

**HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS PARA ESTUDIAR Y SIMULAR
DESPACHOS ECONÓMICOS CON DIVERSAS FUENTES DE GENERACIÓN**

SEBASTIÁN MORALES GÓMEZ
smorales@colombiaelectrica.com

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MEDELLÍN - COLOMBIA
2013

**HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS PARA ESTUDIAR Y SIMULAR
DESPACHOS ECONÓMICOS CON DIVERSAS FUENTES DE GENERACIÓN**

SEBASTIÁN MORALES GÓMEZ
smorales@colombiaelectrica.com

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

HUGO ALBERTO CARDONA RESTREPO
hugo.cardona@upb.edu.co

Ingeniero Electricista, MSc

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MEDELLÍN – COLOMBIA
2013**

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Medellín, octubre de 2013

“Hay bajo el sol un momento para todo,
y un tiempo para hacer cada cosa:
Tiempo para nacer, y tiempo para morir;
tiempo para plantar, y tiempo para arrancar lo plantado;
tiempo para matar y tiempo para curar;
tiempo para demoler y tiempo para edificar;
tiempo para llorar y tiempo para reír;
tiempo para gemir y tiempo para bailar;
tiempo para lanzar piedras y tiempo para recogerlas;
tiempo para los abrazos y tiempo para abstenerse de ellos;
tiempo para buscar y tiempo para perder;
tiempo para conservar y tiempo para tirar fuera;
tiempo para rasgar y tiempo para coser;
tiempo para callarse y tiempo para hablar;
tiempo para amar y tiempo para odiar;
tiempo para la guerra y tiempo para la paz.
Al final ¿qué provecho saca uno de sus afanes?”

Eclesiastés 3, 1-9

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos al MSc. Hugo Alberto Cardona Restrepo, por haber entregado su total confianza y conocimiento como director en este proyecto, el cual permitió que se pudiera lograr un producto innovador, con alto valor agregado, que permitirá enriquecer el conocimiento de no sólo los estudiantes e investigadores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, sino también de la Escuela de Ingeniería, además de toda la comunidad científica, académica y empresarial que gira alrededor de los procesos que se desarrollan en la Universidad.

Al Ph.D. Idi Amín Isaac Millán, quien desde la coordinación del Semillero de Investigación Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, permitió que ejecutara exitosamente mis proyectos de investigación, brindándome la oportunidad de entender que siempre es posible lograr todo lo que deseas, además de instruirme bases importantes para ejecutar proyectos de investigación.

Al Ph.D. Andrés Emiro Díez Restrepo, quien desde su rol como docente de Máquinas Eléctricas, investigador y amigo, me apoyó exitosamente en el desarrollo y ejecución de mis proyectos de investigación.

Al Ph.D. Jorge Wilson González Sánchez, maestro de los sistemas de potencia, quien implícitamente me enseñó que el camino al conocimiento está en la humildad, la base de un crecimiento personal sostenible.

Al Esp. Emiro Díez Saldarriaga y al Ing. Hernán Valencia Gallón, los maestros de todos. Sin ellos, no seríamos lo que somos hoy.

A la Ing. Ana Escudero y al Ing. Carlos Andrés Pérez, docentes de termodinámica y mecánica de fluidos, respectivamente, quienes me ayudaron a entender la naturaleza mecánica de las centrales térmicas e hidráulicas, respectivamente.

Al Esp. Álvaro Castro, por sus excelentes lecciones académicas sobre Mercados Eléctricos.

Al Ing. Óscar Cardona, a la Lic. Claudia Cardozo, al Ing. Álvaro Ospina, al Ph.D. Johnson Garzón Reyes, al Ing. Iván Mora, a la Ph.D. Marisol Osorio y al Ing. Luis Fernando Montoya, los maestros más recordados que me instruyeron en las ciencias duras y aplicadas.

A mis amigas de estudio, respetadas Representantes Estudiantiles de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, y próximas Ingenieras: Manuela Gómez y Melissa Rodríguez, quienes fueron de gran apoyo en todos los momentos que estuve ejecutando mis investigaciones; a mi amigo y futuro Ingeniero Alejandro León, quien sin dudar lo ha compartido conmigo sus magníficas experiencias y creaciones para lograr un bien común que nos haga mejores; y a mi amigo y futuro Ingeniero Toshiro Núñez, quien ha sido un gran apoyo intelectual en todas las ideas que hemos creado juntos.

A mis dos grandes amigos de toda la vida: el Maestro en Artes Escénicas Emmanuel González Serna y el Arquitecto Guillermo Andrés Aguirre Madrid, genios que me han inspirado siempre.

El agradecimiento más grande es para María Irene Gómez Montoya, Secretaría Académica de la Escuela de Derecho y Ciencias Políticas de la UPB, y ante todo mi madre, la gran inversionista de este proyecto de vida; a mi padre Freddy Morales García por despertarme desde pequeño el don de la curiosidad; a mi tía Martha Lucía Gómez Montoya que ha entregado toda su vida por mi bienestar; y a mi hermano Juan Manuel Morales Gómez, quien me enseñó que la genialidad es una cuestión de actitud.

El agradecimiento más importante es para Dios, directo responsable de todas las ideas que llegaron a mi mente y que se hicieron realidad a través de mis manos.

Son muchas las personas a las que debo agradecer, para todos infinitas gracias.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	33
1. CONCEPTOS GENERALES SOBRE EL DESPACHO ECONÓMICO EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	35
1.1 CONCEPTOS REGULATORIOS BÁSICOS DEL NEGOCIO	35
1.2 PROSPECTIVA SOBRE LOS IMPACTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	42
1.2.1 DEBILIDADES, OPORTUNIDADES, FORTALEZAS Y AMENAZAS (MATRIZ DOFA) DE LA IMPLEMENTACIÓN DE GD EN COLOMBIA	42
1.2.1.1 Debilidades	42
1.2.1.2 Oportunidades	43
1.2.1.3 Fortalezas	43
1.2.1.4 Amenazas	44
1.2.2 ACCIONES A TOMAR PARA QUE LA IMPLEMENTACIÓN DE GD EN COLOMBIA SEA VIABLE	44
2. DESARROLLO TEÓRICO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 1: APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL EN COLOMBIA	45
2.1 DETERMINACIÓN DE LA FUNCIÓN OBJETIVO QUE REPRESENTA EL COSTO DEL DESPACHO IDEAL Y LA FUNCIÓN DE RESTRICCIÓN ASOCIADA A LA DEMANDA	47
2.2 SOLUCIÓN APROXIMADA AL DESPACHO IDEAL A PARTIR DE LAS FUNCIONES OBJETIVO Y RESTRICCIÓN	48
3. DESARROLLO TEÓRICO DEL APLICATIVO # 2: SIMULADOR DE DESPACHOS ECONÓMICOS CON RECURSOS HIDRÁULICOS, TÉRMICOS, SOLARES Y EÓLICOS	57
3.1 MODELOS MATEMÁTICOS PARA PLANTAS ELÉCTRICAS HIDRÁULICAS, TÉRMICAS Y ALTERNATIVAS (EÓLICAS Y SOLARES)	58
3.1.1 PLANTAS HIDRÁULICAS	58
3.1.1.1 Plantas con embalses	59

3.1.1.1.1 Curva de costos terminales o de continuación	60
3.1.1.1.2 Función de entrada de caudal y salida de potencia	71
3.1.1.2 Plantas filo de agua	76
3.1.2 PLANTAS TÉRMICAS	79
3.1.2.1 Diseño de la función de costos de combustibles para centrales térmicas	83
3.1.3 PLANTAS ALTERNATIVAS (EÓLICAS Y SOLARES)	88
3.2 DESARROLLO DEL DESPACHO ECONÓMICO A PARTIR DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA PLANTAS ELÉCTRICAS HIDRÁULICAS, TÉRMICAS Y ALTERNATIVAS (EÓLICAS Y SOLARES)	92
3.2.1 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS TÉRMICAS	92
3.2.2 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSE	98
3.2.3 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSES Y PLANTAS HIDRÁULICAS FILO DE AGUA	106
3.2.4 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS TÉRMICAS Y PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSES	110
3.2.5 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS TÉRMICAS, PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSES Y PLANTAS HIDRÁULICAS FILO DE AGUA	118
3.2.6 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS TÉRMICAS, PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSES, PLANTAS HIDRÁULICAS FILO DE AGUA Y PLANTAS ALTERNATIVAS (EÓLICAS Y SOLARES)	121
3.3 DETALLES DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA	124
4. CASOS DE ESTUDIO EJECUTADOS EN LAS HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS	127
4.1 CASOS EN LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 1: APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL EN COLOMBIA	127
4.2 CASOS EN LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 2: SIMULADOR DE DESPACHOS ECONÓMICOS CON RECURSOS HIDRÁULICOS, TÉRMICOS, SOLARES Y EÓLICOS	139
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	157

BIBLIOGRAFÍA	159
ANEXO # 1: INDICACIONES PARA LA INSTALACIÓN DEL SOFTWARE EN UN SERVIDOR	163
ANEXO # 2: MANUAL DE USUARIO PARA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 1: APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL EN COLOMBIA	165
ANEXO # 3: MANUAL DE USUARIO PARA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 2: SIMULADOR DE DESPACHOS ECONÓMICOS CON RECURSOS HIDRÁULICOS, TÉRMICOS, SOLARES Y EÓLICOS	183
ANEXO # 4: CÓDIGO FUENTE HERRAMIENTA # 1	205
ANEXO # 5: CÓDIGO FUENTE HERRAMIENTA # 2	215
ANEXO # 6: ARTÍCULO	259

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 2.1. Oferta de generadores en el Mercado Mayorista para el período de las 20:00 a 21:00 horas del día miércoles 22 de mayo de 2013, para el caso del ejemplo 2.1.	54
Tabla 2.2. Distribución de carga (despacho ideal) de cada generador para satisfacer la demanda de 9.604 MWh del día miércoles 22 de mayo de 2013 entre las 20:00 y 21:00 horas.	55
Tabla 3.1. Función de costo de combustibles para varios parámetros de curvatura de la concavidad (η), para el ejemplo 3.8.	85
Tabla 4.1. Oferta de los generadores en la Bolsa de Energía para los 24 períodos del día miércoles 27 de julio de 2013 (Caso 4.1.1).	133
Tabla 4.2. Demanda energética del SIN solicitada en la Bolsa de Energía para los 24 períodos del día miércoles 27 de julio de 2013 (Caso 4.1.1).	133
Tabla 4.3. Distribución de carga optimizada para despachar la demanda de energía del SIN solicitada en la Bolsa de Energía para los 24 períodos del día miércoles 27 de julio de 2013 (Caso 4.1.1).	135
Tabla 4.1. Energía, dada en MWh, que despachó el generador San Carlos en cada uno de los 24 períodos del día miércoles 22 de mayo de 2013, para el caso 4.1.1., donde los documentos de oferta y demanda originales no sufrieron cambios, es decir, Chivor ofertó 850 MWh a 110.000 \$/MWh.	137
Tabla 4.2. Energía, dada en MWh, que despachó el generador San Carlos en cada uno de los 24 períodos del día miércoles 22 de mayo de 2013, para el caso 4.1.2., donde Chivor pasó de ofertar 850 MWh en el caso anterior a 700 MWh a 110.000 \$/MWh.	137
Tabla 4.3. Demanda horaria, dada en MWh, que se tenía programada en el Caso 4.1.1. para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, donde el documento de demanda original no sufrió cambios.	138
Tabla 4.4. Demanda horaria, dada en MWh, que se tiene programada en este caso (4.1.3) para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, es decir, donde el documento de demanda original si sufrió cambios, donde al valor de los períodos 9 al 13 se les restó 150 MWh debido a indisponibilidades en la subestación Cerromatoso.	138

Tabla 4.5. Costo marginal horario, dado en \$/MWh, que resultó del Caso 4.1.1. para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, donde el documento de demanda original no sufrió cambios.	138
Tabla 4.6. Costo marginal horario, dado en \$/MWh, que ha resultado para este caso de estudio (4.1.3), para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, donde el documento de demanda original sufrió cambios entre las 9 y 14 horas de 150 MWh menos para cada período.	138
Tabla 4.7. Parámetros técnicos del parque de generación térmico del caso 4.2.1.	139
Tabla 4.8. Ecuaciones de las curvas de costo de combustible de cada una de las plantas térmicas del caso 4.2.1, resultantes de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.10.	139
Tabla 4.9. Comportamiento de la demanda en un caso de 24 períodos horarios, dado en MWh (Caso 4.2.1).	140
Tabla 4.10. Demanda con la que se inicia la simulación, a las 1:00 horas (Caso 4.2.1).	141
Tabla 4.11. Escenarios climatológicos y económicos iniciales de la simulación para las 1:00 horas (Caso 4.2.1).	141
Tabla 4.12. Volatilidad de los escenarios climatológicos y económicos para toda la simulación (Caso 4.2.1).	141
Tabla 4.13. Número de horas que se aplicarán para el estudio de cada período. Se puede observar que cada período será de una hora (Caso 4.2.1).	141
Tabla 4.14. Despacho de potencia ocurrido a las 11:00 horas (Caso 4.2.1).	143
Tabla 4.15. Despacho de potencia ocurrido a las 12:00 horas (Caso 4.2.1).	143
Tabla 4.16. Demanda que se aplicará para la simulación del primer período (1:00 horas) y el número de horas que tendrá cada período de estudio (Caso 4.2.2).	143
Tabla 4.17. Parámetros técnicos de la planta hidráulica del caso 4.2.3. que se adiciona al parque de generación térmico que se describió previamente en la Tabla 4.10 del caso 4.2.1.	145
Tabla 4.18. Ecuaciones de la curva de caudal versus potencia de la planta hidráulica y la curva de costos de continuación del embalse, resultantes de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.20 (Caso 4.2.3).	145

Tabla 4.19. Demanda que se aplicará para la simulación del primer período (1:00 horas) y el número de horas que tendrá cada período de estudio (96 horas que equivalen a 4 días) (Caso 4.2.4).	148
Tabla 4.20. Parámetros técnicos del parque de generación hidráulico con plantas con embalse y con plantas filo de agua, para el caso 4.2.5.	150
Tabla 4.21. Parámetros técnicos del parque de generación térmico, para el caso 4.2.5.	150
Tabla 4.22. Volatilidad de los escenarios climatológicos y económicos para toda la simulación (Caso 4.2.5).	152
Tabla 4.23. Escenarios climatológicos y económicos iniciales, demanda del primer período de simulación y el número de horas que tendrá cada período de toda la simulación (Caso 4.2.5).	152
Tabla 4.24. Potencia instalada de las plantas solares y eólicas (Caso 4.2.6).	154
Tabla 4.25. Escenarios climatológicos y económicos iniciales para el primer período de simulación (Caso 4.2.6).	154
Tabla 4.26. Volatilidad de los escenarios climatológicos y económicos para toda la simulación (Caso 4.2.6).	155
Tabla 4.27. Demanda del primer período de simulación y el número de horas que tendrá cada período de toda la simulación (Caso 4.2.6).	155

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1.1. Marco institucional sobre el cual actúa el mercado de electricidad en Colombia	37
Figura 1.2. Modelo esquemático que representa cómo funciona la operación económica del sector eléctrico en Colombia alrededor del Mercado Mayorista.	39
Figura 1.3. Agentes y fronteras comerciales del sector eléctrico en Colombia a 31 de diciembre de 2012.	40
Figura 1.4. Capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a diciembre 31 de 2011 y 2012.	41
Figura 1.5. Características físicas de las redes de transmisión que componen el SIN a diciembre de 2012.	41
Figura 2.1. Curva de suministro del problema del ejemplo 2.1, que satisface la demanda de 500 MWh del sistema para un período en particular. El costo marginal del despacho es el generador que suministro la energía al costo unitario más alto, es decir, 99.457,75 \$/MWh.	52
Figura 3.1. Ejemplo esquemático que muestra cómo se desarrollan los estudios de hidrologías a partir de la información histórica de los eventos y las predicciones estadísticas.	58
Figura 3.2. Representaciones esquemáticas de una planta hidráulica con embalse, donde $V_{\text{máx}}$ es el volumen máximo útil del embalse y V_{act} el volumen útil actual del embalse, para un período dado. (a) Esquema donde el volumen vertido es enviado a un cauce distinto al del volumen turbinado. (b) Esquema donde el volumen vertido es enviado al mismo cauce donde se dirige el volumen turbinado.	60
Figura 3.3. Topología gráfica función de costos terminales o de continuación linealmente a tramos de un embalse.	60
Figura 3.4. Topología gráfica función de costos terminales o de continuación de un embalse, parabólicamente y sin definir tramos lineales.	61
Figura 3.5. Topología gráfica función de costos terminales o de continuación	62

de un embalse parabólicamente y sin tramos lineales, para el volumen útil del embalse.

Figura 3.6. Topología gráfica función de costos terminales o de continuación de un embalse parabólicamente y sin tramos lineales, para el volumen útil del embalse, donde las áreas sombreadas muestran el costo de despacho mínimo a máxima potencia ($CD_{\text{mín}}$) y el costo de despacho máximo a máxima potencia ($CD_{\text{máx}}$). **64**

Figura 3.7. Gráfica que representa la función de costos de continuación del embalse del ejemplo 3.1, es decir, la ecuación (3.20). **68**

Figura 3.8. Esquema básico de un embalse limitado por una presa y una central en la que se produce energía. **71**

Figura 3.9. Curva de entrada de caudal y salida de potencia de una planta hidráulica real. El rango entre $P_{\text{mín}}$ y P_{int} corresponde a un régimen casi lineal, mientras que el rango entre $P_{\text{mín}}$ y $P_{\text{máx}}$ (régimen de ineficiencia de trabajo) corresponde a un régimen cúbico o de mayor orden. **73**

Figura 3.10. Curva de entrada de caudal y salida de potencia de una planta hidráulica con sólo un régimen cuadrático lineal entre $P_{\text{mín}}=0$ y $P_{\text{máx}}$. **74**

Figura 3.11. Curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica del caso del ejemplo 3.5. **75**

Figura 3.12. Representaciones esquemáticas de una planta filo de agua. (a) Esquema donde el volumen vertido es enviado a un cauce distinto al del volumen turbinado. (b) Esquema donde el volumen vertido es enviado al mismo cauce donde se dirige el volumen turbinado. **77**

Figura 3.13. (a) Curva eficiencia de transferencia de calor (heat-rate) o entrada de combustible. (b) Curva costo del combustible (fuel-cost). **79**

Figura 3.14. Curva cuadrática de costo del combustible para una unidad térmica, que representa a la ecuación (3.43). **80**

Figura 3.15. Topología propuesta para interpretar la curva de costos de combustible para centrales típicas de ciclo simple (gas), ciclo combinado (gas y vapor) y vapor (carbón). **81**

Figura 3.16. Representaciones esquemáticas de las centrales térmicas. (a) Ciclo simple (gas – ciclo Brayton). (b) Ciclo combinado (gas y vapor – ciclo Brayton y ciclo Rankine). (c) Ciclo de vapor (vapor – ciclo Rankine). **82**

Figura 3.17. Observación panorámica de las curvas de costo de combustible **86**

descritas en la Tabla 3.1.

