (B.24), (B.25), (B.26), (B.27), (B.28), (B.29). Para evitar una excesiva reiteración no se van a repetir de nuevo para este modelo. Solamente se van a formular aquellas restricciones que han modificado su expresión como consecuencia de la inclusión de nuevas variables en el modelo.

Al igual que en el *Modelo OM-OS*, para evitar la infactibilidad del subproblema esclavo, se incluyen funciones de penalización en la función objetivo del problema esclavo. Estas funciones representan el coste asociado a la conexión de generadores “ficticios” vinculados a los nudos de generación correspondientes, nudos N2 y N3. Cada función de penalización se compone de dos términos: un coeficiente de penalización, C_p , y una variable continua de potencia activa, $P_{fict,n}$, o reactiva, $Q_{fict,n}^L$ y $Q_{fict,n}^C$.

De esta forma, la función objetivo del problema esclavo se expresa como:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_{P_{T1,i,b}, P_{fict,n}, Q_{fict,n}^C, Q_{fict,n}^L} \\ Z_S = & \sum_{i=G1}^{G3} \sum_{b=2}^5 p_{T1,i,b}^\bullet \cdot P_{T1,i,b} + \sum_{n=N2}^{N3} C_P \cdot \left(P_{fict,n} + Q_{fict,n}^L + Q_{fict,n}^C \right) \end{aligned} \quad (B.36)$$

Sustituyendo los precios de las ofertas por sus valores numéricos se obtiene la siguiente ecuación para Z_S :

$$\begin{aligned} Z_S = & 13,46 \cdot P_{T1,G1,2} + 13,86 \cdot P_{T1,G1,3} + 14,25 \cdot P_{T1,G1,4} + 14,25 \cdot P_{T1,G1,5} + \\ & + 12,58 \cdot P_{T1,G1,2} + 13,08 \cdot P_{T1,G1,3} + 13,58 \cdot P_{T1,G2,4} + 14,08 \cdot P_{T1,G2,5} + \\ & + 13,29 \cdot P_{T1,G3,2} + 13,59 \cdot P_{T1,G3,3} + 14,09 \cdot P_{T1,G3,4} + 14,59 \cdot P_{T1,G3,5} + \\ & + 10^4 \cdot (P_{fict1,N2} + Q_{fict1,N2}^L + Q_{fict1,N2}^C + P_{fict1,N3} + Q_{fict1,N3}^L + Q_{fict1,N3}^C) \end{aligned} \quad (B.37)$$

La función objetivo es una combinación lineal de los costes de operación de los grupos generadores, asociados a los bloques de oferta de energía, y los costes por infactibilidades, que están representados por los costes de los generadores ficticios acoplados en los nudos donde la programación inicial del problema maestro no ha acoplado un generador.

Las restricciones del problema esclavo para el primer periodo de programación, T1, son las siguientes:

- Límites de los bloques de oferta de energía:

$$\begin{aligned} 0 & \leq P_{T1,G1,2} \leq 0,37 \\ 0 & \leq P_{T1,G1,3} \leq 0,37 \\ 0 & \leq P_{T1,G1,4} \leq 0,37 \\ 0 & \leq P_{T1,G1,5} \leq 0,39 \\ 0 & \leq P_{T1,G2,2} \leq 0,28 \\ 0 & \leq P_{T1,G2,3} \leq 0,28 \\ 0 & \leq P_{T1,G2,4} \leq 0,28 \\ 0 & \leq P_{T1,G2,5} \leq 0,285 \\ 0 & \leq P_{T1,G3,2} \leq 0,34 \\ 0 & \leq P_{T1,G3,3} \leq 0,34 \\ 0 & \leq P_{T1,G3,4} \leq 0,34 \\ 0 & \leq P_{T1,G3,5} \leq 0,33 \end{aligned} \quad (B.38)$$

- Relación entre la potencia activa producida por los grupos generadores y los bloques de energía ofertados:

$$\begin{aligned} P_{T1,G1} & = 0,5 \cdot u_{T1,G1} + P_{T1,G1,2} + P_{T1,G1,3} + P_{T1,G1,4} + P_{T1,G1,5} \\ P_{T1,G2} & = 0,375 \cdot u_{T1,G2} + P_{T1,G2,2} + P_{T1,G2,3} + P_{T1,G2,4} + P_{T1,G2,5} \\ P_{T1,G3} & = 0,45 \cdot u_{T1,G3} + P_{T1,G3,2} + P_{T1,G3,3} + P_{T1,G3,4} + P_{T1,G3,5} \\ P_{T2,G1} & = 0,5 \cdot u_{T2,G1} + P_{T2,G1,2} + P_{T2,G1,3} + P_{T2,G1,4} + P_{T2,G1,5} \\ P_{T2,G2} & = 0,375 \cdot u_{T2,G2} + P_{T2,G2,2} + P_{T2,G2,3} + P_{T2,G2,4} + P_{T2,G2,5} \\ P_{T2,G3} & = 0,45 \cdot u_{T2,G3} + P_{T2,G3,2} + P_{T2,G3,3} + P_{T2,G3,4} + P_{T2,G3,5} \\ P_{T3,G1} & = 0,5 \cdot u_{T3,G1} + P_{T3,G1,2} + P_{T3,G1,3} + P_{T3,G1,4} + P_{T3,G1,5} \\ P_{T3,G2} & = 0,375 \cdot u_{T3,G2} + P_{T3,G2,2} + P_{T3,G2,3} + P_{T3,G2,4} + P_{T3,G2,5} \\ P_{T3,G3} & = 0,45 \cdot u_{T3,G3} + P_{T3,G3,2} + P_{T3,G3,3} + P_{T3,G3,4} + P_{T3,G3,5} \\ P_{T4,G1} & = 0,5 \cdot u_{T4,G1} + P_{T4,G1,2} + P_{T4,G1,3} + P_{T4,G1,4} + P_{T4,G1,5} \\ P_{T4,G2} & = 0,375 \cdot u_{T4,G2} + P_{T4,G2,2} + P_{T4,G2,3} + P_{T4,G2,4} + P_{T4,G2,5} \\ P_{T4,G3} & = 0,45 \cdot u_{T4,G3} + P_{T4,G3,2} + P_{T4,G3,3} + P_{T4,G3,4} + P_{T4,G3,5} \end{aligned} \quad (B.39)$$

- Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores:

$$\begin{aligned} 0,5 \cdot u_{T1,G1} &\leq P_{T1,G1} \leq 2,0 \cdot u_{T1,G1} \\ 0,375 \cdot u_{T1,G2} &\leq P_{T1,G2} \leq 1,5 \cdot u_{T1,G2} \\ 0,45 \cdot u_{T1,G3} &\leq P_{T1,G3} \leq 1,8 \cdot u_{T1,G3} \end{aligned} \quad (\text{B.40})$$

- Potencia reactiva máxima y mínima de los grupos generadores:

$$\begin{aligned} -1,0 \cdot u_{T1,G1} &\leq Q_{T1,G1} \leq 1,1 \cdot u_{T1,G1} \\ -1,0 \cdot u_{T1,G2} &\leq Q_{T1,G2} \leq 1,1 \cdot u_{T1,G2} \\ -1,0 \cdot u_{T1,G3} &\leq Q_{T1,G3} \leq 1,1 \cdot u_{T1,G3} \end{aligned} \quad (\text{B.41})$$

- Estado de conexión de los grupos generadores:

$$\begin{aligned} u_{T1,G1} = U_{T1,G1}^m & : \lambda_{T1,G1}^{m+1} \\ u_{T1,G2} = U_{T1,G2}^m & : \lambda_{T1,G2}^{m+1} \\ u_{T1,G3} = U_{T1,G3}^m & : \lambda_{T1,G3}^{m+1} \end{aligned} \quad (\text{B.42})$$

Las variables binarias $u_{t,i}$ se convierten ‘temporalmente’ en variables continuas para su inclusión en la formulación del subproblema esclavo –exclusivamente en variables continuas–. Esta restricción aporta el valor dual $\lambda_{t,i}^{m+1}$ asociado al estado de conexión/desconexión de los generadores.

B.2.3. Resolución numérica

Los resultados obtenidos tras el proceso de optimización se organizan en una serie de tablas. El programa de acoplamientos del problema maestro se muestra en la tabla B.10, las sensibilidades asociadas a la ecuación (B.42) y los valores de los cortes de Benders se presentan en B.11 y B.12 respectivamente, la potencia activa y reactiva inyectada en cada nudo por iteración así como la posible necesidad de grupos “ficticios” en los nudos donde el maestro ha decidido no conectar un grupo para evitar infactibilidades de los problemas esclavos se organizan en las tablas B.16, B.17, B.18 y B.19. Los costes de los problemas maestro y esclavo por iteración se encuentran en B.13 y B.14 y por último, los precios nodales o ‘spot’ de las ecuaciones nodales de potencia activa mostrados en la tabla B.22.

El algoritmo de descomposición de Benders necesita 4 iteraciones para alcanzar la convergencia del proceso, 2 iteraciones más que en el *Modelo OM-OS*. Esto se debe a que en el *Modelo Operador Único* no se parte de una solución que aproxime, al menos económicamente, al óptimo del sistema.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

1. *Programa de acoplamientos del problema maestro:*

Las tablas B.10 muestran el programa de acoplamientos de las centrales térmicas {G1,G2,G3} para los 4 periodos de programación {T1,T2,T3,T4} en cada una de las 4 iteraciones. Esta información se obtiene de la resolución del problema maestro correspondiente a cada iteración (m) y es necesaria para resolver el subproblema esclavo de Benders de esa iteración. El programa final de acoplamientos establecido tras la cuarta y última iteración resulta en las unidades de generación conectadas.

Tabla B.10: Programa de acoplamientos en cada iteración

| Iteración (1) | | Generador(i) | | |
|----------------|----|------------------|----|--|
| Periodo(t) | G1 | G2 | G3 | |
| T1 | 1 | 1 | 0 | |
| T2 | 1 | 1 | 0 | |
| T3 | 1 | 1 | 0 | |
| T4 | 1 | 1 | 0 | |

| Iteración (2) | | Generador(i) | | |
|----------------|----|------------------|----|--|
| Periodo(t) | G1 | G2 | G3 | |
| T1 | 1 | 0 | 1 | |
| T2 | 1 | 0 | 1 | |
| T3 | 1 | 0 | 1 | |
| T4 | 1 | 0 | 1 | |

| Iteración (3) | | Generador(i) | | |
|----------------|----|------------------|----|--|
| Periodo(t) | G1 | G2 | G3 | |
| T1 | 1 | 1 | 1 | |
| T2 | 1 | 1 | 1 | |
| T3 | 1 | 1 | 1 | |
| T4 | 1 | 1 | 1 | |

| Iteración (4) | | Generador(i) | | |
|----------------|----|------------------|----|--|
| Periodo(t) | G1 | G2 | G3 | |
| T1 | 1 | 1 | 1 | |
| T2 | 1 | 1 | 1 | |
| T3 | 1 | 1 | 1 | |
| T4 | 1 | 1 | 1 | |

Tabla B.11: Coste marginal por iteración

| $\lambda_{t,i}^1(\text{€})$ | Generador(i) | | |
|-----------------------------|------------------|---------|------------|
| Hora(t) | G1 | G2 | G3 |
| T1 | -673,0 | -509,25 | -2,882e+05 |
| T2 | -673,0 | -509,25 | -2,882e+05 |
| T3 | -673,0 | -511,78 | -838,23 |
| T4 | -673,0 | -509,25 | -2,882e+05 |

| $\lambda_{t,i}^2(\text{€})$ | Generador(i) | | |
|-----------------------------|------------------|---------|---------|
| Hora(t) | G1 | G2 | G3 |
| T1 | -693,0 | -797,82 | -611,55 |
| T2 | -675,06 | -693,82 | -611,55 |
| T3 | -653,44 | -490,5 | -594,21 |
| T4 | -674,0 | -690,56 | -611,55 |

| $\lambda_{t,i}^3(\text{€})$ | Generador(i) | | |
|-----------------------------|------------------|---------|---------|
| Hora(t) | G1 | G2 | G3 |
| T1 | -660,09 | -493,93 | -598,05 |
| T2 | -654,61 | -490,5 | -595,31 |
| T3 | -653,44 | -490,5 | -594,21 |
| T4 | -654,22 | -490,5 | -594,94 |

| $\lambda_{t,i}^4(\text{€})$ | Generador(i) | | |
|-----------------------------|------------------|---------|---------|
| Hora(t) | G1 | G2 | G3 |
| T1 | -660,09 | -493,93 | -598,05 |
| T2 | -654,61 | -490,5 | -595,31 |
| T3 | -653,44 | -490,5 | -594,21 |
| T4 | -654,22 | -490,5 | -594,94 |

2. *Coste marginal o sensibilidad asociada al programa de acoplamientos:*

Las tablas B.11 muestran los valores de los parámetros $\lambda_{t,i}^m$, variables duales asociadas a las ecuaciones (B.42), para cada una de las 4 iteraciones del proceso.

Los valores negativos de los parámetros $\lambda_{t,i}^m$ para las variables de decisión $u_{t,i} = 0$ indican que la decisión de conexión de la central i en el periodo t conllevaría un ahorro de costes para el sistema. Destaca el elevado valor (en valor absoluto) de la sensibilidad $\lambda_{t,G3}^1$ para todos los periodos de programación salvo T3. Se infieren dos importantes resultados del valor de este parámetro:

- a) Su elevado coste sólo puede deberse a la conexión de de generadores ficticios en el mismo nudo (ver tablas B.16).

- b) Para reducir el coste, en la próxima iteración el problema maestro debería conectar la unidad G3 para eliminar las costosas inyecciones de potencia de los generadores ficticios en ese nudo. Se puede comprobar en las tablas B.10 la decisión del problema maestro acorde a este planteamiento.

Al contrario de lo mencionado en el párrafo anterior, los valores negativos de los parámetros $\lambda_{t,i}^m$ para las variables de decisión $u_{t,i} = 1$ indican que la desconexión de la central i en el periodo t conllevaría un sobrecoste para el sistema.

3. Cortes lineales de Benders:

Las tablas B.12 revelan la suma de un nuevo corte de Benders en cada iteración para cada periodo de programación o subproblema desagregado de Benders. De esta forma se llegará a los 4 CLB para cada α_t , es decir, un total de 16 cortes de Benders para el problema maestro de la cuarta y última iteración.

Tabla B.12: Cortes de Benders por iteración

| Iteración(m) | Periodo(T1) |
|------------------|---|
| 1 | $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T1}^* \geq 49770,972 - 673,0 \cdot u_{T1,G1} - 509,25 \cdot u_{T1,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |
| 3 | $\alpha_{T1}^* \geq 2699,870 - 693,0 \cdot u_{T1,G1} - 797,815 \cdot u_{T1,G2} - 611,550 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 49770,972 - 673,0 \cdot u_{T1,G1} - 509,25 \cdot u_{T1,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |
| 4 | $\alpha_{T1}^* \geq 2582,154 - 660,091 \cdot u_{T1,G1} - 493,930 \cdot u_{T1,G2} - 598,050 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 2699,870 - 693,0 \cdot u_{T1,G1} - 797,815 \cdot u_{T1,G2} - 611,550 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 49770,972 - 673,0 \cdot u_{T1,G1} - 509,25 \cdot u_{T1,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T2) |
|------------------|---|
| 1 | $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T2}^* \geq 22601,476 - 673,0 \cdot u_{T2,G1} - 509,25 \cdot u_{T2,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |
| 3 | $\alpha_{T2}^* \geq 2543,814 - 675,056 \cdot u_{T2,G1} - 693,824 \cdot u_{T2,G2} - 611,550 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 22601,476 - 673,0 \cdot u_{T2,G1} - 509,25 \cdot u_{T2,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |
| 4 | $\alpha_{T2}^* \geq 2444,994 - 654,611 \cdot u_{T2,G1} - 490,5 \cdot u_{T2,G2} - 595,311 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 2543,814 - 675,056 \cdot u_{T2,G1} - 693,824 \cdot u_{T2,G2} - 611,550 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 22601,476 - 673,0 \cdot u_{T2,G1} - 509,25 \cdot u_{T2,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T3) |
|------------------|--|
| 1 | $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T3}^* \geq 2393,06 - 673,0 \cdot u_{T3,G1} - 511,776 \cdot u_{T3,G2} - 838,226 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |
| 3 | $\alpha_{T3}^* \geq 2318,308 - 653,438 \cdot u_{T3,G1} - 490,5 \cdot u_{T3,G2} - 594,213 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 2393,06 - 673,0 \cdot u_{T3,G1} - 511,776 \cdot u_{T3,G2} - 838,226 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |
| 4 | $\alpha_{T3}^* \geq 2318,308 - 653,438 \cdot u_{T3,G1} - 490,5 \cdot u_{T3,G2} - 594,213 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 2318,308 - 653,438 \cdot u_{T3,G1} - 490,5 \cdot u_{T3,G2} - 594,213 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 2393,06 - 673,0 \cdot u_{T3,G1} - 511,776 \cdot u_{T3,G2} - 838,226 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T4) |
|------------------|---|
| 1 | $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T4}^* \geq 15482,029 - 673,0 \cdot u_{T4,G1} - 509,25 \cdot u_{T4,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |
| 3 | $\alpha_{T4}^* \geq 2499,150 - 674,002 \cdot u_{T4,G1} - 690,564 \cdot u_{T4,G2} - 611,550 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 15482,029 - 673,0 \cdot u_{T4,G1} - 509,25 \cdot u_{T4,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |
| 4 | $\alpha_{T4}^* \geq 2402,704 - 654,220 \cdot u_{T4,G1} - 490,5 \cdot u_{T4,G2} - 594,945 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 2499,150 - 674,002 \cdot u_{T4,G1} - 690,564 \cdot u_{T4,G2} - 611,550 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 15482,029 - 673,0 \cdot u_{T4,G1} - 509,25 \cdot u_{T4,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |

4. Costes totales del maestro y de los subproblemas esclavos:

Tabla B.13: Costes del problema maestro por iteración

| Iteración(m) | $Z_{IIM}(\text{€})$ |
|------------------|---------------------|
| 1 | 4400,0 |
| 2 | 5670,058 |
| 3 | 8914,08 |
| 4 | 9427,852 |

Tabla B.14: Costes de los problemas esclavos por iteración

| $Z_{IIS}(\text{€})$ | Problema Esclavo | | | |
|---------------------|------------------|-----------|----------|-----------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 |
| 1 | 48588,722 | 21419,226 | 1208,284 | 14299,779 |
| 2 | 1395,320 | 1257,207 | 1580,158 | 1213,598 |
| 3 | 830,083 | 704,572 | 1580,158 | 663,039 |
| 4 | 830,083 | 704,572 | 1580,158 | 663,039 |

5. *Proceso de convergencia:*

Tabla B.15: Evolución del criterio de convergencia por iteración

| Iteración(m) | $z^{up}(\text{€})$ | $z^{down}(\text{€})$ | CC |
|------------------|--------------------|----------------------|---------|
| 1 | 85516,010 | 0 | 1 |
| 2 | 4446,283 | 370,059 | 0,91657 |
| 3 | 2777,852 | 2264,080 | 0,18489 |
| 4 | 2777,852 | 2777,852 | 0 |

Una conclusión importante obtenida del proceso de convergencia y de los resultados de las tablas B.13 y B.14, es la evolución monótonamente creciente de la cota inferior z^{down} iteración a iteración, comportamiento típico de los problemas convexos. En este caso y dado que las infactibilidades de los subproblemas esclavos sólo se han presentado para la primera iteración, los costes asociados a los subproblemas de Benders (SCOPF) van decreciendo iteración a iteración.

6. *Potencia activa y reactiva generada en cada iteración:*

Tabla B.16: Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 1

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|-------|----|------------------|------------------|----------------|----|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 63,1 | 111,2 | 0 | T1 | 31,9 | 95,5 | 0 |
| T2 | 61,3 | 115,1 | 0 | T2 | 26,8 | 108,2 | 0 |
| T3 | 58,1 | 121,5 | 0 | T3 | 29,9 | 103,7 | 0 |
| T4 | 61,1 | 115,6 | 0 | T4 | 26,4 | 109,5 | 0 |

| $P_{fict,n}$ (MW) | Nudo(n) | | | $Q_{fict,n}^C$ (MVar) | Nudo(n) | | |
|-------------------|----------------|----|------|-----------------------|-------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | N1 | N2 | | N3 | Periodo(t) | N1 |
| T1 | 0 | 0 | 23,5 | T1 | 0 | 0 | 24,0 |
| T2 | 0 | 0 | 12,4 | T2 | 0 | 0 | 7,9 |
| T3 | 0 | 0 | 0 | T3 | 0 | 0 | 0 |
| T4 | 0 | 0 | 9,1 | T4 | 0 | 0 | 4,1 |

Tabla B.17: Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 2

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|------|-------|------------------|------------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 94,5 | 0 | 104,1 | T1 | 81,4 | 0 | 77,0 |
| T2 | 87,0 | 0 | 101,6 | T2 | 59,5 | 0 | 84,8 |
| T3 | 50,0 | 82,9 | 45,0 | T3 | 25,4 | 48,8 | 51,8 |
| T4 | 87,0 | 0 | 98,4 | T4 | 57,4 | 0 | 83,0 |

Tabla B.18: Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 3

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|------|------|------------------|------------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 50 | 93,5 | 53,4 | T1 | 30,9 | 58,5 | 57,8 |
| T2 | 50 | 92,4 | 45,0 | T1 | 27,6 | 53,7 | 55,3 |
| T3 | 50 | 82,9 | 45,0 | T1 | 25,4 | 48,8 | 51,8 |
| T4 | 50 | 89,3 | 45,0 | T1 | 26,9 | 52,1 | 54,2 |

Tabla B.19: Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 4

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|------|------|------------------|------------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 50 | 93,5 | 53,4 | T1 | 30,9 | 58,5 | 57,8 |
| T2 | 50 | 92,4 | 45,0 | T1 | 27,6 | 53,7 | 55,3 |
| T3 | 50 | 82,9 | 45,0 | T1 | 25,4 | 48,8 | 51,8 |
| T4 | 50 | 89,3 | 45,0 | T1 | 26,9 | 52,1 | 54,2 |

La potencia activa de salida de las plantas generadoras es una variable de control, por lo que tiene el mismo valor para el estado normal y para el estado post-contingencia, salvo ante la pérdida de un grupo generador. La potencia reactiva de salida de cada generador para el estado post-contingencia se indica en la tabla B.20.

Tabla B.20: Potencia reactiva generada en el estado post-contingencia

| $Q_{t,i}^c$ (MVar) | Generador(i) | | |
|--------------------|------------------|------|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 |
| T1 | 41,2 | 44,1 | 70,1 |
| T2 | 37,4 | 40,3 | 66,9 |
| T3 | 34,5 | 36,5 | 62,6 |
| T4 | 36,4 | 39,0 | 65,5 |

La otra variable de control, $V_{t,n}$, alcanza tras la optimización el mismo valor en cada uno de los nudos generadores y para cada uno de los periodos de explotación: $V_{t,n} = 1,10$. No hay problemas de subtensiones o sobretensiones en los nudos de carga.

7. *Otros resultados relevantes*: Los resultados que se muestran son valores finales obtenidos tras la segunda y última iteración.
 - Coste total por generador: la remuneración en el *Modelo Operador Único* es a precio de oferta. La variable C_T^i representa el coste total atribuible a cada generador i .
 - Precio nodal o ‘spot’ de potencia activa en cada nudo: como se mencionó en el modelo anterior, los precios nodales son una señal económica relevante en mercados de energía eléctrica.

Tabla B.21: Coste total por generador

| | Generador | | |
|-------------------|-----------|--------|--------|
| | G1 | G2 | G3 |
| $C_T^i(\text{€})$ | 2600,0 | 4466,0 | 2361,6 |

Como se puede constatar en la tabla siguiente, los precios nodales son los mismos que los obtenidos en la tabla B.9. Los precios más altos se producen en el periodo de mayor demanda, la hora T1. En los restantes periodos se verifica que el precio nodal máximo en los nudos generadores se establece en el nudo N3.

Tabla B.22: Precios nodales de potencia activa

| $\gamma_{t,n}(\text{€/MWh})$ | Nudo (n) | | | | | |
|------------------------------|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Periodo (t) | N1 | N2 | N3 | N4 | N5 | N6 |
| T1 | 13,202 | 13,172 | 13,290 | 13,619 | 13,706 | 13,552 |
| T2 | 13,092 | 13,080 | 13,229 | 13,494 | 13,589 | 13,464 |
| T3 | 13,069 | 13,080 | 13,205 | 13,459 | 13,546 | 13,430 |
| T4 | 13,084 | 13,080 | 13,221 | 13,482 | 13,575 | 13,453 |

Si se cotejan los resultados obtenidos para el *Modelo Operador Único* con los logrados para el *Modelo OM-OS*, se constatan que éstos son exactamente los mismos. El método de descomposición de Benders aplicado a ambos modelos ha obtenido el mismo plan de acoplamientos y potencia de salida para cada central generadora en la resolución del problema de PHRS propuesto.

Este resultado, intuitivamente lógico, no tiene por qué verificarse para todos los casos de estudio. La propia precisión de cada uno de los optimizadores, tolerancia de cálculo elegida, y la diferencia entre las funciones objetivo de ambos modelos –el Modelo OM-OS minimiza el redespacho o incremento de coste respecto al precio marginal del sistema y a una programación inicial de partida no existente en el Modelo Operador Único– puede conducirnos a resultados discrepantes entre ambos modelos a la finalización del proceso iterativo. GAMS incorpora la opción de búsqueda de una solución ‘buena’ en menor tiempo que la óptima sin utilizar tantos recursos, es decir, GAMS detiene el proceso de búsqueda en aquellas soluciones que difieran menos de un porcentaje establecido de la mejor solución. Esta tolerancia es definida por el programador y buscará un compromiso entre rapidez y precisión de cálculo.

B.3. Ejemplo de aplicación de la condición de ingresos mínimos

La inclusión de la condición de ingresos mínimos en el problema de la PHRS provoca cambios que afectan a la formulación del *Modelo Operador Único* y de la etapa II del *Modelo OM-OS*, como se pudo comprobar en sus respectivos desarrollos.

La condición de ingresos mínimos es una condición compleja presente en el mercado eléctrico español. Esta restricción de acoplamiento temporal para las 24 horas de

programación diaria establece que la remuneración que recibe un generador conectado para resolver restricciones técnicas es la mayor de dos posibles cantidades: el coste para el sistema según la oferta simple del generador, C_i^{os} , y el coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador, C_i^{oc} . La solución óptima acoplada para las 24 horas procurará un resultado que puede diferir de la solución que se obtendría sin ese acoplamiento temporal. Esta discrepancia se genera por la disminución en la solución acoplada del número de arranques de las unidades conectadas, NA_i .

Esta sección va a resolver el ejemplo de estudio (sistema eléctrico de 6 nudos) con la incorporación de la condición de ingresos mínimos en las ofertas presentadas por los tres generadores. Dado que el objetivo es comprobar si la solución acoplada ofrece un programa de acoplamientos diferente y que en los modelos A y B se obtuvieron los mismos resultados, se va a aplicar únicamente la condición de ingresos mínimos para el *Modelo Operador Único*, si bien su adaptación al *Modelo OM-OS* sería inmediata. Las ofertas complejas presentadas por los tres generadores se presentan en la tabla siguiente:

Tabla B.23: Condición de ingresos mínimos

| | Generador(<i>i</i>) | | |
|----|-----------------------|--------|--------|
| | G1 | G2 | G3 |
| TF | 8098,8 | 5999,9 | 7424,9 |
| TV | 13,46 | 12,58 | 13,29 |

Seguidamente, al igual que se realizó en las dos secciones previas, se van a formular las funciones objetivo y restricciones que adopten una expresión diferente con la incorporación de la condición de ingresos mínimos. Estas restricciones nuevas se circunscriben a la formulación del problema maestro, permaneciendo los subproblemas esclavos invariantes respecto a como fueron enunciados en B.2.2. El último apartado mostrará los resultados obtenidos tras la optimización del problema.

B.3.1. Problema maestro

El problema maestro se compone de la función objetivo de minimización y las restricciones correspondientes. La función objetivo de minimización se formula como:

$$Z_M = \sum_{i=G1}^{G3} C_i^f + \sum_{t=T1}^{T4} \alpha_t^* = C_{G1}^f + C_{G2}^f + C_{G3}^f + \alpha_{T1}^* + \alpha_{T2}^* + \alpha_{T3}^* + \alpha_{T4}^* \quad (B.43)$$

La función objetivo debe verificar la condición de ingresos mínimos a través de la inclusión de las siguientes restricciones:

- Remuneración del generador según oferta simple.

$$\begin{aligned} C_{G1}^f &\geq C_{G1}^{os} \\ C_{G2}^f &\geq C_{G2}^{os} \\ C_{G3}^f &\geq C_{G3}^{os} \end{aligned} \quad (B.44)$$

- Remuneración del generador según oferta compleja.

$$\begin{aligned} C_{G1}^f &\geq C_{G1}^{oc} \\ C_{G2}^f &\geq C_{G2}^{oc} \\ C_{G3}^f &\geq C_{G3}^{oc} \end{aligned} \quad (B.45)$$

- Coste para el sistema según la oferta simple del generador.

De forma simplificada esta restricción se escribe según la fórmula (B.46). La particularización numérica de los parámetros $\text{Pot}_{t,G1,b}^{m-1}$ sólo será posible después de la primera iteración tras la resolución de cada uno de los subproblemas esclavos. Su actualización tiene lugar en cada iteración.

$$\begin{aligned}
C_{G1}^{os} &= 13 \cdot u_{T1,G1} \cdot 0,5 + 13 \cdot u_{T2,G1} \cdot 0,5 + 13 \cdot u_{T3,G1} \cdot 0,5 + 13 \cdot u_{T4,G1} \cdot 0,5 + \\
&\quad + \sum_{t=T1}^{T4} \sum_2^5 p_{t,G1,b}^\bullet \cdot u_{t,G1} \cdot \text{Pot}_{t,G1,b}^{m-1} \\
C_{G2}^{os} &= 12 \cdot u_{T1,G2} \cdot 0,375 + 12 \cdot u_{T2,G2} \cdot 0,375 + 12 \cdot u_{T3,G2} \cdot 0,375 + \\
&\quad + 12 \cdot u_{T4,G2} \cdot 0,375 + \sum_{t=T1}^{T4} \sum_2^5 p_{t,G2,b}^\bullet \cdot u_{t,G2} \cdot \text{Pot}_{t,G2,b}^{m-1} \\
C_{G3}^{os} &= 12,5 \cdot u_{T1,G3} \cdot 0,45 + 12,5 \cdot u_{T2,G3} \cdot 0,45 + 12,5 \cdot u_{T3,G3} \cdot 0,45 + \\
&\quad + 12,5 \cdot u_{T4,G3} \cdot 0,45 + \sum_{t=T1}^{T4} \sum_2^5 p_{t,G3,b}^\bullet \cdot u_{t,G3} \cdot \text{Pot}_{t,G3,b}^{m-1}
\end{aligned} \tag{B.46}$$

- Coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador.

$$\begin{aligned}
C_{G1}^{oc} &= 8098,8 \cdot NA_{G1} + 13,46 \cdot (0,5 \cdot [u_{T1,G1} + u_{T2,G1} + u_{T3,G1} + u_{T4,G1}] + \\
&\quad + \sum_{t=T1}^{T4} \sum_2^5 u_{t,G1} \cdot \text{Pot}_{t,G1,b}^{m-1}) \\
C_{G2}^{oc} &= 5999,9 \cdot NA_{G2} + 12,58 \cdot (0,375 \cdot [u_{T1,G2} + u_{T2,G2} + u_{T3,G2} + u_{T4,G2}] + \\
&\quad + \sum_{t=T1}^{T4} \sum_2^5 u_{t,G2} \cdot \text{Pot}_{t,G2,b}^{m-1}) \\
C_{G3}^{oc} &= 7424,9 \cdot NA_{G3} + 13,29 \cdot (0,45 \cdot [u_{T1,G3} + u_{T2,G3} + u_{T3,G3} + u_{T4,G3}] + \\
&\quad + \sum_{t=T1}^{T4} \sum_2^5 u_{t,G3} \cdot \text{Pot}_{t,G3,b}^{m-1})
\end{aligned} \tag{B.47}$$

- Cálculo del número total de arranques de un grupo generador.

$$\begin{aligned}
NA_{G1} &= xu_{T1,G1} + xu_{T2,G1} + xu_{T3,G1} + xu_{T4,G1} \\
NA_{G2} &= xu_{T1,G2} + xu_{T2,G2} + xu_{T3,G2} + xu_{T4,G2} \\
NA_{G3} &= xu_{T1,G3} + xu_{T2,G3} + xu_{T3,G3} + xu_{T4,G3}
\end{aligned} \tag{B.48}$$

Además de las restricciones expuestas previamente, el problema maestro contiene las restricciones de los cortes de Benders (B.34), las reservas de operación del sistema (B.32) y (B.33) y el estado de conexión del generador G1 (B.35). El desarrollo numérico de los cortes lineales de Benders para cada iteración m se mostrará en el apartado B.3.3.

Por último, el problema maestro debe considerar dos restricciones que no han sido incluidas en los dos ejemplos anteriores, pero cuya incorporación es obligada para contabilizar el número de arranques a la par que se respeta el acoplamiento temporal entre periodos de las variables de estado $u_{t,i}$, conexión $xu_{t,i}$ y desconexión de unidades $xd_{t,i}$. Estas restricciones ya fueron formuladas en el capítulo 4 mediante las restricciones (4.8) y (4.10). Estas dos restricciones no eran necesarias en los ejemplos anteriores al no tener un coste asociado el arranque o parada de las unidades de generación. La expresión de estas dos restricciones para el caso de estudio es la siguiente:

- Acoplamiento temporal entre periodos de las variables de estado, conexión y desconexión de generadores:

$$\begin{aligned}
xu_{T1,G1} - xd_{T1,G1} &= u_{T1,G1} - U_{T0,G1} \\
xu_{T1,G2} - xd_{T1,G2} &= u_{T1,G2} - U_{T0,G2} \\
xu_{T1,G3} - xd_{T1,G3} &= u_{T1,G3} - U_{T0,G3} \\
xu_{T2,G1} - xd_{T2,G1} &= u_{T2,G1} - u_{T1,G1} \\
xu_{T2,G2} - xd_{T2,G2} &= u_{T2,G2} - u_{T1,G2} \\
xu_{T2,G3} - xd_{T2,G3} &= u_{T2,G3} - u_{T1,G3} \\
xu_{T3,G1} - xd_{T3,G1} &= u_{T3,G1} - u_{T2,G1} \\
xu_{T3,G2} - xd_{T3,G2} &= u_{T3,G2} - u_{T2,G2} \\
xu_{T3,G3} - xd_{T3,G3} &= u_{T3,G3} - u_{T2,G3} \\
xu_{T4,G1} - xd_{T4,G1} &= u_{T4,G1} - u_{T3,G1} \\
xu_{T4,G2} - xd_{T4,G2} &= u_{T4,G2} - u_{T3,G2} \\
xu_{T4,G3} - xd_{T4,G3} &= u_{T4,G3} - u_{T3,G3}
\end{aligned} \tag{B.49}$$

- Restricción que impide que se conecte y desconecte un mismo grupo, reactancia o condensador en el mismo periodo horario:

$$\begin{aligned}
xu_{T1,G1} + xd_{T1,G1} &\leq 1 \\
xu_{T1,G2} + xd_{T1,G2} &\leq 1 \\
xu_{T1,G3} + xd_{T1,G3} &\leq 1 \\
xu_{T2,G1} + xd_{T2,G1} &\leq 1 \\
xu_{T2,G2} + xd_{T2,G2} &\leq 1 \\
xu_{T2,G3} + xd_{T2,G3} &\leq 1 \\
xu_{T3,G1} + xd_{T3,G1} &\leq 1 \\
xu_{T3,G2} + xd_{T3,G2} &\leq 1 \\
xu_{T3,G3} + xd_{T3,G3} &\leq 1 \\
xu_{T4,G1} + xd_{T4,G1} &\leq 1 \\
xu_{T4,G2} + xd_{T4,G2} &\leq 1 \\
xu_{T4,G3} + xd_{T4,G3} &\leq 1
\end{aligned} \tag{B.50}$$

El problema maestro para la resolución de la PHRS con condición de ingresos mínimos incluirá 39 nuevas restricciones, fruto únicamente de la presentación por las unidades de generación de ofertas complejas de ingresos mínimos al mercado eléctrico de producción.

B.3.2. Subproblema de Benders

Los problemas esclavos no experimentan ninguna modificación con la inclusión de la condición de ingresos mínimos. La función objetivo está representada por las expresiones (B.36) o (B.37). Por otro lado, las restricciones van a ser las mismas que en B.2.2. Es decir, las restricciones incluidas en cada uno de los subproblemas esclavos son (B.19), (B.20), (B.21), (B.22), (B.23), (B.24), (B.25), (B.26), (B.27), (B.28), (B.29), (B.38), (B.39), (B.40), (B.41) y (B.42). Se trata, por tanto, de un problema de minimización no lineal con restricciones para el caso base y para el estado post-contingencia.

B.3.3. Resolución numérica

En este apartado se van a mostrar los resultados obtenidos tras el proceso de optimización de forma análoga a como se efectuó en B.1.4 y B.2.3. Los resultados van a diferir sustancialmente de los logrados en los ejemplos anteriores. El algoritmo minimiza el número de arranques de las plantas generadoras, de forma que se logra el óptimo de la explotación del sistema eléctrico con el arranque de dos centrales en lugar de las tres que quedaban acopladas en la resolución del problema sin la condición de ingresos mínimos. Éste es sin duda el resultado más relevante, el cual confirma que el resultado de la solución acoplada temporalmente para todo el horizonte de programación difiere de la solución óptima periodo a periodo.

El algoritmo de Benders optimiza de forma conjunta el problema, “unit commitment” con restricciones de seguridad para el horizonte de programación, proporcionando un resultado más económico que el que se obtendría si se resolviera hora a hora. La solución acoplada del problema maestro muestra toda la potencialidad de la técnica de descomposición de Benders, la cual permite resolver de forma conjunta un problema de optimización matemática no-lineal entero mixto con acoplamientos temporales.

El algoritmo de optimización necesita 3 iteraciones para alcanzar la convergencia del proceso, 2 iteraciones más que en el *Modelo OM-OS* y una menos que en el *Modelo Operador Único*.

Los resultados más significativos son los siguientes:

1. *Programa de acoplamientos del problema maestro:*

Las tablas B.24 ilustran el programa de acoplamientos de las centrales de generación {G1,G2,G3} para los 4 periodos de programación {T1,T2,T3,T4} en cada una de las 3 iteraciones.

Tabla B.24: Programa de acoplamientos en cada iteración

| <i>Iteración (1)</i> | | Generador(<i>i</i>) | | | <i>Iteración (2)</i> | | Generador(<i>i</i>) | | |
|----------------------|--|-----------------------|----|----|----------------------|--|-----------------------|----|----|
| Periodo(<i>t</i>) | | G1 | G2 | G3 | Periodo(<i>t</i>) | | G1 | G2 | G3 |
| T1 | | 1 | 1 | 0 | T1 | | 1 | 0 | 1 |
| T2 | | 1 | 1 | 0 | T2 | | 1 | 0 | 1 |
| T3 | | 1 | 1 | 0 | T3 | | 1 | 0 | 1 |
| T4 | | 1 | 1 | 0 | T4 | | 1 | 0 | 1 |

| <i>Iteración (3)</i> | | Generador(<i>i</i>) | | |
|----------------------|--|-----------------------|----|----|
| Periodo(<i>t</i>) | | G1 | G2 | G3 |
| T1 | | 1 | 0 | 1 |
| T2 | | 1 | 0 | 1 |
| T3 | | 1 | 0 | 1 |
| T4 | | 1 | 0 | 1 |

2. *Coste marginal o sensibilidad asociada al programa de acoplamientos:*

Los comentarios realizados en el ejemplo anterior para los valores duales de la restricción (B.42) son también aplicables a este ejemplo. Por tanto, los valores

negativos de los parámetros $\lambda_{t,i}^m$ para las variables de decisión $u_{t,i} = 0$ indican que la decisión de conexión de la central i en el periodo t conllevaría un ahorro de costes para el sistema. La elevada magnitud (en valor absoluto) de las sensibilidades $\lambda_{T1,G3}^1, \lambda_{T2,G3}^1, \lambda_{T3,G3}^1$ se debe a la conexión de generadores ficticios en el nudo. Para reducir este coste, el problema maestro conecta la unidad G3 en la siguiente iteración. De esa forma, se eliminan las costosas inyecciones de potencia de los generadores ficticios en ese nudo.

Por el contrario, los valores negativos de los parámetros $\lambda_{t,i}^m$ para las variables de decisión $u_{t,i} = 1$ indican que la desconexión de la central i en el periodo t conllevaría un sobrecoste para el sistema.

Tabla B.25: Coste marginal por iteración

| $\lambda_{t,i}^1(\text{€})$ | Generador(i) | | | $\lambda_{t,i}^2(\text{€})$ | Generador(i) | | |
|-----------------------------|------------------|---------|------------|-----------------------------|------------------|-------------|---------|
| | Hora(t) | G1 | G2 | | G3 | Hora(t) | G1 |
| T1 | -673,0 | -509,25 | -2,882e+05 | T1 | -693,0 | -797,82 | -611,55 |
| T2 | -673,0 | -509,25 | -2,882e+05 | T2 | -675,06 | -693,82 | -611,55 |
| T3 | -673,0 | -511,78 | -838,23 | T3 | -673,0 | -685,61 | -611,55 |
| T4 | -673,0 | -509,25 | -2,882e+05 | T4 | -674,0 | -690,56 | -611,55 |

| $\lambda_{t,i}^3(\text{€})$ | Generador(i) | | |
|-----------------------------|------------------|---------|---------|
| | Hora(t) | G1 | G2 |
| T1 | -693,0 | -797,82 | -611,55 |
| T2 | -675,06 | -693,82 | -611,55 |
| T3 | -673,0 | -685,61 | -611,55 |
| T4 | -674,0 | -690,56 | -611,55 |

3. Cortes lineales de Benders:

Las tablas B.12 revelan la suma de un nuevo corte de Benders en cada iteración para cada periodo de programación o subproblema de Benders. De esta forma se llegará a los 4 CLB para cada t , es decir, un total de 16 cortes de Benders para el problema maestro de la cuarta y última iteración.

Tabla B.26: Cortes de Benders por iteración

| Iteración(m) | Periodo(T1) |
|------------------|--|
| 1 | $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T1}^* \geq 49770,972 - 673,0 \cdot u_{T1,G1} - 509,25 \cdot u_{T1,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |
| 3 | $\alpha_{T1}^* \geq 2699,870 - 693,0 \cdot u_{T1,G1} - 797,815 \cdot u_{T1,G2} - 611,550 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 49770,972 - 673,0 \cdot u_{T1,G1} - 509,25 \cdot u_{T1,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T1,G3}$ $\alpha_{T1}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T2) |
|------------------|--|
| 1 | $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T2}^* \geq 22601,476 - 673,0 \cdot u_{T2,G1} - 509,25 \cdot u_{T2,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |
| 3 | $\alpha_{T2}^* \geq 2543,814 - 675,056 \cdot u_{T2,G1} - 693,824 \cdot u_{T2,G2} - 611,550 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 22601,476 - 673,0 \cdot u_{T2,G1} - 509,25 \cdot u_{T2,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T2,G3}$ $\alpha_{T2}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T3) |
|------------------|--|
| 1 | $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T3}^* \geq 2393,06 - 673,0 \cdot u_{T3,G1} - 511,776 \cdot u_{T3,G2} - 838,226 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |
| 3 | $\alpha_{T3}^* \geq 2411,21 - 673,0 \cdot u_{T3,G1} - 685,607 \cdot u_{T3,G2} - 611,550 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 2393,06 - 673,0 \cdot u_{T3,G1} - 511,776 \cdot u_{T3,G2} - 838,226 \cdot u_{T3,G3}$ $\alpha_{T3}^* \geq 0$ |

| Iteración(m) | Periodo(T4) |
|------------------|--|
| 1 | $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |
| 2 | $\alpha_{T4}^* \geq 15482,029 - 673,0 \cdot u_{T4,G1} - 509,25 \cdot u_{T4,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |
| 3 | $\alpha_{T4}^* \geq 2499,150 - 674,002 \cdot u_{T4,G1} - 690,564 \cdot u_{T4,G2} - 611,550 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 15482,029 - 673,0 \cdot u_{T4,G1} - 509,25 \cdot u_{T4,G2} - 2,882e+05 \cdot u_{T4,G3}$ $\alpha_{T4}^* \geq 0$ |

4. *Costes totales del maestro y de los subproblemas esclavos:*

Tabla B.27: Costes del problema maestro por iteración

| Iteración(m) | $Z_{IIM}(\text{€})$ |
|------------------|---------------------|
| 1 | 18677,700 |
| 2 | 22076,021 |
| 3 | 30565.998 |

Tabla B.28: Costes de los problemas esclavos por iteración

| $Z_{IIS}(\text{€})$ | Problema Esclavo | | | |
|---------------------|------------------|-----------|----------|-----------|
| Iteración(m) | T1 | T2 | T3 | T4 |
| 1 | 48588,722 | 21419,226 | 1208,284 | 14299,779 |
| 2 | 1395,320 | 1257,208 | 1126,659 | 1213,598 |
| 3 | 1395,320 | 1257,208 | 1126,659 | 1213,598 |

5. *Proceso de convergencia:*

Tabla B.29: Evolución del criterio de convergencia por iteración

| Iteración(m) | z^{up} (€) | z^{down} (€) | CC |
|------------------|--------------|----------------|---------|
| 1 | 85516,011 | 0 | 1 |
| 2 | 4992,784 | 881,834 | 0,82321 |
| 3 | 4992,784 | 4992,784 | 0 |

6. *Potencia activa y reactiva generada en cada iteración:*

Si se cotejan los resultados de potencia activa y reactiva para las dos primeras iteraciones con los obtenidos para el *Modelo Operador Único* se observan que los valores son los mismos, salvo para el periodo T2, en el que se acopla el generador G2 (ver B.10). Se infiere, en buena lógica, que para el mismo programa de acoplamientos se obtienen los mismos resultados de potencia de salida de cada generador.

Tabla B.30: Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 1

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|-------|----|------------------|------------------|----------------|----|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 63,1 | 111,2 | 0 | T1 | 31,9 | 95,5 | 0 |
| T2 | 61,3 | 115,1 | 0 | T2 | 26,8 | 108,2 | 0 |
| T3 | 58,1 | 121,5 | 0 | T3 | 29,9 | 103,7 | 0 |
| T4 | 61,1 | 115,6 | 0 | T4 | 26,4 | 109,5 | 0 |

| $P_{fict,n}$ (MW) | Nudo(n) | | | $Q_{fict,n}^C$ (MVar) | Nudo(n) | | |
|-------------------|----------------|----|------|-----------------------|-------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | N1 | N2 | | N3 | Periodo(t) | N1 |
| T1 | 0 | 0 | 23,5 | T1 | 0 | 0 | 24,0 |
| T2 | 0 | 0 | 12,4 | T2 | 0 | 0 | 7,9 |
| T3 | 0 | 0 | 0 | T3 | 0 | 0 | 0 |
| T4 | 0 | 0 | 9,1 | T4 | 0 | 0 | 4,1 |

Tabla B.31: Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 2

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|----|-------|------------------|------------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 94,5 | 0 | 104,1 | T1 | 81,4 | 0 | 77,0 |
| T2 | 87,0 | 0 | 101,6 | T2 | 59,5 | 0 | 84,8 |
| T3 | 85,6 | 0 | 93,4 | T3 | 53,6 | 0 | 79,2 |
| T4 | 87,0 | 0 | 98,4 | T4 | 57,4 | 0 | 83,0 |

La potencia reactiva de salida de cada generador para el estado post-contingencia se indica en la tabla B.33.

La tensión $V_{t,n}$ alcanza tras la optimización el mismo valor en cada uno de los nudos generadores y para cada uno de los periodos de explotación: $V_{t,n} = 1,10$. El nudo N2

Tabla B.32: Potencia activa y reactiva generada en la Iteración 3

| $P_{t,i}$ (MW) | Generador(i) | | | $Q_{t,i}$ (MVar) | Generador(i) | | |
|----------------|------------------|----|-------|------------------|------------------|----------------|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 | | G3 | Periodo(t) | G1 |
| T1 | 94,5 | 0 | 104,1 | T1 | 81,4 | 0 | 77,0 |
| T2 | 87,0 | 0 | 101,6 | T2 | 59,5 | 0 | 84,8 |
| T3 | 85,6 | 0 | 93,4 | T3 | 53,6 | 0 | 79,2 |
| T4 | 87,0 | 0 | 98,4 | T4 | 57,4 | 0 | 83,0 |

Tabla B.33: Potencia reactiva generada en el estado post-contingencia

| $Q_{t,i}^c$ (MVar) | Generador(i) | | |
|--------------------|------------------|----|------|
| | Periodo(t) | G1 | G2 |
| T1 | 83,4 | 0 | 80,6 |
| T2 | 61,5 | 0 | 88,3 |
| T3 | 55,7 | 0 | 82,6 |
| T4 | 59,4 | 0 | 86,5 |

se convierte en un nudo de carga más, nudo PQ, al no tener un generador conectado que permita controlar la consigna de tensión.

7. *Coste total por generador:*

El C_f^i representa el coste total atribuible a cada generador i y será la máxima cantidad de dos valores, el coste de la oferta simple C_{os}^i y el coste de la oferta compleja C_{oc}^i de cada generador. Tras el proceso de optimización se obtiene que $C_f^i = C_{oc}^i$, es decir, el coste final para el sistema es el coste de la oferta compleja de los generadores acoplados G1 y G3. Los resultados se exponen en la tabla B.34.

Tabla B.34: Coste total por generador

| | Generador | | |
|-------------|-----------|----|-----------|
| | G1 | G2 | G3 |
| C_f^i (€) | 12864,729 | 0 | 12708,484 |

La tabla B.35 refleja los costes por oferta simple que habría tenido el sistema para el programa de acoplamiento B.24. Como se puede constatar, los costes por oferta simple son inferiores a los costes por oferta compleja. Sin embargo, dado que $C_f^i = \max(C_{oc}^i, C_{os}^i)$, el coste final lo establece el coste de la oferta compleja.

Tabla B.35: Coste por generador según oferta simple

| | Generador | | |
|----------------|-----------|----|----------|
| | G1 | G2 | G3 |
| C_{os}^i (€) | 4676,932 | 0 | 5165,852 |

8. *Precio nodal o 'spot' de potencia activa en cada nudo:*

Como se puede constatar en la tabla B.36, los precios nodales difieren de los obtenidos en las tablas B.9 y B.22. Esta diferencia se debe a que el programa de acoplamiento no es el mismo. Los precios más altos se producen en el periodo de mayor demanda, la hora T1.

Tabla B.36: Precios nodales de potencia activa

| $\gamma_{t,n}$ (€/MWh) | Nudo (n) | | | | | |
|------------------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Periodo (t) | N1 | N2 | N3 | N4 | N5 |
| T1 | 13,860 | 14,346 | 13,590 | 14,631 | 14,665 | 14,940 |
| T2 | 13,501 | 13,873 | 13,590 | 14,144 | 14,153 | 13,950 |
| T3 | 13,460 | 13,837 | 13,590 | 14,078 | 14,096 | 13,922 |
| T4 | 13,480 | 13,590 | 13,858 | 14,117 | 14,130 | 13,940 |

Apéndice C

Resultados de los Casos de Estudio

C.1. Introducción

En este apéndice se muestran organizados en tablas los datos de salida más relevantes correspondientes a los casos de estudio enunciados en el apartado 5.2 del capítulo 5, para el sistema “IEEE 24-bus Reliability Test System” y los dos modelos de estudio formulados en el capítulo 4: Modelo OM-OS y Modelo Operador Único.

Los datos de salida que se incluyen complementan los representados en el capítulo 5 y facilitan la reproducción de los casos de estudio. Básicamente estos datos son los siguientes:

- Asignación de la generación en la casación del mercado eléctrico (etapa I del Modelo OM-OS).
- Redespacho de la generación (Modelo OM-OS) o Potencia activa de salida de los grupos generadores (para los casos 1 y 2 de ambos modelos).
- Tomas de los transformadores en cada periodo (caso 1).
- Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo (caso 1).
- Precios nodales del Modelo Operador Único (caso 1).

C.2. Modelo OM-OS del Sistema IEEE de 24 nudos

C.2.1. Etapa I: Programación de la generación

Todos los casos de estudio tienen en común la etapa I del modelo o casación económica del sistema eléctrico. Los resultados de la programación económica de esta etapa I se muestran en las tablas C.1 y C.2.

Tabla C.1: Etapa I. Energía casada para cada grupo generador en cada periodo (1/2)

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G3 | 38,0 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |

| Unidad | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| G4 | 38,0 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 38,0 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G8 | 16,5 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G 9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 | 55,0 | 28,0 | 38,1 |
| G10 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 | 28,0 | 25,0 | 25,0 |
| G11 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 38,1 | 25,0 | 55,0 | 25,0 |
| G12 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 75,0 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G13 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 69,0 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G14 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| G21 | 124,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G22 | 124,0 | 124,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G23 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G24 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G25 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G26 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G27 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G28 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G29 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G30 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G31 | 124,0 | 124,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G32 | 124,0 | 108,1 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G33 | 227,5 | 227,5 | 189,1 | 185,5 | 185,5 | 189,1 | 286,5 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 |

Tabla C.2: Etapa I. Energía casada para cada grupo generador en cada periodo (2/2)

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G3 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 15,2 |
| G4 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 15,2 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 15,2 |
| G8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 15,2 |
| G 9 | 25,0 | 38,1 | 25,0 | 25,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 |
| G10 | 38,1 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G11 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 28,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| Unidad | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| G12 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 114,2 | 157,6 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G13 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,5 | 157,6 | 157,6 | 118,2 | 77,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G14 | 118,2 | 118,2 | 85,0 | 118,2 | 118,2 | 148,1 | 148,1 | 118,2 | 69,0 | 81,8 | 0,0 | 0,0 |
| G16 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G17 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 130,3 | 124,0 |
| G22 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 |
| G23 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G24 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G25 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G26 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G27 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G28 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G29 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G30 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G31 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 93,0 |
| G32 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 108,1 |
| G33 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 280,0 | 227,5 |

C.2.2. Etapa II: Solución de restricciones

1. CASO 1. MODELO OM-OS

– Redespacho de la generación en la etapa II: tabla C.3.

Tabla C.3: Caso 1. Redespacho de generación por periodo

| Grupo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|-------|---------|------|-------|-------|-------|-------|------|-------|------|------|------|------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G3 | -22,8 | 0,0 | 0,0 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G4 | -22,8 | 0,0 | 0,0 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | -22,8 | 0,0 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | 0,0 | -11,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G8 | -1,3 | 0,0 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | 0,0 | -21,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G9 | 33,9 | 28,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 1,7 | 13,2 | 0,0 | 0,0 | 0,7 |
| G10 | 25,1 | 25,1 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 0,0 | 25,0 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 12,0 | 30,0 |
| G11 | 25,0 | 25,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 | 49,0 | 42,5 | 55,0 | 16,9 | 11,2 | 0,0 | 0,2 |
| G12 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | -6,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G13 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G14 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -8,2 | -1,4 | -1,4 | -8,2 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |

| Grupo | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|------|-----|-----|------|
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |
| G21 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G22 | 0,0 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G31 | -21,5 | -31,0 | -5,1 | -1,7 | -1,7 | 0,0 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G32 | -31,0 | -15,1 | -2,8 | -2,5 | -2,5 | 0,0 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G33 | 0,0 | -41,1 | -49,1 | -45,5 | -45,5 | -25,6 | -14,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| Grupo | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|
| G3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 0,0 | 0,0 | -21,9 | 0,0 | 0,0 |
| G8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12,8 | 11,9 | 11,9 | 0,0 | 0,0 | -21,7 | 0,0 | 0,0 |
| G9 | 13,8 | 13,8 | 23,9 | 25,4 | -5,5 | -4,5 | -4,5 | 12,0 | 30,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 |
| G10 | 16,9 | 16,9 | 16,9 | 16,9 | -5,5 | -5,5 | -5,5 | 0,0 | 7,2 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
| G11 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | -30,0 | -30,0 | -30,0 | 0,0 | 1,8 | 54,0 | 41,0 | 29,0 |
| G12 | 0,0 | 0,0 | -6,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -17,8 | 0,0 | 69,0 | 69,0 |
| G13 | 0,0 | 0,0 | -6,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -8,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G14 | -8,2 | -8,2 | -16,0 | -30,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,3 | 0,0 | -12,8 | 0,0 | 0,0 |
| G15 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G16 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G17 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -6,3 | -31,0 |
| G22 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | -31,0 |
| G31 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | 0,0 |
| G32 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | -15,1 |
| G33 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -37,4 | -41,1 |

– Potencia final producida por los grupos generadores: tablas C.4 y C.5.