Figura 3.18. Observación del primer cuadrante de las curvas de costo de combustible descritas en la Tabla 3.1.	87
Figura 3.19. Curvas de costo de combustible que mejor representan a las centrales térmicas de ciclo simple, ciclo combinado y vapor, del ejemplo 3.8.	87
Figura 3.20. Sistema de potencia de N_t unidades térmicas generadoras de cualquier combustible fósil conectadas a una barra que transmite el flujo de potencia a la carga total de la demanda P_D .	92
Figura 3.21. Curvas de costos de combustible de plantas térmicas del ejemplo 3.11.	97
Figura 3.22. Sistema de potencia de N_e unidades hidráulicas generadoras con embalses conectadas a una barra que transmite el flujo de potencia a la carga total de la demanda P_D .	99
Figura 3.23. Parque de generación que describe el problema del despacho económico entre plantas hidráulicas con embalses y plantas filo de agua, del ejemplo 3.14.	107
Figura 3.24. Sistema de potencia donde se tienen N_E plantas hidráulicas con embalses y N_t plantas térmicas.	111
Figura 3.25. Parque de generación hidrotérmico para el problema del ejemplo 3.15.	113
Figura 3.26. Parque de generación hidrotérmico con planta filo de agua, para el problema del ejemplo 3.17.	119
Figura 3.27. Parque de generación hidrotérmico con planta filo de agua y plantas alternativas, para el problema del ejemplo 3.18.	123
Figura 4.1. Comportamiento del costo marginal obtenido con el software en cada período del día miércoles 22 de mayo de 2013 (Caso 4.1.1).	136
Figura 4.2. Comportamiento del costo marginal obtenido con el software en cada período del día miércoles 22 de mayo de 2013, para el caso 4.1.2., donde Chivor pasó de ofertar 850 MWh en el caso anterior a 700 MWh a 110.000 \$/MWh.	136
Figura 4.3. Curvas de costo de combustible de cada una de las plantas térmicas del caso 4.2.1, resultantes de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.10.	140

Figura 4.4. Gráfica del comportamiento de la demanda en un caso de 24 períodos horarios (Caso 4.2.1).	140
Figura 4.5. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los períodos, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.1).	142
Figura 4.6. Comportamiento del costo marginal para cada uno de los 24 períodos horarios (Caso 4.2.1).	142
Figura 4.7. Gráfica del comportamiento de la demanda en un caso de 24 períodos de 720 horas cada uno (Caso 4.2.2).	144
Figura 4.8. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los períodos, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.2).	144
Figura 4.9. Comportamiento del costo marginal para cada uno de los 24 períodos (Caso 4.2.2).	145
Figura 4.10. Curva técnica de entrada de potencia y salida de caudal de la planta hidráulica, resultante de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.20 (Caso 4.2.3).	146
Figura 4.11. Curva de costos de continuación del embalse de la planta hidráulica, resultante de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.20 (Caso 4.2.3).	146
Figura 4.12. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los 24 períodos horarios, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.3).	147
Figura 4.13. Comportamiento del costo marginal para cada uno de los 24 períodos horarios (Caso 4.2.3).	147
Figura 4.14. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los 24 períodos de 96 horas cada uno, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.4).	148
Figura 4.15. Comportamiento del costo marginal promedio para cada uno de los 24 períodos de 96 horas cada uno (Caso 4.2.4).	148
Figura 4.16. Comportamiento del volumen útil del embalse durante los 24 períodos de 4 días cada uno (Caso 4.2.4).	149

Figura 4.17. Parque de generación hidrotérmico con plantas hidráulicas con embalse, filo de agua, térmicas, solares y eólicas (Caso 4.2.5 y 4.2.6).	151
Figura 4.18. Comportamiento de la demanda entre los períodos 1 y 23 (Caso 4.2.5).	152
Figura 4.19. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los 24 períodos de 480 horas cada uno, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.5).	153
Figura 4.20. Comportamiento del volumen útil de todos los embalse durante los 24 períodos de 480 horas cada uno (Caso 4.2.5).	153
Figura 4.21. Comportamiento del costo marginal promedio para cada uno de los 24 períodos de 480 horas cada uno (Caso 4.2.5).	153
Figura 4.22. Comportamiento de la demanda entre los períodos 1 y 23 (Caso 4.2.6).	155
Figura 4.23. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los 24 períodos de 480 horas cada uno, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.6).	156
Figura 4.24. Comportamiento del costo marginal promedio para cada uno de los 24 períodos de 480 horas cada uno (Caso 4.2.6).	156
Figura 4.25. Comportamiento del volumen útil de todos los embalse durante los 24 períodos de 480 horas cada uno (Caso 4.2.6).	156

GLOSARIO

Agente económico: Son las empresas registradas ante el Administrador SIC que realizan las actividades de comercialización y generación de energía.

Aportaciones hidráulicas: Volumen total de agua que fluye a través de una sección transversal dada de un curso de agua durante un período de tiempo determinado.

Bolsa de Energía: Es el sistema de información manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC, sometido a un conjunto de reglas en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes.

Capacidad útil en agua de un embalse: Volumen de agua que un embalse puede retener entre los niveles normales más bajo y más alto permisibles.

Capacidad en energía eléctrica de un embalse: Cantidad de energía eléctrica que una o más centrales eléctricas alimentadas por un embalse podrían generar mediante un drenaje completo de su capacidad útil en agua.

Caudal de descarga: Es el caudal que fluye de los reservorios naturales (lagunas) o artificiales (embalses o presas).

Caudal natural: Caudal que fluye en forma natural por los ríos o hidrodutos y que provienen de las precipitaciones pluviométricas, filtraciones y deshielos de las cuencas hidrográficas del sistema de generación. Es una variable de naturaleza estacional.

Caudal regulado: Suma del caudal natural más el caudal de descarga, que fluye a través de los ríos o hidrodutos cuyas aguas ingresan hacia los reservorios de regulación o tazas del sistema de generación hidráulica.

Central de embalse: Central hidroeléctrica en la que el período de llenado del embalse, mediante las aportaciones hidráulicas, permite el almacenamiento de agua en un período mayor a varias semanas. Una central hidroeléctrica de embalse generalmente permite que las aportaciones hidráulicas sean almacenadas durante períodos de mayor caudal de agua para hacer que la turbina funcione durante períodos posteriores de mayor carga (demanda).

Central de pasada: Central de agua fluyente. Central hidroeléctrica que utiliza el caudal de un río tal y cual éste se encuentre, siendo prácticamente insignificante el período de llenado de su propio embalse por las aportaciones hidráulicas.

Central eléctrica: Instalación cuyo fin es generar electricidad y que incluye obras de ingeniería civil, equipos de conversión de energía, y todos los equipos auxiliares necesarios.

Central eólica: Es una instalación donde se aprovecha la energía del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transmutada en otras formas útiles de energía para las actividades humanas, como la energía eléctrica.

Central hidroeléctrica: Central eléctrica en la cual la energía gravitacional del agua se convierte en energía eléctrica.

Central solar: Es una instalación donde se aprovecha la energía solar para obtener electricidad a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol.

Central térmica: Una central o planta termoeléctrica es una instalación empleada en la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón.

CND: Centro Nacional de Despacho. Es la entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional; teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO).

CNO: Consejo Nacional de Operación. Está conformado por representantes de las empresas de generación, transmisión y distribución del sector eléctrico colombiano, y que bajo la supervisión de XM y la CREG formulan reglas para la operación del sistema, encargándose de velar por el cumplimiento del Reglamento de Operación.

Costo marginal: Se define como el costo de la última planta que entra a producir en la Bolsa de Energía.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas. Es una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía creada por las Leyes 142 y 143 de 1994, responsable de la regulación del mercado eléctrico colombiano.

Cuenca hidrográfica: Conjunto de reservorios naturales o artificiales cuyas aguas fluyen hacia los ríos o hidrodutos del sistema de generación hidráulica de una central o centrales.

Despacho ideal: Se define como la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en la cual se atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación.

Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente.

Generación distribuida: Se concibe como el uso de pequeños generadores con capacidades que oscilan entre 15.000 a 25.000 kW, los cuales se utilizan para suplir de energía eléctrica a cargas localizadas cerca de ellas.

Inflexibilidad de unidades generadoras: Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema.

Mercado Mayorista: Es un conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

Multiplicadores de Lagrange: Método numérico que permite maximizar o minimizar una función objetivo sujeta a una restricción (o condición).

Parque de generación: Todas las instalaciones utilizadas para la generación eléctrica en un sistema.

Plantas filo de agua: Son plantas de caudal libre o plantas no reguladas, que utilizan en cada momento la cantidad de agua disponible del río o afluente.

Programa de generación: Es la asignación de generación de las unidades o plantas despachadas centralmente.

Reglamento de Operación: Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica.

Reserva en energía eléctrica de un embalse: Cantidad de energía eléctrica que una central eléctrica alimentada por un embalse podría generar mediante el drenaje completo de su reserva útil en agua.

Reserva multianual: Cantidad total de reserva almacenada en una cuenca hidrográfica durante el período de avenida, para uso de agricultura, agua potable o generación de energía eléctrica, durante el período de estiaje.

Reserva útil en agua de un embalse: Volumen de agua contenido en un momento dado por encima del nivel de trabajo más bajo normalmente permitido.

Salto bruto de una central hidroeléctrica: Diferencia de altura entre la toma de agua y los niveles del canal de descarga bajo condiciones específicas.

Salto neto de una central hidroeléctrica: Salto bruto de una central hidroeléctrica menos una altura equivalente a las pérdidas hidráulicas, excluyendo las pérdidas en las turbinas.

SIN: Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

SIC: Sistema de Intercambios Comerciales. Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central.

Transmisión: Es la actividad consistente en el transporte de energía por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

Unidad generadora: Conjunto formado por una máquina generadora (turbina + excitatriz + alternador + transformador elevador) y equipos asociados a ella (de regulación y maniobras). En caso de centrales termoeléctricas, es el arreglo motor primogenerador y transformador asociado.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética. Es una Unidad Administrativa Especial del Orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 255 de enero 28 de 2004. Encargada de realizar la planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del país, mediante el procesamiento y el análisis de información.

Vertimiento caudal: volumen no utilizado de los reservorios (naturales o artificiales) originados por los excesos en los límites de capacidad nominal de los embalses, o provocados en forma natural (abundancia de aporte natural), o en forma accidental o por una descoordinación en la operación.

Vertimiento de central: Condición en la que el caudal del río que alimenta a una central es mayor al caudal turbinable por dicha central, no existiendo ninguna capacidad de embalse adicional.

Volumen disponible: Diferencia entre los volúmenes máximos y mínimos de cada uno de los reservorios del sistema de generación.

Volumen máximo: Volumen almacenado en un reservorio (natural o artificial) al finalizar el período de avenida, y es una variable que depende del tipo de año hidrológico considerado.

Volumen mínimo: Volumen remanente que queda en un reservorio al finalizar el período de descarga programada. Puede ser igual o mayor que el volumen muerto de dicho reservorio.

Volumen muerto: Volumen remanente no utilizable que queda después de producida la descarga total del reservorio durante el período de desembalse.

XM: Su nombre completo es XM Gestión de Sistemas en Tiempo Real S.A. E.S.P. y es una empresa filial del Grupo ISA que presta servicios integrales de operación, administración y desarrollo de mercados mayoristas eléctricos.

RESUMEN

Las herramientas informáticas desarrolladas, son aplicaciones desarrolladas con los lenguajes de programación PHP y ActionScript 2.0, que se ejecutan en una interfaz Flash Player a partir de un servidor para tener acceso remoto e inmediato a ellas desde internet o intranet, sin la necesidad de instalar programas externos en las computadoras desde donde se ingresa. Empleando técnicas de optimización como los Multiplicadores de Lagrange, se han creado entornos de simulación económica de parques de generación muy prácticos, que permiten a los usuarios que tienen una mínima instrucción en el asunto, diseñar y ejecutar experimentos, donde se pueden crear a la medida cadenas hidráulicas de generación con embalses y plantas filo de agua, centrales térmicas de distintas naturalezas, y capacidades instaladas de generación solar y eólica. El comportamiento de un parque de generación hidrotérmico depende de la volatilidad y escenario de los *commodities* energéticos, tales como el precio de los combustibles fósiles, además del estado de las hidrologías que depende de los fenómenos climatológicos como El Niño y La Niña en las regiones tropicales del planeta, y el clima asociado a las corrientes de vientos y la radiación solar electromagnética: todas estas características pueden ser adoptadas en el diseño de los experimentos de simulación. El usuario además tiene la posibilidad de acceder a los recursos del despacho diario que ofrece el administrador del mercado eléctrico, como la oferta de los agentes generadores y la demanda que solicitan los agentes comercializadores, y utilizarlos en las aplicaciones para tener resultados aproximados de como se efectuaría el despacho ideal asociado a un día en particular, donde el usuario además puede editar estos documentos y visualizar cómo se comportaría el mercado ante nuevas disposiciones e inflexibilidades de generadores o de clientes que solicitan la energía.

INTRODUCCIÓN

A nivel global, la población humana no para de crecer, ello implica que cada día es necesario encontrar nuevas fuentes de energía para satisfacer la demanda presente y futura. Este fenómeno trae consigo la necesidad de crear sistemas de control y administración más avanzados para operar los sistemas de potencia que cada día se vuelven más complejos debido al aumento de carga asociada a usuarios domésticos, comerciales e industriales.

La volatilidad de los precios de los *commodities* energéticos y los fenómenos climáticos asociados al calentamiento global, aumentan los riesgos de encarecer el precio de la energía y la posibilidad de entrar en racionamientos en un sistema hidrotérmico. Es por eso que cada día se hace más necesario crear herramientas informáticas que simulen situaciones de estado estable y de contingencia para entrenar la consciencia situacional de los presentes y futuros operadores y administradores de los sistemas eléctricos de potencia, donde estos puedan desarrollar experimentos donde no se vean afectadas sus operaciones, se adelanten en el tiempo a posibles situaciones críticas y tengan argumentos claros para tomar las decisiones acertadas en la vida real.

El mercado eléctrico colombiano funciona a partir de dos mecanismos de compraventa de energía. El primero es el de los contratos bilaterales o mercados de largo plazo, el cual consiste en acuerdos financieros para la compra y venta de energía entre agentes generadores y comercializadores, donde se negocia una parte del total de la energía, para atender un porcentaje o la totalidad de los compromisos comerciales del agente comprador. Estos contratos de largo plazo se registran ante el Administrador del Mercado de Energía Mayorista y no implican entregan física de la electricidad. El segundo mecanismo es la Bolsa de Energía o mercado a corto plazo, donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan intercambios de ofertas y demandas de energía día a día, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) liquide, recaude y distribuya los valores monetarios que corresponden a cada uno de los agentes.

Los simuladores o herramientas informáticas planteados y desarrollados en este proyecto, están basados en teorías y conocimientos de autores clásicos de textos en operación económica de sistemas de potencia como Saadat, Wood y Grainger, además de proyectos previos que han sido desarrollados por investigadores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Pontificia Bolivariana, en las áreas de pregrado y posgrado.

La ejecución de estas aplicaciones proponen mecanismos basados en teoría de juegos, donde los usuarios pueden simular distintos eventos y visualizar que podría pasar si esas situaciones cambian, desde diferentes perspectivas que el usuario puede modificar y observar, para luego concluir y ofrecer hipótesis a posibles soluciones.

Las herramientas informáticas fueron desarrolladas en el marco de una cultura que la Universidad promueve basada en la Gestión del Conocimiento, donde este software puede ser gestionado por cualquier individuo que posea una computadora básica, ya que este fue diseñado para que pueda ser ejecutado desde internet o intranet. Este activo posibilita la captación, estructuración y transmisión del conocimiento fácilmente, ya que es un recurso que no exige al usuario la adquisición de nuevos programas o licencias que puedan obstaculizar su proceso de aprendizaje, logrando así que este recurso sea más sostenible en el tiempo. Los semilleros y grupos de investigación, con estas herramientas, facilitarán la producción científica y el relevo generacional. Es a través del aprendizaje individual y de procesos de captación, estructuración y transmisión de conocimiento, que podemos acercarnos al concepto de investigación formativa como un activo intangible capaz de resolver nuevos retos y romper paradigmas. Las organizaciones aprenden haciendo y lo valida a través de la gestión del conocimiento. Si la Universidad es capaz de gestionar mejor el proceso de aprendizaje, puede trascender las fronteras gestadas a partir del concepto mismo de conocimiento tácito, lo cual puede aumentar su eficiencia social y de desarrollo humano.

En el capítulo uno de este trabajo, se mostrarán algunos conceptos básicos que regulan el funcionamiento de la Bolsa de Energía en Colombia alrededor del marco institucional que lo representa, además se desarrolla un breve análisis sobre como la masificación del negocio de la generación distribuida en Colombia puede impactar positiva o negativamente el sector, además de algunas propuestas para ejecutarlo y evitar situaciones impertinentes. En el capítulo dos y tres se presentan los fundamentos teórico-prácticos en los cuales están basados el desarrollo de los algoritmos que permiten la ejecución de las herramientas informáticas diseñadas. Finalmente en el capítulo 4, se muestran una serie de casos de estudio aplicados desde las herramientas informáticas, mostrando los resultados obtenidos y las conclusiones respectivas de cada problema.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES SOBRE EL DESPACHO ECONÓMICO EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

1.1 CONCEPTOS REGULATORIOS BÁSICOS DEL NEGOCIO

El marco normativo del sector eléctrico (en Colombia), o sea, las reglas de juego a que se someten los agentes económicos que participan en él, contenido básicamente en las leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones que expide la CREG, tiene un soporte sólido en la constitución política de 1991¹.

El conocimiento del flujo de cargas en un sistema eléctrico de potencia permite hallar la potencia activa y reactiva que debe entregar cada unidad generadora para atender una demanda de potencia determinada. El reparto de cargas o potencias entre generadores depende de las condiciones de operación que se impongan. La demanda de potencia de un sistema eléctrico puede ser generada en un número de formas; de todos los tipos posibles interesa aquel que supone un mínimo coste de generación. El problema que se plantea es el siguiente: conocida la demanda de potencia total en el sistema, averiguar la potencia que debe entregar cada unidad para que el costo total de la generación sea mínimo. A esto se le conoce como despacho económico². La finalidad de este es programar diariamente la utilización de los recursos de generación del SIN, para atender la demanda con criterios de economía, calidad, seguridad y confiabilidad, lo cual se realiza con base en las ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad de los generadores y la disponibilidad de la infraestructura de transporte de electricidad. Ofrece información sobre ofertas diarias, el programa actualizado de generación y los costos marginales de la operación³.

El despacho ideal se define como la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en la cual se atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando las ofertas de precios en la Bolsa de Energía, las ofertas de Precios de Arranque-Parada, las ofertas de los enlaces internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades para obtener la combinación de

¹ CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. El Mercado Eléctrico Colombiano y sus Perspectivas. Medellín: CNO, 2003. p. 3.

² MUJAL ROSAS, RAMÓN. Tecnología Eléctrica. Terrasa. Capítulo X. 2000

³ XM – GESTIÓN DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano. <<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>> [Consultado en julio de 2013]

generación que resulte en mínimo costo para atender la demanda total del día, sin considerar la red de transporte⁴.

La Bolsa de Energía es el sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores⁵.

El Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) es un conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de los transportadores, y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa⁶.

El Reglamento de Operación se entiende como un conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional⁷.

El Mercado Mayorista es un conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables⁸.

En el ámbito institucional se especifican las entidades encargadas de las actividades de dirección, planeación, regulación, operación, supervisión y control del sector eléctrico y se definen las funciones a cargo de cada una de ellas⁹. En la Figura 1.1 se

⁴ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 24 de 1995 – “Reglas del Mercado Mayorista del SIN”. Bogotá, Colombia. <<http://www.creg.gov.co>> [Consultado en julio de 2013]. p. 4.

⁵ *Ibíd.* p. 3.

⁶ *Ibíd.* p. 6.

⁷ *Ibíd.* p. 5.

⁸ *Ibíd.*

⁹ CORREDOR, PABLO. *Transmission, Operation and Congestion Management in the Colombian Electricity Market*. Denver. 2004. p. 1.

muestra el marco institucional sobre el cual actúa el mercado de electricidad en Colombia¹⁰.



Figura 1.1. Marco institucional sobre el cual actúa el mercado de electricidad en Colombia

La dirección general es responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía, quien también establece los criterios para la explotación económica de las fuentes de energía convencional y no convencional¹¹.

A la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, se le asigna la función de planeación indicativa de la expansión de la generación y la transmisión. Por medio de un proceso de subastas, la UPME asigna a los inversionistas los proyectos incluidos en el plan de expansión para la red de transmisión¹².

La regulación es responsabilidad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, la cual es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Tiene autonomía presupuestal y administrativa y sus costos están cubiertos

¹⁰ EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ. El Sector Energético Colombiano. Bogotá. 2006. <<http://www.eeb.com.co>> [Consultado en julio de 2013].

¹¹ CORREDOR, PABLO. Transmission, Operation and Congestion Management in the Colombian Electricity Market. Denver. 2004. p. 1.

¹² *Ibíd.*

por todos los agentes involucrados en la industria de la electricidad y que están sujetos a la regulación de la CREG¹³.

La planeación de la operación y la operación misma quedan a cargo de la compañía XM Gestión de Sistemas de Tiempo Real S.A. E.S.P., con apoyo del Consejo Nacional de Operación, éste último está conformado por representantes de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución y participa con XM y la CREG en la formulación de las reglas para la operación del sistema y es el encargado de velar por el cumplimiento del reglamento de operación. XM es encargado también de la liquidación y facturación de cuentas en el mercado mayorista de energía. Las condiciones técnicas de operación del sistema eléctrico, dada su complejidad, deben ser definidas y revisadas continuamente mediante una cooperación muy estrecha entre la CREG, XM y el CNO¹⁴.

En el diseño de mercados eficientes debe promoverse la competencia entre los agentes participantes donde ésta sea posible, y de igual manera regular los precios cuando hay condiciones de monopolio, como es el caso de monopolios naturales como la transmisión y distribución¹⁵. De no ejecutarse una regulación efectiva, los agentes estratégicos del mercado pueden influir libremente en los precios con sus decisiones, lo cual se define como competencia imperfecta¹⁶.

Los agentes que participan en el mercado mayorista deben cumplir con ciertas condiciones mínimas, entre ellas se destacan¹⁷:

- Registrarse como agente del mercado mayorista ante el Administrador del SIC.
- Suministrar la información de generación y demanda con la periodicidad que se indique en la presente resolución (Reglas del Mercado Mayorista del SIN) y en la forma que lo define el Código de Redes. Este código se define como un conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la CREG, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional¹⁸.
- Los generadores deben operar las plantas de generación sometidas al despacho central según las reglas de despacho definidas en el Código de Redes.
- Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la Bolsa de Energía.