Tabla C.4: Caso 1. Generación de potencia activa en cada periodo (1/2)

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G3 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G4 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 15,2 | 15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 38,0 | 49,3 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G8 | 15,2 | 15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 38,0 | 39,6 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G9 | 33,9 | 28,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 26,7 | 38,2 | 55,0 | 28,0 | 38,8 |

| Unidad | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| G10 | 25,1 | 25,1 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 0,0 | 25,0 | 25,8 | 25,8 | 28,8 | 37,0 | 55,0 |
| G11 | 25,0 | 25,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 | 49,0 | 42,5 | 55,0 | 55,0 | 36,2 | 55,0 | 25,2 |
| G12 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G13 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 69,0 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G14 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 110,0 | 116,8 | 116,8 | 110,0 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 124,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G22 | 124,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G23 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G24 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G25 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G26 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G27 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G28 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G29 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G30 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G31 | 102,5 | 93,0 | 87,9 | 91,3 | 91,3 | 93,0 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G32 | 93,0 | 93,0 | 90,2 | 90,5 | 90,5 | 93,0 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G33 | 227,5 | 186,4 | 140,0 | 140,0 | 140,0 | 163,5 | 271,9 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 |

Tabla C.5: Caso 1. Generación de potencia activa en cada periodo (2/2)

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G3 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 61,4 | 60,9 | 60,9 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 15,2 |
| G4 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,9 | 60,9 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 15,2 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 38,9 | 38,0 | 15,2 |
| G8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 73,6 | 72,7 | 72,7 | 60,8 | 60,8 | 39,1 | 38,0 | 15,2 |
| G 9 | 38,8 | 51,9 | 48,9 | 50,4 | 49,5 | 50,5 | 50,5 | 37,0 | 55,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
| G10 | 55,0 | 41,9 | 41,9 | 41,9 | 49,5 | 49,5 | 49,5 | 55,0 | 32,2 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
| G11 | 25,2 | 25,2 | 25,2 | 25,2 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 28,0 | 26,8 | 54,0 | 41,0 | 29,0 |
| G12 | 118,2 | 118,2 | 111,9 | 114,2 | 157,6 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 100,4 | 0,0 | 69,0 | 69,0 |
| G13 | 118,2 | 118,2 | 111,8 | 118,2 | 118,2 | 157,6 | 157,6 | 118,2 | 69,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G14 | 110,0 | 110,0 | 69,0 | 87,3 | 118,2 | 148,1 | 148,1 | 117,9 | 69,0 | 69,0 | 0,0 | 0,0 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| Unidad | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G22 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G23 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G24 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G25 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G26 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G27 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G28 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G29 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G30 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G31 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G32 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G33 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 242,6 | 186,4 |

– Tomas de los transformadores: tabla C.6.

Tabla C.6: Caso 1. Tomas de los transformadores en cada periodo

| Trafo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|---------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| N3 -N24 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,924 | 0,923 | 0,967 | 0,964 | 0,964 | 0,964 | 0,964 |
| N9 -N11 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,914 | 0,914 | 0,9 |
| N9 -N12 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| N10-N11 | 0,9 | 0,9 | 1,016 | 1,005 | 1,005 | 1,1 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| N10-N12 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,922 | 1,061 | 1,029 | 1,047 | 1,047 | 1,029 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| N3 -N24 | 0,964 | 0,964 | 0,961 | 0,963 | 1,030 | 1,032 | 1,032 | 0,983 | 0,978 | 0,915 | 0,9 | 0,9 |
| N9 -N11 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,036 | 1,038 | 1,038 | 0,906 | 0,9 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| N9 -N12 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,023 | 1,025 | 1,025 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| N10-N11 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,940 | 0,942 | 0,942 | 0,935 | 0,918 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| N10-N12 | 1,029 | 1,029 | 1,015 | 1,024 | 0,926 | 0,928 | 0,928 | 1,1 | 1,1 | 1,060 | 0,9 | 0,9 |

– Tensión de consigna en los nudos de generación: tabla C.7.

La magnitud de tensión en los nudos se encuentra en su límite inferior o superior frecuentemente. Como se puede comprobar el perfil de tensiones es más alto en los periodos de punta {T17,T18,T19} que en el resto. En el caso de los nudos de carga, el nudo más crítico suele ser el nudo N3, que en gran parte de los periodos para el estado normal se encuentra en su límite inferior de tensión 0,95. No obstante, y aunque las tensiones nodales se encuentren en ocasiones en su límite inferior, los recursos del sistema son suficientes para garantizar un perfil adecuado de tensiones tanto en el estado normal como en los distintos estados post-contingencia.

Tabla C.7: Caso 1. Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo

| Nudo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| N1 | 1,062 | 1,074 | 1,050 | -- | -- | -- | 1,069 | 1,061 | 1,063 | 1,063 | 1,063 | 1,063 |
| N2 | 1,068 | 1,081 | -- | -- | -- | -- | 1,074 | 1,064 | 1,067 | 1,066 | 1,066 | 1,067 |
| N7 | 1,09 | 1,09 | 1,050 | 1,09 | 1,09 | 1,058 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N13 | 1,046 | 1,052 | 1,033 | 1,046 | 1,046 | 1,019 | 1,067 | 1,034 | 1,074 | 1,067 | 1,067 | 1,074 |
| N14 | 0,993 | 0,981 | 0,953 | 0,999 | 0,999 | 0,954 | 1,038 | 0,970 | 0,982 | 0,978 | 0,978 | 0,982 |
| N15 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,951 | 0,951 | 0,95 | 0,955 | 0,960 | 0,957 | 0,957 | 0,957 | 0,957 |
| N16 | 0,967 | 0,965 | 0,957 | 0,968 | 0,968 | 0,957 | 0,979 | 0,965 | 0,969 | 0,967 | 0,967 | 0,969 |
| N18 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,954 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N21 | 0,95 | 0,95 | 0,959 | 0,95 | 0,95 | 0,960 | 0,95 | 0,965 | 0,951 | 0,951 | 0,951 | 0,951 |
| N22 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N23 | 1,082 | 1,085 | 1,074 | 1,084 | 1,084 | 1,068 | 1,09 | 1,065 | 1,085 | 1,080 | 1,080 | 1,085 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| N1 | 1,063 | 1,063 | 1,065 | 1,064 | 1,060 | 1,060 | 1,060 | 1,069 | 1,073 | 1,085 | 1,067 | 1,074 |
| N2 | 1,067 | 1,067 | 1,068 | 1,067 | 1,060 | 1,060 | 1,060 | 1,072 | 1,076 | 1,09 | 1,073 | 1,081 |
| N7 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,039 | 1,039 | 1,039 | 0,960 | 0,958 | 0,95 | 1,09 | 1,09 |
| N13 | 1,074 | 1,074 | 1,075 | 1,074 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,022 | 1,021 | 1,019 | 1,041 | 1,052 |
| N14 | 0,982 | 0,982 | 0,981 | 0,981 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,028 | 1,030 | 1,014 | 0,997 | 0,981 |
| N15 | 0,957 | 0,957 | 0,954 | 0,956 | 1,082 | 1,082 | 1,082 | 0,970 | 0,967 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N16 | 0,969 | 0,969 | 0,967 | 0,968 | 1,087 | 1,087 | 1,087 | 0,978 | 0,975 | 0,968 | 0,967 | 0,965 |
| N18 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,960 | 0,958 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N21 | 0,951 | 0,951 | 0,95 | 0,95 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,970 | 0,968 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N22 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,956 | 0,954 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N23 | 1,085 | 1,085 | 1,085 | 1,084 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,963 | 0,958 | 1,064 | 1,076 | 1,085 |

2. CASO 2. MODELO OM-OS:

- Cambio de estado de conexión: tabla C.8.

Tabla C.8: Caso 2. Cambio de estado de conexión

| Unidad | Periodo | | | | | | | | | | | |
|--------|---------|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G3 | 0 | 0 | 0 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G4 | 0 | 0 | -1 | -1 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G7 | 0 | 0 | 0 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G8 | 0 | 0 | -1 | -1 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G9 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G12 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 | -1 | -1 | -1 |

| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| G17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | -1 |
| G18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | -1 |
| G19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | -1 |
| G20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | -1 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| G12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| G15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| G16 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G17 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G18 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G19 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G20 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

– Redespacho de la generación: tabla C.9.

Tabla C.9: Caso 2. Redespacho de generación por periodo

| Grupo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G3 | -22,8 | 0,0 | 0,0 | -15,2 | -15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G4 | -22,8 | 0,0 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | -22,8 | 0,0 | 0,0 | -15,2 | -15,2 | 0,0 | 0,0 | -22,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G8 | -1,3 | 0,0 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | -15,2 | 0,0 | -9,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G9 | 84,0 | 79,0 | 49,0 | 74,0 | 74,0 | 49,0 | 55,0 | 30,0 | 30,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 |
| G10 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 37,5 | 2,5 | 0,9 | 12,0 | 12,0 | 30,0 |
| G11 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| G12 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | -6,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -3,4 |
| G13 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,0 |
| G14 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -7,4 | 0,0 | 0,0 | -2,0 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | -2,4 | -2,4 | -2,4 |
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | -2,4 |
| G21 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G22 | 0,0 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G31 | -29,2 | -31,0 | -2,2 | -0,1 | -0,1 | -0,1 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G32 | -27,3 | -15,1 | -5,9 | -5,3 | -5,3 | -7,9 | -31,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|
| G33 | 0,0 | -42,2 | -49,1 | -45,5 | -45,5 | -49,1 | -15,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Grupo | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 0,0 | 0,0 | -21,6 | 0,0 | 0,0 |
| G8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12,8 | 11,9 | 11,9 | 0,0 | 0,0 | -22,2 | 0,0 | 0,0 |
| G9 | 13,9 | 13,9 | 24,0 | 25,5 | -5,5 | -5,5 | -5,5 | 12,0 | 30,0 | 24,0 | 0,0 | 0,0 |
| G10 | 16,9 | 16,9 | 16,9 | 16,9 | -5,5 | -4,5 | -4,5 | 0,0 | 6,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G11 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | -30,0 | -30,0 | -30,0 | 0,0 | 2,3 | 55,0 | 91,0 | 79,0 |
| G12 | -3,4 | -3,4 | -24,2 | -26,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -18,6 | 0,0 | 69,0 | 69,0 |
| G13 | -2,0 | -2,0 | -2,0 | -2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -8,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G14 | -2,0 | -2,0 | -2,0 | -2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,5 | 0,0 | -12,8 | 0,0 | 0,0 |
| G16 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G17 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | -2,4 | -2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -6,3 | -31,0 |
| G22 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | -31,0 |
| G31 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | 0,0 |
| G32 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -31,0 | -15,1 |
| G33 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -38,8 | -41,3 |

- Tomas de los transformadores: tabla C.10.

Tabla C.10: Caso 2. Tomas de los transformadores en cada periodo

| Trafo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|---------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| N3 -N24 | 0,998 | 0,9 | 0,9 | 0,908 | 0,908 | 0,9 | 0,939 | 0,922 | 0,9 | 0,933 | 0,933 | 0,9 |
| N9 -N11 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 0,931 | 1,1 | 1,1 | 1,031 | 1,031 | 1,1 |
| N9 -N12 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,089 | 1,089 | 1,1 |
| N10-N11 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,056 | 1,056 | 0,974 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| N10-N12 | 0,916 | 0,928 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,997 | 1,090 | 1,001 | 1,049 | 1,049 | 1,001 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| N3 -N24 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,030 | 1,032 | 1,032 | 0,941 | 0,958 | 0,909 | 0,912 | 0,9 |
| N9 -N11 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,036 | 1,038 | 1,038 | 1,1 | 0,997 | 1,1 | 0,973 | 1,1 |
| N9 -N12 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,023 | 1,025 | 1,025 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| N10-N11 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,940 | 0,942 | 0,942 | 1,1 | 1,1 | 1,012 | 0,963 | 0,9 |
| N10-N12 | 1,001 | 1,001 | 1,001 | 1,001 | 0,926 | 0,928 | 0,928 | 0,958 | 0,933 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |

- Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo: tabla C.11.

Tabla C.11: Caso 2. Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo

| Nudo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| N1 | 1,086 | 1,084 | 1,030 | -- | -- | 1,054 | 1,077 | 1,085 | 1,085 | 1,065 | 1,065 | 1,085 |
| N2 | 1,09 | 1,09 | 1,036 | -- | -- | 1,060 | 1,082 | 1,09 | 1,09 | 1,067 | 1,067 | 1,09 |
| N7 | 0,994 | 0,989 | 0,970 | 0,993 | 0,993 | 0,993 | 0,951 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N13 | 1,063 | 1,056 | 1,056 | 1,040 | 1,040 | 1,055 | 1,038 | 1,010 | 1,089 | 1,088 | 1,088 | 1,089 |
| N14 | 1,032 | 1,011 | 1,019 | 1,010 | 1,010 | 1,004 | 1,026 | 1,012 | 1,034 | 1,041 | 1,041 | 1,034 |
| N15 | 0,953 | 0,956 | 0,956 | 0,955 | 0,955 | 0,954 | 0,95 | 0,95 | 0,955 | 0,952 | 0,952 | 0,955 |
| N16 | 0,977 | 0,974 | 0,976 | 0,977 | 0,977 | 0,972 | 0,973 | 0,967 | 0,979 | 0,979 | 0,979 | 0,979 |
| N18 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,951 | 0,951 | 0,95 |
| N21 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,958 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N22 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N23 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,085 | 1,085 | 1,09 | 1,070 | 1,059 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| N1 | 1,085 | 1,085 | 1,085 | 1,085 | 1,060 | 1,060 | 1,060 | 1,081 | 1,080 | 1,085 | 1,082 | 1,078 |
| N2 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,060 | 1,060 | 1,060 | 1,085 | 1,083 | 1,09 | 1,087 | 1,084 |
| N7 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 1,039 | 1,039 | 1,039 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,960 | 0,977 |
| N13 | 1,089 | 1,089 | 1,086 | 1,088 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,003 | 1,011 | 1,033 | 1,052 | 1,057 |
| N14 | 1,034 | 1,034 | 1,026 | 1,031 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,986 | 0,995 | 1,006 | 1,022 | 0,994 |
| N15 | 0,955 | 0,955 | 0,954 | 0,954 | 1,082 | 1,082 | 1,082 | 0,962 | 0,958 | 0,95 | 0,954 | 0,953 |
| N16 | 0,979 | 0,979 | 0,976 | 0,978 | 1,087 | 1,087 | 1,087 | 0,962 | 0,962 | 0,970 | 0,975 | 0,969 |
| N18 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N21 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,962 | 0,961 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N22 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| N23 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 0,954 | 0,953 | 1,080 | 1,083 | 1,09 |

C.3. Modelo Operador Único del Sistema IEEE de 24 nudos

1. CASO 1. MODELO OPERADOR ÚNICO.

- Potencia activa de salida de los grupos generadores en cada periodo: tablas C.12 y C.13.

Tabla C.12: Caso 1. Generación de potencia activa en cada periodo (1/2)

| Grupo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|-------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G3 | 16,9 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G4 | 16,9 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 33,0 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |

| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| G8 | 38,0 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 45,7 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G9 | 25,0 | 28,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 | 0,0 | 25,0 | 27,5 | 39,0 | 40,0 | 40,0 | 39,0 |
| G10 | 25,0 | 25,5 | 49,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
| G11 | 34,0 | 25,5 | 0,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 42,5 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 |
| G12 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 105,1 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G13 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 69,0 | 103,0 | 108,4 | 108,4 | 89,9 |
| G14 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 93,0 | 93,0 | 54,2 | 54,2 | 54,2 | 54,2 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G22 | 93,0 | 93,0 | 69,1 | 54,2 | 54,2 | 69,1 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G23 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G24 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G25 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G26 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G27 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G28 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G29 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G30 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G31 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 78,8 | 78,8 | 93,0 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G32 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G33 | 227,5 | 163,1 | 140,0 | 140,0 | 140,0 | 140,0 | 250,7 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 |

Tabla C.13: Caso 1. Generación de potencia activa en cada periodo (2/2)

| Grupo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G3 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 38,0 | 15,2 |
| G4 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 38,0 | 15,2 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 44,8 | 38,0 | 15,2 |
| G8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 15,2 |
| G 9 | 39,0 | 39,0 | 36,0 | 37,5 | 44,0 | 45,0 | 45,0 | 40,0 | 34,0 | 25,0 | 25,0 | 26,4 |
| G10 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
| G11 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 54,0 | 41,0 | 27,6 |
| G12 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 121,1 | 153,0 | 153,0 | 108,4 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 |
| G13 | 89,9 | 89,9 | 69,0 | 69,0 | 120,3 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 80,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G14 | 118,2 | 118,2 | 85,1 | 112,2 | 119,9 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 69,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 117,1 | 93,0 |
| G22 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G23 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G24 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G25 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G26 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G27 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G28 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G29 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G30 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G31 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G32 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G33 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 227,5 | 163,1 |

– Precios nodales: tabla C.14.

Tabla C.14: Caso 1. Precios nodales horarios

| Nudo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| N1 | 14,06 | 13,85 | 13,19 | 13,09 | 13,09 | 13,19 | 15,15 | 18,76 | 24,12 | 24,16 | 24,16 | 24,12 |
| N2 | 14,06 | 13,86 | 13,20 | 13,11 | 13,11 | 13,20 | 15,17 | 18,79 | 24,13 | 24,18 | 24,18 | 24,13 |
| N3 | 13,43 | 13,12 | 12,53 | 12,36 | 12,36 | 12,53 | 14,56 | 17,84 | 23,51 | 23,55 | 23,55 | 23,51 |
| N4 | 14,08 | 13,80 | 13,15 | 13,02 | 13,02 | 13,15 | 15,26 | 18,75 | 24,44 | 24,48 | 24,48 | 24,44 |
| N5 | 14,09 | 13,82 | 13,16 | 13,03 | 13,03 | 13,16 | 15,25 | 18,72 | 24,39 | 24,43 | 24,43 | 24,39 |
| N6 | 14,09 | 13,79 | 13,15 | 13,30 | 13,30 | 13,15 | 15,30 | 20,20 | 24,55 | 24,58 | 24,58 | 24,55 |
| N7 | 14,46 | 14,09 | 13,41 | 13,26 | 13,26 | 13,41 | 15,78 | 19,36 | 25,63 | 25,67 | 25,67 | 25,63 |
| N8 | 14,46 | 14,09 | 13,41 | 13,25 | 13,25 | 13,41 | 15,77 | 19,36 | 25,62 | 25,66 | 25,66 | 25,62 |
| N9 | 13,75 | 13,44 | 12,83 | 12,64 | 12,64 | 12,83 | 14,92 | 18,15 | 23,86 | 23,88 | 23,88 | 23,86 |
| N10 | 13,83 | 13,53 | 12,90 | 12,71 | 12,71 | 12,90 | 15,01 | 18,16 | 24,00 | 24,02 | 24,02 | 24,00 |
| N11 | 13,72 | 13,41 | 12,81 | 12,61 | 12,61 | 12,81 | 14,88 | 18,05 | 23,77 | 23,79 | 23,79 | 23,77 |
| N12 | 13,74 | 13,44 | 12,83 | 12,63 | 12,63 | 12,83 | 14,89 | 18,04 | 23,74 | 23,75 | 23,75 | 23,74 |
| N13 | 13,67 | 13,37 | 12,77 | 12,57 | 12,57 | 12,77 | 14,82 | 17,90 | 23,41 | 23,41 | 23,41 | 23,41 |
| N14 | 13,43 | 13,12 | 12,55 | 12,35 | 12,35 | 12,55 | 14,56 | 17,67 | 23,37 | 23,38 | 23,38 | 23,37 |
| N15 | 12,94 | 12,64 | 12,11 | 11,92 | 11,92 | 12,11 | 14,00 | 17,00 | 22,54 | 22,58 | 22,58 | 22,54 |
| N16 | 13,01 | 12,71 | 12,18 | 11,99 | 11,99 | 12,18 | 14,08 | 17,07 | 22,62 | 22,65 | 22,65 | 22,62 |
| N17 | 12,73 | 12,43 | 11,90 | 11,72 | 11,72 | 11,90 | 13,78 | 16,74 | 22,20 | 22,23 | 22,23 | 22,20 |
| N18 | 12,63 | 12,33 | 11,81 | 11,63 | 11,63 | 11,81 | 13,68 | 16,63 | 22,07 | 22,10 | 22,10 | 22,07 |
| N19 | 13,14 | 12,86 | 12,31 | 12,12 | 12,12 | 12,31 | 14,20 | 17,17 | 22,72 | 22,74 | 22,74 | 22,72 |
| N20 | 13,18 | 12,91 | 12,36 | 12,17 | 12,17 | 12,36 | 14,23 | 17,13 | 22,63 | 22,65 | 22,65 | 22,63 |
| N21 | 12,61 | 12,31 | 11,79 | 11,61 | 11,61 | 11,79 | 13,65 | 16,58 | 22,00 | 22,04 | 22,04 | 22,00 |
| N22 | 12,32 | 12,02 | 11,52 | 11,34 | 11,34 | 11,52 | 13,33 | 16,19 | 21,49 | 21,52 | 21,52 | 21,49 |

| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| N23 | 13,17 | 12,92 | 12,36 | 12,18 | 12,18 | 12,36 | 14,21 | 17,07 | 22,51 | 22,53 | 22,53 | 22,51 |
| N24 | 13,28 | 12,97 | 12,40 | 12,22 | 12,22 | 12,40 | 14,39 | 17,54 | 23,19 | 23,23 | 23,23 | 23,19 |

| Nudo | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| N1 | 24,12 | 24,12 | 24,01 | 24,07 | 25,94 | 25,99 | 25,99 | 24,16 | 23,91 | 18,81 | 14,53 | 13,85 |
| N2 | 24,13 | 24,13 | 24,03 | 24,08 | 25,95 | 26,01 | 26,01 | 24,18 | 23,93 | 18,83 | 14,54 | 13,86 |
| N3 | 23,51 | 23,51 | 23,41 | 23,46 | 25,60 | 25,65 | 25,65 | 23,55 | 23,31 | 17,92 | 13,97 | 13,12 |
| N4 | 24,44 | 24,44 | 24,36 | 24,40 | 26,48 | 26,53 | 26,53 | 24,48 | 24,26 | 18,85 | 14,63 | 13,80 |
| N5 | 24,39 | 24,39 | 24,30 | 24,35 | 26,39 | 26,44 | 26,44 | 24,43 | 24,22 | 18,84 | 14,62 | 13,82 |
| N6 | 24,55 | 24,55 | 24,47 | 24,51 | 26,66 | 26,71 | 26,71 | 24,58 | 24,40 | 19,92 | 14,67 | 13,79 |
| N7 | 25,63 | 25,63 | 25,53 | 25,58 | 27,97 | 28,03 | 28,03 | 25,67 | 25,43 | 19,52 | 15,12 | 14,09 |
| N8 | 25,62 | 25,62 | 25,52 | 25,58 | 27,97 | 28,03 | 28,03 | 25,66 | 25,43 | 19,52 | 15,12 | 14,09 |
| N9 | 23,86 | 23,86 | 23,80 | 23,83 | 25,97 | 26,00 | 26,00 | 23,88 | 23,75 | 18,30 | 14,32 | 13,44 |
| N10 | 24,00 | 24,00 | 23,94 | 23,97 | 26,11 | 26,14 | 26,14 | 24,02 | 23,89 | 18,35 | 14,40 | 13,53 |
| N11 | 23,77 | 23,77 | 23,72 | 23,75 | 25,87 | 25,90 | 25,90 | 23,79 | 23,67 | 18,21 | 14,28 | 13,41 |
| N12 | 23,74 | 23,74 | 23,69 | 23,72 | 25,83 | 25,85 | 25,85 | 23,75 | 23,65 | 18,21 | 14,29 | 13,44 |
| N13 | 23,41 | 23,41 | 23,41 | 23,41 | 25,46 | 25,46 | 25,46 | 23,41 | 23,41 | 18,10 | 14,23 | 13,37 |
| N14 | 23,37 | 23,37 | 23,30 | 23,33 | 25,47 | 25,51 | 25,51 | 23,38 | 23,23 | 17,80 | 13,98 | 13,12 |
| N15 | 22,54 | 22,54 | 22,46 | 22,50 | 24,60 | 24,64 | 24,64 | 22,58 | 22,37 | 17,10 | 13,44 | 12,64 |
| N16 | 22,62 | 22,62 | 22,54 | 22,58 | 24,67 | 24,72 | 24,72 | 22,65 | 22,46 | 17,18 | 13,52 | 12,71 |
| N17 | 22,20 | 22,20 | 22,12 | 22,16 | 24,23 | 24,28 | 24,28 | 22,23 | 22,03 | 16,84 | 13,23 | 12,43 |
| N18 | 22,07 | 22,07 | 21,98 | 22,02 | 24,09 | 24,14 | 24,14 | 22,10 | 21,89 | 16,73 | 13,14 | 12,33 |
| N19 | 22,72 | 22,72 | 22,65 | 22,68 | 24,77 | 24,81 | 24,81 | 22,74 | 22,58 | 17,28 | 13,65 | 12,86 |
| N20 | 22,63 | 22,63 | 22,57 | 22,60 | 24,66 | 24,70 | 24,70 | 22,65 | 22,51 | 17,26 | 13,67 | 12,91 |
| N21 | 22,00 | 22,00 | 21,92 | 21,96 | 24,01 | 24,06 | 24,06 | 22,04 | 21,83 | 16,68 | 13,11 | 12,31 |
| N22 | 21,49 | 21,49 | 21,40 | 21,44 | 23,45 | 23,50 | 23,50 | 21,52 | 21,32 | 16,29 | 12,80 | 12,02 |
| N23 | 22,51 | 22,51 | 22,46 | 22,49 | 24,53 | 24,56 | 24,56 | 22,53 | 22,41 | 17,20 | 13,66 | 12,92 |
| N24 | 23,19 | 23,19 | 23,10 | 23,15 | 25,27 | 25,33 | 25,33 | 23,23 | 23,01 | 17,64 | 13,81 | 12,97 |

– Coste de operación por periodo: tabla C.15.

Se representa en la tabla C.15 el coste de operación de cada uno de los subproblemas de explotación horarios.

Tabla C.15: Caso 1. Coste (€) de cada subproblema esclavo

| | Periodo | | | | | | | |
|----------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 |
| Z _S | 7499,5 | 5923,0 | 5365,4 | 5011,6 | 5011,6 | 5365,4 | 10373,0 | 14694,6 |

| | T9 | T10 | T11 | T12 | T13 | T14 | T15 | T16 |
|--|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | Z _S | 18924,5 | 19383,0 | 19383,0 | 18924,5 | 18924,5 | 18924,5 | 17585,7 |

| | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|--|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| | Z _S | 21433,8 | 22174,8 | 22174,8 | 19383,0 | 16277,4 | 14590,3 | 9913,3 |

– Otros datos de salida:

A continuación se muestran en las tablas C.16 y C.17 los datos de tensión de consigna de los generadores y tomas de los transformadores. Cabe reseñar que el perfil de consignas de tensión es más alto que el obtenido para el modelo OM-OS.