¹³ Ibíd.

¹⁴ Ibíd.

¹⁵ Ibíd.

¹⁶ KIRSCHEN, Daniel; and GORAN, Strbac. Fundamentals of Power System Economics. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST). United Kingdom. John Wiley & Sons, Ltd. 2004. p. 99.

¹⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 24 de 1995 – “Reglas del Mercado Mayorista del SIN”. Bogotá, Colombia. <<http://www.creg.gov.co>> [Consultado en julio de 2013]. p. 7.

¹⁸ Ibíd. p. 3.

Todo agente debe reportar la información requerida y con la periodicidad definida en el Código de Redes, y de manera adicional la siguiente¹⁹:

- En los contratos de energía a largo plazo se debe suministrar información suficiente para determinar hora a hora las cantidades de energía exigibles bajo estos contratos y los precios respectivos, tipo de contrato y período de vigencia del contrato.
- Los comercializadores deben presentar la información de curvas típicas de demanda a nivel horario en la forma solicitada por el Administrador del SIC, cada vez que se presenten cambios significativos o cuando se efectúen nuevas mediciones.
- Los generadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la generación horaria de cada una de sus plantas hidráulicas y de las unidades térmicas correspondientes al día anterior, antes de las 8 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.
- Los comercializadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la demanda horaria en cada una de sus fronteras correspondiente al día anterior, antes de las 16 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.

El modelo esquemático que mejor se acerca a cómo funciona actualmente el mercado eléctrico en Colombia se puede visualizar en la Figura 1.2²⁰.

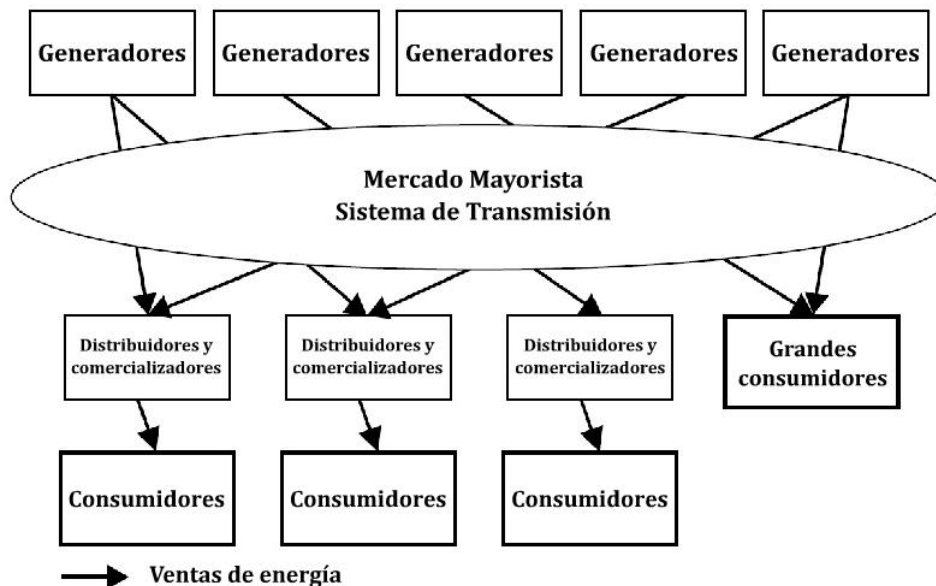


Figura 1.2. Modelo esquemático que representa cómo funciona la operación económica del sector eléctrico en Colombia alrededor del Mercado Mayorista.

¹⁹ *Ibíd.* p. 38.

²⁰ KIRSCHEN, Daniel; and GORAN, Strbac. *Fundamentals of Power System Economics*. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST). United Kingdom. John Wiley & Sons, Ltd. 2004. p. 6.

Este esquema indica que las compañías de distribución compran la energía consumida por sus clientes directamente de las compañías generadoras. Estas transacciones se ejecutan en el Mercado Mayorista. A los grandes consumidores usualmente se les permite comprar la energía directamente en este mercado²¹. Estos consumidores se definen como Usuarios No Regulados. Actualmente, de acuerdo con la resolución CREG 131 de 1998, para ser considerado Usuario No Regulado se requiere tener una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses, mayor a 0.1 MW, o en energía de 55 MWh-mes en promedio durante los últimos 6 meses, es decir, usuarios con consumo pico alto pueden ser Usuarios No Regulados al superar el límite de la potencia, o también si poseen un consumo constante de energía aunque su demanda de potencia no sea tan elevada²².

En el nivel mayorista, las únicas funciones que permanecen centralizadas en él son la operación del mercado spot y la operación de las redes de transmisión. En un nivel minorista, el sistema permanece centralizado porque cada compañía de distribución no sólo opera las redes de distribución en su área sino que también compra la energía en nombre de sus clientes localizados en su área de influencia²³.

En la Figura 1.3 se presenta el número de agentes y fronteras comerciales del sector eléctrico a 31 de diciembre de 2012²⁴.

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	50	44
Transmisores	11	9
Operadores de red	30	26
Comercializadores	92	64
Fronteras usuarios regulados	7.189	-
Fronteras usuarios no regulados	5.422	-
Fronteras de alumbrado público	403	-

Figura 1.3. Agentes y fronteras comerciales del sector eléctrico en Colombia a 31 de diciembre de 2012.

En la Figura 1.4 se presenta la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a diciembre 31 de 2011 y 2012²⁵.

²¹ *Ibíd.* p. 5.

²² XM – GESTIÓN DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano. <<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>> [Consultado en julio de 2013]

²³ KIRSCHEN, Daniel; and GORAN, Strbac. Fundamentals of Power System Economics. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST). United Kingdom. John Wiley & Sons, Ltd. 2004. p. 5.

²⁴ XM – GESTIÓN DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano. <<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>> [Consultado en julio de 2013]

²⁵ *Ibíd.*

Recursos	2011 MW	2012 MW	Participación %	Variación (%) 2012 - 2011
Hidráulicos	9,185	9,185	64.0%	0.0%
Térmicos	4,545	4,426	30.8%	-2.6%
Gas	3,053	2,122		
Carbón	991	997		
Fuel - Oil	314	0		
Combustóleo	187	307		
ACPM	0	678		
Jet1	0	46		
Gas-Jet A1	0	276		
Menores	635	693	4.8%	9.1%
Hidráulicos	533	591		
Térmicos	83	83		
Eólica	18	18		
Cogeneradores	55	57	0.4%	4.6%
Total SIN	14,420	14,361	100%	-0.4%

Figura 1.4. Capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a diciembre 31 de 2011 y 2012.

En la Figura 1.5 se muestran las características físicas de las redes de transmisión que componen el SIN a diciembre de 2012²⁶.

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10,267.70
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 – 230 kV	11,671.9
Transmisión 500 kV	2,436.7
TOTAL SIN	24,391.8

Figura 1.5. Características físicas de las redes de transmisión que componen el SIN a diciembre de 2012.

²⁶ Ibíd.

1.2 PROSPECTIVA SOBRE LOS IMPACTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El concepto de Generación Distribuida (GD) se concibe como el uso de pequeños generadores con capacidades que oscilan entre 15.000 a 25.000 kW, los cuales se utilizan para suplir de energía eléctrica a cargas localizadas cerca de ellas. En los Estados Unidos y Europa, los proyectos GD se han convertido en soluciones factibles desde puntos de vista técnicos y financieros para los consumidores, porque estos mejoran la confiabilidad del suministro. En la mayoría de estos países, los proyectos GD cuentan hasta con un 10% respecto a la capacidad instalada. Incluso en países como Holanda y Dinamarca, los proyectos GD cuentan hasta con un 30% y 40% respecto a la capacidad instalada total²⁷.

Los beneficios identificados sobre la implementación de estos sistemas alrededor del mundo y la experiencia internacional usando esta tecnología sirven como plataforma para motivar a la comunidad académica, técnica y de negocios de Colombia para investigar sobre el tema. En Colombia la aplicación de esta tecnología en el corto plazo se puede reflejar en zonas rurales y en áreas industriales que no están interconectadas al SIN. Sin embargo, hace unos pocos años en Colombia, desarrolladores industriales privados han usado la tecnología GD aprovechando una materia prima para obtener energía eléctrica y térmica simultáneamente, esta técnica se conoce como cogeneración. Esta actividad no está completamente desarrollada desde que comenzó como una iniciativa independiente sin ningún tipo de regulación²⁸.

1.2.1 DEBILIDADES, OPORTUNIDADES, FORTALEZAS Y AMENAZAS (MATRIZ DOFA) DE LA IMPLEMENTACIÓN DE GD EN COLOMBIA

1.2.1.1 Debilidades²⁹

- Las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica, debido a sus altos costos y las dificultades de instalación, actualmente son utilizadas en casos aislados.
- Expertos del sector tienen opiniones divididas respecto a que si existe actualmente la suficiente madurez y recursos para desarrollar un marco regulatorio estable sobre GD. Algunos afirman que las agencias de regulación gubernamentales están influenciadas por intereses políticos y privados de ciertos monopolios donde se concentra hoy la industria de generación eléctrica.

²⁷ MARMOLEJO, E.; DUQUE, C.; TORRES, M.T.; RAMOS, G.; and TORRES, A.. Analysis of the Prospects for Distributed Generation (DG) for Colombian Electric Power Sector. Department of Electrical and Electronics Engineering. University of Los Andes. Bogotá. Colombia. 2004. IEEE. p. 1-8.

²⁸ *Ibíd.*

²⁹ *Ibíd.*

- En Colombia actualmente el marco regulatorio actual no contempla específicamente este tipo de tecnologías y no proporciona suficientes garantías de inversión.

1.2.1.2 Oportunidades³⁰

- Implementar GD en Colombia mejora el nivel de confiabilidad y calidad del servicio de suministro de energía, diversifica el uso de fuentes de energía, y reduce el impacto ambiental de las fuentes convencionales.
- La GD, además de suministrar energía, permite disminuir el impacto negativo de las pérdidas por transmisión, mejora la confiabilidad de los sistemas de distribución y transmisión, y la regulación de tensión y potencia reactiva.
- La GD podría ayudar a solucionar problemas técnicos comunes que se presentan en zonas rurales y no interconectadas, donde el servicio prestado es ineficiente, ocurren fallas constantemente y el precio de la energía es alto.
- Ayuda a disminuir el número de interrupciones del servicio y mejora la seguridad del sistema.
- Implementar estas tecnologías estimulan el desarrollo económico y tecnológico, además de las inversiones que se desarrollen en el país.
- La GD posibilitaría un negocio donde los usuarios de estos servicios tendrían la posibilidad de vender el recurso a agentes comercializadores y generadores.
- Impulsaría el uso racional de la energía.
- Reduciría los efectos negativos generados por los ataques terroristas en las zonas vulnerables por el conflicto.
- Existen recursos naturales que requieren los generadores eólicos y solares, pero estos sólo pueden ser usados en áreas donde es necesario que existan una condiciones climáticas.
- Sería muy útil implementar GD en el centro del país donde la demanda de energía es muy alta, mientras que en norte y el oriente del país hay necesidad del recurso energético.

1.2.1.3 Fortalezas³¹

- La GD es una tecnología que permite ser aplicada en los sistemas de distribución colombianos.
- Las plantas de cogeneración industriales, las micro turbinas o los motores diesel y las micro turbinas hidráulicas son tecnologías que actualmente se están aplicando cada vez con más frecuencia.
- El país tiene todos los recursos energéticos necesarios para implementar el uso de diferentes tecnologías, especialmente de hidrocarburos, gas y agua, distribuida alrededor del país.

³⁰ *Ibíd.*

³¹ *Ibíd.*

1.2.1.4 Amenazas³²

- El aumento de las probabilidades de falla por descargas atmosféricas y la contaminación auditiva podrían ser efectos nocivos que podrían traer la instalación de tecnologías GD.
- La operación y mantenimiento de las redes de distribución podrían ser más complejas.
- La regulación del voltaje se complica debido a los estados transitorios.
- Los sistemas de protección eléctrica se hacen más vulnerables en los sistemas de distribución.
- Se debe tener especial atención a la relación entre la GD y el operador de la red, debido a que no existe aún una regulación que contemple estas tecnologías.
- La incertidumbre en los precios de los combustibles fósiles, la inestabilidad de la regulación y los riesgos financieros asociados al retorno de la inversión.

1.2.2 ACCIONES A TOMAR PARA QUE LA IMPLEMENTACIÓN DE GD EN COLOMBIA SEA VIABLE³³

- El país debe generar los espacios legales necesarios para desarrollar los proyectos con estas tecnologías para poder correr con confianza con los riesgos financieros asociados a la inversión.
- Es necesario crear un adecuado claro marco regulatorio que considere: el sistema de tasas, que reconoce el sistema de costos reales y sus beneficios; la relación entre la GD y el operador de la red; la relación entre los comercializadores y la GD; reconocer las obligaciones y deberes de las compañías que ejecutan la GD ante sus usuarios; la posibilidad de vender los excesos de energía que provienen del GD al mercado de forma competitiva; determinar las contribuciones y restricciones impuestas que necesitan ser acordes a la naturaleza del negocio para motivar la inversión.
- Se deben desarrollar proyectos GD piloto en el país.
- Desarrollar programas de entrenamiento para la comunidad técnica (seminarios, conferencias, cursos, talleres, congresos, etc.) sobre GD.
- Se deben introducir las directrices, reglas, responsabilidades y obligaciones que debe asumir cada actor del negocio, con el fin de prevenir cualquier tipo de conflicto entre ellos.

³² Ibíd.

³³ Ibíd.

CAPÍTULO 2

DESARROLLO TEÓRICO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 1: APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL EN COLOMBIA

En el Capítulo 1 se pudo definir en qué consiste el Despacho Ideal en Colombia. Para su determinación se considerarán las ofertas de precio en la Bolsa de Energía y de precio de arranque-parada de los generadores térmicos, las ofertas de precio en la Bolsa de Energía de los generadores hidráulicos y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país exportador. Para el caso de una importación, la disponibilidad comercial será considerada con un valor igual al de la importación real³⁴.

El Despacho Ideal será uno para el día, comprenderá los 24 períodos horarios y se determinará por medio del Programa de Despacho Económico, el cual se ejecutará todos los días, con posterioridad a la operación real del sistema. Para cumplir con las características técnicas de las plantas o unidades térmicas, las condiciones iniciales del Despacho Ideal para el día t tendrán en cuenta las condiciones con las que finalizó el Despacho Real del día $t-1$; no tendrá en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda total del sistema; y se efectuará con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante, denominado Despacho Ideal, determinará los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y la de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema³⁵.

El Despacho Ideal será acorde a la función objetivo presentada en la ecuación (2.1)³⁶:

$$F = \text{Min} \sum_t \sum_i (P_{of_i} * Q_{of_i}) + P_{ar_i} [=] \$ \quad (2.1)$$

Sujeta a la función restricción presentada en la ecuación (2.2)³⁷:

³⁴ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 011 de 2010 – “Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista”. Bogotá, Colombia. <<http://www.creg.gov.co>> [Consultado en julio de 2013].

³⁵ *Ibíd.*

³⁶ *Ibíd.*

³⁷ *Ibíd.*

$$G = D_t \leq \sum_i Q_{of_i} [=] MWh \quad (2.2)$$

Donde:

- i : Indexa a los generadores
- t : Indexa a las horas del día
- Q_{of} : Generación [MWh]
- P_{of} : Oferta de precio en la Bolsa de Energía $\left[\frac{\$}{MWh}\right]$
- P_{ar} : Oferta de precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según despacho ideal [\\$]
- D : Demanda [MWh]

La solución a este problema con estas condiciones está fuera del alcance de esta aplicación ya que se requieren recursos informáticos optimizadores más avanzados, que solicitan una mayor cantidad de tiempo de desarrollo.

Para efectos prácticos, este es un problema de optimización con restricciones que podría ser solucionado aplicando métodos avanzados de cálculo como los Multiplicadores de Lagrange. Este método permite maximizar o minimizar una función objetivo $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ sujeta a una restricción (o condición) de la forma $G(x_1, x_2, \dots, x_n) = k$.³⁸ El objetivo es determinar los valores de $x_1, x_2, \dots, y x_n$ que hacen de F un mínimo. Para ello se debe hallar el Multiplicador de Lagrange (λ) que nos permita lograr este objetivo. Esto significa que es un problema de $n + 1$ incógnitas, donde se requieren por tanto $n + 1$ ecuaciones para resolverlo:

- La ecuación vectorial (2.3) nos entrega n ecuaciones:

$$\nabla F(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) = \lambda \nabla G(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) \quad (2.3)$$

Donde ∇ (nabla) es el operador vectorial gradiente:

$$\nabla = \left\langle \frac{\partial}{\partial x_1}, \frac{\partial}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial}{\partial x_i}, \dots, \frac{\partial}{\partial x_n} \right\rangle \quad (2.4)$$

- La ecuación (2.5) nos entrega la ecuación que falta:

$$G(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) = k \quad (2.5)$$

Donde k es una constante.

³⁸ STEWART, James. Cálculo Trascendentes Tempranas. Cuarta Edición. International Thomson Editores, S.A.. México. 2002. p. 951

2.1 DETERMINACIÓN DE LA FUNCIÓN OBJETIVO QUE REPRESENTA EL COSTO DEL DESPACHO IDEAL Y LA FUNCIÓN DE RESTRICCIÓN ASOCIADA A LA DEMANDA

Sean N generadores (de cualquier recurso) cada uno ofertando una disponibilidad de energía para un período de una hora (Q_{of} [=] MWh) a un costo o precio de oferta incremental dado (P_{of} [=] $\frac{\$}{MWh}$). La función de costo incremental que representa a cada uno de estos generadores se puede diseñar como una rectilínea en un plano donde el eje dependiente es el costo incremental y el eje independiente la energía que dispone el generador en el período. Esta rectilínea cruza por el origen y tiene como pendiente la expresión de la ecuación (2.6):

$$m_i = \frac{P_{of_i}}{Q_{of_i}} [=] \frac{\$}{(MWh)^2} \quad (2.6)$$

Es así como la expresión de la rectilínea que representa la función de costo incremental de cada generador se muestra en la ecuación (2.7):

$$\lambda_i = m_i * Q_{of_i} [=] \frac{\$}{MWh} \quad (2.7)$$

La función de costo de cada generador se puede determinar como el área bajo la curva de la función de costo incremental (ecuación 2.7) desde el origen hasta el valor de energía que dispondría el generador en el período dado, como se muestra en la ecuación (2.8):

$$C_i = \int_0^{Q_i} \lambda_i dQ_i = \int_0^{Q_i} (m_i * Q_i) dQ_i = \frac{m_i}{2} * Q_i^2 [=] \$ \quad (2.8)$$

Finalmente, determinamos la función objetivo del problema como el valor mínimo de la sumatoria de costos de generación de todos los generadores, como se muestra en la ecuación (2.9):

$$F = \sum_i^N C_i [=] \$ \quad (2.9)$$

La ecuación (2.9) está sujeta a la restricción de que la sumatoria de energía suministrada por cada generador sea aproximadamente igual a la demanda de energía para el período dado, como se muestra en la ecuación (2.10):

$$G = Demanda = Q_D \approx \sum_i^N Q_i [=] MWh \quad (2.10)$$

2.2 SOLUCIÓN APROXIMADA AL DESPACHO IDEAL A PARTIR DE LAS FUNCIONES OBJETIVO Y RESTRICCIÓN

Aplicando la ecuación (2.3) en la ecuación (2.9), obtenemos la ecuación (2.11), la cual representa la función de energía que despacharía cada generador:

$$\begin{aligned} \nabla F(Q_1, Q_2, \dots, Q_i, \dots, Q_n) &= \lambda \nabla G(Q_1, Q_2, \dots, Q_i, \dots, Q_n) \\ \nabla \sum_i^N C_i &= \lambda \nabla \sum_i^N Q_i \\ \frac{\partial}{\partial Q_i} C_i &= \lambda \frac{\partial}{\partial Q_i} Q_i \\ \frac{\partial}{\partial Q_i} \left(\frac{m_i}{2} * Q_i^2 \right) &= \lambda_i = m_i * Q_i = \lambda \\ Q_i &= \frac{\lambda}{m_i} [=] MWh \quad (2.11) \end{aligned}$$

Evaluando el conjunto de ecuaciones (2.11) en la ecuación (2.10), obtenemos la expresión para hallar el Multiplicador de Lagrange λ :

$$\begin{aligned} Q_D &= \sum_i^N Q_i = \sum_i^N \frac{\lambda}{m_i} = \lambda \sum_i^N \frac{1}{m_i} \\ \lambda &= \frac{Q_D}{\sum_i^N \frac{1}{m_i}} [=] \frac{\$}{MWh} \quad (2.12) \end{aligned}$$

Se debe tener en cuenta que los costos de arranque y parada no son incluidos en el desarrollo de este modelo.

✓ Ejemplo 2.1:

Para un período dado, la carga de un sistema eléctrico requiere 500 MWh. Los generadores del Mercado Mayorista realizan las siguientes ofertas en la Bolsa de Energía para satisfacer esta demanda:

<i>Generador</i>	<i>Energía: Q_{of} [=] MWh</i>	<i>Precio oferta: P_{of} [=] $\frac{\\$}{MWh}$</i>
G ₁	200	230.000
G ₂	50	70.000
G ₃	70	450.000
G ₄	120	45.000
G ₅	160	300.000
G ₆	20	0
TOTAL	620	

Determine cómo debe ser la distribución de carga entre cada generador, el costo del despacho y el costo marginal para este período en particular.

Solución ejemplo 2.1:

Primero definimos la pendiente de la curva de costo incremental de cada generador, aplicando la ecuación (2.6), como se muestra a continuación:

<i>Generador</i>	$m_i = \frac{P_{of_i}}{Q_{of_i}}$
G ₁	1.150
G ₂	1.400
G ₃	6.428,57
G ₄	375
G ₅	1.875
G ₆	0

Luego identificamos la demanda del sistema: $Q_D = 500 \text{ MWh}$

Luego a esta demanda le restamos la energía suministrada por los generadores que tienen precio de oferta nulo, y obtenemos la demanda insatisfecha. El generador G₆ puede suministrar 20 MWh, esta energía debe ser despachada de primero:

$$Q_{D_{k=1}} = Q_D - Q_{G_6} = 500 - 20 = 480 \text{ MWh}$$

Luego con esta demanda que falta por satisfacer, hallamos el primer Multiplicador de Lagrange $\lambda_{k=1}$ a partir de la ecuación (2.12):

$$\lambda_{k=1} = \frac{Q_{D_{k=1}}}{\sum_i^N \frac{1}{m_i}} = \frac{Q_{D_{k=1}}}{\sum_{i=0}^5 \frac{1}{m_i}} = \frac{480}{\frac{1}{1150} + \frac{1}{1400} + \frac{1}{6428,57} + \frac{1}{375} + \frac{1}{1875}} = 97.177,67 \frac{\$}{\text{MWh}}$$

Luego evaluamos $\lambda_{k=1}$ y los m_i en la ecuación (2.11) para cada generador y encontramos la distribución de carga:

$$Q_1 = \frac{\lambda_{k=1}}{m_1} = \frac{97.177,67}{1.150} = 84,50 \text{ MWh}$$

$$Q_2 = \frac{\lambda_{k=1}}{m_2} = \frac{97.177,67}{1.400} = 69,41 \text{ MWh} > Q_{of_2} = 50 \text{ MWh} \Rightarrow \text{No cumple}$$

$$Q_3 = \frac{\lambda_{k=1}}{m_3} = \frac{97.177,67}{6.428,57} = 15,12 \text{ MWh}$$

$$Q_4 = \frac{\lambda_{k=1}}{m_4} = \frac{97.177,67}{375} = 259,14 \text{ MWh} > Q_{of_4} = 120 \text{ MWh} \Rightarrow \text{No cumple}$$

$$Q_5 = \frac{\lambda_{k=1}}{m_5} = \frac{97.177,67}{1.875} = 51,83 \text{ MWh}$$

Vemos que el generador 2 y el 4 sobrepasan su margen de oferta máxima disponible de energía. Así las cosas, definimos que el generador 2 y 4 entregarán su máxima capacidad de energía y se resuelve de nuevo λ para un $k=2$, para la demanda insatisfecha y con los generadores que faltan por ser despachados (1, 3 y 5):

$$Q_{D_{k=2}} = Q_D - Q_{G_2} - Q_{G_4} - Q_{G_6} = 500 - 50 - 120 - 20 = 310 \text{ MWh}$$

$$\lambda_{k=2} = \frac{Q_{D_{k=2}}}{\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_3} + \frac{1}{m_5}} = \frac{310}{\frac{1}{1.150} + \frac{1}{6.428,57} + \frac{1}{1.875}} = 198.915,06 \frac{\$}{\text{MWh}}$$

Luego evaluamos $\lambda_{k=2}$ y los m_i en la ecuación (2.11) para cada generador que falta y encontramos la distribución de carga:

$$Q_1 = \frac{\lambda_{k=2}}{m_1} = \frac{198.915,06}{1.150} = 172,97 \text{ MWh}$$

$$Q_3 = \frac{\lambda_{k=2}}{m_3} = \frac{198.915,06}{6.428,57} = 30,94 \text{ MWh}$$

$$Q_5 = \frac{\lambda_{k=2}}{m_5} = \frac{198.915,06}{1.875} = 106,09 \text{ MWh}$$

Vemos ahora que todos cumplen con su restricción de máximo suministro de energía por debajo o igual a su valor:

$$Q_1 = 172,97 \text{ MWh}$$

$$Q_2 = 50 \text{ MWh}$$

$$Q_3 = 30,94 \text{ MWh}$$

$$Q_4 = 120 \text{ MWh}$$

$$Q_5 = 106,09 \text{ MWh}$$

$$Q_6 = 20 \text{ MWh}$$

$$\sum_i^6 Q_i = 172,97 + 50 + 30,94 + 120 + 106,09 + 20 = 500,00 \text{ MWh} \approx 500 \text{ MWh} = Q_D$$

El costo de despacho de cada unidad generadora se halla aplicando los resultados obtenidos, en la ecuación (2.8):

$$C_1 = \frac{m_1}{2} * Q_1^2 = \frac{1.150}{2} * (172,97)^2 = 17.203.207 \$$$

$$C_2 = \frac{m_2}{2} * Q_2^2 = \frac{1.400}{2} * (50)^2 = 1.750.000 \$$$

$$C_3 = \frac{m_3}{2} * Q_3^2 = \frac{6.428,57}{2} * (30,94)^2 = 3.076.982 \$$$

$$C_4 = \frac{m_4}{2} * Q_4^2 = \frac{1.875}{2} * (106,09)^2 = 2.700.000 \$$$

$$C_5 = \frac{m_5}{2} * Q_5^2 = \frac{1.150}{2} * (172,97)^2 = 10.551.645 \$$$

$$C_6 = \frac{m_6}{2} * Q_6^2 = \frac{0}{2} * (20)^2 = 0 \$$$

El costo total del despacho, el cual es el que se buscaba optimizar, se halla aplicando los resultados previamente obtenidos, en la ecuación (2.9):

$$\begin{aligned} F &= \sum_i^N C_i = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 = \\ &= 17.203.207 + 1.750.000 + 3.076.982 + 2.700.000 + 10.551.645 + 0 \\ &= 35.281.834 \$ \end{aligned}$$

Necesitamos hallar de cada generador a qué costo despacho cada unidad de energía. Este costo unitario de generación (CU) se halla aplicando la ecuación (2.13), donde dividimos el costo de despacho de cada generador por la cantidad de MWh despachados:

$$CU_i = \frac{C_i}{Q_i} [=] \frac{\$}{MWh} \quad (2.13)$$

El costo unitario de generación (o costo de oportunidad) de cada generador lo identificamos aplicando la ecuación (2.13):

$$CU_1 = \frac{C_1}{Q_1} = \frac{17.203.207 \$}{172,97 MWh} = 99.457,75 \frac{\$}{MWh}$$

$$CU_2 = \frac{C_2}{Q_2} = \frac{1.750.000}{50} = 35.000 \frac{\$}{MWh}$$

$$CU_3 = \frac{C_3}{Q_3} = \frac{3.076.982}{30,94} = 99.449,97 \frac{\$}{MWh}$$

$$CU_4 = \frac{C_4}{Q_4} = \frac{2.700.000}{120} = 22.500 \frac{\$}{MWh}$$

$$CU_5 = \frac{C_5}{Q_5} = \frac{10.551.645}{106,09} = 98.705,75 \frac{\$}{MWh}$$

$$CU_6 = \frac{C_6}{Q_6} = \frac{0}{20} = 0 \frac{\$}{MWh}$$

En la Figura 2.1 se ha graficado la curva de suministro³⁹, la cual describe cómo se va satisfaciendo la demanda de energía desde el productor más barato al más costoso, donde se puede observar que cada generador o productor de energía se encuentra en diferentes partes de la curva. El generador marginal es aquel generador cuyo costo

³⁹ KIRSCHEN, Daniel; and GORAN, Strbac. Fundamentals of Power System Economics. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST). United Kingdom. John Wiley & Sons, Ltd. 2004. p. 18

unitario es igual al costo del mercado, es decir, el precio unitario del último generador que entró a satisfacer la última cantidad de energía necesaria al sistema para satisfacer la demanda. Este costo se define como el costo marginal⁴⁰. Los generadores que tienen costo unitario inferior al costo marginal pueden vender la energía al costo marginal. Para este caso del ejemplo 2.1, el costo marginal corresponde al costo unitario del generador 1, es decir $99.457,75 \frac{\$}{MWh}$.

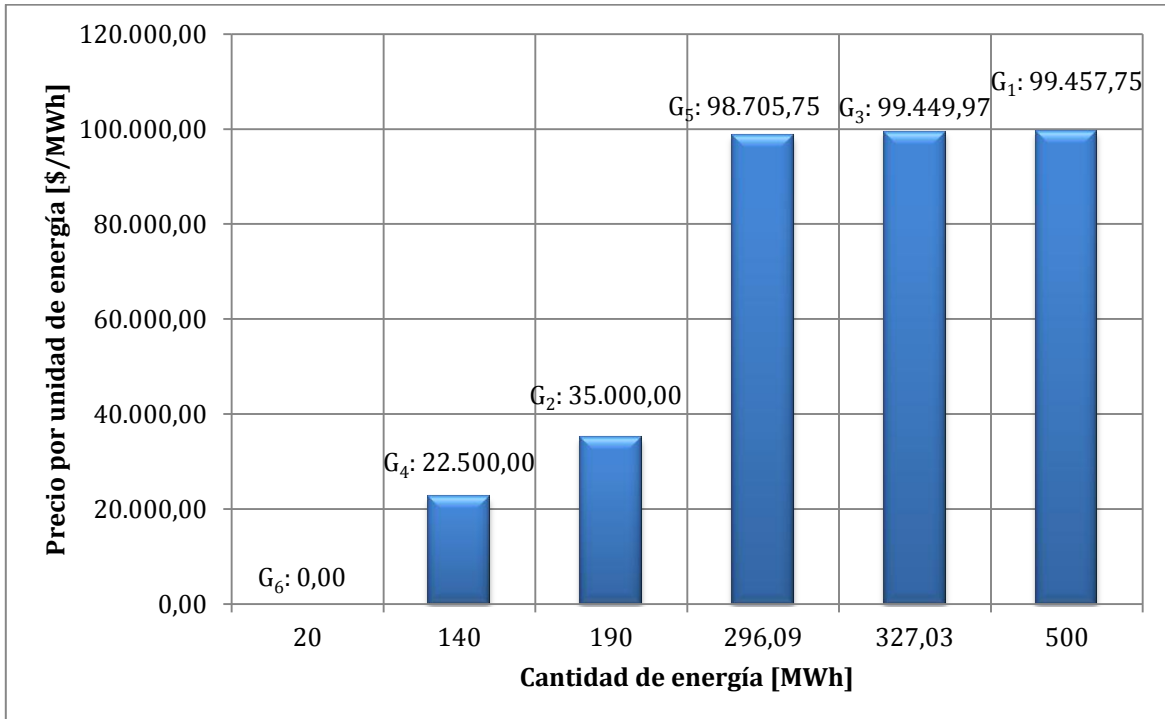


Figura 2.1. Curva de suministro del problema del ejemplo 2.1, que satisface la demanda de 500 MWh del sistema para un período en particular. El costo marginal del despacho es el generador que suministro la energía al costo unitario más alto, es decir, 99.457,75 \$/MWh.

✓ Ejemplo 2.2:

El día miércoles 22 de junio de 2013, la oferta de los generadores de energía eléctrica del Mercado Mayorista de Colombia para el período entre las 20:00 y 21:00 horas se presenta a continuación, para una demanda total que el Sistema Interconectado Nacional solicita de 9.604 MWh (D: MWh, P:\$/MWh):⁴¹

⁴⁰ Ibid. p. 30

⁴¹ XM – GESTIÓN DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL. Despacho Diario <<http://www.xm.com.co/Pages/DespachoDiario.aspx>> [Consultado en julio de 2013]

ALBAN	D	277
ALBAN	P	37737
AMOYA	D	80
AMOYA	P	0
BARRANQ3	D	60
BARRANQ3	P	735077
BARRANQ4	D	60
BARRANQ4	P	743369
BETANIA	D	510
BETANIA	P	250000
CALIMA1	D	132
CALIMA1	P	430000
CHIVOR	D	875
CHIVOR	P	110000
COINCAUCA	D	0
COINCAUCA	P	0
COROZO1	D	0
COROZO1	P	420000
CSANCARLOS	D	0
CSANCARLOS	P	0
CTGEMG1	D	61
CTGEMG1	P	840000
CTGEMG2	D	60
CTGEMG2	P	780000
CTGEMG3	D	66
CTGEMG3	P	810000
DORADA1	D	44
DORADA1	P	643935
ECUADOR11	D	0
ECUADOR11	P	197053
ECUADOR12	D	0
ECUADOR12	P	0
ECUADOR13	D	0
ECUADOR13	P	0
ECUADOR14	D	0
ECUADOR14	P	0
ECUADOR21	D	0
ECUADOR21	P	197053
ECUADOR22	D	0
ECUADOR22	P	116396
ECUADOR23	D	0
ECUADOR23	P	122884
ECUADOR24	D	0
ECUADOR24	P	0
ESMERALDA	D	28
ESMERALDA	P	0
FLORES IV	D	450
FLORES IV	P	209330
FLORES1	D	160

FLORES1	P	243626
FLORIDA2	D	8
FLORIDA2	P	0
GUAJIR11	D	145
GUAJIR11	P	175910
GUAJIR21	D	145
GUAJIR21	P	178205
GUATAPE	D	560
GUATAPE	P	37637
GUATRON	D	512
GUATRON	P	90000
GUAVIO	D	1050
GUAVIO	P	99100
INSULA	D	14
INSULA	P	0
JAGUAS	D	170
JAGUAS	P	96500
LATASAJERA	D	204
LATASAJERA	P	240000
MABEJORRAL	D	3
MABEJORRAL	P	0
MAGUAFRE	D	7
MAGUAFRE	P	0
MALTOTULUA1	D	0
MALTOTULUA1	P	0
MANTIOQ1	D	60
MANTIOQ1	P	0
MBARROSO1	D	20
MBARROSO1	P	0
MBELMONTE	D	2
MBELMONTE	P	0
MBOGOTA1	D	53
MBOGOTA1	P	0
MCALDERAS	D	10
MCALDERAS	P	0
MCARUQUIA	D	10
MCARUQUIA	P	0
MCASCADA1	D	2
MCASCADA1	P	0
MCAUCAN1	D	5
MCAUCAN1	P	0
MCAUCAN2	D	4
MCAUCAN2	P	0
MCIMARR1	D	20
MCIMARR1	P	0
MCQR1	D	3
MCQR1	P	0
MCUNDINAMARCA	D	0
MCUNDINAMARCA	P	0

MCURRUCU	D	1
MCURRUCU	P	0
MELBOSQUE	D	2
MELBOSQUE	P	0
MEMCALI	D	0
MEMCALI	P	0
MERILEC1	D	167
MERILEC1	P	568618
MGUANAQUITA	D	10
MGUANAQUITA	P	0
MHUILAQ1	D	3
MHUILAQ1	P	0
MIEL1	D	318
MIEL1	P	88000
MJEPIRAC	D	4
MJEPIRAC	P	0
MMONTAÑITAS	D	20
MMONTAÑITAS	P	0
MMORRO1	D	20
MMORRO1	P	0
MMORRO2	D	19
MMORRO2	P	0
MNLIBARE	D	2
MNLIBARE	P	0
MNORDE1	D	8
MNORDE1	P	0
MPRADO4	D	5
MPRADO4	P	0
MRIOMAYO	D	20
MRIOMAYO	P	0
MSANFRANCISC	D	0
MSANFRANCISC	P	0
MSANTANA	D	5
MSANTANA	P	0
MSANTARITA	D	1
MSANTARITA	P	0
MSANTIAGO	D	1
MSANTIAGO	P	0
MSUBA1	D	2
MSUBA1	P	0
MTOLIMA1	D	4
MTOLIMA1	P	0
MTULUA	D	12
MTULUA	P	0
MUSAQUEN1	D	2
MUSAQUEN1	P	0
MVALLEC1	D	7
MVALLEC1	P	0
MYOPAL1	D	20

MYOPAL1	P	0
M_AMAIME	D	19
M_AMAIME	P	0
M_PROVIDEN	D	0
M_PROVIDEN	P	0
PAGUA	D	600
PAGUA	P	37637
PAIPA1	D	31
PAIPA1	P	57000
PAIPA2	D	59
PAIPA2	P	58000
PAIPA3	D	65
PAIPA3	P	55000
PAIPA4	D	150
PAIPA4	P	56000
PLAYAS	D	201
PLAYAS	P	37637
PORCE2	D	405
PORCE2	P	37637
PORCE3	D	660
PORCE3	P	190000
PRADO	D	46
PRADO	P	250000
PROELEC1	D	45
PROELEC1	P	257707
PROELEC2	D	45

PROELEC2	P	257707
RPIEDRAS	D	20
RPIEDRAS	P	0
SALVAJINA	D	285
SALVAJINA	P	300000
SANCARLOS	D	1085
SANCARLOS	P	96700
SANFRANCISCO	D	0
SANFRANCISCO	P	0
TASAJER1	D	155
TASAJER1	P	143870
TCANDEL1	D	157
TCANDEL1	P	1300375
TCANDEL2	D	157
TCANDEL2	P	1347876
TCENTRO1	D	278
TCENTRO1	P	87643
TEBSA	D	642
TEBSA	P	180938
TEMCALI	D	229
TEMCALI	P	681658
TPIEDRAS	D	0
TPIEDRAS	P	0
TSIERRA	D	364
TSIERRA	P	1376682
TVALLE	D	205

TVALLE	P	206227
TYOPAL2	D	30
TYOPAL2	P	50000
URRA	D	252
URRA	P	38500
VENEZUE1	D	0
VENEZUE1	P	258502
ZIPAEMG2	D	0
ZIPAEMG2	P	155200
ZIPAEMG3	D	63
ZIPAEMG3	P	151000
ZIPAEMG4	D	0
ZIPAEMG4	P	158040
ZIPAEMG5	D	64
ZIPAEMG5	P	148100

Tabla 2.1. Oferta de generadores en el Mercado Mayorista para el período de las 20:00 a 21:00 horas del día miércoles 22 de mayo de 2013, para el caso del ejemplo 2.1.

Determine cómo se debe desarrollar la distribución de carga de forma óptima (Despacho Ideal) para satisfacer la demanda de ese período y cuál es el costo de oportunidad o costo unitario más alto del despacho, o sea, el costo marginal.

Solución ejemplo 2.2:

Para resolver el problema, aplicamos los mismos conceptos que se utilizaron en el ejemplo 2.1. El resultado de la distribución de carga se muestra en la Tabla 2.2, el cual se da en MWh:

ALBAN	277	CSANCARLOS	0	ECUADOR21	0
AMOYA	80	CTGEMG1	7,440883976	ECUADOR22	0
BARRANQ3	8,363583554	CTGEMG2	7,881894754	ECUADOR23	0
BARRANQ4	8,270290943	CTGEMG3	8,348969999	ECUADOR24	0
BETANIA	209,0278489	DORADA1	7,001395792	ESMERALDA	28
CALIMA1	31,45425906	ECUADOR11	0	FLORES IV	220,2698338
CHIVOR	815,0595711	ECUADOR12	0	FLORES1	67,29306842
COINCAUCA	0	ECUADOR13	0	FLORIDA2	8
COROZO1	0	ECUADOR14	0	GUAJIR11	84,46007396

GUAJIR21	83,37236111	MMONTA	20	RPIEDRAS	20
GUATAPE	560	MMORRO1	20	SALVAJINA	97,34140021
GUATRON	512	MMORRO2	19	SANCARLOS	1085
GUAVIO	1050	MNLIBARE	2	SANFRANCISCO	90
INSULA	14	MNORDE1	8	TASAJER1	110,3914501
JAGUAS	170	MPRADO4	5	TCANDEL1	12,3710062
LATASAJERA	87,09493703	MRIOMAYO	20	TCANDEL2	11,93503497
MABEJORRAL	3	MSANFRANCISC	0	TCENTRO1	278
MAGUAFRE	7	MSANTANA	5	TEBSA	363,5626215
MALTOTULUA1	0	MSANTARITA	1	TEMCALI	34,42254134
MANTIOQ1	60	MSANTIAGO	1	TPIEDRAS	0
MBARROSO1	20	MSUBA1	2	TSIERRA	27,09204157
MBELMONTE	2	MTOLIMA1	4	TVALLE	101,8549924
MBOGOTA1	53	MTULUA	12	TYOPAL2	30
MCALDERAS	10	MUSAQUEN1	2	URRA	252
MCARUQUIA	10	MVALLEC1	7	VENEZUE1	0
MCASCADA1	2	MYOPAL1	20	ZIPAEMG2	0
MCAUCAN1	5	M_AMAIME	19	ZIPAEMG3	42,75014439
MCAUCAN2	4	M_PROVIDEN	0	ZIPAEMG4	0
MCIMARR1	20	PAGUA	600	ZIPAEMG5	44,27911165
MCQR1	3	PAIPA1	31		
MCUNDINAMARCA	0	PAIPA2	59		
MCURRUCU	1	PAIPA3	65		
MELBOSQUE	2	PAIPA4	150		
MEMCALI	0	PLAYAS	201		
MERILEC1	30,09330255	PORCE2	405		
MGUANAQUITA	10	PORCE3	355,9297736		
MHUILAQ1	3	PRADO	18,85349225		
MIEL1	318	PROELEC1	17,89205738		
MJEPIRAC	7	PROELEC2	17,89205738		

Tabla 2.2. Distribución de carga (despacho ideal) de cada generador para satisfacer la demanda de 9.604 MWh del día miércoles 22 de mayo de 2013 entre las 20:00 y 21:00 horas.