Tabla C.16: Caso 1. Tomas de los transformadores en cada periodo

| Trafo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|---------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| N3 -N24 | 1,011 | 1,012 | 1,003 | 0,998 | 0,998 | 1,003 | 1,019 | 1,068 | 1,029 | 1,030 | 1,030 | 1,029 |
| N9 -N11 | 0,997 | 0,997 | 0,994 | 0,980 | 0,980 | 0,994 | 1,008 | 1,064 | 1,032 | 1,034 | 1,034 | 1,032 |
| N9 -N12 | 0,997 | 0,998 | 0,997 | 0,980 | 0,980 | 0,997 | 1,004 | 1,049 | 1,020 | 1,022 | 1,022 | 1,020 |
| N10-N11 | 0,909 | 0,907 | 0,906 | 0,902 | 0,902 | 0,906 | 0,919 | 0,902 | 0,937 | 0,938 | 0,938 | 0,937 |
| N10-N12 | 0,911 | 0,910 | 0,911 | 0,903 | 0,903 | 0,911 | 0,916 | 0,900 | 0,924 | 0,925 | 0,925 | 0,924 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| N3 -N24 | 1,029 | 1,029 | 1,027 | 1,028 | 1,028 | 1,029 | 1,029 | 1,030 | 1,026 | 1,052 | 1,015 | 1,012 |
| N9 -N11 | 1,032 | 1,032 | 1,028 | 1,030 | 1,032 | 1,034 | 1,034 | 1,034 | 1,024 | 1,047 | 0,999 | 0,997 |
| N9 -N12 | 1,020 | 1,020 | 1,017 | 1,019 | 1,020 | 1,022 | 1,022 | 1,022 | 1,014 | 1,030 | 1,003 | 0,998 |
| N10-N11 | 0,937 | 0,937 | 0,934 | 0,935 | 0,937 | 0,938 | 0,938 | 0,938 | 0,931 | 0,920 | 0,915 | 0,907 |
| N10-N12 | 0,924 | 0,924 | 0,922 | 0,923 | 0,924 | 0,925 | 0,925 | 0,925 | 0,920 | 0,905 | 0,912 | 0,910 |

Tabla C.17: Caso 1. Tensión de consigna en los nudos PV para cada periodo

| Nudo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| N1 | 1,040 | 1,036 | 1,032 | 1,023 | 1,023 | 1,032 | 1,047 | 1,071 | 1,057 | 1,057 | 1,057 | 1,057 |
| N2 | 1,039 | 1,035 | 1,032 | 1,026 | 1,026 | 1,032 | 1,046 | 1,071 | 1,056 | 1,057 | 1,057 | 1,056 |
| N7 | 1,030 | 1,031 | 1,027 | 0,998 | 0,998 | 1,027 | 1,033 | 1,012 | 1,038 | 1,038 | 1,038 | 1,038 |
| N13 | 1,086 | 1,085 | 1,085 | 1,085 | 1,085 | 1,085 | 1,076 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N14 | 1,09 | 1,09 | 1,088 | 1,09 | 1,09 | 1,088 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N15 | 1,083 | 1,084 | 1,084 | 1,084 | 1,084 | 1,084 | 1,076 | 1,082 | 1,079 | 1,079 | 1,079 | 1,079 |
| N16 | 1,088 | 1,088 | 1,088 | 1,088 | 1,088 | 1,088 | 1,082 | 1,087 | 1,086 | 1,086 | 1,086 | 1,086 |
| N18 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N21 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N22 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N23 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| N1 | 1,057 | 1,057 | 1,057 | 1,057 | 1,063 | 1,063 | 1,063 | 1,057 | 1,056 | 1,064 | 1,045 | 1,036 |
| N2 | 1,056 | 1,056 | 1,056 | 1,056 | 1,063 | 1,063 | 1,063 | 1,057 | 1,056 | 1,064 | 1,044 | 1,035 |
| N7 | 1,038 | 1,038 | 1,036 | 1,037 | 1,037 | 1,038 | 1,038 | 1,038 | 1,035 | 1,009 | 1,031 | 1,031 |
| N13 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,067 | 1,085 | 1,085 |
| N14 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N15 | 1,079 | 1,079 | 1,079 | 1,079 | 1,083 | 1,082 | 1,082 | 1,079 | 1,080 | 1,079 | 1,079 | 1,084 |
| N16 | 1,086 | 1,086 | 1,086 | 1,086 | 1,087 | 1,087 | 1,087 | 1,086 | 1,086 | 1,086 | 1,083 | 1,088 |

| Nudo | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| N18 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N21 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N22 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| N23 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |

2. CASO 2. MODELO OPERADOR ÚNICO.

– Potencia activa de salida de los grupos generadores en cada periodo: tablas C.18 y C.19.

Tabla C.18: Caso 2. Generación de potencia activa en cada periodo (1/2)

| Grupo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | T7 | T8 | T9 | T10 | T11 | T12 |
| G1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G3 | 20,4 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G4 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 36,4 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G8 | 33,0 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 38,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 |
| G9 | 84,0 | 79,0 | 49,0 | 74,0 | 74,0 | 49,0 | 37,5 | 52,5 | 64,0 | 65,0 | 65,0 | 64,0 |
| G10 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 |
| G11 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G12 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 86,7 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G13 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 89,9 | 108,4 | 108,4 | 89,9 |
| G14 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 93,0 | 93,0 | 54,2 | 54,2 | 54,2 | 54,2 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G22 | 93,0 | 93,0 | 69,1 | 54,2 | 54,2 | 69,5 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G23 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G24 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G25 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G26 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G27 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G28 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G29 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G30 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G31 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 82,4 | 82,4 | 93,0 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G32 | 93,0 | 93,0 | 93,0 | 89,2 | 89,2 | 93,0 | 124,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 |
| G33 | 227,5 | 163,2 | 140,0 | 140,0 | 140,0 | 140,0 | 250,7 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 |

Tabla C.19: Caso 2. Generación de potencia activa en cada periodo (2/2)

| Grupo | Periodo | | | | | | | | | | | |
|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | T13 | T14 | T15 | T16 | T17 | T18 | T19 | T20 | T21 | T22 | T23 | T24 |
| G1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G3 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 38,0 | 15,2 |
| G4 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 38,0 | 15,2 |
| G5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G7 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 42,4 | 38,0 | 15,2 |
| G8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 76,0 | 76,0 | 76,0 | 60,8 | 60,8 | 60,8 | 38,0 | 15,2 |
| G9 | 64,0 | 64,0 | 61,0 | 62,5 | 69,0 | 70,0 | 70,0 | 65,0 | 59,0 | 49,0 | 36,0 | 79,0 |
| G10 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 0,0 |
| G11 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G12 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 118,2 | 120,5 | 148,6 | 148,6 | 118,2 | 69,0 | 69,0 | 69,0 | 69,0 |
| G13 | 89,9 | 89,9 | 69,0 | 69,0 | 120,4 | 120,4 | 120,4 | 118,2 | 80,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G14 | 118,2 | 118,2 | 85,1 | 112,2 | 120,4 | 120,4 | 120,4 | 108,4 | 69,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G15 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G16 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| G21 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 117,1 | 93,0 |
| G22 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G23 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G24 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| G25 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G26 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G27 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G28 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G29 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G30 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| G31 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G32 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 155,0 | 124,0 | 93,0 |
| G33 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 227,5 | 163,2 |

– Otros datos de salida:

A continuación se muestran en las tablas C.20 y C.21 los datos de tensión de consigna de los generadores y tomas de los transformadores.

Apéndice D

Datos de los Casos de Estudio

D.1. Introducción

Este apéndice muestra los datos correspondientes a los distintos sistemas eléctricos analizados en la tesis. Para cada uno de ellos se presenta la siguiente información organizada en tablas:

- características de los nudos: tensión base, tensión inicial de partida, tipo de nudo, demanda nodal, admitancia de la reactancia o condensador conectada en el nudo.
- características de las líneas de la red de transporte: tipo, resistencia, reactancia serie y paralelo, límites de capacidad para el estado normal y post-contingencia.
- características de los grupos generadores del sistema: tipo de central, bloques de oferta, límites de producción, condición de rampa y localización en la red.
- demanda eléctrica horaria de potencia activa y reactiva.

Los sistemas investigados en la tesis, además del sistema eléctrico peninsular, son una pequeña red de 6 nudos [58] empleada para el ejemplo práctico del anexo B, el sistema IEEE de 24 nudos [42] y el IEEE de 118 nudos [1]. Para cada uno de ellos se incluye un diagrama unifilar del mismo.

D.2. Notación

La gran mayoría de la notación básica necesaria para la exposición de los datos de los sistemas eléctricos ha sido ya presentada en los capítulos 4 y 5 de la tesis. Los nuevos términos incluidos son los siguientes:

Parámetros

| | |
|----------|---|
| r_{jn} | resistencia serie de la línea jn |
| x_{jn} | reactancia serie de la línea jn |
| PD_n | dato de partida de la demanda de potencia activa del nudo n |
| QD_n | dato de partida de la demanda de potencia reactiva inicial del nudo n |
| G_j | componente real de la admitancia paralelo del nudo j |
| B_j | componente imaginaria de la admitancia paralelo del nudo j |

V_{s_n} dato de partida de la tensión inicial del nudo n
 RT_{jn}^0 dato de partida del valor de la toma del transformador situado entre los nudos j y n

Los datos iniciales de partida de los sistemas eléctricos del IEEE pueden consultarse en las referencias [42] y [1]. Estos valores sirven de base para la ejecución del primer flujo de cargas óptimo –con o sin restricciones de seguridad– del primer subproblema horario de Benders y, en el caso de los datos de demanda de partida (PD_n y QD_n), se utilizan para el cálculo del resto de la curva de demanda diaria.

El dato ‘Tipo’ de las líneas se refiere a su distinción como línea (Tipo=0) o transformador (Tipo=1). Cuando una unidad generadora sea referida como UT se está hablando de unidad térmica. Por el contrario, UH es una unidad hidráulica.

Por último, cabe destacar que en el sistema IEEE de 24 nudos la restricción de rampa de los generadores tiene idéntico valor para subir o bajar potencia, es decir, $UR_i = DR_i$. Reseñar también que no se facilitan datos de rampa para los grupos generadores del sistema IEEE de 118 nudos.

D.3. Sistema de 6 nudos

El sistema de 6 nudos está representado en la figura D.1. La potencia base de cálculo es de 100 MVA.

Tabla D.2: Características de las líneas del sistema de 6 nudos

| Línea (j - n) | Número | Tipo | r_{jn} (pu Ω) | x_{jn} (pu Ω) | y'_{jn} (pu Ω) | S_{jn}^{max} (puMVA) | \bar{S}_{jn}^{max} (puMVA) |
|------------------|--------|------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| N1-N2 | L1 | 0 | 0,1000 | 0,2000 | 0,0400 | 0,4 | 0,44 |
| N1-N4 | L2 | 0 | 0,0500 | 0,2000 | 0,0400 | 0,6 | 0,66 |
| N1-N5 | L3 | 0 | 0,0800 | 0,3000 | 0,0600 | 0,4 | 0,44 |
| N2-N3 | L4 | 0 | 0,0500 | 0,2500 | 0,0600 | 0,4 | 0,44 |
| N2-N4 | L5 | 0 | 0,0500 | 0,1000 | 0,0200 | 0,6 | 0,66 |
| N2-N5 | L6 | 0 | 0,1000 | 0,3000 | 0,0400 | 0,3 | 0,33 |
| N2-N6 | L7 | 0 | 0,0700 | 0,2000 | 0,0500 | 0,9 | 0,99 |
| N3-N5 | L8 | 0 | 0,1200 | 0,2600 | 0,0500 | 0,7 | 0,77 |
| N3-N6 | L9 | 0 | 0,0200 | 0,1000 | 0,0200 | 0,8 | 0,88 |
| N4-N5 | L10 | 0 | 0,2000 | 0,4000 | 0,0800 | 0,2 | 0,22 |
| N5-N6 | L11 | 0 | 0,1000 | 0,3000 | 0,0600 | 0,4 | 0,44 |

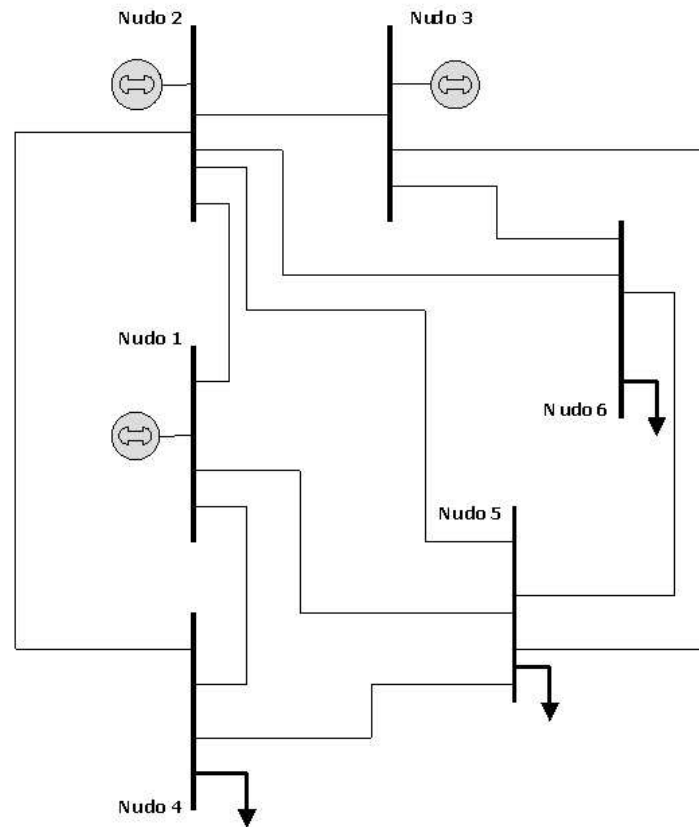


Figura D.1: Sistema eléctrico de 6 nudos

Tabla D.3: Características de los nudos del sistema de 6 nudos

| Nudo (n) | Tipo | PD_n (MW) | QD_n (MVar) | G_j (pu Ω) | B_j (pu Ω) | Área | V_{s_n} (pu) | Vbase (kV) |
|----------|-----------|-------------|---------------|----------------------|----------------------|------|----------------|------------|
| N1 | Oscilante | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,05 | 230 |
| N2 | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,05 | 230 |
| N3 | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,07 | 230 |
| N4 | PQ | 70 | 70 | 0 | 0 | 1 | 1,0 | 230 |
| N5 | PQ | 70 | 70 | 0 | 0 | 1 | 1,0 | 230 |
| N6 | PQ | 70 | 70 | 0 | 0 | 1 | 1,0 | 230 |

Tabla D.4: Demanda horaria de Potencia Activa (MW) en los nudos del sistema de 6 nudos

| Nudo (n) | Periodo(h) | | | |
|----------|------------|----|----|----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 |
| N4 | 64 | 61 | 58 | 60 |
| N5 | 64 | 61 | 58 | 60 |
| N6 | 64 | 61 | 58 | 60 |

Tabla D.5: Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVar) en los nudos del sistema de 6 nudos

| Nudo (n) | Periodo(h) | | | |
|-------------|------------|----|----|----|
| | T1 | T2 | T3 | T4 |
| N4 | 64 | 61 | 58 | 60 |
| N5 | 64 | 61 | 58 | 60 |
| N6 | 64 | 61 | 58 | 60 |

Tabla D.6: Características de las unidades de generación del sistema de 6 nudos

| Nudo (n) | Unidad (i) | P_i^{min} (MW) | P_i^{max} (MW) | Q_i^{min} (MVar) | Q_i^{max} (MVar) | UR_i (MW/h) | DR_i (MW/h) |
|-------------|---------------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|------------------|------------------|
| N1 | G1 | 50 | 200 | -100 | 110 | 80 | 70 |
| N2 | G2 | 37,5 | 150 | -100 | 110 | 75 | 60 |
| N3 | G3 | 45 | 180 | -100 | 110 | 70 | 60 |

Tabla D.7: Ofertas de las unidades de generación del sistema de 6 nudos

| Unidad (i) | Precio(€/MWh) | | | | | Energía(puMWh) | | | | |
|---------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | $p_{t,i,1}$ | $p_{t,i,2}$ | $p_{t,i,3}$ | $p_{t,i,4}$ | $p_{t,i,5}$ | $P_{t,i,1}^{max}$ | $P_{t,i,2}^{max}$ | $P_{t,i,3}^{max}$ | $P_{t,i,4}^{max}$ | $P_{t,i,5}^{max}$ |
| G1 | 13,0 | 13,46 | 13,86 | 14,25 | 14,66 | 0,50 | 0,37 | 0,37 | 0,37 | 0,39 |
| G2 | 12,0 | 12,58 | 13,08 | 13,58 | 14,08 | 0,375 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,285 |
| G3 | 12,5 | 13,29 | 13,59 | 14,09 | 14,59 | 0,45 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,33 |

D.4. Sistema IEEE de 24 nudos

El sistema IEEE de 24 nudos está representado en la figura D.2. La potencia base de cálculo es de 100 MVA.

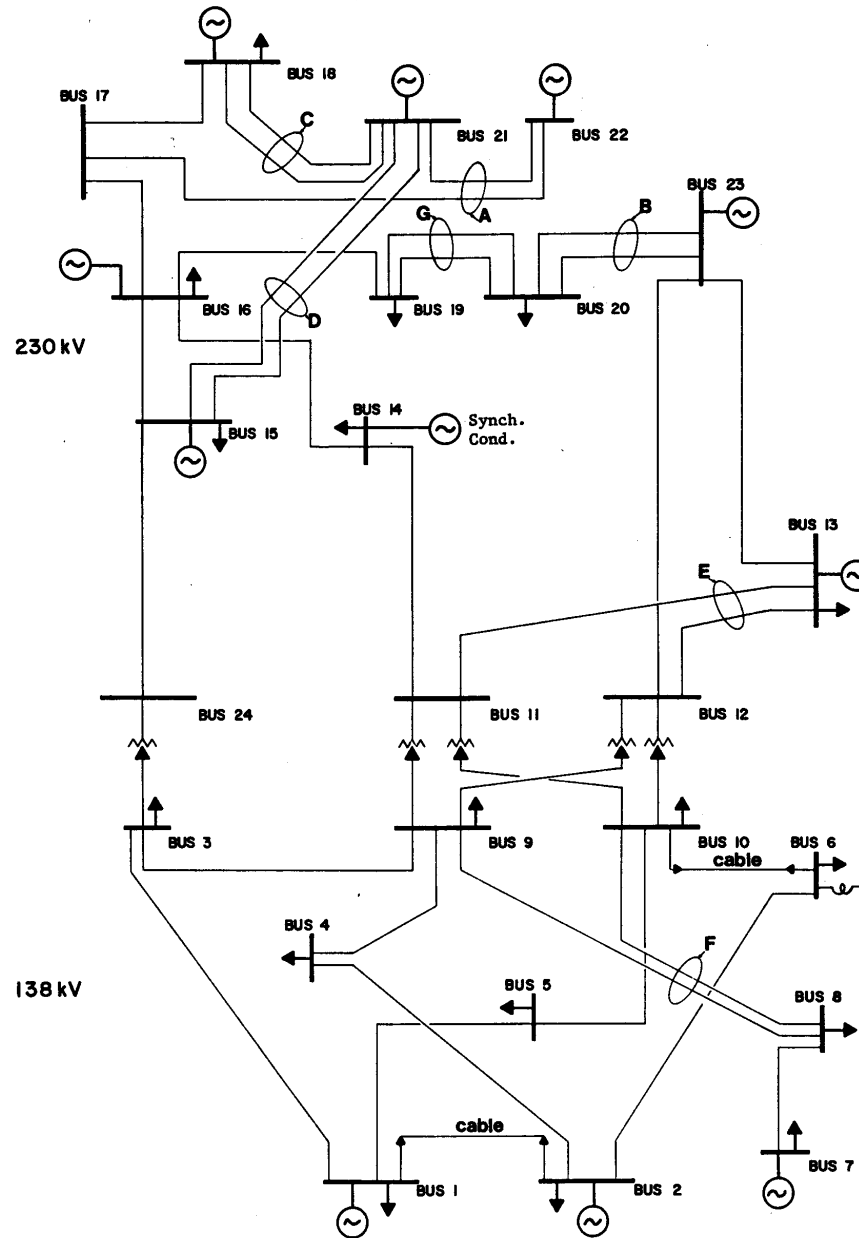


Figura D.2: IEEE Reliability Test System

Tabla D.8: Características de las líneas del sistema IEEE de 24 nudos

| Línea (n-m) | Número | Tipo | r_{jn} (pu Ω) | x_{jn} (pu Ω) | y'_{jn} (pu Ω) | S_{jn}^{max} (puMVA) | \bar{S}_{jn}^{max} (puMVA) |
|----------------|--------|------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| N1-N2 | L1 | 0 | 0,0026 | 0,0139 | 0,4611 | 1,75 | 1,93 |
| N1-N3 | L2 | 0 | 0,0546 | 0,2112 | 0,0572 | 1,75 | 2,08 |
| N1-N5 | L3 | 0 | 0,0218 | 0,0845 | 0,0229 | 1,75 | 2,08 |
| N2-N4 | L4 | 0 | 0,0328 | 0,1267 | 0,0343 | 1,75 | 2,08 |
| N2-N6 | L5 | 0 | 0,0497 | 0,1920 | 0,0520 | 1,75 | 2,08 |
| N3-N9 | L6 | 0 | 0,0308 | 0,1190 | 0,0322 | 1,75 | 2,08 |
| N3-N24 | L7 | 1 | 0,0023 | 0,0839 | 0,0000 | 4,00 | 5,10 |
| N4-N9 | L8 | 0 | 0,0268 | 0,1037 | 0,0281 | 1,75 | 2,08 |
| N5-N10 | L9 | 0 | 0,0228 | 0,0883 | 0,0239 | 1,75 | 2,08 |
| N6-N10 | L10 | 0 | 0,0139 | 0,0605 | 2,459 | 1,75 | 1,93 |
| N7-N8 | L11 | 0 | 0,0159 | 0,0614 | 0,0166 | 1,75 | 2,08 |
| N8-N9 | L12 | 0 | 0,0427 | 0,1651 | 0,0447 | 1,75 | 2,08 |
| N8-N10 | L13 | 0 | 0,0427 | 0,1651 | 0,0447 | 1,75 | 2,08 |
| N9-N11 | L14 | 1 | 0,0023 | 0,0839 | 0,0000 | 4,00 | 5,10 |
| N9-N12 | L15 | 1 | 0,0023 | 0,0839 | 0,0000 | 4,00 | 5,10 |
| N10-N11 | L16 | 1 | 0,0023 | 0,0839 | 0,0000 | 4,00 | 5,10 |
| N10-N12 | L17 | 1 | 0,0023 | 0,0839 | 0,0000 | 4,00 | 5,10 |
| N11-N13 | L18 | 0 | 0,0061 | 0,0476 | 0,0999 | 5,00 | 6,00 |
| N11-N14 | L19 | 0 | 0,0054 | 0,0418 | 0,0879 | 5,00 | 6,00 |
| N12-N13 | L20 | 0 | 0,0061 | 0,0476 | 0,0999 | 5,00 | 6,00 |
| N12-N23 | L21 | 0 | 0,0124 | 0,0966 | 0,2030 | 5,00 | 6,00 |
| N13-N23 | L22 | 0 | 0,0111 | 0,0865 | 0,1818 | 5,00 | 6,00 |
| N14-N16 | L23 | 0 | 0,0050 | 0,0389 | 0,0818 | 5,00 | 6,00 |
| N15-N16 | L24 | 0 | 0,0022 | 0,0173 | 0,0364 | 5,00 | 6,00 |
| N15-N21 | L25 | 0 | 0,0063 | 0,0490 | 0,1030 | 5,00 | 6,00 |
| N15-N24 | L26 | 0 | 0,0067 | 0,0519 | 0,1091 | 5,00 | 6,00 |
| N16-N17 | L27 | 0 | 0,0033 | 0,0259 | 0,0545 | 5,00 | 6,00 |
| N16-N19 | L28 | 0 | 0,0030 | 0,0231 | 0,0485 | 5,00 | 6,00 |
| N17-N18 | L29 | 0 | 0,0018 | 0,0144 | 0,0303 | 5,00 | 6,00 |
| N17-N22 | L30 | 0 | 0,0135 | 0,1053 | 0,2212 | 5,00 | 6,00 |
| N18-N21 | L31 | 0 | 0,0033 | 0,0259 | 0,0545 | 5,00 | 6,00 |
| N19-N20 | L32 | 0 | 0,0051 | 0,0396 | 0,0833 | 5,00 | 6,00 |
| N20-N19 | L33 | 0 | 0,0051 | 0,0396 | 0,0833 | 5,00 | 6,00 |
| N20-N23 | L34 | 0 | 0,0028 | 0,0216 | 0,0455 | 5,00 | 6,00 |
| N21-N15 | L35 | 0 | 0,0063 | 0,0490 | 0,1030 | 5,00 | 6,00 |
| N21-N18 | L36 | 0 | 0,0033 | 0,0259 | 0,0545 | 5,00 | 6,00 |
| N21-N22 | L37 | 0 | 0,0087 | 0,0678 | 0,1424 | 5,00 | 6,00 |
| N23-N20 | L38 | 0 | 0,0028 | 0,0216 | 0,0455 | 5,00 | 6,00 |

Tabla D.9: Características de los nudos del sistema IEEE de 24 nudos

| Nudo | Tipo | PD_n (MW) | QD_n (MVar) | G_j (pu Ω) | B_j (pu Ω) | Área | Vbase (kV) |
|------|-----------|----------------|------------------|-------------------------|-------------------------|------|---------------|
| N1 | PV | 108 | 22 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N2 | PV | 97 | 20 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N3 | PQ | 180 | 37 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N4 | PQ | 74 | 15 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N5 | PQ | 71 | 14 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N6 | PQ | 136 | 28 | 0 | -1,00 | 1 | 138 |
| N7 | PV | 125 | 25 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N8 | PQ | 171 | 35 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N9 | PQ | 175 | 36 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N10 | PQ | 195 | 40 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N11 | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 230 |
| N12 | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 230 |
| N13 | Oscilante | 265 | 54 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N14 | PV | 194 | 39 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N15 | PV | 317 | 64 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N16 | PV | 100 | 20 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N17 | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N18 | PV | 333 | 68 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N19 | PQ | 181 | 37 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N20 | PQ | 128 | 26 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N21 | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N22 | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N23 | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 230 |
| N24 | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 230 |

Tabla D.10: Datos de los transformadores del sistema IEEE de 24 nudos

| Línea (n-m) | Número | RT_{jn}^0 (pu) | RT_{jn}^{min} (pu) | RT_{jn}^{max} (pu) |
|----------------|--------|---------------------|-------------------------|-------------------------|
| N3-N24 | L7 | 1,0 | 0,9 | 1,1 |
| N9-N11 | L14 | 1,0 | 0,9 | 1,1 |
| N9-N12 | L15 | 1,0 | 0,9 | 1,1 |
| N10-N11 | L16 | 1,0 | 0,9 | 1,1 |
| N10-N12 | L17 | 1,0 | 0,9 | 1,1 |

Tabla D.11: Demanda horaria de Potencia Activa (MW) en los nudos del sistema IEEE de 24 nudos (1/2)

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-----|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| N1 | 72 | 68 | 65 | 64 | 64 | 65 | 80 | 93 | 103 | 104 | 104 | 103 |
| N2 | 65 | 61 | 58 | 57 | 57 | 58 | 72 | 83 | 92 | 93 | 93 | 92 |
| N3 | 121 | 113 | 108 | 106 | 106 | 108 | 133 | 155 | 171 | 173 | 173 | 171 |
| N4 | 50 | 47 | 44 | 44 | 44 | 44 | 55 | 64 | 70 | 71 | 71 | 70 |
| N5 | 48 | 45 | 42,5 | 42 | 42 | 42,5 | 52,5 | 61 | 67,5 | 68 | 68 | 67,5 |
| N6 | 91 | 86 | 81,5 | 80 | 80 | 81,5 | 101 | 117 | 129 | 130,5 | 130,5 | 129 |
| N7 | 84 | 79 | 49 | 74 | 74 | 49 | 92,5 | 107,5 | 119 | 120 | 120 | 119 |
| N8 | 115 | 108 | 103 | 101 | 101 | 103 | 127 | 147 | 162,5 | 164 | 164 | 162,5 |
| N9 | 117 | 110 | 105 | 103 | 103 | 105 | 130 | 150,5 | 166 | 168 | 168 | 166 |
| N10 | 131 | 123 | 117 | 115 | 115 | 117 | 144 | 168 | 185 | 187 | 187 | 185 |
| N13 | 178 | 167 | 159 | 156 | 156 | 159 | 196 | 228 | 252 | 254 | 254 | 252 |
| N14 | 130 | 122 | 116 | 114 | 114 | 116 | 144 | 167 | 184 | 177 | 177 | 184 |
| N15 | 212 | 200 | 190 | 187 | 187 | 190 | 235 | 273 | 301 | 304 | 304 | 301 |
| N16 | 67 | 63 | 60 | 59 | 59 | 60 | 74 | 86 | 95 | 96 | 96 | 95 |
| N18 | 223 | 210 | 200 | 196 | 196 | 200 | 246 | 286 | 316 | 320 | 320 | 316 |
| N19 | 121 | 114 | 109 | 107 | 107 | 109 | 134 | 156 | 172 | 174 | 174 | 172 |
| N20 | 86 | 81 | 77 | 75,5 | 75,5 | 77 | 95 | 110 | 122 | 123 | 123 | 122 |