El costo marginal de esta aproximación al despacho ideal para este problema es de $51.232,32 \frac{\$}{MWh}$.

CAPÍTULO 3

DESARROLLO TEÓRICO DEL APLICATIVO # 2: SIMULADOR DE DESPACHOS ECONÓMICOS CON RECURSOS HIDRÁULICOS, TÉRMICOS, SOLARES Y EÓLICOS

La operación económica de un sistema de potencia es muy importante para recuperar y obtener beneficios del capital que se invierte. Las tarifas que fijan las instituciones reguladoras y la importancia de conservar los *commodities* energéticos (agua, gas, carbón, fuel oil, combustóleo, ACPM, etc) presionan a las compañías generadoras a alcanzar la eficiencia máxima posible. La máxima eficiencia minimiza el costo del kilovatio-hora a los consumidores y también el costo que representa a la compañía el suministro de este kilovatio-hora ante los cambios climáticos, el alza constante de precios de combustible, mano de obra, materias primas y mantenimientos. El despacho económico se define entonces como la solución al flujo de potencia con el mínimo costo de producción, el cual determina la salida de potencia de cada central generadora o planta que minimizará el costo total de recursos necesarios para alimentar la carga del sistema⁴².

El problema de las pérdidas de transmisión puede tener muchas variantes dependiendo de cómo se controla el flujo de potencia en el sistema (debido a que en la práctica la distancia entre los centros de generación y los de carga son distintos). Esta situación no será tratada en este trabajo.

Un flujo de potencia óptimo debe asegurar el balance generación-carga de manera que la frecuencia del sistema permanezca, tan próxima como sea posible, en el valor nominal de operación (generalmente 50 ó 60 Hz)⁴³.

Para determinar la distribución económica de la carga entre las diferentes unidades generadoras, se deben expresar los costos operacionales variables de la unidad en términos de la salida de potencia⁴⁴. Para los sistemas hidráulicos es necesario determinar las funciones que modelan los costos de desembalsamiento de agua. Para los sistemas térmicos, se debe determinar el costo de los combustibles fósiles. En términos prácticos, la generación de plantas solares y eólicas no son variables de control, ya que están determinadas por la radiación solar y la velocidad del viento. Es así como estas plantas deben ser las primeras (junto con las plantas filo de agua) que se deben utilizar en suplir la demanda en un período de tiempo determinado; esto debido a que si no se utilizara, esta generación se perdería.

⁴² GRAINGER, John J.; STEVENSON Jr., William D.. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. México. 1996. p. 498

⁴³ *Ibíd.*, p. 499

⁴⁴ *Ibíd.*

En el desarrollo de despachos económicos hidrotérmicos con energías solares y eólicas, las fuentes no convencionales reducen la operación de las plantas térmicas⁴⁵ ya que estas reemplazan un recurso agotable por uno renovable y prácticamente ilimitado.

3.1 MODELOS MATEMÁTICOS PARA PLANTAS ELÉCTRICAS HIDRÁULICAS, TÉRMICAS Y ALTERNATIVAS (EÓLICAS Y SOLARES)

3.1.1 PLANTAS HIDRÁULICAS

Son sistemas de generación que transforman la energía mecánica que aporta el agua en energía eléctrica. La variable número uno de estos sistemas son las hidrologías, cuyas principales características son la aleatoriedad y la no controlabilidad. Para definir el despacho económico de los sistemas hidráulicos es necesario hacer predicciones de la hidrología con base en la información histórica y de algún método estadístico de predicción, como se puede apreciar en la Figura 3.1. Para la solución del despacho económico es necesario utilizar métodos estocásticos de optimización, que permiten el mejor tratamiento posible de la variable hidrología⁴⁶.

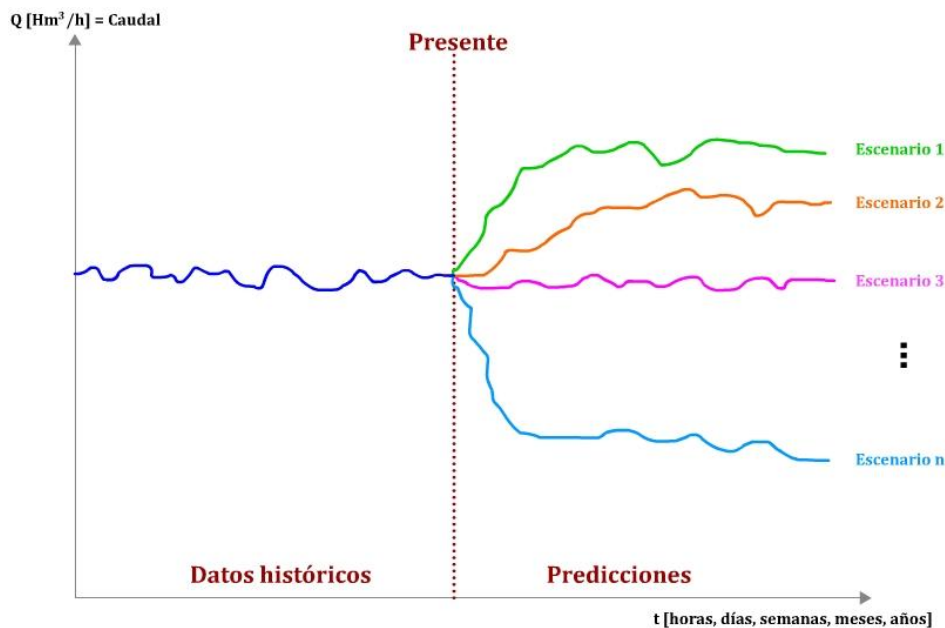


Figura 3.1. Ejemplo esquemático que muestra cómo se desarrollan los estudios de hidrologías a partir de la información histórica de los eventos y las predicciones estadísticas.

⁴⁵ ISAAC, I. A.; AREIZA, J.M.; GONZÁLEZ, J.W.; and BIECHL, H.. Long-term Energetic Analysis for Electric Expansion Planning Under High Wind Power Penetration Scenarios in Colombia and Neighboring Countries. Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European. Madrid, Spain. 23-25 June 2010. p. 1

⁴⁶ CORREDOR A., Pablo Hernán. Operación Económica de Sistemas de Potencia. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Serie NABLA – DELTA No. 23. Medellín. 1992. p. 30

Los tipos de plantas hidráulicas se clasifican dependiendo de la regulación de agua: plantas con embalses y plantas filo de agua.

3.1.1.1 Plantas con embalses

Estas plantas permiten almacenar agua en un embalse de modo que el caudal descargado puede ser diferente al caudal de entrada al embalse⁴⁷. El caudal de entrada puede ser gracias a los aportes hídricos de estrellas fluviales que alimentan el embalse o aportes que provienen de embalses aguas arriba del cauce del río. La regulación de este recurso es superior al período de análisis⁴⁸.

Se trata de obtener la máxima utilización de la fuente al menor costo posible y lograr mediante el mejor aprovechamiento del caudal y la más conveniente y económica disposición de las obras destinadas a su utilización, el menor costo de generación del kilovatio-hora posible. Para lograrlo, se trata de economizar el caudal no aprovechado durante los períodos de menor consumo de energía, acumulándolo en un depósito para utilizarlo en las épocas en que el consumo es mayor que la media⁴⁹.

En la Figura 3.2 se pueden observar dos representaciones esquemáticas de una planta hidráulica con embalse. La Figura 3.2 (a) muestra un embalse que envía el volumen de agua vertido a un cauce distinto a donde se dirige el volumen turbinado (otro río o un embalse o una planta filo de agua). Por su parte, el embalse de la Figura 3.2 (b) envía el volumen vertido al mismo cauce a donde se dirige el volumen turbinado. El esquema de la Figura 3.2 (a) es el que se aplica para el desarrollo de este software, donde el agua es vertida a ningún destino en particular.

Para poder modelar adecuadamente una planta con embalse es necesario identificar la curva de costos terminales o de continuación, la cual está asociada al nivel de agua del embalse; y la función de entrada de caudal y salida de potencia, asociada a la turbina y alternador de la planta.

⁴⁷ BOTERO URIBE, Beatriz; MORENO DEL VALLE, Carlos Alberto; RAMÍREZ ARCILA, José Ignacio; y VILLA AGUIRRE, Germán. Programación Lineal Aplicada a la Coordinación Hidrotérmica. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Medellín, Colombia.1989. p. 83

⁴⁸ CORREDOR A., Pablo Hernán. Operación Económica de Sistemas de Potencia. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Serie NABLA – DELTA No. 23. Medellín. 1992. p. 31

⁴⁹ BOTERO URIBE, Beatriz; MORENO DEL VALLE, Carlos Alberto; RAMÍREZ ARCILA, José Ignacio; y VILLA AGUIRRE, Germán. Programación Lineal Aplicada a la Coordinación Hidrotérmica. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Medellín, Colombia.1989. p. 83

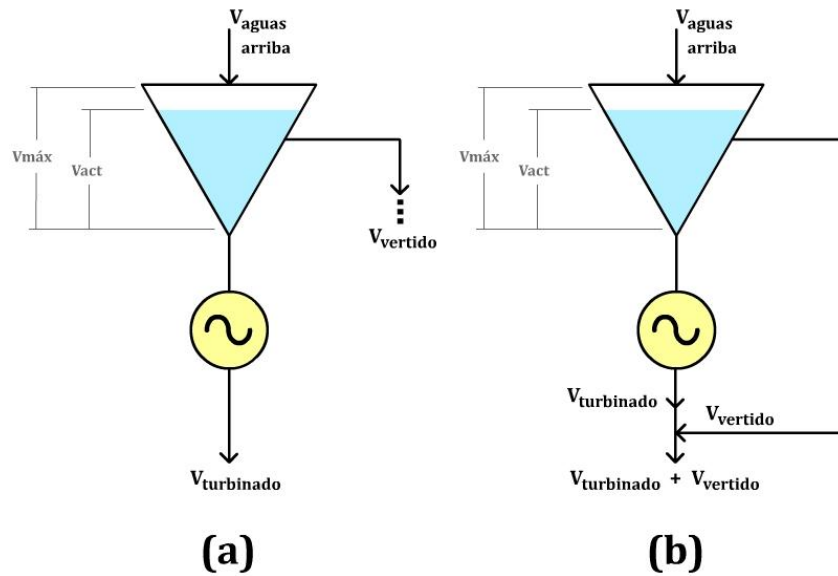


Figura 3.2. Representaciones esquemáticas de una planta hidráulica con embalse, donde $V_{máx}$ es el volumen máximo útil del embalse y V_{act} el volumen útil actual del embalse, para un período dado. (a) Esquema donde el volumen vertido es enviado a un cauce distinto al del volumen turbinado. (b) Esquema donde el volumen vertido es enviado al mismo cauce donde se dirige el volumen turbinado.

3.1.1.1.1 Curva de costos terminales o de continuación

Son costos asociados a los embalses con base en los niveles de volumen alcanzado al final del período de solución. Se define una función de costos para cada embalse linealmente a tramos, igual al costo equivalente dado por un análisis de ejecución a largo plazo⁵⁰. La Figura 3.3 describe gráficamente esta función.

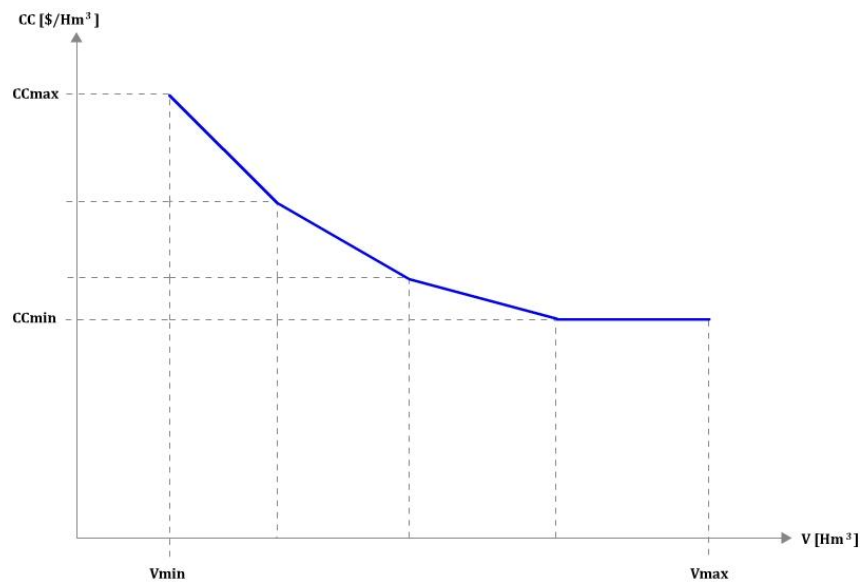


Figura 3.3. Topología gráfica función de costos terminales o de continuación linealmente a tramos de un embalse.

⁵⁰ *Ibíd.*, p. 101

Para efectos prácticos de diseño del algoritmo de esta aplicación, la función de costos terminales o de continuación se modela como un polinomio de grado 2, es decir, parabólicamente y sin definir tramos, como se visualiza en la **Figura 3.4**.

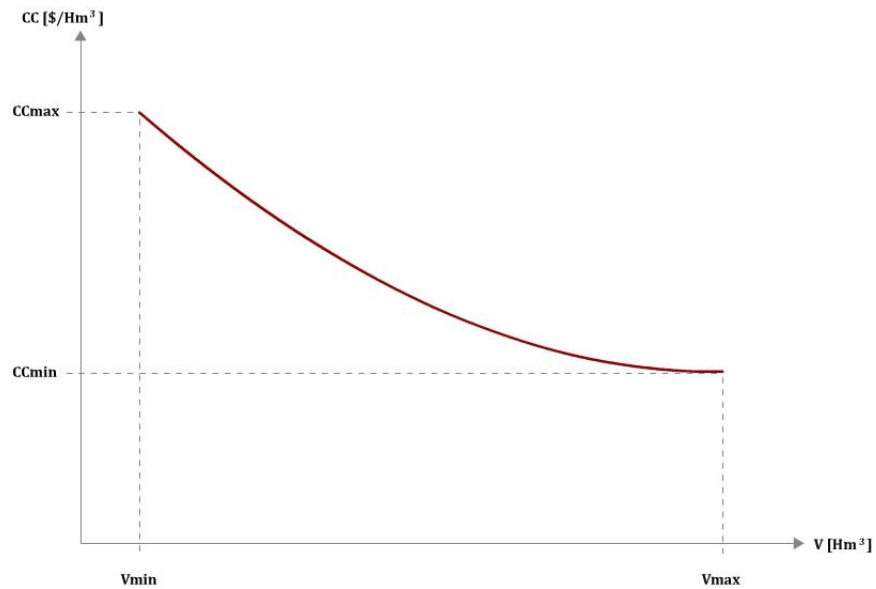


Figura 3.4. Topología gráfica función de costos terminales o de continuación de un embalse, parabólicamente y sin definir tramos lineales.

La curva mostrada en la Figura 3.4 evalúa el costo monetario por unidad de volumen de agua respecto al volumen o nivel del embalse, dado en unidades monetarias por hectómetros cúbicos $\left(\frac{\$}{Hm^3}\right)$, como se observa en la ecuación (3.1):

$$CC(V) = a V^2 + b V + c [=] \frac{\$}{Hm^3} \quad \forall V \geq 0 \quad (3.1)$$

Donde V es el volumen de agua que ocupa el embalse, dado en hectómetros cúbicos (Hm^3). Los coeficientes a , b y c representan la forma como será definida la curva en el plano bidimensional. Para identificar estos coeficientes, partimos de varios parámetros básicos técnicos que ya deben ser previamente conocidos por el diseñador de parques de generación:

- El volumen máximo útil de agua ($V_{m\acute{a}x}$) que puede soportar el embalse antes de ejecutar vertimientos, donde el volumen mínimo útil se define por defecto como cero, como se puede observar en la Figura 3.5. Este parámetro se explica como la cantidad mínima de agua que debe disponer el embalse para generar electricidad con criterios de calidad, confiabilidad y estabilidad. La unidad de medida se define en hectómetros cúbicos (Hm^3).
- El parámetro costo mínimo de generación a máxima potencia durante un período intermitente de una hora, para el caso cuando el embalse empieza a vaciarse estando este totalmente lleno previamente y sin recibir aportes hídricos aguas arriba mientras transcurre ese lapso de tiempo. Esta situación indica que al alcanzar el embalse un nivel alto de volumen, se presentará un

costo de operación bajo para el futuro⁵¹. Se define entonces el parámetro costo mínimo de generación a máxima potencia ($C_{min} [=] \frac{\$}{MWh}$), el cual se define en unidades monetarias por megavatio hora.

- El parámetro costo máximo de generación a máxima potencia ($C_{max} [=] \frac{\$}{MWh}$), donde se debe identificar el costo de generación a máxima potencia durante un período intermitente de una hora, para el caso cuando el embalse dispone de un volumen útil que es suficiente para cumplir con la expectativa de generación. Al finalizar el período, el volumen útil del embalse sería cero. Esta situación indica que al alcanzar el embalse un nivel bajo de volumen, se presentará un costo de operación elevado para el futuro⁵².
- La potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$) a la que puede trabajar la planta sin salirse de estabilidad (potencia nominal).
- Se debe identificar cual es el caudal máximo de agua que puede turbinar la planta para disponer la máquina a generar a la máxima potencia, de forma intermitente durante un período de una hora ($Q_{max} [=] \frac{Hm^3}{h}$).

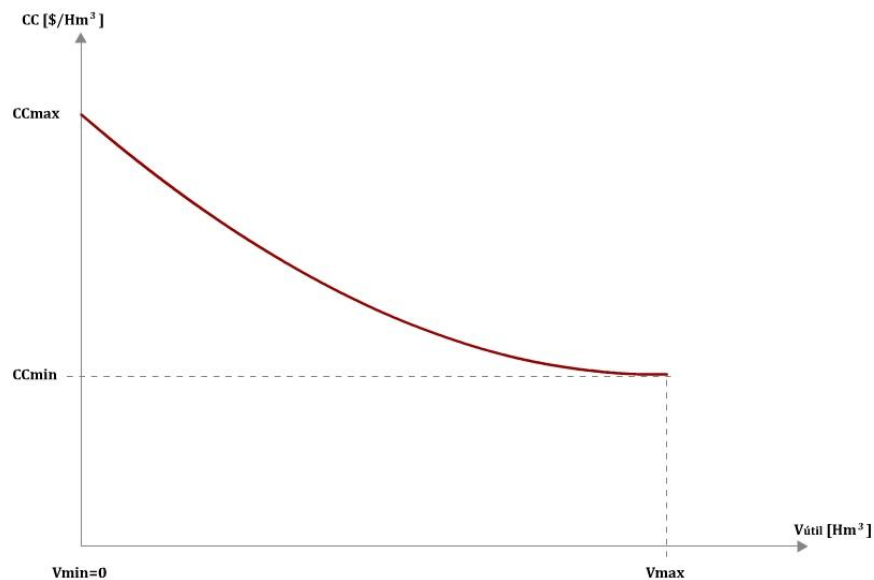


Figura 3.5. Topología gráfica función de costos terminales o de continuación de un embalse parabólicamente y sin tramos lineales, para el volumen útil del embalse.

Así las cosas, estas cinco condiciones iniciales serán suficientes para modelar la curva de costos terminales o de continuación del embalse como media parábola cóncava hacia arriba, los cuales permitirán hallar los costos de continuación máximos ($CC_{m\acute{a}x}$) y los costos de continuación mínimos ($CC_{m\acute{i}n}$), que son necesarios para identificar los coeficientes constantes de la ecuación (3.1). Estos parámetros se describen en el eje dependiente de la Figura 3.5. Se puede observar que el costo de continuación del embalse (CC) tiende a ser $CC_{m\acute{i}n}$ cuando el volumen del embalse tiende a ser $V_{m\acute{a}x}$; a

⁵¹ *Ibíd.*, p. 102

⁵² *Ibíd.*

su vez el CC tiende a ser $CC_{m\acute{a}x}$ cuando el volumen tiende a ser $V_{m\acute{i}n}$, osea, cero. A continuaci3n se describen los pasos que se aplican para identificar los coeficientes de la ecuaci3n (3.1):

1. Necesitamos saber, a partir de la ecuaci3n (3.1), cu3l ser3a la cantidad de dinero que se debe facturar por turbinar una cantidad de agua que se libera del embalse. Si se liberara toda el agua del embalse estando este inicialmente lleno, la expresi3n que representa este resultado se da al integrar la ecuaci3n (3.1) desde el valor de volumen m3nimo (que es cero) hasta el valor de volumen m3ximo, dando como resultado un valor en t3rminos de unidades monetarias, como se muestra en la ecuaci3n (3.2):

$$\text{Costo desembalse}_{\text{agua embalse}}(V) = \int_{V_{m\acute{i}n}=0}^{V_{m\acute{a}x}} CC(V) dV [=] \$ \quad (3.2)$$

El costo m3nimo de generaci3n a m3xima potencia durante un per3odo de una hora ($C_{m\acute{i}n}$), multiplicado por la potencia m3xima a la que puede trabajar la planta ($P_{m\acute{a}x}$), nos entrega el costo de despacho m3nimo a m3xima potencia durante un per3odo de una hora ($CD_{m\acute{i}n}$), dado en unidades monetarias, como se muestra en la ecuaci3n (3.3):

$$CD_{m\acute{i}n} = C_{m\acute{i}n} * (1 h) * P_{m\acute{a}x} [=] \$ \quad (3.3)$$

As3 mismo, el costo m3ximo de generaci3n a m3xima potencia durante un per3odo de una hora ($C_{m\acute{a}x}$), multiplicado por la potencia m3xima a la que puede trabajar la planta ($P_{m\acute{a}x}$), nos entrega el costo de despacho m3ximo a m3xima potencia durante un per3odo de una hora ($CD_{m\acute{a}x}$), dado en unidades monetarias, como se muestra en la ecuaci3n (3.4):

$$CD_{m\acute{a}x} = C_{m\acute{a}x} * (1 h) * P_{m\acute{a}x} [=] \$ \quad (3.4)$$

El volumen de agua que sale del embalse durante una hora cuando trabaja a m3xima potencia la planta se puede hallar multiplicando el caudal m3ximo que puede turbinar la m3quina ($Q_{m\acute{a}x}$) por el tiempo que demora el caudal en detenerse, es decir, por una hora, dando como resultado un volumen turbinado m3ximo ($VT_{m\acute{a}x}$), como se muestra en la ecuaci3n (3.5):

$$VT_{m\acute{a}x} = Q_{m\acute{a}x} * (1 h) [=] Hm^3 \quad (3.5)$$

En la Figura 3.6 se grafica la misma curva de la Figura 3.5, donde se muestran dos 3reas sombreadas que representan los costos de desembalsar el volumen turbinado m3ximo para los casos cuando el embalse est3 totalmente lleno y cuando est3 ad portas de quedar sin volumen 3til, es decir, el costo de despacho m3nimo a m3xima potencia ($CD_{m\acute{i}n}$) y el costo de despacho m3ximo a m3xima potencia ($CD_{m\acute{a}x}$), respectivamente.

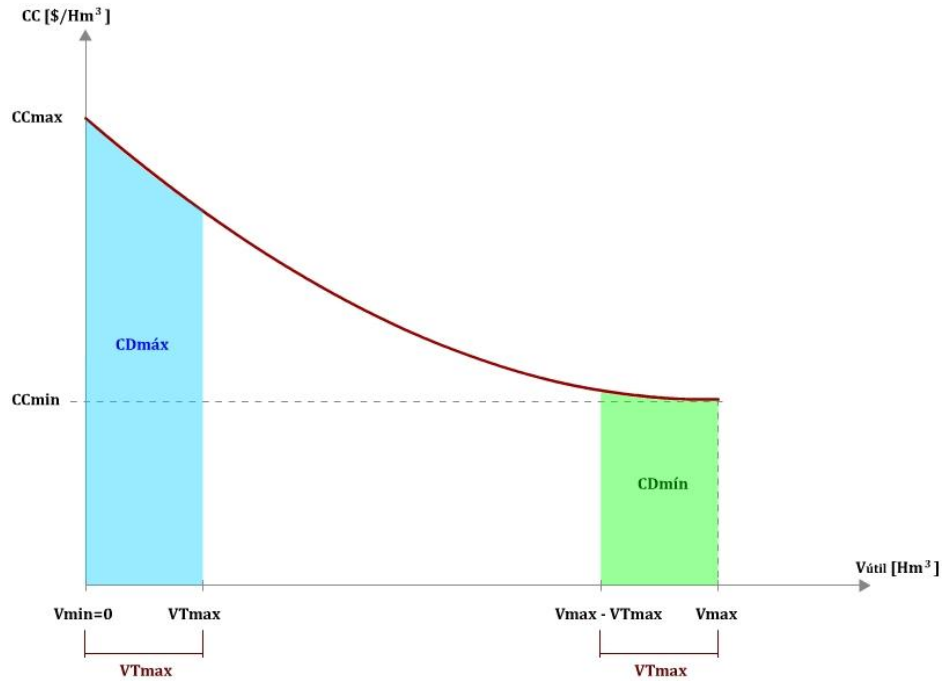


Figura 3.6. Topología gráfica función de costos terminales o de continuación de un embalse parabólicamente y sin tramos lineales, para el volumen útil del embalse, donde las áreas sombreadas muestran el costo de despacho mínimo a máxima potencia ($CD_{mín}$) y el costo de despacho máximo a máxima potencia ($CD_{máx}$).

Así las cosas, como se observa en la Figura 3.6, $CD_{mín}$ y $CD_{máx}$ se pueden expresar también como se muestra a continuación en las ecuaciones (3.6) y (3.7), respectivamente, a partir de la ecuación (3.1) de costos de continuación. A continuación se muestra la demostración para hallar la ecuación (3.6) que permite identificar a $CD_{mín}$:

$$CD_{mín} = \int_{V_{máx}-VT_{máx}}^{V_{máx}} CC(V) dV =$$

$$\int_{V_{máx}-VT_{máx}}^{V_{máx}} (aV^2 + bV + c)dV = \frac{a}{3}V^3 + \frac{b}{2}V^2 + cV + cte \Big|_{V_{máx}-VT_{máx}}^{V_{máx}} ; cte = 0$$

$$CD_{mín} = \frac{a}{3}[(V_{máx})^3 - (V_{máx} - VT_{máx})^3] + \frac{b}{2}[(V_{máx})^2 - (V_{máx} - VT_{máx})^2] + c [VT_{máx}] = \frac{a}{3} [\alpha] + \frac{b}{2}[\beta] + c [\gamma] [=] \$ \quad (3.6)$$

A continuación se muestra la demostración para hallar la ecuación (3.7) que permite identificar a $CD_{máx}$:

$$CD_{máx} = \int_0^{VT_{máx}} CC(V) dV =$$

$$\int_{V_{m\acute{a}x}-VT_{m\acute{a}x}}^{V_{max}} (aV^2 + bV + c)dV = \frac{a}{3}V^3 + \frac{b}{2}V^2 + cV + cte \Big|_0^{VT_{m\acute{a}x}} ; cte = 0$$

$$CD_{m\acute{a}x} = \frac{a}{3}[VT_{m\acute{a}x}]^3 + \frac{b}{2}[VT_{m\acute{a}x}]^2 + c[VT_{m\acute{a}x}][=]\$ \quad (3.7)$$

Iguamos las ecuaciones (3.6) y (3.3), resultando la ecuaci3n (3.8):

$$\frac{a}{3}\alpha + \frac{b}{2}\beta + c\gamma = C_{m\acute{i}n} * (1h) * P_{m\acute{a}x} \quad (3.8)$$

Iguamos las ecuaciones (3.7) y (3.4), resultando la ecuaci3n (3.9):

$$\frac{a}{3}[VT_{m\acute{a}x}]^3 + \frac{b}{2}[VT_{m\acute{a}x}]^2 + c[VT_{m\acute{a}x}] = C_{m\acute{a}x} * (1h) * P_{m\acute{a}x} \quad (3.9)$$

- En la Figura 3.5 se puede observar que la funci3n de costos de continuaci3n propuesta es una media parábola que tiene su vértice en las coordenadas $(V_{m\acute{a}x}; CC_{m\acute{i}n})$, adem3s es cóncava hacia arriba. La ecuaci3n (3.10)⁵³ describe la geometr3a de esta curva:

$$CC(V) = \frac{1}{4p}(V - V_{m\acute{a}x})^2 + CC_{m\acute{i}n} \quad (3.10)$$

Donde p es la distancia del vértice al foco de la parábola.

Expandiendo los factores de la ecuaci3n (3.10), obtenemos la ecuaci3n (3.11):

$$CC(V) = \left(\frac{1}{4p}\right)V^2 + \left(-\frac{2V_{m\acute{a}x}}{4p}\right)V + \left(\frac{V_{m\acute{a}x}^2}{4p} + CC_{m\acute{i}n}\right) \forall V \geq 0 \ \& \ V \leq V_{m\acute{a}x} \quad (3.11)$$

Iguando la ecuaci3n (3.11) con la ecuaci3n (3.1), podemos darnos cuenta que los coeficientes a , b y c de la ecuaci3n (3.1) dependen de p y de $CC_{m\acute{i}n}$:

$$a = \frac{1}{4p} \quad (3.12)$$

$$b = \frac{-2*V_{m\acute{a}x}}{4p} \quad (3.13)$$

$$c = \frac{V_{m\acute{a}x}^2}{4p} + CC_{m\acute{i}n} \quad (3.14)$$

Evaluando las ecuaciones (3.12), (3.13) y (3.14) en las ecuaciones (3.8) y (3.9), logramos plantear un sistema de dos ecuaciones y dos inc3gnitas ($CC_{m\acute{i}n}$ y p). Resolviendo el sistema, obtenemos la soluci3n para $CC_{m\acute{i}n}$, como se observa en la ecuaci3n (3.15):

⁵³ STEWART, James; REDLIN, Lothar; y WATSON Saleem. Prec3culo. Tercera Edici3n. International Thomson Editores. M3xico. 2001.

$$CC_{mín} = \frac{P_{máx} * (1 h) * \left[C_{mín} - C_{máx} \left(\frac{\frac{1}{12}\alpha - \frac{V_{máx}}{4}\beta + \frac{V_{máx}^2}{4}\gamma}{\frac{1}{12}VT_{máx}^3 - \frac{V_{máx}}{4}VT_{máx}^2 + \frac{V_{máx}^2}{4}VT_{máx}} \right) \right]}{VT_{máx} \left[1 - \left(\frac{\frac{1}{12}\alpha - \frac{V_{máx}}{4}\beta + \frac{V_{máx}^2}{4}\gamma}{\frac{1}{12}VT_{máx}^3 - \frac{V_{máx}}{4}VT_{máx}^2 + \frac{V_{máx}^2}{4}VT_{máx}} \right) \right]} \quad (3.15)$$

Donde:

$$\alpha = (V_{máx})^3 - (V_{máx} - VT_{máx})^3 \quad (3.16)$$

$$\beta = (V_{máx})^2 - (V_{máx} - VT_{máx})^2 \quad (3.17)$$

$$\gamma = VT_{máx} \quad (3.18)$$

Estos valores se pueden recordar previamente en la ecuación (3.6).

A partir de la solución de $CC_{mín}$, resolvemos para p y la hallamos, como se observa en la ecuación (3.19):

$$p = \frac{\frac{1}{12}VT_{máx}^3 - \frac{V_{máx}}{4}VT_{máx}^2 + \frac{V_{máx}^2}{4}VT_{máx}}{C_{máx} * P_{máx} * (1 h) - CC_{mín} * VT_{máx}} \quad (3.19)$$

Se puede apreciar finalmente que los coeficientes a , b y c , es decir, las ecuaciones (3.12), (3.13) y (3.14), respectivamente, se pueden hallar inmediatamente teniendo resueltos $CC_{mín}$ y p , junto con $V_{máx}$ que ya era un parámetro de entrada del problema.

Identificando previamente los parámetros básicos de diseño de plantas eléctricas de generación hidráulica con embalses ($V_{máx}$, $C_{mín}$, $C_{máx}$, $P_{máx}$ y $Q_{máx}$) y aplicándolos para hallar $CC_{mín}$ y p , podemos identificar el valor de los parámetros que nos permiten crear la función de costos terminales o de continuación de una forma práctica acorde a las necesidades que precisa simular el diseñador de parques de generación.

✓ **Ejemplo 3.1:**

Hallar y graficar la curva de costos de continuación para la planta eléctrica de generación hidráulica con embalse que tiene las siguientes características técnicas y económicas (unidad monetaria en pesos colombianos — COP\$):

- $V_{máx} = 230 \text{ Hm}^3$
- $C_{mín} = 25.000 \frac{\$}{\text{MWh}}$
- $C_{máx} = 400.000 \frac{\$}{\text{MWh}}$
- $P_{máx} = 200 \text{ MW}$
- $Q_{máx} = 0,25 \frac{\text{Hm}^3}{\text{h}}$

Solución ejemplo 3.1:

Hallamos primero el $VT_{m\acute{a}x}$, a partir de la ecuaci3n (3.5):

$$VT_{m\acute{a}x} = Q_{m\acute{a}x} * (1 h) = 0,25 \frac{Hm^3}{h} * 1h = 0,25 Hm^3$$

Luego hallamos los coeficientes α, β, γ ; a partir de las ecuaciones (3.16), (3.17) y (3.18), respectivamente:

$$\alpha = (V_{m\acute{a}x})^3 - (V_{m\acute{a}x} - VT_{m\acute{a}x})^3 = (230 Hm^3)^3 - (230 Hm^3 - 0,25 Hm^3)^3 = 39.631,89 Hm^9$$

$$\beta = (V_{m\acute{a}x})^2 - (V_{m\acute{a}x} - VT_{m\acute{a}x})^2 = (230 Hm^3)^2 - (230 Hm^3 - 0,25 Hm^3)^2 = 114,94 Hm^6$$

$$\gamma = VT_{m\acute{a}x} = 0,25 Hm^3$$

Luego hallamos $CC_{m\acute{i}n}$ a partir de la ecuaci3n (3.15):

$$CC_{m\acute{i}n} = \frac{P_{m\acute{a}x} * (1 h) * \left[C_{m\acute{i}n} - C_{m\acute{a}x} \left(\frac{\frac{1}{12}\alpha - \frac{V_{m\acute{a}x}}{4}\beta + \frac{V_{m\acute{a}x}^2}{4}\gamma}{\frac{1}{12}VT_{m\acute{a}x}^3 - \frac{V_{m\acute{a}x}}{4}VT_{m\acute{a}x}^2 + \frac{V_{m\acute{a}x}^2}{4}VT_{m\acute{a}x}} \right) \right]}{VT_{m\acute{a}x} \left[1 - \left(\frac{\frac{1}{12}\alpha - \frac{V_{m\acute{a}x}}{4}\beta + \frac{V_{m\acute{a}x}^2}{4}\gamma}{\frac{1}{12}VT_{m\acute{a}x}^3 - \frac{V_{m\acute{a}x}}{4}VT_{m\acute{a}x}^2 + \frac{V_{m\acute{a}x}^2}{4}VT_{m\acute{a}x}} \right) \right]}$$

$$= \frac{200 * (1) * \left[25.000 - 400.000 * \left(\frac{\frac{1}{12}(39.631,89) - \frac{230}{4}(114,94) + \frac{(230)^2}{4}(0,25)}{\frac{1}{12}(0,25)^3 - \frac{230}{4}(0,25)^2 + \frac{(230)^2}{4}(0,25)} \right) \right]}{0,25 * \left[1 - \left(\frac{\frac{1}{12}(39.631,89) - \frac{230}{4}(114,94) + \frac{(230)^2}{4}(0,25)}{\frac{1}{12}(0,25)^3 - \frac{230}{4}(0,25)^2 + \frac{(230)^2}{4}(0,25)} \right) \right]}$$

$$= \frac{(200 MW) * (1 h) * \left[\left(25.000 \frac{\$}{MWh} \right) - \left(400.000 \frac{\$}{MWh} \right) * \left(\frac{-0,1425 Hm^9}{3302,66 Hm^9} \right) \right]}{(0,25 Hm^3) * \left[1 - \left(\frac{-0,1425 Hm^9}{3302,66 Hm^9} \right) \right]}$$

$$= \frac{(200 MW) * (1 h) * \left[25.017,26 \frac{\$}{MWh} \right]}{(0,25 Hm^3) * [1,000043]} = \frac{5.003.452 \$}{0,2500107 Hm^3} = 20.012.951,45 \frac{\$}{Hm^3}$$

Ahora hallamos p , a partir de la ecuaci3n (3.19):

$$p = \frac{\frac{1}{12}VT_{m\acute{a}x}^3 - \frac{V_{m\acute{a}x}}{4}VT_{m\acute{a}x}^2 + \frac{V_{m\acute{a}x}^2}{4}VT_{m\acute{a}x}}{C_{m\acute{a}x} * P_{m\acute{a}x} * (1 h) - CC_{m\acute{i}n} * VT_{m\acute{a}x}} = \frac{\frac{1}{12}(0,25)^3 - \frac{230}{4}(0,25)^2 + \frac{(230)^2}{4}(0,25)}{(400.000)(200)(1) - (20.012.951,45)(0,25)}$$

$$= \frac{3302,66 Hm^9}{74.996.762,14 \$}$$

$$= 4,404 * 10^{-5} \frac{Hm^9}{\$}$$

Con los parámetros obtenidos, hallamos los coeficientes a , b y c ; a partir de las ecuaciones (3.12), (3.13) y (3.14), respectivamente:

$$a = \frac{1}{4p} = \frac{1}{4\left(4,404 \cdot 10^{-5} \frac{Hm^9}{\$}\right)} = 5676,66 \frac{\$}{Hm^9}$$

$$b = \frac{-2 \cdot V_{máx}}{4p} = -2 * \frac{230 Hm^3}{4\left(4,404 \cdot 10^{-5} \frac{Hm^9}{\$}\right)} = -2.611.262,49 \frac{\$}{Hm^6}$$

$$c = \frac{V_{máx}^2}{4p} + CC_{mín} = \frac{(230 Hm^3)^2}{4\left(4,404 \cdot 10^{-5} \frac{Hm^9}{\$}\right)} + \left(20.012.951,45 \frac{\$}{Hm^3}\right)$$

$$= \left(300.295.186,2 \frac{\$}{Hm^3}\right) + \left(20.012.951,45 \frac{\$}{Hm^3}\right) = 320.308.137,6 \frac{\$}{Hm^3}$$

Ahora, con los parámetros identificados, obtenemos la función de costos de continuación para este caso, reemplazando estos en la ecuación (3.1). Nótese que las unidades de medida de los coeficientes a , b y c son conformes para que la función de costos de continuación a la salida entregue un resultado dado en unidades monetarias sobre unidades de volumen:

$$CC(V) = aV^2 + bV + c = 5676,66 V^2 - 2.611.262,49 V + 320.308.137,6 [=] \frac{\$}{Hm^3} \quad (3.20)$$

En la Figura 3.7 se muestra la gráfica que representa la función de costos de continuación vista en la ecuación (3.20):

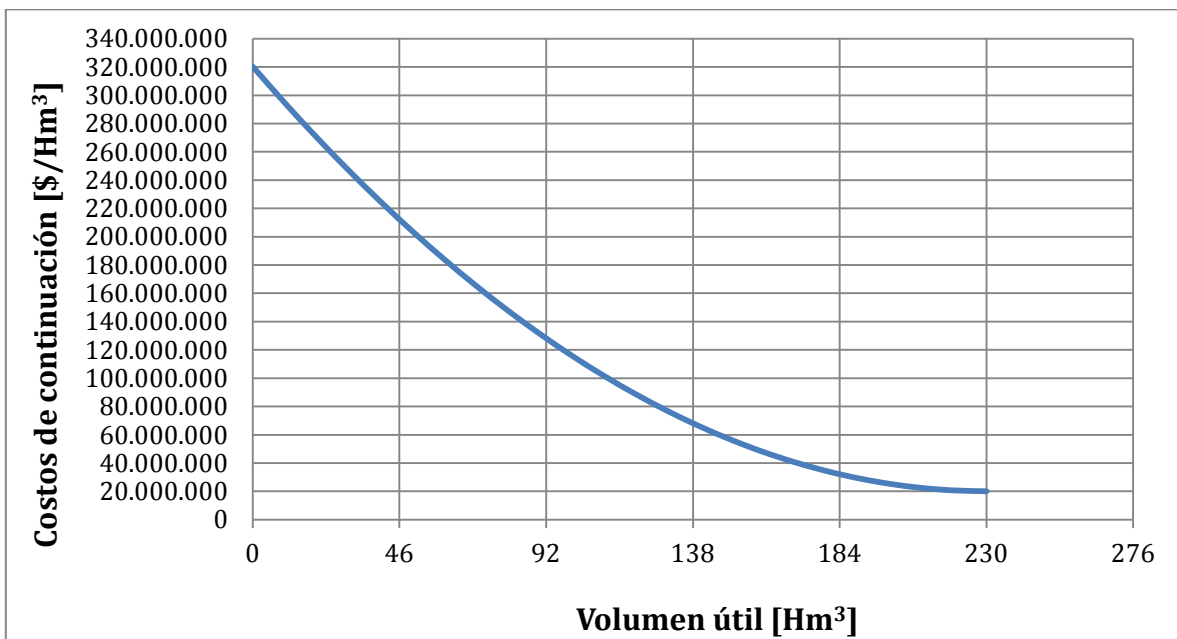


Figura 3.7. Gráfica que representa la función de costos de continuación del embalse del ejemplo 3.1, es decir, la ecuación (3.20).