Tabla D.12: Demanda horaria de Potencia Activa (MW) en los nudos del sistema IEEE de 24 nudos (2/2)

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-------|-------|-------|-------|-----|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| N1 | 103 | 103 | 100,5 | 101,5 | 107 | 108 | 108 | 104 | 98 | 90 | 79 | 68 |
| N2 | 92 | 92 | 90 | 91 | 96 | 97 | 97 | 93 | 88 | 80,5 | 71 | 61 |
| N3 | 171 | 171 | 167 | 169 | 178 | 180 | 180 | 173 | 164 | 149,4 | 131 | 113 |
| N4 | 70 | 70 | 69 | 70 | 73 | 74 | 74 | 71 | 67 | 61,4 | 54 | 47 |
| N5 | 67,5 | 67,5 | 66 | 67 | 70 | 71 | 71 | 68 | 65 | 59 | 52 | 45 |
| N6 | 129 | 129 | 126,5 | 128 | 135 | 136 | 136 | 130,5 | 124 | 113 | 99 | 86 |
| N7 | 119 | 119 | 116 | 117,5 | 124 | 125 | 125 | 120 | 114 | 104 | 91 | 79 |
| N8 | 162,5 | 162,5 | 159 | 161 | 169 | 171 | 171 | 164 | 156 | 142 | 125 | 108 |
| N9 | 166 | 166 | 163 | 164,5 | 173 | 175 | 175 | 168 | 159 | 145 | 128 | 110 |
| N10 | 185 | 185 | 181 | 183 | 193 | 195 | 195 | 187 | 177,5 | 162 | 142 | 123 |
| N13 | 252 | 252 | 246,5 | 249 | 262 | 265 | 265 | 254 | 241 | 220 | 193,5 | 167 |
| N14 | 184 | 184 | 180,5 | 182 | 192 | 194 | 194 | 177 | 176,5 | 162 | 142 | 122 |
| N15 | 301 | 301 | 295 | 298 | 314 | 317 | 317 | 304 | 288,5 | 263 | 231,5 | 200 |
| N16 | 95 | 95 | 93 | 94 | 99 | 100 | 100 | 96 | 91 | 83 | 73 | 63 |
| N18 | 316 | 316 | 310 | 313 | 330 | 333 | 333 | 320 | 303 | 276,4 | 243 | 210 |
| N19 | 172 | 172 | 168 | 170 | 179 | 181 | 181 | 174 | 165 | 150 | 132 | 114 |
| N20 | 122 | 122 | 119 | 120 | 127 | 128 | 128 | 123 | 116,5 | 106 | 93,5 | 81 |

Tabla D.13: Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVar) en los nudos del sistema IEEE de 24 nudos (1/2)

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| N1 | 14,7 | 13,9 | 13,2 | 13 | 13 | 13,2 | 16,3 | 18,9 | 20,9 | 21,1 | 21,1 | 20,9 |
| N2 | 13,4 | 12,6 | 12 | 11,8 | 11,8 | 12 | 14,8 | 17,2 | 19 | 19,2 | 19,2 | 19 |
| N3 | 24,8 | 23,3 | 22,2 | 21,8 | 21,8 | 22,2 | 27,4 | 31,8 | 35,2 | 35,5 | 35,5 | 35,2 |
| N4 | 10 | 9,5 | 9 | 8,9 | 8,9 | 9 | 11,1 | 12,9 | 14,3 | 14,4 | 14,4 | 14,3 |
| N5 | 9,4 | 8,8 | 8,4 | 8,3 | 8,3 | 8,4 | 10,4 | 12 | 13,3 | 13,4 | 13,4 | 13,3 |
| N6 | 18,8 | 17,6 | 16,8 | 16,5 | 16,5 | 16,8 | 20,7 | 24,1 | 26,6 | 26,9 | 26,9 | 26,6 |
| N7 | 16,8 | 15,8 | 15 | 14,8 | 14,8 | 15 | 18,5 | 21,5 | 23,8 | 24 | 24 | 23,8 |
| N8 | 23,5 | 22 | 21 | 20,7 | 20,7 | 21 | 25,9 | 30,1 | 33,3 | 33,6 | 33,6 | 33,3 |
| N9 | 24,1 | 22,7 | 21,6 | 21,2 | 21,2 | 21,6 | 26,6 | 31 | 34,2 | 34,6 | 34,6 | 34,2 |
| N10 | 26,8 | 25,2 | 24 | 23,6 | 23,6 | 24 | 29,6 | 34,4 | 38 | 38,4 | 38,4 | 38 |
| N13 | 36,2 | 34 | 32,4 | 31,9 | 31,9 | 32,4 | 40 | 46,4 | 51,3 | 51,8 | 51,8 | 51,3 |
| N14 | 26,1 | 24,6 | 23,4 | 23 | 23 | 23,4 | 28,9 | 33,5 | 37,1 | 37,4 | 37,4 | 37,1 |
| N15 | 42,9 | 40,3 | 38,4 | 37,8 | 37,8 | 38,4 | 47,4 | 55 | 60,8 | 61,4 | 61,4 | 60,8 |
| N16 | 13,4 | 12,6 | 12 | 11,8 | 11,8 | 12 | 14,8 | 17,2 | 19 | 19,2 | 19,2 | 19 |
| N18 | 45,6 | 42,8 | 40,8 | 40,1 | 40,1 | 40,8 | 50,3 | 58,5 | 64,6 | 65,3 | 65,3 | 64,6 |
| N19 | 24,8 | 23,3 | 22,2 | 21,8 | 21,8 | 22,2 | 27,4 | 31,8 | 35,2 | 35,5 | 35,5 | 35,2 |
| N20 | 17,4 | 16,4 | 15,6 | 15,3 | 15,3 | 15,6 | 19,2 | 22,4 | 24,7 | 25 | 25 | 24,7 |

Tabla D.14: Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVar) en los nudos del sistema IEEE de 24 nudos (2/2)

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|------|------|------|------|----|----|------|------|------|------|------|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| N1 | 20,9 | 20,9 | 20,5 | 20,7 | 21,8 | 22 | 22 | 21,1 | 20 | 18,3 | 16,1 | 13,9 |
| N2 | 19 | 19 | 18,6 | 18,8 | 19,8 | 20 | 20 | 19,2 | 18,2 | 16,6 | 14,6 | 12,6 |
| N3 | 35,2 | 35,2 | 34,4 | 34,8 | 36,6 | 37 | 37 | 35,5 | 33,7 | 30,7 | 27 | 23,3 |
| N4 | 14,3 | 14,3 | 14 | 14,1 | 14,9 | 15 | 15 | 14,4 | 13,7 | 12,5 | 11 | 9,5 |
| N5 | 13,3 | 13,3 | 13 | 13,2 | 13,9 | 14 | 14 | 13,4 | 12,7 | 11,6 | 10,2 | 8,8 |
| N6 | 26,6 | 26,6 | 26 | 26,3 | 27,7 | 28 | 28 | 26,9 | 25,5 | 23,2 | 20,4 | 17,6 |
| N7 | 23,8 | 23,8 | 23,3 | 23,5 | 24,8 | 25 | 25 | 24 | 22,8 | 20,8 | 18,3 | 15,8 |
| N8 | 33,3 | 33,3 | 32,6 | 32,9 | 34,7 | 35 | 35 | 33,6 | 31,9 | 29 | 25,6 | 22 |
| N9 | 34,2 | 34,2 | 33,5 | 33,8 | 35,6 | 36 | 36 | 34,6 | 32,8 | 29,9 | 26,3 | 22,7 |
| N10 | 38 | 38 | 37,2 | 37,6 | 39,6 | 40 | 40 | 38,4 | 36,4 | 33,2 | 29,2 | 25,2 |
| N13 | 51,3 | 51,3 | 50,2 | 50,8 | 53,5 | 54 | 54 | 51,8 | 49,1 | 44,8 | 39,4 | 34 |
| N14 | 37,1 | 37,1 | 36,3 | 36,7 | 38,6 | 39 | 39 | 37,4 | 35,5 | 32,4 | 28,5 | 24,6 |
| N15 | 60,8 | 60,8 | 59,5 | 60,2 | 63,4 | 64 | 64 | 61,4 | 58,2 | 53,1 | 46,7 | 40,3 |
| N16 | 19 | 19 | 18,6 | 18,8 | 19,8 | 20 | 20 | 19,2 | 18,2 | 16,6 | 14,6 | 12,6 |
| N18 | 64,6 | 64,6 | 63,2 | 63,9 | 67,3 | 68 | 68 | 65,3 | 61,9 | 56,4 | 64,2 | 42,8 |
| N19 | 35,2 | 35,2 | 34,4 | 34,8 | 36,6 | 37 | 37 | 35,5 | 33,7 | 30,7 | 27 | 23,3 |
| N20 | 24,7 | 24,7 | 24,2 | 24,4 | 25,7 | 26 | 26 | 25 | 23,7 | 21,6 | 19 | 16,4 |

Tabla D.15: Características de las unidades de generación del sistema IEEE de 24 nudos

| Nudo | Unidad | Tipo | P_i^{min} (pu) | P_i^{max} (pu) | Q_i^{min} (pu) | Q_i^{max} (pu) | V_{S_n} (pu) | P_i^0 (pu) | UR_i (MW/min) |
|------|--------|-------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-----------------|--------------------|
| N1 | G1 | UT20 | 0.158 | 0.2 | 0 | 0.10 | 1.035 | 0 | 3 |
| N1 | G2 | UT20 | 0.158 | 0.2 | 0 | 0.10 | 1.035 | 0 | 3 |
| N1 | G3 | UT76 | 0.152 | 0.76 | -0.25 | 0.3 | 1.035 | 0.38 | 2 |
| N1 | G4 | UT76 | 0.152 | 0.76 | -0.25 | 0.3 | 1.035 | 0.38 | 2 |
| N2 | G5 | UT20 | 0.158 | 0.2 | 0 | 0.10 | 1.035 | 0 | 3 |
| N2 | G6 | UT20 | 0.158 | 0.2 | 0 | 0.10 | 1.035 | 0 | 3 |
| N2 | G7 | UT76 | 0.152 | 0.76 | -0.25 | 0.3 | 1.035 | 0.38 | 2 |
| N2 | G8 | UT76 | 0.152 | 0.76 | -0.25 | 0.3 | 1.035 | 0.38 | 2 |
| N7 | G9 | UT100 | 0.25 | 1.0 | 0 | 0.6 | 1.025 | 0.25 | 7 |
| N7 | G10 | UT100 | 0.25 | 1.0 | 0 | 0.6 | 1.025 | 0 | 7 |
| N7 | G11 | UT100 | 0.25 | 1.0 | 0 | 0.6 | 1.025 | 0 | 7 |
| N13 | G12 | UT197 | 0.69 | 1.97 | 0 | 0.8 | 1.020 | 0.69 | 3 |
| N13 | G13 | UT197 | 0.69 | 1.97 | 0 | 0.8 | 1.020 | 0 | 3 |
| N13 | G14 | UT197 | 0.69 | 1.97 | 0 | 0.8 | 1.020 | 0 | 3 |
| N14 | G15 | Sync | 0 | 0 | -0.50 | 2.00 | 0.980 | 0 | 0 |
| N15 | G16 | UT12 | 0.024 | 0.12 | 0 | 0.06 | 1.014 | 0 | 1 |
| N15 | G17 | UT12 | 0.024 | 0.12 | 0 | 0.06 | 1.014 | 0 | 1 |
| N15 | G18 | UT12 | 0.024 | 0.12 | 0 | 0.06 | 1.014 | 0 | 1 |
| N15 | G19 | UT12 | 0.024 | 0.12 | 0 | 0.06 | 1.014 | 0 | 1 |
| N15 | G20 | UT12 | 0.024 | 0.12 | 0 | 0.06 | 1.014 | 0 | 1 |
| N15 | G21 | UT155 | 0.542 | 1.55 | -0.5 | 0.8 | 1.014 | 1.24 | 3 |
| N16 | G22 | UT155 | 0.542 | 1.55 | -0.5 | 0.8 | 1.017 | 1.55 | 3 |
| N18 | G23 | UN400 | 1.00 | 4.00 | -0.5 | 2.0 | 1.050 | 4.0 | 20 |
| N21 | G24 | UN400 | 1.00 | 4.00 | -0.5 | 2.0 | 1.050 | 4.0 | 20 |
| N22 | G25 | UH50 | 0 | 0.5 | -0.1 | 0.16 | 1.050 | 0.5 | 0 |
| N22 | G26 | UH50 | 0 | 0.5 | -0.1 | 0.16 | 1.050 | 0.5 | 0 |
| N22 | G27 | UH50 | 0 | 0.5 | -0.1 | 0.16 | 1.050 | 0.5 | 0 |
| N22 | G28 | UH50 | 0 | 0.5 | -0.1 | 0.16 | 1.050 | 0.5 | 0 |
| N22 | G29 | UH50 | 0 | 0.5 | -0.1 | 0.16 | 1.050 | 0.5 | 0 |
| N22 | G30 | UH50 | 0 | 0.5 | -0.1 | 0.16 | 1.050 | 0.5 | 0 |
| N23 | G31 | UT155 | 0.542 | 1.55 | -0.5 | 0.8 | 1.050 | 1.24 | 3 |
| N23 | G32 | UT155 | 0.542 | 1.55 | -0.5 | 0.8 | 1.050 | 1.55 | 3 |
| N23 | G33 | UT350 | 1.4 | 3.5 | -0.25 | 1.5 | 1.050 | 2.8 | 4 |

Tabla D.16: Ofertas precio-energía de los generadores del sistema IEEE de 24 nudos

| Unidad (i) | Precio(€/MWh) | | | | Energía(puMWh) | | | |
|---------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | $p_{t,i,1}^{\bullet}$ | $p_{t,i,2}^{\bullet}$ | $p_{t,i,3}^{\bullet}$ | $p_{t,i,4}^{\bullet}$ | $P_{t,i,1}^{max}$ | $P_{t,i,2}^{max}$ | $P_{t,i,3}^{max}$ | $P_{t,i,4}^{max}$ |
| G1 | 45,189 | 89,316 | 95,022 | 96,777 | 0,158 | 0,002 | 0,038 | 0,002 |
| G2 | 45,189 | 89,316 | 95,022 | 96,777 | 0,158 | 0,002 | 0,038 | 0,002 |
| G3 | 12,294 | 14,061 | 18,878 | 25,479 | 0,152 | 0,228 | 0,228 | 0,152 |
| G4 | 12,294 | 14,061 | 18,878 | 25,479 | 0,152 | 0,228 | 0,228 | 0,152 |
| G5 | 45,189 | 89,316 | 95,022 | 96,777 | 0,158 | 0,002 | 0,038 | 0,002 |
| G6 | 45,189 | 89,316 | 95,022 | 96,777 | 0,158 | 0,002 | 0,038 | 0,002 |
| G7 | 12,294 | 14,061 | 18,878 | 25,479 | 0,152 | 0,228 | 0,228 | 0,152 |
| G8 | 12,294 | 14,061 | 18,878 | 25,479 | 0,152 | 0,228 | 0,228 | 0,152 |
| G9 | 21,215 | 25,269 | 26,922 | 29,900 | 0,25 | 0,3 | 0,25 | 0,2 |
| G10 | 21,215 | 25,269 | 26,922 | 29,900 | 0,25 | 0,3 | 0,25 | 0,2 |
| G11 | 21,215 | 25,269 | 26,922 | 29,900 | 0,25 | 0,3 | 0,25 | 0,2 |
| G12 | 21,878 | 23,413 | 25,457 | 27,295 | 0,69 | 0,492 | 0,394 | 0,394 |
| G13 | 21,878 | 23,413 | 25,457 | 27,295 | 0,69 | 0,492 | 0,394 | 0,394 |
| G14 | 21,878 | 23,413 | 25,457 | 27,295 | 0,69 | 0,492 | 0,394 | 0,394 |
| G15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G16 | 23,991 | 26,963 | 34,937 | 47,645 | 0,024 | 0,036 | 0,036 | 0,024 |
| G17 | 23,991 | 26,963 | 34,937 | 47,645 | 0,024 | 0,036 | 0,036 | 0,024 |
| G18 | 23,991 | 26,963 | 34,937 | 47,645 | 0,024 | 0,036 | 0,036 | 0,024 |
| G19 | 23,991 | 26,963 | 34,937 | 47,645 | 0,024 | 0,036 | 0,036 | 0,024 |
| G20 | 23,991 | 26,963 | 34,937 | 47,645 | 0,024 | 0,036 | 0,036 | 0,024 |
| G21 | 10,713 | 12,179 | 13,438 | 15,032 | 0,542 | 0,388 | 0,31 | 0,31 |
| G22 | 10,713 | 12,179 | 13,438 | 15,032 | 0,542 | 0,388 | 0,31 | 0,31 |
| G23 | 5,449 | 5,673 | 5,995 | 6,434 | 1,00 | 1,0 | 1,2 | 0,8 |
| G24 | 5,449 | 5,673 | 5,995 | 6,434 | 1,00 | 1,0 | 1,2 | 0,8 |
| G25 | 0,01 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,15 | 0,15 | 0,20 |
| G26 | 0,01 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,15 | 0,15 | 0,20 |
| G27 | 0,01 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,15 | 0,15 | 0,20 |
| G28 | 0,01 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,15 | 0,15 | 0,20 |
| G29 | 0,01 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,15 | 0,15 | 0,20 |
| G30 | 0,01 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,15 | 0,15 | 0,20 |
| G31 | 10,713 | 12,179 | 13,438 | 15,032 | 0,542 | 0,388 | 0,31 | 0,31 |
| G32 | 10,713 | 12,179 | 13,438 | 15,032 | 0,542 | 0,388 | 0,31 | 0,31 |
| G33 | 11,624 | 12,918 | 14,196 | 15,531 | 1,4 | 0,875 | 0,525 | 0,7 |

D.5. Sistema IEEE de 118 nudos

El sistema IEEE de 118 nudos está representado en la figura D.3. La potencia base de cálculo es de 100 MVA.

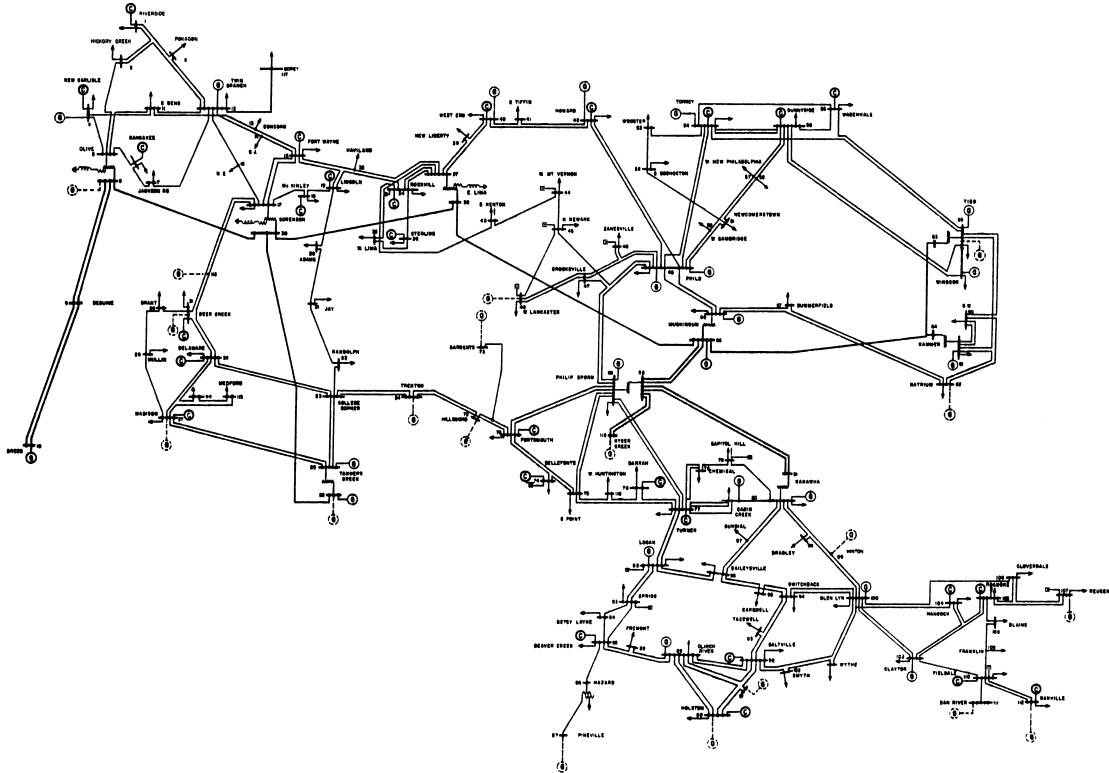


Figura D.3: IEEE 118 nudos

Tabla D.17: Características de los nudos del sistema IEEE de 118 nudos

| Nudo | Nombre | Tipo | PD_n (MW) | QD_n (MVar) | G_j (pu Ω) | B_j (pu Ω) | Área | Vbase (kV) |
|------|-----------|------|----------------|------------------|-------------------------|-------------------------|------|---------------|
| N1 | Riverside | PV | 51 | 27 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N2 | Pokagon | PQ | 20 | 9 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N3 | HickoryCk | PQ | 39 | 10 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N4 | NCarlisle | PV | 39 | 12 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N5 | Olive | PQ | 0 | 0 | 0 | -0,4 | 1 | 138 |
| N6 | Kankakee | PV | 52 | 22 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N7 | JacksonRd | PQ | 19 | 2 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N8 | Olive | PV | 28 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N9 | Beguine | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N10 | Breed | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N11 | SouthBend | PQ | 70 | 23 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N12 | TwnBranch | PV | 47 | 10 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N13 | Concord | PQ | 34 | 16 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N14 | Goshen | PQ | 14 | 1 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N15 | FortWayne | PQ | 90 | 30 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N16 | N-E | PQ | 25 | 10 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N17 | Sorenson | PQ | 11 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N18 | McKinley | PV | 60 | 34 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N19 | Lincoln | PV | 45 | 25 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N20 | Adams | PQ | 18 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N21 | Jay | PQ | 14 | 8 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N22 | Randolph | PQ | 10 | 5 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N23 | CollgeCnr | PQ | 7 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N24 | Trenton | PV | 13 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N25 | TannersCk | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N26 | TannrsCk | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N27 | Madison | PV | 71 | 13 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N28 | Mullin | PQ | 17 | 7 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N29 | Grant | PQ | 24 | 4 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N30 | Sorenson | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N31 | DeerCreek | PV | 43 | 27 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N32 | Delaware | PV | 59 | 23 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N33 | Haviland | PQ | 23 | 9 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N34 | Rockhill | PV | 59 | 26 | 0 | 0,14 | 1 | 138 |
| N35 | WestLima | PQ | 33 | 9 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N36 | Sterling | PV | 31 | 17 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N37 | EastLima | PQ | 0 | 0 | 0 | -0,25 | 1 | 138 |
| N38 | EastLim | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N39 | NwLiberty | PQ | 27 | 11 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N40 | WestEnd | PV | 66 | 23 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N41 | S-Tiffin | PQ | 37 | 10 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N42 | Howard | PV | 96 | 23 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N43 | S-Kenton | PQ | 18 | 7 | 0 | 0 | 1 | 138 |

| Nudo | Nombre | Tipo | PD_n (MW) | QD_n (MVar) | G_j (pu Ω) | B_j (pu Ω) | Área | Vbase (kV) |
|------|------------|-----------|----------------|------------------|-------------------------|-------------------------|------|---------------|
| N44 | WMtVernon | PQ | 16 | 8 | 0 | 0,1 | 1 | 138 |
| N45 | N-Newark | PQ | 53 | 22 | 0 | 0,1 | 1 | 138 |
| N46 | W-Lancstr | PV | 28 | 10 | 0 | 0,1 | 1 | 138 |
| N47 | Crooksvil | PQ | 34 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N48 | Zanesvile | PQ | 20 | 11 | 0 | 0,15 | 1 | 138 |
| N49 | Philo | PV | 87 | 30 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N50 | WCambrdg | PQ | 17 | 4 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N51 | Newcmrstn | PQ | 17 | 8 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N52 | SCoshoctn | PQ | 18 | 5 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N53 | Wooster | PQ | 23 | 11 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N54 | Torrey | PV | 113 | 32 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N55 | Wagenhals | PV | 63 | 22 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N56 | Sunnyside | PV | 84 | 18 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N57 | WNwPhila1 | PQ | 12 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N58 | WNwPhila2 | PQ | 12 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N59 | Tidd | PV | 277 | 113 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N60 | SWKammer | PQ | 78 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N61 | W-Kammer | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N62 | Natrium | PV | 77 | 14 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N63 | Tidd | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N64 | Kammer | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N65 | Muskngum | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N66 | Muskingum | PV | 39 | 18 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N67 | Summerfld | PQ | 28 | 7 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N68 | Sporn1 | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N69 | Sporn2 | Oscilante | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N70 | Portsmouth | PV | 66 | 20 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N71 | NPortsmth | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N72 | Hillsboro | PV | 12 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N73 | Sargents | PV | 6 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N74 | Bellefont | PV | 68 | 27 | 0 | 0,12 | 1 | 138 |
| N75 | SthPoint | PQ | 47 | 11 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N76 | Darrah | PV | 68 | 36 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N77 | Turner | PV | 61 | 28 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N78 | Chemical | PQ | 71 | 26 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N79 | CapitolHl | PQ | 39 | 32 | 0 | 0,2 | 1 | 138 |
| N80 | Cabin-Crk | PV | 130 | 26 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N81 | Kanawha | PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 345 |
| N82 | Logan | PQ | 54 | 27 | 0 | 0,2 | 1 | 138 |
| N83 | Sprigg | PQ | 20 | 10 | 0 | 0,1 | 1 | 138 |
| N84 | BetsyLayn | PQ | 11 | 7 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N85 | BeaverCrk | PV | 24 | 15 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N86 | Hazard | PQ | 21 | 10 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N87 | Pineville | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 161 |

| Nudo | Nombre | Tipo | PD_n (MW) | QD_n (MVar) | G_j (pu Ω) | B_j (pu Ω) | Área | Vbase (kV) |
|------|-----------|------|----------------|------------------|-------------------------|-------------------------|------|---------------|
| N88 | Fremont | PQ | 48 | 10 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N89 | ClinchRvr | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N90 | Holston | PV | 163 | 42 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N91 | HolstonT | PV | 10 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N92 | Saltville | PV | 65 | 10 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N93 | Tazewell | PQ | 12 | 7 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N94 | Switchbak | PQ | 30 | 16 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N95 | Caldwell | PQ | 42 | 31 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N96 | Baileysvl | PQ | 38 | 15 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N97 | Sundial | PQ | 15 | 9 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N98 | Bradley | PQ | 34 | 8 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N99 | Hinton | PV | 42 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N100 | Glen-Lyn | PV | 37 | 18 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N101 | Wythe | PQ | 22 | 15 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N102 | Smyth | PQ | 5 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N103 | Claytor | PV | 23 | 16 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N104 | Hancock | PV | 38 | 25 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N105 | Roanoke | PV | 31 | 26 | 0 | 0,2 | 1 | 138 |
| N106 | Cloverdle | PQ | 43 | 16 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N107 | Reusens | PV | 50 | 12 | 0 | 0,06 | 1 | 138 |
| N108 | Blaine | PQ | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N109 | Franklin | PQ | 8 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N110 | Fieldale | PV | 39 | 30 | 0 | 0,06 | 1 | 138 |
| N111 | Dan-River | PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N112 | Danville | PV | 68 | 13 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N113 | DeerCk-TP | PV | 6 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N114 | W-Medford | PQ | 8 | 3 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N115 | Medford | PQ | 22 | 7 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N116 | KygerCrk | PV | 184 | 0 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N117 | Corey | PQ | 20 | 8 | 0 | 0 | 1 | 138 |
| N118 | WHuntngdn | PQ | 33 | 15 | 0 | 0 | 1 | 138 |