✓ Ejemplo 3.2:

A partir del caso del Ejemplo 3.1, se tiene que el embalse cuenta con 138 Hm^3 de agua útil para generar energía. Transcurrido un tiempo dado, fueron turbinados 12 Hm^3 de agua. A partir de la función de costos de continuación de esta planta y embalse – ecuación (3.20) –, determine cuál es el costo monetario de ese desembalse.

Solución ejemplo 3.2:

En la ecuación (3.2) definida, se determinó que el costo total del desembalse de agua es igual a la integral de la función de costos de continuación desde un volumen útil cero hasta un volumen útil máximo. De igual forma, para hallar las ecuaciones (3.6) y (3.7), se aplicó este principio de integrar entre el volumen después del desembalse (V_{dd}) hasta el volumen antes del desembalse (V_{ad}). V_{ad} es un dato de entrada, mientras V_{dd} se halla restando el volumen antes del desembalse con el volumen turbinado (V_t), como se muestra en la ecuación (3.21):

$$V_{dd} = V_{ad} - V_t [=] \text{ Hm}^3 \quad (3.21)$$

Así las cosas, la ecuación (3.22) determina el costo de un desembalse (o despacho) – $CD(V_{ad}, V_{dd})$ –, el cual se logra a partir de integrar la ecuación (3.1) entre esos límites V_{dd} y V_{ad} :

$$CD(V_{ad}, V_{dd}) = \int_{V_{dd}}^{V_{ad}} CC(V) dV = \frac{a}{3}[(V_{ad})^3 - (V_{dd})^3] + \frac{b}{2}[(V_{ad})^2 - (V_{dd})^2] + c[V_{ad} - V_{dd}] + cte ; cte = 0$$

$$CD(V_{ad}, V_{dd}) = \frac{a}{3}[(V_{ad})^3 - (V_{ad} - V_t)^3] + \frac{b}{2}[(V_{ad})^2 - (V_{ad} - V_t)^2] + c[V_{ad} - (V_{ad} - V_t)]$$

$$CD(V_{ad}, V_{dd}) = \frac{a}{3}[(V_{ad})^3 - (V_{ad} - V_t)^3] + \frac{b}{2}[(V_{ad})^2 - (V_{ad} - V_t)^2] + c[V_t] [=] \$ \quad (3.22)$$

Según el enunciado de este ejemplo, tenemos los siguientes datos de volúmenes antes del desembalse y el volumen turbinado:

- $V_{ad} = 138 \text{ Hm}^3$
- $V_t = 12 \text{ Hm}^3$

Aplicando la ecuación (3.21), hallamos el volumen después del desembalse:

$$V_{dd} = V_{ad} - V_t = (138 \text{ Hm}^3) - (12 \text{ Hm}^3) = 126 \text{ Hm}^3$$

Finalmente hallamos el costo monetario del desembalse aplicando la ecuación (3.22):

$$\begin{aligned} CD &= \frac{a}{3}[(V_{ad})^3 - (V_{dd})^3] + \frac{b}{2}[(V_{ad})^2 - (V_{dd})^2] + c[V_{ad} - V_{dd}] \\ &= \frac{(5676,66)}{3}[(138)^3 - (126)^3] + \frac{(-2.611.262,49)}{2}[(138)^2 - (126)^2] + (320.308.137,6)[138 - 126] \\ &= 895.196.792,2 \$ \end{aligned}$$

✓ **Ejemplo 3.3:**

A partir del ejemplo 3.2, se afirma que el producto de ese desembalse, durante un tiempo en particular, suministró a la red 10.000 MWh. Determine el costo promedio con el cual se vendió cada unidad de MWh a la red.

Solución ejemplo 3.3:

Para determinar el costo promedio de la energía (CE), se debe dividir el costo del desembalse de agua turbinada (CD , obtenida en el Ejemplo 3.2) con la cantidad de energía (E) entregada al sistema de potencia, como se muestra en la ecuación (3.23):

$$CE = \frac{CD}{E} [=] \frac{\$}{MWh} \quad (3.23)$$

Para solucionar este ejemplo, identificamos primero los parámetros de entrada:

- $CD = 895.196.792,2 \$$
- $E = 10.000 MWh$

Luego aplicamos la ecuación (3.23):

$$CE = \frac{CD}{E} = \frac{895.196.792,2 \$}{10.000 MWh} = 89.519,68 \frac{\$}{MWh}$$

✓ **Ejemplo 3.4:**

A partir del Ejemplo 3.3 y 3.1, se afirma que los 10.000 MWh suministrados a la red fueron generados en 60 horas. Determine cuál fue la potencia promedio con la cual trabajo la planta durante este tiempo y si este estuvo por encima del valor de potencia máxima o nominal de la planta ($P_{m\acute{a}x}$).

Solución ejemplo 3.4:

Para determinar la potencia promedio (P_{prom}), simplemente dividimos la cantidad de energía generada (E) con el tiempo utilizado para tal desembalse o despacho (t_d), como se muestra en la ecuación (3.24):

$$P_{prom} = \frac{E}{t_d} [=] MW \quad (3.24)$$

Para solucionar este ejemplo, identificamos primero los parámetros de entrada:

- $E = 10.000 MWh$
- $t_d = 60 h$

Luego aplicamos la ecuación (3.24):

$$P_{prom} = \frac{E}{t_d} = \frac{10.000 MWh}{60 h} = 166,67 MW$$

En el ejemplo 3.1, se definió que la potencia máxima de la planta ($P_{m\acute{a}x}$) es de 200 MW. El resultado permite concluir que la potencia promedio con la que trabajó la planta fue menor a la potencia máxima de la máquina, exigiéndola en un 83,33% de su capacidad nominal.

3.1.1.1.2 Función de entrada de caudal y salida de potencia

Un aprovechamiento hidroeléctrico básico consiste en un embalse limitado por una presa y una central en la que se produce la energía, como se observa en la Figura 3.8. La primera característica que es preciso definir para cada central es la función de entrada de caudal y salida de potencia (o función de rendimiento), es decir, la relación existente entre la potencia generada y el caudal turbinado. La energía disponible para conversión en energía eléctrica procedente del agua contenida en el embalse es una función del salto; es decir, la diferencia entre la cota de la superficie del embalse y la del nivel del agua en el desagüe de la central. Este salto se denomina salto bruto. El salto disponible en la propia turbina es ligeramente menor que el salto bruto, debido a las pérdidas de carga ocasionadas por fricción en la toma, tubería o galería forzada, tubo de aspiración y galería de desagüe. El salto así determinado se denomina salto neto y es por tanto igual al salto bruto menos las pérdidas de carga en conducciones⁵⁴.

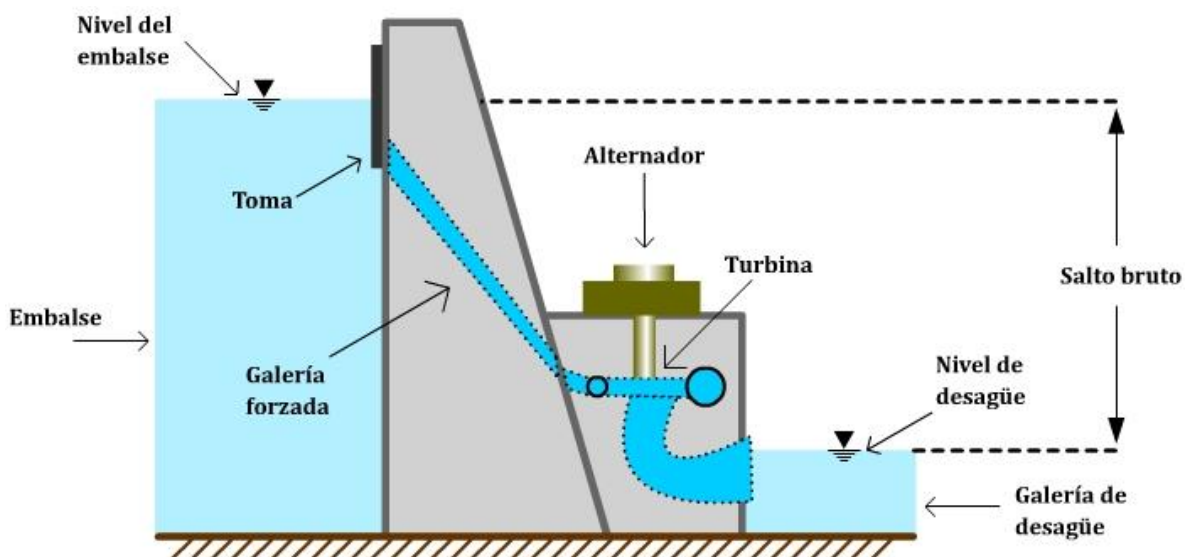


Figura 3.8. Esquema básico de un embalse limitado por una presa y una central en la que se produce energía.

La energía que produce una planta hidráulica puede expresarse como una función del desembalsamiento; esto puede verse con base en las siguientes consideraciones⁵⁵:

$$Presión = \rho * g * h \quad (3.25)$$

⁵⁴ GARRIDO, Jose Antonio. Coordinación hidrotérmica: fundamentos básicos y métodos para la resolución del problema. Santander, España. 10 de septiembre de 1986. p. 4

⁵⁵ CORREDOR A., Pablo Hernán. Operación Económica de Sistemas de Potencia. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Serie NABLA – DELTA No. 23. Medellín. 1992. p. 33

Donde:

ρ : Densidad del fluido (agua)

g : Gravedad

h : Salto neto (altura)

La potencia mecánica se puede expresar como un producto de la fuerza y la velocidad con la que el agua que sale de la tubería forzada golpea las palas de la turbina:

$$Potencia = Fuerza * Velocidad = (Presión * Área_{tubo}) * (Velocidad) \quad (3.26)$$

Evaluando la ecuación (3.25) en (3.26) tenemos:

$$Potencia = (\rho * g * h * Área_{tubo}) * Velocidad \quad (3.27)$$

El caudal promedio en un período dado (Q) se define como el producto entre la velocidad del agua y el área transversal de la tubería forzada:

$$Q = Velocidad * Área_{tubo} \quad (3.28)$$

Evaluando la ecuación (3.28) en (3.27) obtenemos:

$$Potencia = \rho * g * h * Q = Potencia_{teórica} \quad (3.29)$$

La ecuación (3.29) representa la potencia mecánica teórica asociada al agua.

La potencia generada (eléctrica) se obtiene multiplicando la potencia teórica por la eficiencia de la conducción hidráulica (n_{ch}) (asociada a las pérdidas por la galería forzada), la eficiencia de la turbina (n_{tv}), y la eficiencia del generador (n_{ge}), como se observa en la ecuación (3.30)⁵⁶:

$$Potencia_{generada} = n_{ch} * n_{tv} * n_{ge} * Potencia_{teórica} = n_{ch} * n_{tv} * n_{ge} * \rho * g * h * Q \quad (3.30)$$

El salto neto (h) depende del valor del salto bruto, el cual es variable según el volumen del embalse. Por esa razón, la fórmula de la potencia generada se puede definir como una función del caudal (Q) y el salto neto (h), como se muestra en la ecuación (3.31)⁵⁷:

$$Potencia_{generada} = P = f(Q, h) [=] MW \quad (3.31)$$

Esta curva expresa cuanto caudal de descarga exige la unidad o central considerada ($Q [=] \frac{Hm^3}{h}$), para que la generación entregue una potencia dada ($P [=] MW$)⁵⁸.

⁵⁶ *Ibíd.*, p. 36

⁵⁷ GARRIDO, Jose Antonio. Coordinación hidrotérmica: fundamentos básicos y métodos para la resolución del problema. Santander, España. 10 de septiembre de 1986. p. 5

⁵⁸ BOTERO URIBE, Beatriz; MORENO DEL VALLE, Carlos Alberto; RAMÍREZ ARCILA, José Ignacio; y VILLA AGUIRRE, Germán. Programación Lineal Aplicada a la Coordinación Hidrotérmica. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Medellín, Colombia. 1989. p. 77

Sin embargo, para poder ejecutar un proceso de optimización de uso del recurso hídrico, debemos expresar la ecuación (3.31) como una función del caudal (Q) que depende de la potencia (P), como se observa en la ecuación (3.32):

$$Q = f(P) [=] \frac{Hm^3}{h} \quad (3.32)$$

En la Figura 3.9 se puede observar que la característica o curva de entrada de caudal y salida de potencia de una planta hidráulica real pertenece generalmente a un régimen casi lineal en su rango más amplio, a saber: $[P_{mín}; P_{int}]$, para continuar luego con un régimen no lineal, pudiendo ser cúbico o de mayor orden en el rango: $(P_{int}; P_{máx}]$. Esta segunda parte corresponde al régimen de ineficiencia de trabajo hidráulico⁵⁹.

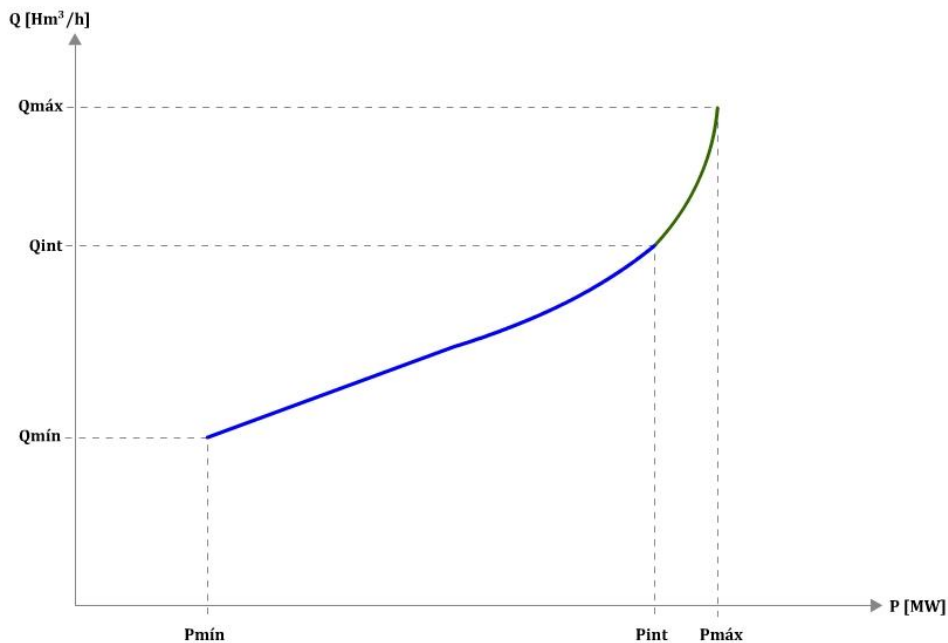


Figura 3.9. Curva de entrada de caudal y salida de potencia de una planta hidráulica real. El rango entre $P_{mín}$ y P_{int} corresponde a un régimen casi lineal, mientras que el rango entre $P_{mín}$ y $P_{máx}$ (régimen de ineficiencia de trabajo) corresponde a un régimen cúbico o de mayor orden.

En las plantas hidráulicas la característica realmente útil en el proceso de optimización es la característica incremental del agua, que se obtiene derivando la curva de entrada de caudal y salida de potencia de la unidad o planta generadora. Esta característica es plana en el rango: $[P_{mín}; P_{int}]$, y es aproximadamente cuadrática en el rango: $(P_{int}; P_{máx}]$ ⁶⁰.

No obstante, para efectos prácticos de diseño del software, se definirá que la característica o curva de entrada de caudal y salida de potencia de una planta

⁵⁹ *Ibíd.*, p. 78

⁶⁰ *Ibíd.*, p. 79

hidráulica tendrá solo un régimen cuadrático lineal⁶¹ entre $P_{\min} = 0$ y P_{\max} , como se observa en la Figura 3.10. La característica incremental del agua será entonces una rectilínea desde $P_{\min} = 0$ y P_{\max} .

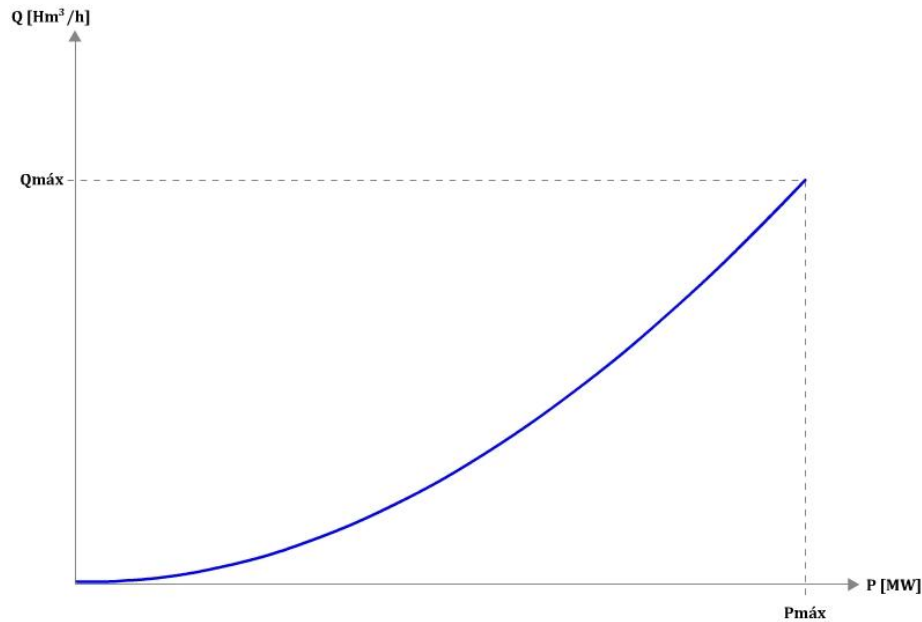


Figura 3.10. Curva de entrada de caudal y salida de potencia de una planta hidráulica con sólo un régimen cuadrático lineal entre $P_{\min}=0$ y P_{\max} .

La característica o curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de una planta hidráulica se modela entonces como un monomio de grado 2. Para ello, el diseñador de parques de generación debe identificar dos parámetros básicos técnicos, los cuales ya fueron definidos previamente en sección previa: se trata de la potencia máxima de la planta (P_{\max}) y del caudal máximo de agua que puede turbinar la planta (Q_{\max}). Se define como una parábola cóncava hacia arriba con vértice en el punto $(0 ; 0)$ del plano de potencia versus caudal, con cruce en el punto $(P_{\max} ; Q_{\max})$. Esta función puede expresarse como se muestra en la ecuación (3.33)⁶²:

$$Q(P) = a_q P^2 [=] \frac{Hm^3}{h} \quad (3.33)$$

Evaluando el punto $P = P_{\max}$ y $Q = Q_{\max}$ en la ecuación (3.33), obtenemos a_q en la ecuación (3.34):

$$a_q = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}^2} \quad (3.34)$$

⁶¹ GARRIDO, Jose Antonio. Coordinación hidrotérmica: fundamentos básicos y métodos para la resolución del problema. Santander, España. 10 de septiembre de 1986. p. 6

⁶² STEWART, James; REDLIN, Lothar; y WATSON Saleem. Precálculo. Tercera Edición. International Thomson Editores. México. 2001.

Evaluando la ecuación (3.34) en (3.33), obtenemos finalmente la curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de una planta hidráulica, en la ecuación (3.35):

$$Q(P) = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{P_{m\acute{a}x}^2} P^2 \left[= \right] \frac{Hm^3}{h}; \forall P \geq 0 \ \& \ P \leq P_{m\acute{a}x} \quad (3.35)$$

✓ **Ejemplo 3.5:**

Del Ejemplo 3.1 se tenía las siguientes características técnicas de una planta eléctrica de generación hidráulica:

- $P_{m\acute{a}x} = 200 \text{ MW}$
- $Q_{m\acute{a}x} = 0,25 \frac{Hm^3}{h}$

Hallar y graficar la curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica.