Tabla D.18: Características de las líneas del sistema IEEE de 118 nudos

| Línea (n-m) | Número | Tipo | r_{jn} (pu Ω) | x_{jn} (pu Ω) | y'_{jn} (pu Ω) | S_{jn}^{max} (puMVA) | \bar{S}_{jn}^{max} (puMVA) |
|----------------|--------|------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| N1-N2 | L1 | 0 | 0,0303 | 0,0999 | 0,0254 | 100 | 110 |
| N1-N3 | L2 | 0 | 0,0129 | 0,0424 | 0,0108 | 100 | 110 |
| N4-N5 | L3 | 0 | 0,0018 | 0,0080 | 0,0021 | 150 | 165 |
| N3-N5 | L4 | 0 | 0,0241 | 0,1080 | 0,0284 | 100 | 110 |
| N5-N6 | L5 | 0 | 0,0119 | 0,0540 | 0,0143 | 150 | 165 |
| N6-N7 | L6 | 0 | 0,0046 | 0,0208 | 0,0055 | 100 | 110 |
| N8-N9 | L7 | 0 | 0,0024 | 0,0305 | 11,620 | 450 | 500 |
| N8-N5 | L8 | 1 | 0,0000 | 0,0267 | 0,0000 | 450 | 500 |
| N9-N10 | L9 | 0 | 0,0026 | 0,0322 | 12,300 | 600 | 660 |
| N4-N11 | L10 | 0 | 0,0209 | 0,0688 | 0,0175 | 250 | 275 |
| N5-N11 | L11 | 0 | 0,0203 | 0,0682 | 0,0174 | 150 | 165 |
| N11-N12 | L12 | 0 | 0,0060 | 0,0196 | 0,0050 | 100 | 110 |
| N2-N12 | L13 | 0 | 0,0187 | 0,0616 | 0,0157 | 100 | 110 |
| N3-N12 | L14 | 0 | 0,0484 | 0,1600 | 0,0406 | 100 | 110 |
| N7-N12 | L15 | 0 | 0,0086 | 0,0340 | 0,0087 | 100 | 110 |
| N11-N13 | L16 | 0 | 0,0223 | 0,0731 | 0,0188 | 100 | 110 |
| N12-N14 | L17 | 0 | 0,0215 | 0,0707 | 0,0182 | 100 | 110 |
| N13-N15 | L18 | 0 | 0,0744 | 0,2444 | 0,0627 | 100 | 110 |
| N14-N15 | L19 | 0 | 0,0595 | 0,1950 | 0,0001 | 100 | 110 |
| N12-N16 | L20 | 0 | 0,0212 | 0,0834 | 0,0214 | 100 | 110 |
| N15-N17 | L21 | 0 | 0,0132 | 0,0437 | 0,0444 | 150 | 165 |
| N16-N17 | L22 | 0 | 0,0454 | 0,1801 | 0,0466 | 100 | 110 |
| N17-N18 | L23 | 0 | 0,0123 | 0,0505 | 0,0130 | 120 | 132 |
| N18-N19 | L24 | 0 | 0,0112 | 0,0493 | 0,0114 | 100 | 110 |
| N19-N20 | L25 | 0 | 0,0252 | 0,1170 | 0,0298 | 100 | 110 |
| N15-N19 | L26 | 0 | 0,0120 | 0,0394 | 0,0101 | 100 | 110 |
| N20-N21 | L27 | 0 | 0,0183 | 0,0849 | 0,0216 | 100 | 110 |
| N21-N22 | L28 | 0 | 0,0209 | 0,0970 | 0,0246 | 100 | 110 |
| N22-N23 | L29 | 0 | 0,0342 | 0,1590 | 0,0404 | 100 | 110 |
| N23-N24 | L30 | 0 | 0,0135 | 0,0492 | 0,0498 | 100 | 110 |
| N23-N25 | L31 | 0 | 0,0156 | 0,0800 | 0,0864 | 300 | 330 |
| N26-N25 | L32 | 1 | 0,0000 | 0,0382 | 0,0000 | 350 | 385 |
| N25-N27 | L33 | 0 | 0,0318 | 0,1630 | 0,1764 | 200 | 220 |
| N27-N28 | L34 | 0 | 0,0191 | 0,0855 | 0,0216 | 100 | 110 |
| N28-N29 | L35 | 0 | 0,0237 | 0,0943 | 0,0238 | 100 | 110 |
| N30-N17 | L36 | 1 | 0,0000 | 0,0388 | 0,0000 | 300 | 330 |
| N8-N30 | L37 | 0 | 0,0043 | 0,0504 | 0,5140 | 500 | 550 |
| N26-N30 | L38 | 0 | 0,0080 | 0,0860 | 0,9080 | 500 | 550 |
| N17-N31 | L39 | 0 | 0,0474 | 0,1563 | 0,0399 | 150 | 165 |
| N29-N31 | L40 | 0 | 0,0108 | 0,0331 | 0,0083 | 150 | 165 |
| N23-N32 | L41 | 0 | 0,0317 | 0,1153 | 0,1173 | 150 | 165 |
| N31-N32 | L42 | 0 | 0,0298 | 0,0985 | 0,0251 | 150 | 165 |

| Línea (n-m) | Número | Tipo | r_{jn} (pu Ω) | x_{jn} (pu Ω) | y'_{jn} (pu Ω) | S_{jn}^{max} (puMVA) | \bar{S}_{jn}^{max} (puMVA) |
|----------------|--------|------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| N27-N32 | L43 | 0 | 0,0229 | 0,0755 | 0,0193 | 100 | 110 |
| N15-N33 | L44 | 0 | 0,0380 | 0,1244 | 0,0319 | 100 | 110 |
| N19-N34 | L45 | 0 | 0,0752 | 0,2470 | 0,0632 | 100 | 110 |
| N35-N36 | L46 | 0 | 0,0022 | 0,0102 | 0,0027 | 100 | 110 |
| N35-N37 | L47 | 0 | 0,0110 | 0,0497 | 0,0132 | 120 | 132 |
| N33-N37 | L48 | 0 | 0,0415 | 0,1420 | 0,0366 | 100 | 110 |
| N34-N36 | L49 | 0 | 0,0087 | 0,0268 | 0,0057 | 100 | 110 |
| N34-N37 | L50 | 0 | 0,0026 | 0,0094 | 0,0098 | 120 | 132 |
| N38-N37 | L51 | 1 | 0,0000 | 0,0375 | 0,0000 | 275 | 300 |
| N37-N39 | L52 | 0 | 0,0321 | 0,1060 | 0,0270 | 100 | 110 |
| N37-N40 | L53 | 0 | 0,0593 | 0,1680 | 0,0420 | 100 | 110 |
| N30-N38 | L54 | 0 | 0,0046 | 0,0540 | 0,4220 | 200 | 220 |
| N39-N40 | L55 | 0 | 0,0184 | 0,0605 | 0,0155 | 100 | 110 |
| N40-N41 | L56 | 0 | 0,0145 | 0,0487 | 0,0122 | 100 | 110 |
| N40-N42 | L57 | 0 | 0,0555 | 0,1830 | 0,0466 | 100 | 110 |
| N41-N42 | L58 | 0 | 0,0410 | 0,1350 | 0,0344 | 100 | 110 |
| N43-N44 | L59 | 0 | 0,0608 | 0,2454 | 0,0607 | 100 | 110 |
| N34-N43 | L60 | 0 | 0,0413 | 0,1681 | 0,0423 | 100 | 110 |
| N44-N45 | L61 | 0 | 0,0224 | 0,0901 | 0,0224 | 100 | 110 |
| N45-N46 | L62 | 0 | 0,0400 | 0,1356 | 0,0332 | 100 | 110 |
| N46-N47 | L63 | 0 | 0,0380 | 0,1270 | 0,0316 | 100 | 110 |
| N46-N48 | L64 | 0 | 0,0601 | 0,1890 | 0,0472 | 80 | 88 |
| N47-N49 | L65 | 0 | 0,0191 | 0,0625 | 0,0160 | 100 | 110 |
| N42-N49 | L66 | 0 | 0,0715 | 0,3230 | 0,0860 | 100 | 110 |
| N49-N42 | L67 | 0 | 0,0715 | 0,3230 | 0,0860 | 100 | 110 |
| N45-N49 | L68 | 0 | 0,0684 | 0,1860 | 0,0444 | 100 | 110 |
| N48-N49 | L69 | 0 | 0,0179 | 0,0505 | 0,0126 | 100 | 110 |
| N49-N50 | L70 | 0 | 0,0267 | 0,0752 | 0,0187 | 100 | 110 |
| N49-N51 | L71 | 0 | 0,0486 | 0,1370 | 0,0342 | 100 | 110 |
| N51-N52 | L72 | 0 | 0,0203 | 0,0588 | 0,0140 | 100 | 110 |
| N52-N53 | L73 | 0 | 0,0405 | 0,1635 | 0,0406 | 100 | 110 |
| N53-N54 | L74 | 0 | 0,0263 | 0,1220 | 0,0310 | 100 | 110 |
| N49-N54 | L75 | 0 | 0,0730 | 0,2890 | 0,0738 | 100 | 110 |
| N54-N49 | L76 | 0 | 0,0869 | 0,2910 | 0,0730 | 100 | 110 |
| N54-N55 | L77 | 0 | 0,0169 | 0,0707 | 0,0202 | 100 | 110 |
| N54-N56 | L78 | 0 | 0,0028 | 0,0096 | 0,0073 | 100 | 110 |
| N55-N56 | L79 | 0 | 0,0049 | 0,0151 | 0,0037 | 100 | 110 |
| N56-N57 | L80 | 0 | 0,0343 | 0,0966 | 0,0242 | 100 | 110 |
| N50-N57 | L81 | 0 | 0,0474 | 0,1340 | 0,0332 | 100 | 110 |
| N56-N58 | L82 | 0 | 0,0343 | 0,0966 | 0,0242 | 100 | 110 |
| N51-N58 | L83 | 0 | 0,0255 | 0,0719 | 0,0179 | 100 | 110 |
| N54-N59 | L84 | 0 | 0,0503 | 0,2293 | 0,0598 | 100 | 110 |
| N56-N59 | L85 | 0 | 0,0825 | 0,2510 | 0,0569 | 100 | 110 |
| N59-N56 | L86 | 0 | 0,0803 | 0,2390 | 0,0536 | 100 | 110 |

| Línea (n-m) | Número | Tipo | r_{jn} (pu Ω) | x_{jn} (pu Ω) | y'_{jn} (pu Ω) | S_{jn}^{max} (puMVA) | \overline{S}_{jn}^{max} (puMVA) |
|----------------|--------|------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| N55-N59 | L87 | 0 | 0,0474 | 0,2158 | 0,0565 | 100 | 110 |
| N59-N60 | L88 | 0 | 0,0317 | 0,1450 | 0,0376 | 100 | 110 |
| N59-N61 | L89 | 0 | 0,0328 | 0,1500 | 0,0388 | 100 | 110 |
| N60-N61 | L90 | 0 | 0,0026 | 0,0135 | 0,0146 | 150 | 165 |
| N60-N62 | L91 | 0 | 0,0123 | 0,0561 | 0,0147 | 100 | 110 |
| N61-N62 | L92 | 0 | 0,0082 | 0,0376 | 0,0098 | 100 | 110 |
| N63-N59 | L93 | 1 | 0,0000 | 0,0386 | 0,0000 | 200 | 220 |
| N63-N64 | L94 | 0 | 0,0017 | 0,0200 | 0,2160 | 150 | 165 |
| N64-N61 | L95 | 1 | 0,0000 | 0,0268 | 0,0000 | 150 | 165 |
| N38-N65 | L96 | 0 | 0,0090 | 0,0986 | 10,460 | 200 | 220 |
| N64-N65 | L97 | 0 | 0,0027 | 0,0302 | 0,3800 | 300 | 330 |
| N49-N66 | L98 | 0 | 0,0180 | 0,0919 | 0,0248 | 150 | 165 |
| N66-N49 | L99 | 0 | 0,0180 | 0,0919 | 0,0248 | 150 | 165 |
| N62-N66 | L100 | 0 | 0,0482 | 0,2180 | 0,0578 | 100 | 110 |
| N62-N67 | L101 | 0 | 0,0258 | 0,1170 | 0,0310 | 100 | 110 |
| N65-N66 | L102 | 1 | 0,0000 | 0,0370 | 0,0000 | 170 | 187 |
| N66-N67 | L103 | 0 | 0,0224 | 0,1015 | 0,0268 | 150 | 165 |
| N65-N68 | L104 | 0 | 0,0014 | 0,0160 | 0,6380 | 350 | 385 |
| N47-N69 | L105 | 0 | 0,0844 | 0,2778 | 0,0709 | 100 | 110 |
| N49-N69 | L106 | 0 | 0,0985 | 0,3240 | 0,0828 | 200 | 220 |
| N68-N69 | L107 | 1 | 0,0000 | 0,0370 | 0,0000 | 350 | 385 |
| N69-N70 | L108 | 0 | 0,0300 | 0,1270 | 0,1220 | 150 | 165 |
| N24-N70 | L109 | 0 | 0,0022 | 0,4115 | 0,1020 | 100 | 110 |
| N70-N71 | L110 | 0 | 0,0088 | 0,0355 | 0,0088 | 100 | 110 |
| N24-N72 | L111 | 0 | 0,0488 | 0,1960 | 0,0488 | 100 | 110 |
| N71-N72 | L112 | 0 | 0,0446 | 0,1800 | 0,0444 | 100 | 110 |
| N71-N73 | L113 | 0 | 0,0087 | 0,0454 | 0,0118 | 100 | 110 |
| N70-N74 | L114 | 0 | 0,0401 | 0,1323 | 0,0337 | 100 | 110 |
| N70-N75 | L115 | 0 | 0,0428 | 0,1410 | 0,0360 | 100 | 110 |
| N69-N75 | L116 | 0 | 0,0405 | 0,1220 | 0,1240 | 150 | 165 |
| N74-N75 | L117 | 0 | 0,0123 | 0,0406 | 0,0103 | 100 | 110 |
| N76-N77 | L118 | 0 | 0,0444 | 0,1480 | 0,0368 | 100 | 110 |
| N69-N77 | L119 | 0 | 0,0309 | 0,1010 | 0,1038 | 150 | 165 |
| N75-N77 | L120 | 0 | 0,0601 | 0,1999 | 0,0498 | 150 | 165 |
| N77-N78 | L121 | 0 | 0,0038 | 0,0124 | 0,0126 | 120 | 132 |
| N78-N79 | L122 | 0 | 0,0055 | 0,0244 | 0,0065 | 100 | 110 |
| N77-N80 | L123 | 0 | 0,0170 | 0,0485 | 0,0472 | 120 | 132 |
| N80-N77 | L124 | 0 | 0,0294 | 0,1050 | 0,0228 | 100 | 110 |
| N79-N80 | L125 | 0 | 0,0156 | 0,0704 | 0,0187 | 150 | 165 |
| N68-N81 | L126 | 0 | 0,0018 | 0,0202 | 0,8080 | 150 | 165 |
| N81-N80 | L127 | 1 | 0,0000 | 0,0370 | 0,0000 | 200 | 220 |
| N77-N82 | L128 | 0 | 0,0298 | 0,0853 | 0,0817 | 100 | 110 |
| N82-N83 | L129 | 0 | 0,0112 | 0,0367 | 0,0380 | 100 | 110 |
| N83-N84 | L130 | 0 | 0,0625 | 0,1320 | 0,0258 | 100 | 110 |

| Línea (n-m) | Número | Tipo | r_{jn} (pu Ω) | x_{jn} (pu Ω) | y'_{jn} (pu Ω) | S_{jn}^{max} (puMVA) | \bar{S}_{jn}^{max} (puMVA) |
|----------------|--------|------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| N83-N85 | L131 | 0 | 0,0430 | 0,1480 | 0,0348 | 100 | 110 |
| N84-N85 | L132 | 0 | 0,0302 | 0,0641 | 0,0123 | 100 | 110 |
| N85-N86 | L133 | 0 | 0,0350 | 0,1230 | 0,0276 | 100 | 110 |
| N86-N87 | L134 | 0 | 0,0283 | 0,2074 | 0,0445 | 100 | 110 |
| N85-N88 | L135 | 0 | 0,0200 | 0,1020 | 0,0276 | 100 | 110 |
| N85-N89 | L136 | 0 | 0,0239 | 0,1730 | 0,0470 | 150 | 165 |
| N88-N89 | L137 | 0 | 0,0139 | 0,0712 | 0,0193 | 150 | 165 |
| N89-N90 | L138 | 0 | 0,0518 | 0,1880 | 0,0528 | 150 | 165 |
| N90-N89 | L139 | 0 | 0,0238 | 0,0997 | 0,1060 | 150 | 165 |
| N90-N91 | L140 | 0 | 0,0254 | 0,0836 | 0,0214 | 100 | 110 |
| N89-N92 | L141 | 0 | 0,0099 | 0,0505 | 0,0548 | 250 | 275 |
| N92-N89 | L142 | 0 | 0,0393 | 0,1581 | 0,0414 | 150 | 165 |
| N91-N92 | L143 | 0 | 0,0387 | 0,1272 | 0,0327 | 100 | 110 |
| N92-N93 | L144 | 0 | 0,0258 | 0,0848 | 0,0218 | 100 | 110 |
| N92-N94 | L145 | 0 | 0,0481 | 0,1580 | 0,0406 | 100 | 110 |
| N93-N94 | L146 | 0 | 0,0223 | 0,0732 | 0,0188 | 100 | 110 |
| N94-N95 | L147 | 0 | 0,0132 | 0,0434 | 0,0111 | 100 | 110 |
| N80-N96 | L148 | 0 | 0,0356 | 0,1820 | 0,0494 | 100 | 110 |
| N82-N96 | L149 | 0 | 0,0162 | 0,0530 | 0,0544 | 100 | 110 |
| N94-N96 | L150 | 0 | 0,0269 | 0,0869 | 0,0230 | 100 | 110 |
| N80-N97 | L151 | 0 | 0,0183 | 0,0934 | 0,0254 | 100 | 110 |
| N80-N98 | L152 | 0 | 0,0238 | 0,1080 | 0,0286 | 100 | 110 |
| N80-N99 | L153 | 0 | 0,0454 | 0,2060 | 0,0546 | 100 | 110 |
| N92-N100 | L154 | 0 | 0,0648 | 0,2950 | 0,0772 | 100 | 110 |
| N94-N100 | L155 | 0 | 0,0178 | 0,0580 | 0,0604 | 100 | 110 |
| N95-N96 | L156 | 0 | 0,0171 | 0,0547 | 0,0147 | 100 | 110 |
| N96-N97 | L157 | 0 | 0,0173 | 0,0885 | 0,0240 | 100 | 110 |
| N98-N100 | L158 | 0 | 0,0397 | 0,1790 | 0,0476 | 100 | 110 |
| N99-N100 | L159 | 0 | 0,0180 | 0,0813 | 0,0216 | 100 | 110 |
| N100-N101 | L160 | 0 | 0,0277 | 0,1262 | 0,0328 | 100 | 110 |
| N92-N102 | L161 | 0 | 0,0123 | 0,0559 | 0,0146 | 100 | 110 |
| N101-N102 | L162 | 0 | 0,0246 | 0,1120 | 0,0294 | 100 | 110 |
| N100-N103 | L163 | 0 | 0,0160 | 0,0525 | 0,0536 | 175 | 190 |
| N100-N104 | L164 | 0 | 0,0451 | 0,2040 | 0,0541 | 150 | 165 |
| N103-N104 | L165 | 0 | 0,0466 | 0,1584 | 0,0407 | 100 | 110 |
| N103-N105 | L166 | 0 | 0,0535 | 0,1625 | 0,0408 | 100 | 110 |
| N100-N106 | L167 | 0 | 0,0605 | 0,2290 | 0,0620 | 150 | 165 |
| N104-N105 | L168 | 0 | 0,0099 | 0,0378 | 0,0099 | 100 | 110 |
| N105-N106 | L169 | 0 | 0,0140 | 0,0547 | 0,0143 | 100 | 110 |
| N105-N107 | L170 | 0 | 0,0530 | 0,1830 | 0,0472 | 100 | 110 |
| N105-N108 | L171 | 0 | 0,0261 | 0,0703 | 0,0184 | 100 | 110 |
| N106-N107 | L172 | 0 | 0,0530 | 0,1830 | 0,0472 | 100 | 110 |
| N108-N109 | L173 | 0 | 0,0105 | 0,0288 | 0,0076 | 100 | 110 |
| N103-N110 | L174 | 0 | 0,0391 | 0,1813 | 0,0461 | 100 | 110 |

| Línea (n-m) | Número | Tipo | r_{jn} (pu Ω) | x_{jn} (pu Ω) | y'_{jn} (pu Ω) | S_{jn}^{max} (puMVA) | \overline{S}_{jn}^{max} (puMVA) |
|----------------|--------|------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| N109-N110 | L175 | 0 | 0,0278 | 0,0762 | 0,0202 | 100 | 110 |
| N110-N111 | L176 | 0 | 0,0220 | 0,0755 | 0,0200 | 100 | 110 |
| N110-N112 | L177 | 0 | 0,0247 | 0,0640 | 0,0620 | 100 | 110 |
| N17-N113 | L178 | 0 | 0,0091 | 0,0301 | 0,0077 | 100 | 110 |
| N32-N113 | L179 | 0 | 0,0615 | 0,2030 | 0,0518 | 100 | 110 |
| N32-N114 | L180 | 0 | 0,0135 | 0,0612 | 0,0163 | 80 | 88 |
| N27-N115 | L181 | 0 | 0,0164 | 0,0741 | 0,0197 | 100 | 110 |
| N114-N115 | L182 | 0 | 0,0023 | 0,0104 | 0,0028 | 100 | 110 |
| N68-N116 | L183 | 0 | 0,0003 | 0,0041 | 0,1640 | 220 | 232 |
| N12-N117 | L184 | 0 | 0,0329 | 0,1400 | 0,0358 | 100 | 110 |
| N75-N118 | L185 | 0 | 0,0145 | 0,0481 | 0,0120 | 80 | 88 |
| N76-N118 | L186 | 0 | 0,0164 | 0,0544 | 0,0136 | 100 | 110 |

Tabla D.19: Datos de los transformadores del sistema IEEE de 118 nudos

| Línea (n-m) | Número | RT_{jn}^0 (pu) | RT_{jn}^{min} (pu) | RT_{jn}^{max} (pu) |
|----------------|--------|---------------------|-------------------------|-------------------------|
| N8-N5 | L8 | 0,985 | 0,9 | 1,1 |
| N26-N25 | L32 | 0,960 | 0,9 | 1,1 |
| N30-N17 | L36 | 0,960 | 0,9 | 1,1 |
| N38-N37 | L51 | 0,935 | 0,9 | 1,1 |
| N63-N59 | L93 | 0,960 | 0,9 | 1,1 |
| N64-N61 | L95 | 0,985 | 0,9 | 1,1 |
| N65-N66 | L102 | 0,935 | 0,9 | 1,1 |
| N68-N69 | L107 | 0,935 | 0,9 | 1,1 |
| N81-N80 | L127 | 0,935 | 0,9 | 1,1 |

Tabla D.20: Demanda horaria de Potencia Activa(MW) en los nudos del sistema IEEE de 118 nudos (1/2)

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| N1 | 51 | 47 | 44 | 43 | 42 | 42 | 43 | 46 | 52 | 58 | 59 | 60 |
| N2 | 20 | 18 | 17 | 17 | 16 | 16 | 17 | 18 | 21 | 23 | 23 | 23 |
| N3 | 39 | 36 | 34 | 33 | 32 | 32 | 33 | 35 | 40 | 44 | 45 | 46 |
| N4 | 39 | 36 | 34 | 33 | 32 | 32 | 33 | 35 | 40 | 44 | 45 | 46 |
| N6 | 52 | 48 | 45 | 44 | 43 | 43 | 44 | 47 | 53 | 59 | 60 | 61 |
| N7 | 19 | 18 | 17 | 16 | 16 | 16 | 16 | 17 | 19 | 21 | 22 | 22 |
| N8 | 28 | 26 | 24 | 24 | 23 | 23 | 24 | 25 | 29 | 32 | 32 | 33 |
| N11 | 70 | 65 | 61 | 59 | 57 | 57 | 59 | 63 | 72 | 79 | 81 | 82 |
| N12 | 47 | 43 | 41 | 40 | 39 | 39 | 40 | 42 | 48 | 53 | 54 | 55 |
| N13 | 34 | 31 | 30 | 29 | 28 | 28 | 29 | 31 | 35 | 38 | 39 | 40 |
| N14 | 14 | 13 | 12 | 12 | 11 | 11 | 12 | 13 | 14 | 16 | 16 | 16 |
| N15 | 90 | 83 | 78 | 76 | 74 | 74 | 76 | 81 | 92 | 102 | 104 | 105 |
| N16 | 25 | 23 | 22 | 21 | 21 | 21 | 21 | 22 | 26 | 28 | 29 | 29 |
| N17 | 11 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 |
| N18 | 60 | 55 | 52 | 51 | 49 | 49 | 51 | 54 | 62 | 68 | 69 | 70 |
| N19 | 45 | 42 | 39 | 38 | 37 | 37 | 38 | 40 | 46 | 51 | 52 | 53 |
| N20 | 18 | 17 | 16 | 15 | 15 | 15 | 15 | 16 | 18 | 20 | 21 | 21 |
| N21 | 14 | 13 | 12 | 12 | 11 | 11 | 12 | 13 | 14 | 16 | 16 | 16 |
| N22 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N23 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 8 |
| N24 | 13 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 15 | 15 | 15 |
| N27 | 71 | 66 | 62 | 60 | 58 | 58 | 60 | 64 | 73 | 80 | 82 | 83 |
| N28 | 17 | 16 | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 | 15 | 17 | 19 | 20 | 20 |
| N29 | 24 | 22 | 21 | 20 | 20 | 20 | 20 | 22 | 25 | 27 | 28 | 28 |
| N31 | 43 | 40 | 37 | 36 | 35 | 35 | 36 | 39 | 44 | 49 | 50 | 50 |
| N32 | 59 | 54 | 51 | 50 | 48 | 48 | 50 | 53 | 61 | 67 | 68 | 69 |
| N33 | 23 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 21 | 24 | 26 | 27 | 27 |
| N34 | 59 | 54 | 51 | 50 | 48 | 48 | 50 | 53 | 61 | 67 | 68 | 69 |
| N35 | 33 | 30 | 29 | 28 | 27 | 27 | 28 | 30 | 34 | 37 | 38 | 39 |
| N36 | 31 | 29 | 27 | 26 | 25 | 25 | 26 | 28 | 32 | 35 | 36 | 36 |
| N39 | 27 | 25 | 24 | 23 | 22 | 22 | 23 | 24 | 28 | 30 | 31 | 32 |
| N40 | 66 | 61 | 58 | 56 | 54 | 54 | 56 | 59 | 68 | 74 | 76 | 77 |
| N41 | 37 | 34 | 32 | 31 | 30 | 30 | 31 | 33 | 38 | 42 | 43 | 43 |
| N42 | 96 | 89 | 84 | 81 | 79 | 79 | 81 | 86 | 98 | 108 | 111 | 112 |
| N43 | 18 | 17 | 16 | 15 | 15 | 15 | 15 | 16 | 18 | 20 | 21 | 21 |
| N44 | 16 | 15 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 14 | 16 | 18 | 18 | 19 |
| N45 | 53 | 49 | 46 | 45 | 43 | 44 | 45 | 48 | 54 | 60 | 61 | 62 |
| N46 | 28 | 26 | 24 | 24 | 23 | 23 | 24 | 25 | 29 | 32 | 32 | 33 |
| N47 | 34 | 31 | 30 | 29 | 28 | 28 | 29 | 31 | 35 | 38 | 39 | 40 |
| N48 | 20 | 18 | 17 | 17 | 16 | 16 | 17 | 18 | 21 | 23 | 23 | 23 |
| N49 | 87 | 80 | 76 | 74 | 71 | 71 | 74 | 78 | 89 | 98 | 100 | 102 |

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| N50 | 17 | 16 | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 | 15 | 17 | 19 | 20 | 20 |
| N51 | 17 | 16 | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 | 15 | 17 | 19 | 20 | 20 |
| N52 | 18 | 17 | 16 | 15 | 15 | 15 | 15 | 16 | 18 | 20 | 21 | 21 |
| N53 | 23 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 21 | 24 | 26 | 27 | 27 |
| N54 | 113 | 104 | 99 | 96 | 93 | 93 | 96 | 101 | 116 | 127 | 130 | 132 |
| N55 | 63 | 58 | 55 | 53 | 52 | 52 | 53 | 57 | 65 | 71 | 73 | 74 |
| N56 | 84 | 78 | 73 | 71 | 69 | 69 | 71 | 75 | 86 | 95 | 97 | 98 |
| N57 | 12 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 14 | 14 | 14 |
| N58 | 12 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 14 | 14 | 14 |
| N59 | 277 | 256 | 241 | 234 | 227 | 228 | 234 | 249 | 284 | 313 | 320 | 323 |
| N60 | 78 | 72 | 68 | 66 | 64 | 64 | 66 | 70 | 80 | 88 | 90 | 91 |
| N62 | 77 | 71 | 67 | 65 | 63 | 63 | 65 | 69 | 79 | 87 | 89 | 90 |
| N66 | 39 | 36 | 34 | 33 | 32 | 32 | 33 | 35 | 40 | 44 | 45 | 46 |
| N67 | 28 | 26 | 24 | 24 | 23 | 23 | 24 | 25 | 29 | 32 | 32 | 33 |
| N70 | 66 | 61 | 58 | 56 | 54 | 54 | 56 | 59 | 68 | 74 | 76 | 77 |
| N72 | 12 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 14 | 14 | 14 |
| N73 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 6 | 7 | 7 | 7 |
| N74 | 68 | 63 | 59 | 58 | 56 | 56 | 58 | 61 | 70 | 77 | 78 | 79 |
| N75 | 47 | 43 | 41 | 40 | 39 | 39 | 40 | 42 | 48 | 53 | 54 | 55 |
| N76 | 68 | 63 | 59 | 58 | 56 | 56 | 58 | 61 | 70 | 77 | 78 | 79 |
| N77 | 61 | 56 | 53 | 52 | 50 | 50 | 52 | 55 | 63 | 69 | 70 | 71 |
| N78 | 71 | 66 | 62 | 60 | 58 | 58 | 60 | 64 | 73 | 80 | 82 | 83 |
| N79 | 39 | 36 | 34 | 33 | 32 | 32 | 33 | 35 | 40 | 44 | 45 | 46 |
| N80 | 130 | 120 | 113 | 110 | 107 | 107 | 110 | 117 | 133 | 147 | 150 | 152 |
| N82 | 54 | 50 | 47 | 46 | 44 | 44 | 46 | 48 | 55 | 61 | 62 | 63 |
| N83 | 20 | 18 | 17 | 17 | 16 | 16 | 17 | 18 | 21 | 23 | 23 | 23 |
| N84 | 11 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 |
| N85 | 24 | 22 | 21 | 20 | 20 | 20 | 20 | 22 | 25 | 27 | 28 | 28 |
| N86 | 21 | 19 | 18 | 18 | 17 | 17 | 18 | 19 | 22 | 24 | 24 | 25 |
| N88 | 48 | 44 | 42 | 41 | 39 | 39 | 41 | 43 | 49 | 54 | 55 | 56 |
| N90 | 163 | 150 | 142 | 138 | 134 | 134 | 138 | 146 | 167 | 184 | 188 | 190 |
| N91 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N92 | 65 | 60 | 57 | 55 | 53 | 53 | 55 | 58 | 67 | 73 | 75 | 76 |
| N93 | 12 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 14 | 14 | 14 |
| N94 | 30 | 28 | 26 | 25 | 25 | 25 | 25 | 27 | 31 | 34 | 35 | 35 |
| N95 | 42 | 39 | 37 | 36 | 34 | 34 | 36 | 38 | 43 | 47 | 48 | 49 |
| N96 | 38 | 35 | 33 | 32 | 31 | 31 | 32 | 34 | 39 | 43 | 44 | 44 |
| N97 | 15 | 14 | 13 | 13 | 12 | 12 | 13 | 13 | 15 | 17 | 17 | 18 |
| N98 | 34 | 31 | 30 | 29 | 28 | 28 | 29 | 31 | 35 | 38 | 39 | 40 |
| N99 | 42 | 39 | 37 | 36 | 34 | 34 | 36 | 38 | 43 | 47 | 48 | 49 |
| N100 | 37 | 34 | 32 | 31 | 30 | 30 | 31 | 33 | 38 | 42 | 43 | 43 |
| N101 | 22 | 20 | 19 | 19 | 18 | 18 | 19 | 20 | 23 | 25 | 25 | 26 |
| N102 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 | 6 | 6 | 6 |
| N103 | 23 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 21 | 24 | 26 | 27 | 27 |

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| N104 | 38 | 35 | 33 | 32 | 31 | 31 | 32 | 34 | 39 | 43 | 44 | 44 |
| N105 | 31 | 29 | 27 | 26 | 25 | 25 | 26 | 28 | 32 | 35 | 36 | 36 |
| N106 | 43 | 40 | 37 | 36 | 35 | 35 | 36 | 39 | 44 | 49 | 50 | 50 |
| N107 | 50 | 46 | 44 | 42 | 41 | 41 | 42 | 45 | 51 | 56 | 58 | 58 |
| N108 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| N109 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 |
| N110 | 39 | 36 | 34 | 33 | 32 | 32 | 33 | 35 | 40 | 44 | 45 | 46 |
| N112 | 68 | 63 | 59 | 58 | 56 | 56 | 58 | 61 | 70 | 77 | 78 | 79 |
| N113 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 6 | 7 | 7 | 7 |
| N114 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 |
| N115 | 22 | 20 | 19 | 19 | 18 | 18 | 19 | 20 | 23 | 25 | 25 | 26 |
| N116 | 184 | 170 | 160 | 156 | 151 | 151 | 156 | 165 | 189 | 208 | 212 | 215 |
| N117 | 20 | 18 | 17 | 17 | 16 | 16 | 17 | 18 | 21 | 23 | 23 | 23 |
| N118 | 33 | 30 | 29 | 28 | 27 | 27 | 28 | 30 | 34 | 37 | 38 | 39 |

Tabla D.21: Demanda horaria de Potencia Activa (MW) en los nudos del sistema IEEE de 118 nudos (2/2)

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| N1 | 59 | 58 | 57 | 57 | 60 | 65 | 65 | 63 | 61 | 60 | 57 | 53 |
| N2 | 23 | 23 | 22 | 22 | 23 | 26 | 25 | 25 | 24 | 24 | 22 | 21 |
| N3 | 45 | 44 | 44 | 44 | 46 | 50 | 50 | 49 | 47 | 46 | 44 | 41 |
| N4 | 45 | 44 | 44 | 44 | 46 | 50 | 50 | 49 | 47 | 46 | 44 | 41 |
| N6 | 60 | 59 | 58 | 58 | 61 | 67 | 66 | 65 | 63 | 61 | 58 | 54 |
| N7 | 22 | 21 | 21 | 21 | 22 | 24 | 24 | 24 | 23 | 22 | 21 | 20 |
| N8 | 32 | 32 | 31 | 31 | 33 | 36 | 36 | 35 | 34 | 33 | 31 | 29 |
| N11 | 81 | 79 | 78 | 78 | 82 | 90 | 89 | 87 | 84 | 83 | 78 | 73 |
| N12 | 54 | 53 | 52 | 52 | 55 | 60 | 60 | 58 | 57 | 55 | 52 | 49 |
| N13 | 39 | 38 | 38 | 38 | 40 | 44 | 43 | 42 | 41 | 40 | 38 | 35 |
| N14 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 18 | 18 | 17 | 17 | 17 | 16 | 15 |
| N15 | 104 | 102 | 100 | 100 | 105 | 115 | 114 | 112 | 108 | 106 | 100 | 93 |
| N16 | 29 | 28 | 28 | 28 | 29 | 32 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 26 |
| N17 | 13 | 12 | 12 | 12 | 13 | 14 | 14 | 14 | 13 | 13 | 12 | 11 |
| N18 | 69 | 68 | 67 | 67 | 70 | 77 | 76 | 75 | 72 | 71 | 67 | 62 |
| N19 | 52 | 51 | 50 | 50 | 53 | 58 | 57 | 56 | 54 | 53 | 50 | 47 |
| N20 | 21 | 20 | 20 | 20 | 21 | 23 | 23 | 22 | 22 | 21 | 20 | 19 |
| N21 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 18 | 18 | 17 | 17 | 17 | 16 | 15 |
| N22 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N23 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 |
| N24 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 17 | 17 | 16 | 16 | 15 | 15 | 14 |
| N27 | 82 | 80 | 79 | 79 | 83 | 91 | 90 | 88 | 86 | 84 | 79 | 74 |
| N28 | 20 | 19 | 19 | 19 | 20 | 22 | 22 | 21 | 20 | 20 | 19 | 18 |
| N29 | 28 | 27 | 27 | 27 | 28 | 31 | 30 | 30 | 29 | 28 | 27 | 25 |
| N31 | 50 | 49 | 48 | 48 | 50 | 55 | 55 | 53 | 52 | 51 | 48 | 45 |
| N32 | 68 | 67 | 66 | 66 | 69 | 76 | 75 | 73 | 71 | 70 | 66 | 61 |
| N33 | 27 | 26 | 26 | 26 | 27 | 29 | 29 | 29 | 28 | 27 | 26 | 24 |
| N34 | 68 | 67 | 66 | 66 | 69 | 76 | 75 | 73 | 71 | 70 | 66 | 61 |
| N35 | 38 | 37 | 37 | 37 | 39 | 42 | 42 | 41 | 40 | 39 | 37 | 34 |
| N36 | 36 | 35 | 35 | 35 | 36 | 40 | 39 | 39 | 37 | 37 | 35 | 32 |
| N39 | 31 | 30 | 30 | 30 | 32 | 35 | 34 | 34 | 33 | 32 | 30 | 28 |
| N40 | 76 | 74 | 74 | 74 | 77 | 85 | 84 | 82 | 80 | 78 | 74 | 69 |
| N41 | 43 | 42 | 41 | 41 | 43 | 47 | 47 | 46 | 45 | 44 | 41 | 38 |
| N42 | 111 | 108 | 107 | 107 | 112 | 123 | 122 | 119 | 116 | 113 | 107 | 100 |
| N43 | 21 | 20 | 20 | 20 | 21 | 23 | 23 | 22 | 22 | 21 | 20 | 19 |
| N44 | 18 | 18 | 18 | 18 | 19 | 21 | 20 | 20 | 19 | 19 | 18 | 17 |
| N45 | 61 | 60 | 59 | 59 | 62 | 68 | 67 | 66 | 64 | 63 | 59 | 55 |
| N46 | 32 | 32 | 31 | 31 | 33 | 36 | 36 | 35 | 34 | 33 | 31 | 29 |
| N47 | 39 | 38 | 38 | 38 | 40 | 44 | 43 | 42 | 41 | 40 | 38 | 35 |
| N48 | 23 | 23 | 22 | 22 | 23 | 26 | 25 | 25 | 24 | 24 | 22 | 21 |
| N49 | 100 | 98 | 97 | 97 | 102 | 112 | 110 | 108 | 105 | 103 | 97 | 90 |

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| N50 | 20 | 19 | 19 | 19 | 20 | 22 | 22 | 21 | 20 | 20 | 19 | 18 |
| N51 | 20 | 19 | 19 | 19 | 20 | 22 | 22 | 21 | 20 | 20 | 19 | 18 |
| N52 | 21 | 20 | 20 | 20 | 21 | 23 | 23 | 22 | 22 | 21 | 20 | 19 |
| N53 | 27 | 26 | 26 | 26 | 27 | 29 | 29 | 29 | 28 | 27 | 26 | 24 |
| N54 | 130 | 127 | 126 | 126 | 132 | 145 | 143 | 141 | 136 | 133 | 126 | 117 |
| N55 | 73 | 71 | 70 | 70 | 74 | 81 | 80 | 78 | 76 | 74 | 70 | 65 |
| N56 | 97 | 95 | 94 | 94 | 98 | 108 | 107 | 104 | 101 | 99 | 94 | 87 |
| N57 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 |
| N58 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 |
| N59 | 320 | 313 | 309 | 309 | 323 | 355 | 352 | 345 | 334 | 327 | 309 | 288 |
| N60 | 90 | 88 | 87 | 87 | 91 | 100 | 99 | 97 | 94 | 92 | 87 | 81 |
| N62 | 89 | 87 | 86 | 86 | 90 | 99 | 98 | 96 | 93 | 91 | 86 | 80 |
| N66 | 45 | 44 | 44 | 44 | 46 | 50 | 50 | 49 | 47 | 46 | 44 | 41 |
| N67 | 32 | 32 | 31 | 31 | 33 | 36 | 36 | 35 | 34 | 33 | 31 | 29 |
| N70 | 76 | 74 | 74 | 74 | 77 | 85 | 84 | 82 | 80 | 78 | 74 | 69 |
| N72 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 |
| N73 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 6 |
| N74 | 78 | 77 | 76 | 76 | 79 | 87 | 86 | 85 | 82 | 80 | 76 | 71 |
| N75 | 54 | 53 | 52 | 52 | 55 | 60 | 60 | 58 | 57 | 55 | 52 | 49 |
| N76 | 78 | 77 | 76 | 76 | 79 | 87 | 86 | 85 | 82 | 80 | 76 | 71 |
| N77 | 70 | 69 | 68 | 68 | 71 | 78 | 77 | 76 | 74 | 72 | 68 | 63 |
| N78 | 82 | 80 | 79 | 79 | 83 | 91 | 90 | 88 | 86 | 84 | 79 | 74 |
| N79 | 45 | 44 | 44 | 44 | 46 | 50 | 50 | 49 | 47 | 46 | 44 | 41 |
| N80 | 150 | 147 | 145 | 145 | 152 | 167 | 165 | 162 | 157 | 153 | 145 | 135 |
| N82 | 62 | 61 | 60 | 60 | 63 | 69 | 69 | 67 | 65 | 64 | 60 | 56 |
| N83 | 23 | 23 | 22 | 22 | 23 | 26 | 25 | 25 | 24 | 24 | 22 | 21 |
| N84 | 13 | 12 | 12 | 12 | 13 | 14 | 14 | 14 | 13 | 13 | 12 | 11 |
| N85 | 28 | 27 | 27 | 27 | 28 | 31 | 30 | 30 | 29 | 28 | 27 | 25 |
| N86 | 24 | 24 | 23 | 23 | 25 | 27 | 27 | 26 | 25 | 25 | 23 | 22 |
| N88 | 55 | 54 | 54 | 54 | 56 | 62 | 61 | 60 | 58 | 57 | 54 | 50 |
| N90 | 188 | 184 | 182 | 182 | 190 | 209 | 207 | 203 | 196 | 192 | 182 | 169 |
| N91 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N92 | 75 | 73 | 73 | 73 | 76 | 83 | 83 | 81 | 78 | 77 | 73 | 68 |
| N93 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 |
| N94 | 35 | 34 | 33 | 33 | 35 | 38 | 38 | 37 | 36 | 35 | 33 | 31 |
| N95 | 48 | 47 | 47 | 47 | 49 | 54 | 53 | 52 | 51 | 50 | 47 | 44 |
| N96 | 44 | 43 | 42 | 42 | 44 | 49 | 48 | 47 | 46 | 45 | 42 | 39 |
| N97 | 17 | 17 | 17 | 17 | 18 | 19 | 19 | 19 | 18 | 18 | 17 | 16 |
| N98 | 39 | 38 | 38 | 38 | 40 | 44 | 43 | 42 | 41 | 40 | 38 | 35 |
| N99 | 48 | 47 | 47 | 47 | 49 | 54 | 53 | 52 | 51 | 50 | 47 | 44 |
| N100 | 43 | 42 | 41 | 41 | 43 | 47 | 47 | 46 | 45 | 44 | 41 | 38 |
| N101 | 25 | 25 | 25 | 25 | 26 | 28 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 | 23 |
| N102 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 |
| N103 | 27 | 26 | 26 | 26 | 27 | 29 | 29 | 29 | 28 | 27 | 26 | 24 |

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| N104 | 44 | 43 | 42 | 42 | 44 | 49 | 48 | 47 | 46 | 45 | 42 | 39 |
| N105 | 36 | 35 | 35 | 35 | 36 | 40 | 39 | 39 | 37 | 37 | 35 | 32 |
| N106 | 50 | 49 | 48 | 48 | 50 | 55 | 55 | 53 | 52 | 51 | 48 | 45 |
| N107 | 58 | 56 | 56 | 56 | 58 | 64 | 63 | 62 | 60 | 59 | 56 | 52 |
| N108 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| N109 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 |
| N110 | 45 | 44 | 44 | 44 | 46 | 50 | 50 | 49 | 47 | 46 | 44 | 41 |
| N112 | 78 | 77 | 76 | 76 | 79 | 87 | 86 | 85 | 82 | 80 | 76 | 71 |
| N113 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 6 |
| N114 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 |
| N115 | 25 | 25 | 25 | 25 | 26 | 28 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 | 23 |
| N116 | 212 | 208 | 205 | 205 | 215 | 236 | 234 | 229 | 222 | 217 | 205 | 191 |
| N117 | 23 | 23 | 22 | 22 | 23 | 26 | 25 | 25 | 24 | 24 | 22 | 21 |
| N118 | 38 | 37 | 37 | 37 | 39 | 42 | 42 | 41 | 40 | 39 | 37 | 34 |

Tabla D.22: Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVar) en los nudos del sistema IEEE de 118 nudos (1/2)

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| N1 | 27 | 25 | 24 | 23 | 22 | 22 | 23 | 24 | 28 | 30 | 31 | 32 |
| N2 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 8 | 8 | 9 | 10 | 10 | 11 |
| N3 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N4 | 12 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 14 | 14 | 14 |
| N6 | 22 | 20 | 19 | 19 | 18 | 18 | 19 | 20 | 23 | 25 | 25 | 26 |
| N7 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| N8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N11 | 23 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 21 | 24 | 26 | 27 | 27 |
| N12 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N13 | 16 | 15 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 14 | 16 | 18 | 18 | 19 |
| N14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| N15 | 30 | 28 | 26 | 25 | 25 | 25 | 25 | 27 | 31 | 34 | 35 | 35 |
| N16 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N17 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N18 | 34 | 31 | 30 | 29 | 28 | 28 | 29 | 31 | 35 | 38 | 39 | 40 |
| N19 | 25 | 23 | 22 | 21 | 21 | 21 | 21 | 22 | 26 | 28 | 29 | 29 |
| N20 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N21 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 |
| N22 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 | 6 | 6 | 6 |
| N23 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N27 | 13 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 15 | 15 | 15 |
| N28 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 8 |
| N29 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 5 |
| N31 | 27 | 25 | 24 | 23 | 22 | 22 | 23 | 24 | 28 | 30 | 31 | 32 |
| N32 | 23 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 21 | 24 | 26 | 27 | 27 |
| N33 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 8 | 8 | 9 | 10 | 10 | 11 |
| N34 | 26 | 24 | 23 | 22 | 21 | 21 | 22 | 23 | 27 | 29 | 30 | 30 |
| N35 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 8 | 8 | 9 | 10 | 10 | 11 |
| N36 | 17 | 16 | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 | 15 | 17 | 19 | 20 | 20 |
| N39 | 11 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 |
| N40 | 23 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 21 | 24 | 26 | 27 | 27 |
| N41 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N42 | 23 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 21 | 24 | 26 | 27 | 27 |
| N43 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 8 |
| N44 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 |
| N45 | 22 | 20 | 19 | 19 | 18 | 18 | 19 | 20 | 23 | 25 | 25 | 26 |
| N46 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N48 | 11 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 |
| N49 | 30 | 28 | 26 | 25 | 25 | 25 | 25 | 27 | 31 | 34 | 35 | 35 |

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| N50 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 5 |
| N51 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 |
| N52 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 | 6 | 6 | 6 |
| N53 | 11 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 |
| N54 | 32 | 30 | 28 | 27 | 26 | 26 | 27 | 29 | 33 | 36 | 37 | 37 |
| N55 | 22 | 20 | 19 | 19 | 18 | 18 | 19 | 20 | 23 | 25 | 25 | 26 |
| N56 | 18 | 17 | 16 | 15 | 15 | 15 | 15 | 16 | 18 | 20 | 21 | 21 |
| N57 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N58 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N59 | 113 | 104 | 99 | 96 | 93 | 93 | 96 | 101 | 116 | 127 | 130 | 132 |
| N60 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N62 | 14 | 13 | 12 | 12 | 11 | 11 | 12 | 13 | 14 | 16 | 16 | 16 |
| N66 | 18 | 17 | 16 | 15 | 15 | 15 | 15 | 16 | 18 | 20 | 21 | 21 |
| N67 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 8 |
| N70 | 20 | 18 | 17 | 17 | 16 | 16 | 17 | 18 | 21 | 23 | 23 | 23 |
| N71 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N72 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N74 | 27 | 25 | 24 | 23 | 22 | 22 | 23 | 24 | 28 | 30 | 31 | 32 |
| N75 | 11 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 |
| N76 | 36 | 33 | 31 | 30 | 30 | 30 | 30 | 32 | 37 | 41 | 42 | 42 |
| N77 | 28 | 26 | 24 | 24 | 23 | 23 | 24 | 25 | 29 | 32 | 32 | 33 |
| N78 | 26 | 24 | 23 | 22 | 21 | 21 | 22 | 23 | 27 | 29 | 30 | 30 |
| N79 | 32 | 30 | 28 | 27 | 26 | 26 | 27 | 29 | 33 | 36 | 37 | 37 |
| N80 | 26 | 24 | 23 | 22 | 21 | 21 | 22 | 23 | 27 | 29 | 30 | 30 |
| N82 | 27 | 25 | 24 | 23 | 22 | 22 | 23 | 24 | 28 | 30 | 31 | 32 |
| N83 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N84 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 8 |
| N85 | 15 | 14 | 13 | 13 | 12 | 12 | 13 | 13 | 15 | 17 | 17 | 18 |
| N86 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N88 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N90 | 42 | 39 | 37 | 36 | 34 | 34 | 36 | 38 | 43 | 47 | 48 | 49 |
| N91 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N92 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 12 |
| N93 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 8 |
| N94 | 16 | 15 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 14 | 16 | 18 | 18 | 19 |
| N95 | 31 | 29 | 27 | 26 | 25 | 25 | 26 | 28 | 32 | 35 | 36 | 36 |
| N96 | 15 | 14 | 13 | 13 | 12 | 12 | 13 | 13 | 15 | 17 | 17 | 18 |
| N97 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 8 | 8 | 9 | 10 | 10 | 11 |
| N98 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 |
| N99 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N100 | 18 | 17 | 16 | 15 | 15 | 15 | 15 | 16 | 18 | 20 | 21 | 21 |
| N101 | 15 | 14 | 13 | 13 | 12 | 12 | 13 | 13 | 15 | 17 | 17 | 18 |
| N102 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N103 | 16 | 15 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 14 | 16 | 18 | 18 | 19 |

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| N104 | 25 | 23 | 22 | 21 | 21 | 21 | 21 | 22 | 26 | 28 | 29 | 29 |
| N105 | 26 | 24 | 23 | 22 | 21 | 21 | 22 | 23 | 27 | 29 | 30 | 30 |
| N106 | 16 | 15 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 14 | 16 | 18 | 18 | 19 |
| N107 | 12 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 14 | 14 | 14 |
| N108 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| N109 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N110 | 30 | 28 | 26 | 25 | 25 | 25 | 25 | 27 | 31 | 34 | 35 | 35 |
| N112 | 13 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 15 | 15 | 15 |
| N113 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N114 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| N115 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 8 |
| N116 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N117 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 |
| N118 | 15 | 14 | 13 | 13 | 12 | 12 | 13 | 13 | 15 | 17 | 17 | 18 |

Tabla D.23: Demanda horaria de Potencia Reactiva (MVA_r) en los nudos del sistema IEEE de 118 nudos (2/2)

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| N1 | 31 | 30 | 30 | 30 | 32 | 35 | 34 | 34 | 33 | 32 | 30 | 28 |
| N2 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 10 | 9 |
| N3 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N4 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 |
| N6 | 25 | 25 | 25 | 25 | 26 | 28 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 | 23 |
| N7 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| N8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N11 | 27 | 26 | 26 | 26 | 27 | 29 | 29 | 29 | 28 | 27 | 26 | 24 |
| N12 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N13 | 18 | 18 | 18 | 18 | 19 | 21 | 20 | 20 | 19 | 19 | 18 | 17 |
| N14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| N15 | 35 | 34 | 33 | 33 | 35 | 38 | 38 | 37 | 36 | 35 | 33 | 31 |
| N16 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N17 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N18 | 39 | 38 | 38 | 38 | 40 | 44 | 43 | 42 | 41 | 40 | 38 | 35 |
| N19 | 29 | 28 | 28 | 28 | 29 | 32 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 26 |
| N20 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N21 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 |
| N22 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 |
| N23 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N27 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 17 | 17 | 16 | 16 | 15 | 15 | 14 |
| N28 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 |
| N29 | 5 | 5 | 4 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| N31 | 31 | 30 | 30 | 30 | 32 | 35 | 34 | 34 | 33 | 32 | 30 | 28 |
| N32 | 27 | 26 | 26 | 26 | 27 | 29 | 29 | 29 | 28 | 27 | 26 | 24 |
| N33 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 10 | 9 |
| N34 | 30 | 29 | 29 | 29 | 30 | 33 | 33 | 32 | 31 | 31 | 29 | 27 |
| N35 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 10 | 9 |
| N36 | 20 | 19 | 19 | 19 | 20 | 22 | 22 | 21 | 20 | 20 | 19 | 18 |
| N39 | 13 | 12 | 12 | 12 | 13 | 14 | 14 | 14 | 13 | 13 | 12 | 11 |
| N40 | 27 | 26 | 26 | 26 | 27 | 29 | 29 | 29 | 28 | 27 | 26 | 24 |
| N41 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N42 | 27 | 26 | 26 | 26 | 27 | 29 | 29 | 29 | 28 | 27 | 26 | 24 |
| N43 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 |
| N44 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 |
| N45 | 25 | 25 | 25 | 25 | 26 | 28 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 | 23 |
| N46 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N48 | 13 | 12 | 12 | 12 | 13 | 14 | 14 | 14 | 13 | 13 | 12 | 11 |
| N49 | 35 | 34 | 33 | 33 | 35 | 38 | 38 | 37 | 36 | 35 | 33 | 31 |

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| N50 | 5 | 5 | 4 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| N51 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 |
| N52 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 |
| N53 | 13 | 12 | 12 | 12 | 13 | 14 | 14 | 14 | 13 | 13 | 12 | 11 |
| N54 | 37 | 36 | 36 | 36 | 37 | 41 | 41 | 40 | 39 | 38 | 36 | 33 |
| N55 | 25 | 25 | 25 | 25 | 26 | 28 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 | 23 |
| N56 | 21 | 20 | 20 | 20 | 21 | 23 | 23 | 22 | 22 | 21 | 20 | 19 |
| N57 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N58 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N59 | 130 | 127 | 126 | 126 | 132 | 145 | 143 | 141 | 136 | 133 | 126 | 117 |
| N60 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N62 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 18 | 18 | 17 | 17 | 17 | 16 | 15 |
| N66 | 21 | 20 | 20 | 20 | 21 | 23 | 23 | 22 | 22 | 21 | 20 | 19 |
| N67 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 |
| N70 | 23 | 23 | 22 | 22 | 23 | 26 | 25 | 25 | 24 | 24 | 22 | 21 |
| N71 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N72 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N74 | 31 | 30 | 30 | 30 | 32 | 35 | 34 | 34 | 33 | 32 | 30 | 28 |
| N75 | 13 | 12 | 12 | 12 | 13 | 14 | 14 | 14 | 13 | 13 | 12 | 11 |
| N76 | 42 | 41 | 40 | 40 | 42 | 46 | 46 | 45 | 43 | 42 | 40 | 37 |
| N77 | 32 | 32 | 31 | 31 | 33 | 36 | 36 | 35 | 34 | 33 | 31 | 29 |
| N78 | 30 | 29 | 29 | 29 | 30 | 33 | 33 | 32 | 31 | 31 | 29 | 27 |
| N79 | 37 | 36 | 36 | 36 | 37 | 41 | 41 | 40 | 39 | 38 | 36 | 33 |
| N80 | 30 | 29 | 29 | 29 | 30 | 33 | 33 | 32 | 31 | 31 | 29 | 27 |
| N82 | 31 | 30 | 30 | 30 | 32 | 35 | 34 | 34 | 33 | 32 | 30 | 28 |
| N83 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N84 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 |
| N85 | 17 | 17 | 17 | 17 | 18 | 19 | 19 | 19 | 18 | 18 | 17 | 16 |
| N86 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N88 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N90 | 48 | 47 | 47 | 47 | 49 | 54 | 53 | 52 | 51 | 50 | 47 | 44 |
| N91 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N92 | 12 | 11 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 10 |
| N93 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 |
| N94 | 18 | 18 | 18 | 18 | 19 | 21 | 20 | 20 | 19 | 19 | 18 | 17 |
| N95 | 36 | 35 | 35 | 35 | 36 | 40 | 39 | 39 | 37 | 37 | 35 | 32 |
| N96 | 17 | 17 | 17 | 17 | 18 | 19 | 19 | 19 | 18 | 18 | 17 | 16 |
| N97 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 10 | 9 |
| N98 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 |
| N99 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N100 | 21 | 20 | 20 | 20 | 21 | 23 | 23 | 22 | 22 | 21 | 20 | 19 |
| N101 | 17 | 17 | 17 | 17 | 18 | 19 | 19 | 19 | 18 | 18 | 17 | 16 |
| N102 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N103 | 18 | 18 | 18 | 18 | 19 | 21 | 20 | 20 | 19 | 19 | 18 | 17 |

| Nudo | Periodo(h) | | | | | | | | | | | |
|------|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| N104 | 29 | 28 | 28 | 28 | 29 | 32 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 26 |
| N105 | 30 | 29 | 29 | 29 | 30 | 33 | 33 | 32 | 31 | 31 | 29 | 27 |
| N106 | 18 | 18 | 18 | 18 | 19 | 21 | 20 | 20 | 19 | 19 | 18 | 17 |
| N107 | 14 | 14 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 |
| N108 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| N109 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N110 | 35 | 34 | 33 | 33 | 35 | 38 | 38 | 37 | 36 | 35 | 33 | 31 |
| N112 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 17 | 17 | 16 | 16 | 15 | 15 | 14 |
| N113 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N114 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| N115 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 |
| N116 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N117 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 |
| N118 | 17 | 17 | 17 | 17 | 18 | 19 | 19 | 19 | 18 | 18 | 17 | 16 |

Tabla D.24: Características de las unidades de generación del sistema IEEE de 118 nudos

| Nudo | Unidad | P_i^{min} (pu) | P_i^{max} (pu) | Q_i^{min} (pu) | Q_i^{max} (pu) | V_{s_n} (pu) |
|------|--------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|
| N1 | G1 | 0,2 | 1,00 | -0,05 | 0,15 | 0,955 |
| N4 | G2 | 0,2 | 1,00 | -3,00 | 3,00 | 0,998 |
| N6 | G3 | 0,2 | 1,00 | -0,13 | 0,50 | 0,990 |
| N8 | G4 | 0,2 | 1,00 | -3,00 | 3,00 | 1,015 |
| N10 | G5 | 1,1 | 5,50 | -1,47 | 2,00 | 1,050 |
| N12 | G6 | 0,2 | 1,85 | -0,35 | 1,20 | 0,990 |
| N15 | G7 | 0,2 | 1,00 | -0,10 | 0,30 | 0,970 |
| N18 | G8 | 0,2 | 1,00 | -0,16 | 0,50 | 0,973 |
| N19 | G9 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,24 | 0,962 |
| N24 | G10 | 0,2 | 1,00 | -3,00 | 3,00 | 0,992 |
| N25 | G11 | 0,64 | 3,20 | -0,47 | 1,40 | 1,050 |
| N26 | G12 | 0,828 | 4,14 | -10,0 | 10,0 | 1,015 |
| N27 | G13 | 0,2 | 1,00 | -3,00 | 3,00 | 0,968 |
| N31 | G14 | 0,214 | 1,07 | -3,00 | 3,00 | 0,967 |
| N32 | G15 | 0,2 | 1,00 | -0,14 | 0,42 | 0,963 |
| N34 | G16 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,24 | 0,984 |
| N36 | G17 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,24 | 0,980 |
| N40 | G18 | 0,2 | 1,00 | -3,00 | 3,00 | 0,970 |
| N42 | G19 | 0,2 | 1,00 | -3,00 | 3,00 | 0,985 |
| N46 | G20 | 0,238 | 1,19 | -1,00 | 1,00 | 1,005 |
| N49 | G21 | 0,608 | 3,04 | -0,85 | 2,10 | 1,025 |
| N54 | G22 | 0,296 | 1,48 | -3,00 | 3,00 | 0,955 |
| N55 | G23 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,23 | 0,952 |
| N56 | G24 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,15 | 0,954 |
| N59 | G25 | 0,51 | 2,55 | -0,60 | 1,80 | 0,985 |
| N61 | G26 | 0,52 | 2,60 | -1,00 | 3,00 | 0,995 |
| N62 | G27 | 0,2 | 1,00 | -0,20 | 0,20 | 0,998 |
| N65 | G28 | 0,982 | 4,91 | -0,67 | 2,00 | 1,005 |
| N66 | G29 | 0,984 | 4,92 | -0,67 | 2,00 | 1,050 |
| N69 | G30 | 1,6104 | 8,052 | -3,00 | 3,00 | 1,035 |
| N70 | G31 | 0,2 | 1,00 | -0,10 | 0,32 | 0,984 |
| N72 | G32 | 0,2 | 1,00 | -1,00 | 1,00 | 0,980 |
| N73 | G33 | 0,2 | 1,00 | -1,00 | 1,00 | 0,991 |
| N74 | G34 | 0,2 | 1,00 | -0,06 | 0,09 | 0,958 |
| N76 | G35 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,23 | 0,943 |
| N77 | G36 | 0,2 | 1,00 | -0,20 | 0,70 | 1,006 |
| N80 | G37 | 1,154 | 5,77 | -1,65 | 2,80 | 1,040 |
| N85 | G38 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,23 | 0,985 |
| N87 | G39 | 0,208 | 1,04 | -1,00 | 10,0 | 1,015 |
| N89 | G40 | 1,414 | 7,07 | -2,10 | 3,00 | 1,005 |
| N90 | G41 | 0,2 | 1,00 | -3,00 | 3,00 | 0,985 |
| N91 | G42 | 0,2 | 1,00 | -1,00 | 1,00 | 0,980 |
| N92 | G43 | 0,2 | 1,00 | -0,03 | 0,09 | 0,990 |

| Nudo | Unidad | P_i^{min} (pu) | P_i^{max} (pu) | Q_i^{min} (pu) | Q_i^{max} (pu) | V_{Sn} (pu) |
|------|--------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|------------------|
| N99 | G44 | 0,2 | 1,00 | -1,00 | 1,00 | 1,010 |
| N100 | G45 | 0,704 | 3,52 | -0,50 | 1,55 | 1,017 |
| N103 | G46 | 0,28 | 1,40 | -0,15 | 0,40 | 1,010 |
| N104 | G47 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,23 | 0,971 |
| N105 | G48 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,23 | 0,965 |
| N107 | G49 | 0,2 | 1,00 | -2,00 | 2,00 | 0,952 |
| N110 | G50 | 0,2 | 1,00 | -0,08 | 0,23 | 0,973 |
| N111 | G51 | 0,272 | 1,36 | -1,00 | 10,0 | 0,980 |
| N112 | G52 | 0,2 | 1,00 | -1,00 | 10,0 | 0,975 |
| N113 | G53 | 0,2 | 1,00 | -1,00 | 2,00 | 0,993 |
| N116 | G54 | 0,2 | 1,00 | -10,0 | 10,0 | 1,005 |

Tabla D.25: Ofertas precio-energía de los generadores del sistema IEEE de 118 nudos

| Unidad (i) | Precio(€/MWh) | | | | | Energía(puMWh) | | | | |
|---------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | $p_{t,i,1}^\bullet$ | $p_{t,i,2}^\bullet$ | $p_{t,i,3}^\bullet$ | $p_{t,i,4}^\bullet$ | $p_{t,i,5}^\bullet$ | $P_{t,i,1}^{max}$ | $P_{t,i,2}^{max}$ | $P_{t,i,3}^{max}$ | $P_{t,i,4}^{max}$ | $P_{t,i,5}^{max}$ |
| G1 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G2 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G3 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G4 | 2,3 | 2,6 | 3,0 | 3,2 | 4,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G5 | 2,2 | 2,5 | 2,8 | 3,1 | 4,2 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| G6 | 2,3 | 2,6 | 3,0 | 3,2 | 4,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G7 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G8 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G9 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G10 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G11 | 2,2 | 2,6 | 2,9 | 3,4 | 4,2 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 |
| G12 | 2,6 | 3,0 | 3,5 | 4,1 | 5,2 | 0,828 | 0,828 | 0,828 | 0,828 | 0,828 |
| G13 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G14 | 3,88 | 5,98 | 6,08 | 6,18 | 6,28 | 0,214 | 0,214 | 0,214 | 0,214 | 0,214 |
| G15 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G16 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G17 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G18 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G19 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G20 | 3,45 | 4,05 | 4,65 | 5,05 | 5,85 | 0,238 | 0,238 | 0,238 | 0,238 | 0,238 |
| G21 | 1,47 | 1,57 | 2,67 | 3,77 | 4,27 | 0,608 | 0,608 | 0,608 | 0,608 | 0,608 |
| G22 | 2,72 | 3,52 | 3,92 | 5,02 | 5,12 | 0,296 | 0,296 | 0,296 | 0,296 | 0,296 |
| G23 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G24 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G25 | 1,51 | 2,71 | 3,51 | 4,01 | 5,01 | 0,51 | 0,51 | 0,51 | 0,51 | 0,51 |
| G26 | 1,51 | 2,71 | 3,51 | 4,01 | 5,01 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 |
| G27 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G28 | 0,25 | 1,35 | 2,45 | 3,55 | 4,65 | 0,982 | 0,982 | 0,982 | 0,982 | 0,982 |
| G29 | 0,25 | 1,35 | 2,45 | 3,55 | 4,65 | 0,984 | 0,984 | 0,984 | 0,984 | 0,984 |
| G30 | 1,19 | 2,29 | 3,39 | 4,49 | 5,59 | 16,104 | 16,104 | 16,104 | 16,104 | 16,104 |
| G31 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G32 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G33 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G34 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G35 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G36 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G37 | 1,21 | 1,81 | 2,41 | 3,01 | 3,91 | 1,154 | 1,154 | 1,154 | 1,154 | 1,154 |
| G38 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G39 | 3,88 | 5,98 | 6,08 | 6,18 | 6,28 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 |
| G40 | 1,21 | 1,81 | 2,41 | 3,01 | 3,91 | 1,414 | 1,414 | 1,414 | 1,414 | 1,414 |
| G41 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G42 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |

| Unidad (i) | Precio(€/MWh) | | | | | Energía(puMWh) | | | | |
|---------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | $P_{t,i,1}$ | $P_{t,i,2}$ | $P_{t,i,3}$ | $P_{t,i,4}$ | $P_{t,i,5}$ | $P_{t,i,1}^{max}$ | $P_{t,i,2}^{max}$ | $P_{t,i,3}^{max}$ | $P_{t,i,4}^{max}$ | $P_{t,i,5}^{max}$ |
| G43 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G44 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G45 | 1,38 | 1,48 | 2,58 | 3,68 | 4,78 | 0,704 | 0,704 | 0,704 | 0,704 | 0,704 |
| G46 | 3,00 | 4,10 | 5,20 | 6,30 | 7,40 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| G47 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G48 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G49 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G50 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G51 | 3,17 | 4,27 | 5,37 | 5,47 | 5,57 | 0,272 | 0,272 | 0,272 | 0,272 | 0,272 |
| G52 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G53 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| G54 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |

Bibliografía

Bibliografía

- [1] IEEE 118-bus System. Disponible en <http://www.edu.es>.
- [2] BOE 197. P.O.-1.1 “Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico”. Disponible en <http://www.ree.es>, Julio 1998.
- [3] BOE 197. P.O.-3.2 “Solución de restricciones técnicas”. Disponible en <http://www.ree.es>, Julio 1998.
- [4] BOE 197. Procedimientos de operación del sistema. Disponible en <http://www.ree.es>, Julio 1998.
- [5] Task Force 38.04.01. Unit commitment. *CIGRÉ*, Agosto 1998.
- [6] ARKI Consulting and Development, DK-2880 Bagsvaerd, Denmark. *GAMS-The Solver Manuals. GAMS/CONOPT*, 2001.
- [7] J. I. Pérez Arriaga. Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica. *CNSE*, Mayo 1998.
- [8] R. Baldick. “The Generalized Unit Commitment Problem”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10(1): pp. 465–475, Febrero 1995.
- [9] J. F. Bard. “Short-term Scheduling of Thermal-Electric Generators Using Lagrangian Relaxation”. *Operations Research*, Vol. 36(5): pp. 756–766, Septiembre/Octubre 1988.
- [10] J. F. Benders. “Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems”. *Numerische Mathematik*, Vol. 4: pp. 238–252, 1962.
- [11] D. P. Bertsekas. *Nonlinear Programming*. Athena Scientific, 1995.
- [12] BOE. Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del sector eléctrico. Disponible en <http://www.omel.es>, Noviembre 1997.
- [13] BOE. Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica. Disponible en <http://www.omel.es>, Abril 2001.
- [14] J. Bola. *Solución de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica*. Proyecto Fin de Carrera. Febrero 2004.
- [15] V. Brandwajn. “Efficient Bounding Method for Linear Contingency Analisis”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3(1): pp. 38–43, Febrero 1988.

- [16] CAMMESA. “Argentina Power Sector”. 2000.
- [17] G. Cohen. “Auxiliary Problem Principle and Decomposition of Optimization Problems”. *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 32(3): pp. 277–305, Noviembre 1980.
- [18] N. Alguacil Conde. *Modelo multiperíodo de explotación generación-red de un sistema hidrotérmico de producción de energía eléctrica mediante técnicas anidadas de descomposición*. Tesis Doctoral. Ciudad Real, Enero 2001.
- [19] V. Meneu, R. de Benito, M^a. D. Furió y J. M. Palanca. El Mercado Eléctrico en Escandinavia, Estados Unidos y Reino Unido. *Fundación Generalitat Valenciana*, Vol. Iberdrola.
- [20] Red Eléctrica de España. Operación del sistema eléctrico. informe 1999. *REE*, 2000.
- [21] R. A. Drom. Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C. *FERC*, Abril 2002.
- [22] T. E. DyLiacco. “Real-Time Computer Control of Power Systems”. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 80(2): pp. 884–891, Julio 1974.
- [23] EEX. EEX Spot Market Concept. *EEX*, Enero 2004.
- [24] ETSO. Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission. *ETSO*, Noviembre 1999.
- [25] ETSO. Co-ordinated use of power exchanges for congestion management. *ETSO*, Abril 2001.
- [26] Parlamento Europeo. Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Disponible en http://www.mercaelectrico.comel.es/es/pdfs/Directiva_MIE.pdf, Diciembre 1996.
- [27] The Nordic Power Exchange. The Nordic power market. Electricity power exchange across National borders. *NordPool*, Enero 2003.
- [28] The Nordic Power Exchange. The Nordic power market. The world’s first international spot power exchange. *NordPool*, Enero 2003.
- [29] GAMS Development Corporation, Washington, DC 20007, USA. *GAMS-The Solver Manuals. GAMS/DICOPT*.
- [30] GAMS Development Corporation, Washington, DC 20007, USA. *GAMS-The Solver Manuals. GAMS/Cplex 7.0 User Notes*, Enero 2001.
- [31] GAMS Development Corporation, Washington, DC 20007, USA. *GAMS-The Solver Manuals. GAMS/SBB User Notes*, 2001.
- [32] A. M. Geoffrion. “Elements of Large-Scale Mathematical Programming, Part I: Concepts”. *Operations Research*, Vol. 16(11): pp. 652–675, 1970.

- [33] A. M. Geoffrion. "Generalized Benders Decomposition". *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 10(4): pp. 237–260, 1972.
- [34] W. W. Hogan. Electric Power Spot Pricing in a Network: DC versus AC Price Models. Tours (Francia), Mayo 1992. IAEE: 15th Annual International Conference.
- [35] J. P. Kimmins. The ethics of energy: a framework for action. *UNESCO: Management of Social Transformations (MOST) Programme*, 1996.
- [36] Svenska Kraftnät. The Swedish electricity market and the role of Svenska Kraftnät. *Svenska Kraftnät*, Noviembre 2001.
- [37] Prahda Kundur. *Power System Stability and Control*. Mc Graw-Hill, EEUU edition, 1994.
- [38] E. Lobato Miguélez. *Gestión centralizada de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica. Aplicación al caso español*. Tesis Doctoral. Madrid, 2002.
- [39] NERC. Availability transfer capability. Definitions and determination. *North American Electric Reliability Council (NERC)*, Junio 1996.
- [40] NETA. England and Wales new electricity arrangements (NETA) documents: 'Review of electricity trading arrangements. Framework document'. *NETA*, Noviembre 1998.
- [41] ONU. UNDP: United Nations Development Programme. *ONU*, Diciembre 1997.
- [42] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. "IEEE Reliability Test System". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98(6): pp. 2047–2054, Nov/Dic 1979.
- [43] T. Gómez San Román. *Localización y dimensionamiento de nuevos elementos de compensación de potencia reactiva en redes eléctricas de transporte atendiendo a consideraciones de carácter técnico y económico: costes de instalación y explotación, y criterios de seguridad*. Tesis Doctoral. Madrid, Julio 1989.
- [44] J. J. Shaw. "A Direct Method for Security-constrained Unit Commitment". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10(3): pp. 1329–1339, Agosto 1995.
- [45] IEEE Power Engineering Society. *IEEE Tutorial Course "Optimal Power Flow: Solution Techniques, Requirements and Challenges"*. IEEE Power Engineering Society, 96 tp 111-0 edition, 1996.
- [46] W. Lebow, R. Mehra, R. Nadira, R. Rouhani y P. Usoro. A hierarchical approach to reactive volt-ampere (var) source expansion. In *IEEE/PES Winter Meeting*, pp. 85WM 050-0. Nueva York, EEUU, 1985.
- [47] R. Nadira, W. Lebow y P. Usoro. "A Decomposition Approach to Preventive Planning of Reactive Volt-Ampere (Var) Source Expansion". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-2(1), Febrero 1987.
- [48] G. L. Nemhauser y L. A. Wolsey. *Integer and Combinatorial Optimization*. John Wiley & Sons, Inc., 1988.

- [49] F. Noonan y R. J. Giglio. "Planning Electric Power Generation: a Nonlinear Mixed Integer Model Employing Benders Decomposition". *Management Science*, Vol. 23: pp. 946–956, 1977.
- [50] R. Rouhani, L. Lasdon, W. Lebow y A. D. Waren. "A Generalized Benders Decomposition Approach to Reactive Source Planning in Power Systems". *Mathematical Programming*, Vol. 25: pp. 62–75, 1985.
- [51] J. M. Arroyo y A. J. Conejo. "Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15(3): pp. 1098–1104, Agosto 2000.
- [52] N. Alguacil y A. J. Conejo. "Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15(1): pp. 196–201, Febrero 2000.
- [53] R. Romero y A. Monticelli. "A Hierarchical Decomposition Approach for Transmission Expansion Planning". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9(1): pp. 373–380, Febrero 1994.
- [54] S. Granville, M. V. F. Pereira y A. Monticelli. "An Integrated Methodology for Var Sources Planning". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3(2), Mayo 1988.
- [55] J. Batut y A. Renaud. "Daily Generation Scheduling Optimization with Transmission Constraints: A New Class of Algorithms". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7(3): pp. 982–987, Agosto 1992.
- [56] G. C. Ejebe y B. F. Wolleberg. "Automatic Contingency Selection". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 98: pp. 92–104, Enero/Febrero 1979.
- [57] G. C. Ejebe, H. P. Van Meeteren y B. F. Wolleberg. "Fast Contingency Screening and Evaluation for Voltage Security Analysis". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3(4): pp. 1582–1590, Noviembre 1988.
- [58] Allen J. Wood y Bruce F. Wollenberg. *Power Generation, Operation and Control*. John Wiley & Sons, Inc., 2ª edición, 1996.
- [59] Y. Hsu, C. Su, C. Liang, C. Lin y C. Huang. "Dynamic Security Constrained Multi-area Unit Commitment". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6(3): pp. 1049–1055, Agosto 1991.
- [60] M. C. Caramanis, R. E. Bohn y F. C. Schweppe. "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101(9): pp. 3234–3245, Septiembre 1982.
- [61] A. P. Sakis Meliopoulos, C. S. Cheng y F. Chia. "Performance Evaluation of Static Security Analysis Methods". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9(3): pp. 1441–1449, Agosto 1994.
- [62] M. Huneault y F. D. Galiana. "A Survey of the Optimal Power Flow Literature". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6(2): pp. 762–770, Mayo 1991.

- [63] S. J. Wang, S. M. Shahidehpour, D. S. Kirschen, S. Mokhtari y G. D. Irisarri. "Short-term Generation Scheduling with Transmission and Environmental Constraints Using an Augmented Lagrangian Relaxation". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10(3): pp. 1294–1301, Agosto 1995.
- [64] G. B. Sheble y G. N. Fahd. "Unit Commitment Literature Synopsis". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9(1): pp. 128–135, Febrero 1994.
- [65] Sally Hunt y Graham Shuttleworth. *Competition and Choice in Electricity*. John Wiley & Sons, 1996.
- [66] J. Martínez, J. Usaola y J. L. Fernández. Optimal Day-ahead Security-constrained Real Power Scheduling by Benders Decomposition. *Med Power 2002 Conference*, Noviembre 2002.
- [67] J. Lumbreras, J. L. Fernández, T. Gómez, V. M. Parra y J. L. Sastre, editor. *Reactive Power Expansion Planning Constrained with Postcontingency Preventive and Corrective Dispatch: a New Decomposition Approach*. IASTED Power High Tech'89, 1989.
- [68] J. Yellen, T. M. Al-Khamis, S. Vemuri y L. Lemonidis. "A Decomposition Approach to Unit Maintenance Scheduling". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7(2): pp. 726–733, Mayo 1992.
- [69] V. Brandwajn y M. G. Lauby. "Complete Bounding Method for AC Contingency Screening". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-4: pp. 724–729, Mayo 1989.
- [70] S. O. Orero y M. R. Irving. "Large Scale Unit Commitment Using a Hybrid Genetic Algorithm". *Electric Power and Energy Systems*, Vol. 19(1): pp. 45–55, 1997.
- [71] Y-Y. Hong y M-T. Weng. "Optimal Short-term Real Power Scheduling in a Deregulated Competitive Market". *Electric Power Systems Research*, Vol. 54: pp. 181–188, 2000.
- [72] S. Binato, S. Granville y M. V. F. Pereira. "A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16(2): pp. 235–240, Mayo 2001.
- [73] P. E. Gill, W. Murray y M. W. Wright. *Practical Optimization*. Academic Press, Inc., 24/28 Oval Road, London NW1 7DX, 1981.
- [74] B. Stott y O. Alsac. "Fast Decoupled Power Flow". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-93(3): pp. 859–869, Mayo/Junio 1974.
- [75] J. Zaborszky, F. W. Whang y Prasad. "Fast Contingency Evaluation using Concentric Relaxation". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99(1): pp. 28–36, Enero/Febrero 1980.
- [76] F. N. Lee y Q. Feng. "Multi-area Unit Commitment". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7(2): pp. 591–599, Mayo 1992.

- [77] F. N. Lee, J. Huang y R. Adapa. “Multi-area Unit Commitment Via Sequential Method and a DC Power Flow Network Model”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9(1): pp. 279–287, Febrero 1994.
- [78] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary y R. Adapa. “A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993. Part I: Nonlinear and Quadratic Programming Approaches”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14(1): pp. 96–104, Febrero 1999.
- [79] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary y R. Adapa. “A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993. Part II: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14(1): pp. 96–104, Febrero 1999.
- [80] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors y R. E. Bohn. *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers, Boston (EEUU) edition, 1988.
- [81] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, R. Raman y R. E. Rosenthal. *Release 2.50 GAMS. A User’s Guide*. GAMS Development Corporation, Washington, DC 20007, USA, Diciembre 1998.
- [82] C. E. Murillo-Sánchez y R. J. Thomas. *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*. Capítulo 5, pp. 75-92. Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [83] T. L. Magnanti y R. T. Wong. “Accelerating Benders Decomposition: Algorithmic Enhancement and Model Selection Criteria”. *Operations Research*, Vol. 29(3): pp. 464–484, Mayo-Junio 1981.
- [84] H. Ma y S. M. Shahidehpour. “Unit Commitment with Voltage Constraints”. *International Journal of Energy Research*, Vol. 21: pp. 1385–1398, 1997.
- [85] H. Ma y S. M. Shahidehpour. “Transmission-constrained Unit Commitment Based on Benders Decomposition”. *Electric Power and Energy Systems*, Vol. 20(4): pp. 287–294, 1998.
- [86] H. Ma y S. M. Shahidehpour. “Unit Commitment with Transmission Security and Voltage Constraints”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14(2): pp. 757–764, Mayo 1999.
- [87] H. Y. Yamin y S. M. Shahidehpour. “Congestion Management Coordination in the Deregulated Power Market”. *Electric Power Systems Research*, Vol. 65: pp. 119–127, 2003.
- [88] H. Y. Yamin, K. Al-Tallaq y S. M. Shahidehpour. “New Approach for Dynamic Optimal Power Flow Using Benders Decomposition in a Deregulated Power Market”. *Electric Power Systems Research*, Vol. 65: pp. 101–107, 2003.
- [89] K. H. Abdul-Rahman, S. M. Shahidehpour, M. Aganagic y S. Mokhtari. “A Practical Resource Scheduling with OPF Constraints”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11(1): pp. 254–259, Febrero 1996.

- [90] S. Ruzic y N. Rajakovic. “A New Approach for Solving Extended Unit Commitment Problem”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6(1): pp. 269–275, Febrero 1991.
- [91] Q. Xia, Y.H. Song, B. Zhang, C. Kang y N. Xiang. “Effective Decomposition and Coordination Algorithms for Unit Commitment and Economic Dispatch with Security Constraints”. *Electric Power Systems Research*, (53): pp. 39–45, 2000.
- [92] J. L. Martínez Ramos y V. H. Quintana. *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. Capítulo 7, pp. 310–388. Mc Graw Hill, 2002.
- [93] T. Gómez, J. I. Pérez-Arriaga, J. Lumbreras y V. M. Parra. “A Security-Constrained Decomposition Approach to Optimal Reactive Power Planning”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6(3): pp. 1069–1076, Agosto 1991.
- [94] A. Ramos, L. Muñoz, F. Martínez-Córcoles y V. Martín-Corrochano. A medium term bulk production cost model based on decomposition techniques. In *IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference*, pp. 110-116. Estocolmo, Suecia, 18-22 Junio 1995.
- [95] X. Guan, R. Baldick y W. H. Edwin Liu. Integrating power system scheduling and optimal power flow. In *12th Power Systems Computation Conference*, pp. 717-723, Agosto 1996.