Solución ejemplo 3.5:

Primero identificamos el coeficiente a_q , que se halla evaluando los valores de $P_{m\acute{a}x}$ y $Q_{m\acute{a}x}$ en la ecuación (3.34):

$$a_q = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{P_{m\acute{a}x}^2} = \frac{\left(0,25 \frac{Hm^3}{h}\right)}{(200 \text{ MW})^2} = 6,25 * 10^{-6} \frac{Hm^3}{h * (MW)^2}$$

Luego evaluamos a_q en la ecuación (3.33), donde hallamos la curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica:

$$Q(P) = a_q P^2 = \left(6,25 * 10^{-6} \frac{Hm^3}{h * (MW)^2}\right) * P^2 = 6,25 * 10^{-6} * P^2 \left[= \right] \frac{Hm^3}{h} \quad (3.36)$$

Finalmente, en la Figura 3.11 graficamos la ecuación (3.36):

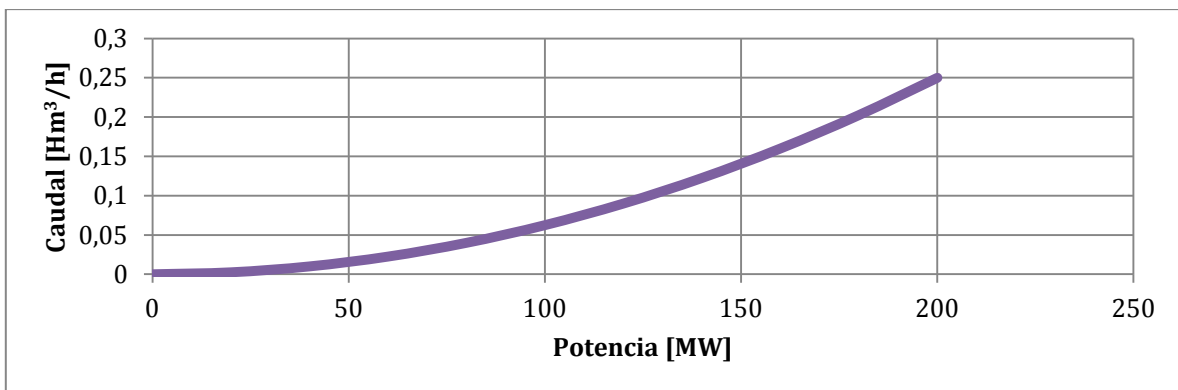


Figura 3.11. Curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica del caso del ejemplo 3.5.

✓ Ejemplo 3.6:

Del ejemplo 3.4 se tuvo que la potencia promedio suministrada a la red fue de 166,67 MW. Determine, a partir de la curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica obtenida en la ecuación (3.36), cuál debe ser el caudal promedio que debe ser turbinado para satisfacer esta potencia de generación y cuál debe ser el volumen turbinado de agua (V_t) si la planta trabaja a esta potencia promedio durante 100 horas intermitentemente.

Solución ejemplo 3.6:

Primero evaluamos la potencia de 166,67 MW en la ecuación (3.36) para hallar el caudal promedio:

$$Q_{prom} = 6,25 * 10^{-6} * P^2 = 6,25 * 10^{-6} * (166,67)^2 = 0,174 \frac{Hm^3}{h}$$

Luego identificamos la ecuación para el V_t , multiplicando el Q_{prom} por el tiempo de despacho solicitado (t_d), como se muestra en la ecuación (3.37):

$$V_t = Q_{prom} * t_d [=] Hm^3 \quad (3.37)$$

Finalmente evaluamos el caudal promedio obtenido y el tiempo de despacho en la ecuación (3.37) para hallar el volumen turbinado:

$$V_t = Q_{prom} * t_d = \left(0,174 \frac{Hm^3}{h}\right) * (100 h) = 17,4 Hm^3$$

3.1.1.2 Plantas filo de agua

Son plantas de caudal libre o plantas no reguladas, que utilizan en cada momento la cantidad de agua disponible del río. Estas pueden o no satisfacer las necesidades de la demanda según las características de la carga. Su generación no es una variable de control, ya que está determinada por el caudal de entrada aguas arriba de la planta; el caudal no generado es vertido aguas debajo de ésta, y su generación es descontada de la demanda⁶³.

En la Figura 3.12 se pueden observar dos representaciones esquemáticas de una planta filo de agua, la cual simple vista debe verse como el esquema de la Figura 3.2 pero sin embalse. La Figura 3.12 (a) muestra una planta que envía el volumen de agua vertido a un cauce distinto a donde se dirige el volumen turbinado (otro río o un embalse o una planta filo de agua). Por su parte, en el esquema de la Figura 3.12 (b), el

⁶³ BOTERO URIBE, Beatriz; MORENO DEL VALLE, Carlos Alberto; RAMÍREZ ARCILA, José Ignacio; y VILLA AGUIRRE, Germán. Programación Lineal Aplicada a la Coordinación Hidrotérmica. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Medellín, Colombia.1989. p. 82

volumen vertido es enviado al mismo cauce a donde se dirige el volumen turbinado. El esquema de la Figura 3.12 (b) es el que se aplica para el desarrollo de este software.

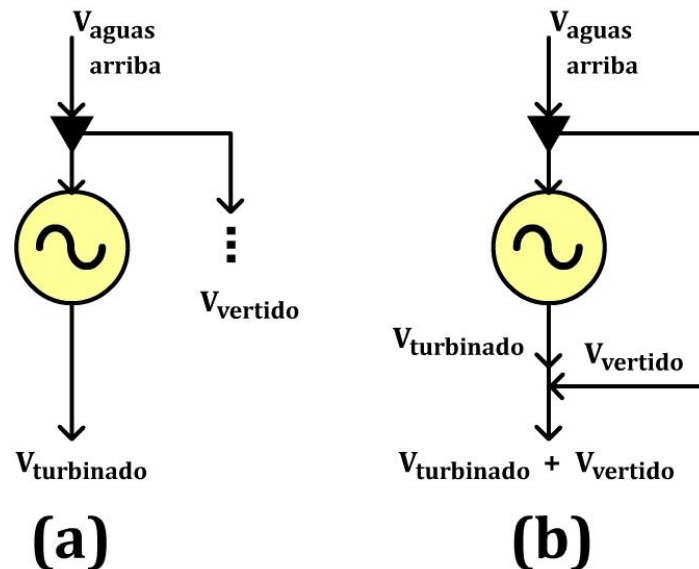


Figura 3.12. Representaciones esquemáticas de una planta filo de agua. (a) Esquema donde el volumen vertido es enviado a un cauce distinto al del volumen turbinado. (b) Esquema donde el volumen vertido es enviado al mismo cauce donde se dirige el volumen turbinado.

La generación de ésta planta (junto con las plantas solares y eólicas) es la primera que se debe utilizar en suplir una demanda en un período de tiempo determinado; esto debido a que si no se utilizara, esta generación se perdería⁶⁴.

Al no poseer embalse, la planta filo de agua no requiere una curva de costos terminales o de continuación. No obstante, si es necesario hallar una función de entrada de caudal y salida de potencia, que se representa también con la ecuación (3.35), la cual fue usada para plantas con embalses. Sólo es necesario para el diseñador de parques de generación identificar la potencia máxima de la planta ($P_{máx}$) y el caudal máximo que puede turbinar ($Q_{máx}$). Es necesario aclarar que el caudal máximo que define una planta filo de agua depende de estudios de hidrología a largo plazo que el diseñador debe tener en cuenta para poder realizar un aprovechamiento eficiente y óptimo del recurso hídrico.

✓ **Ejemplo 3.7:**

Un estudio hidrológico de un cauce de un río, indica que en tiempos de lluvias el caudal promedio útil para generar energía es de $0,15 \frac{Hm^3}{h}$. En tiempos de sequía, el caudal promedio útil es de $0,05 \frac{Hm^3}{h}$. Una compañía de generación decide instalar una

⁶⁴ BOTERO URIBE, Beatriz; MORENO DEL VALLE, Carlos Alberto; RAMÍREZ ARCILA, José Ignacio; y VILLA AGUIRRE, Germán. Programación Lineal Aplicada a la Coordinación Hidrotérmica. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Medellín, Colombia.1989. p. 83

planta filo de agua en este cauce fluvial, donde se decide diseñar una turbina que soporte un caudal máximo de $0,10 \frac{Hm^3}{h}$ para generar a una potencia máxima de 19,9 MW. Halle y grafique la curva de entrada de caudal y salida de potencia de la planta; determine el rango de potencia con el que trabajará la planta para temporadas de sequía y de lluvias; y determine cuál es el caudal promedio que se vierte en tiempos de lluvias.

Solución ejemplo 3.7:

El caudal máximo que puede ser turbinado es $Q_{m\acute{a}x} = 0,10 \frac{Hm^3}{h}$; la potencia máxima es $P_{m\acute{a}x} = 19,9 \text{ MW}$. Reemplazando estos datos en la ecuación (3.35) obtenemos la curva de entrada de caudal y salida de potencia:

$$Q(P) = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{P_{m\acute{a}x}^2} P^2 = \frac{\left(0,10 \frac{Hm^3}{h}\right)}{(19,9 \text{ MW})^2} P^2 = 2,525 * 10^{-4} * P^2 \quad (3.38)$$

Para determinar el rango de potencia al que trabajará la planta, es necesario despejar la variable de potencia de la ecuación (3.35), obteniendo así la ecuación (3.39), la cual es una función de entrada de potencia y salida de caudal:

$$P(Q) = \pm P_{m\acute{a}x} \sqrt{\frac{Q}{Q_{m\acute{a}x}}} = P_{m\acute{a}x} \sqrt{\frac{Q}{Q_{m\acute{a}x}}} [=] \text{ MW} \quad (3.39)$$

La función de entrada de potencia y salida de caudal de la planta es la que se presenta en la ecuación (3.40):

$$P(Q) = 62,93 \sqrt{Q} \quad (3.40)$$

Hallamos entonces las potencias correspondientes a los caudales $0,05 \frac{Hm^3}{h}$ y $0,10 \frac{Hm^3}{h}$, evaluándolos en la ecuación (3.40):

$$P\left(0,05 \frac{Hm^3}{h}\right) = 62,93 \sqrt{(0,05)} = 14,07 \text{ MW}$$

$$P\left(0,10 \frac{Hm^3}{h}\right) = 62,93 \sqrt{(0,10)} = 19,9 \text{ MW}$$

El rango de potencia de trabajo para temporadas de sequía y de lluvias es entonces $14,07 \text{ MW} \leq P \leq 19,9 \text{ MW}$.

Para determinar cuál es el caudal promedio que se vierte (Q_{vert}) en temporada de lluvias es necesario identificar cuál es el caudal de temporada de lluvias máximo ($Q_{lluvias}$) y el caudal máximo de la planta ($Q_{m\acute{a}x}$). Luego aplicando la ecuación (3.41) hallamos el caudal promedio que se vierte:

$$Q_{vert} = Q_{lluvias} - Q_{m\acute{a}x} [=] \frac{Hm^3}{h} \quad (3.41)$$

Tenemos que $Q_{lluvias} = 0,15 \frac{Hm^3}{h}$ y $Q_{m\acute{a}x} = 0,10 \frac{Hm^3}{h}$. Evaluando estos datos en la ecuaci3n (3.41), obtenemos finalmente el caudal promedio que se vierte en tiempos de lluvias (Q_{vert}):

$$Q_{vert} = Q_{lluvias} - Q_{m\acute{a}x} = 0,15 - 0,10 = 0,05 \frac{Hm^3}{h}$$

3.1.2 PLANTAS T3RMICAS

Una central o planta termoel3ctrica es una instalaci3n empleada en la generaci3n de energ3a el3ctrica a partir de la energ3a liberada en forma de calor, normalmente mediante la combusti3n de combustibles f3siles como petr3leo, gas natural o carb3n. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energ3a el3ctrica⁶⁵.

Una curva que modele el comportamiento de una unidad t3rmica se da en unidades t3rmicas británicas por hora ($\frac{BTU}{h}$: eje ordenada) y en unidades de potencia (MW : eje abscisa) a la salida. Esta relaci3n se llama *eficiencia de transferencia de calor (heat-rate)* o *entrada de combustible*, y es la que se muestra en la Figura 3.13 (a). La ordenada de la gráfica de la Figura 3.13 (a) se convierte a unidades monetarias por hora ($\frac{\$}{h}$) al multiplicar la entrada de combustible por el costo del combustible, dado en unidades monetarias por unidades t3rmicas británicas ($\frac{\$}{BTU}$). Esta relaci3n se denomina *costo del combustible (fuel-cost)*, y es la que se muestra en la Figura 3.13 (b)⁶⁶.

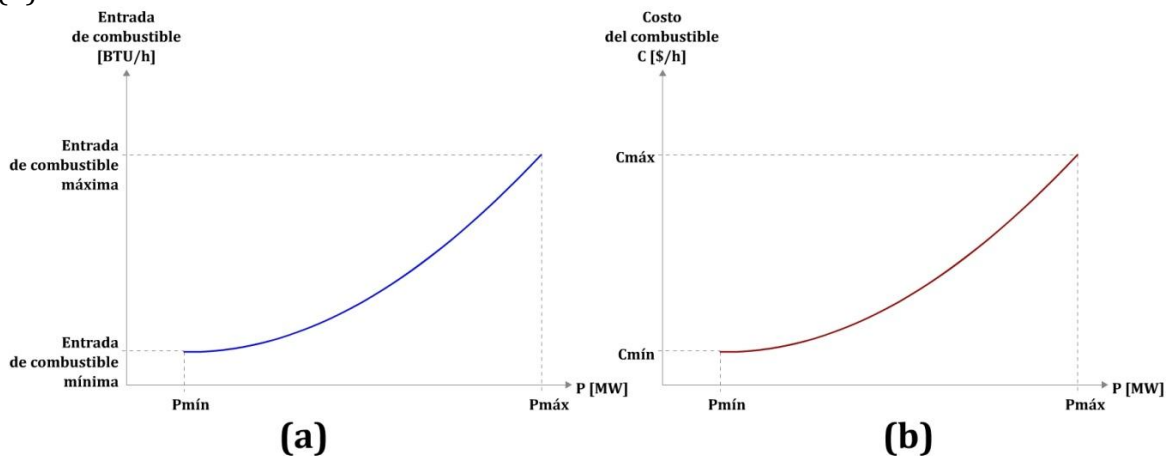


Figura 3.13. (a) Curva eficiencia de transferencia de calor (heat-rate) o entrada de combustible. (b) Curva costo del combustible (fuel-cost).

⁶⁵ CENTRAL TERMOEL3CTRICA [http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%3%A9ctrica], consultado el 17 de junio de 2013

⁶⁶ GRAINGER, John J.; STEVENSON Jr., William D.. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. México. 1996. p. 499

Para todos los casos prácticos que se desarrollan en este trabajo, la curva de costo del combustible de un generador térmico ($C [=] \frac{\$}{h}$) se puede representar como una función cuadrática en términos de la potencia ($P [=] MW$), como se muestra en la ecuación (3.42)⁶⁷.

$$C(P) = a_t P^2 + b_t P + c_t [=] \frac{\$}{h} \quad (3.42)$$

Para efectos de diseño del algoritmo que se desarrolla para solucionar el problema del despacho económico, se proponen las siguientes consideraciones técnicas que permiten obtener una solución de acuerdo a los recursos matemáticos utilizados para lograr la optimización:

- La potencia mínima de la unidad térmica es cero.
- La curva de la ecuación (3.42) cruza por el origen (0,0), lo que significa que el coeficiente c_t es cero y es cóncava hacia arriba.

Teniendo en cuenta lo anterior, la curva de *costo del combustible* $C(P)$ que utilizaremos es la que presenta la ecuación (3.43) y la que se observa en la Figura 3.14.

$$C(P) = a_t P^2 + b_t P [=] \frac{\$}{h} \quad (3.43)$$

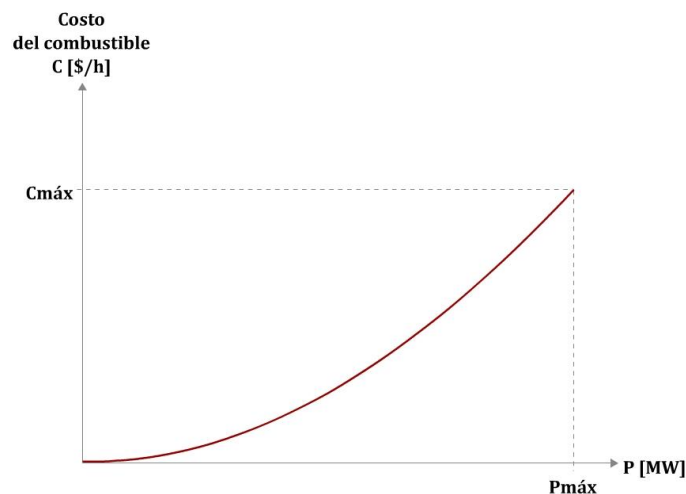


Figura 3.14. Curva cuadrática de costo del combustible para una unidad térmica, que representa a la ecuación (3.43).

El combustible que alimenta una unidad térmica define la topología de la curva de entrada de combustible, y por consiguiente la de costos del combustible. A continuación se presentan los tiempos que utilizan las plantas de gas a ciclo simple,

⁶⁷ SAADAT, Hadi. Power System Analysis. Milwaukee School of Engineering. McGraw-Hill International Editions. 1999. p. 267

ciclo combinado y vapor, los cuales nos servirán para definir curvas de costo de combustible:

- Las centrales con turbinas de gas en ciclo simple son de arranque rápido, pudiendo llegar a su máxima carga, en un arranque en frío, en 20 a 30 minutos⁶⁸.
- Las centrales de ciclo combinado, que parte del calor de los gases de escape es aprovechado para producir vapor y accionar una turbina de vapor, requieren un tiempo más largo para el arranque, de 6 a 7 horas⁶⁹.
- Las centrales de vapor que operan con carbón son las que requieren un mayor tiempo para su arranque. Normalmente son iniciadas con un combustible líquido liviano (Diesel), mientras se empieza a producir vapor a una temperatura suficiente para precalentar un combustible pesado más económico (Fuel Oil No.6). El cambio al combustible principal, carbón, se efectúa cuando ya la turbina tiene una carga suficiente para poder mantener una combustión estable en los quemadores de carbón. En el arranque en frío de una central a carbón, solamente después de seis horas de calentamiento con combustibles líquidos se puede comenzar a rodar la turbina, la que se sincroniza después de nueve horas. El proceso de aumento de carga hasta llegar a su máximo nivel se completa 15 horas después de iniciado el arranque⁷⁰.

A partir de estas características de funcionamiento de centrales térmicas típicas, se propone un criterio de diseño del software que nos permita modelar estas centrales de una forma aproximada al comportamiento real de la curva de costos de combustible de acuerdo a la ecuación (3.43). En la Figura 3.15 se propone una topología de la curva de costos de combustibles para centrales típicas de ciclo simple (gas), ciclo combinado (gas y vapor) y vapor (carbón).

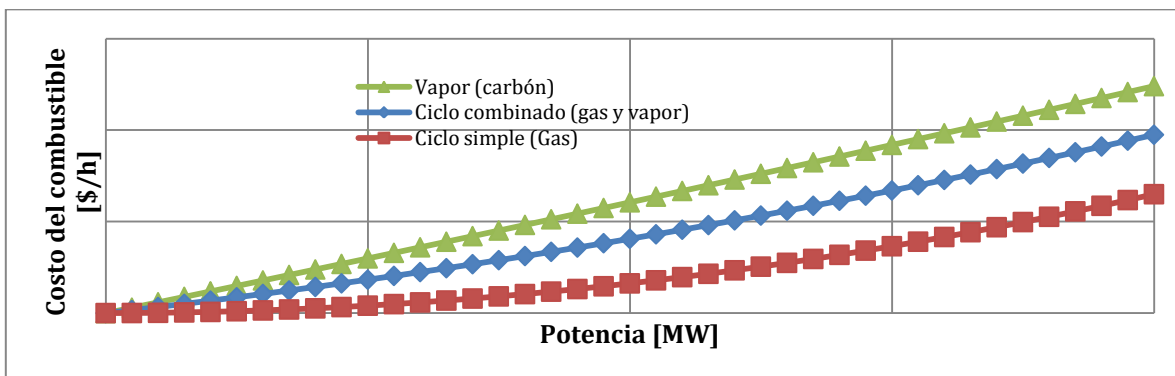


Figura 3.15. Topología propuesta para interpretar la curva de costos de combustible para centrales típicas de ciclo simple (gas), ciclo combinado (gas y vapor) y vapor (carbón).

⁶⁸ ACOGEN (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica). Estudio Técnico sobre Costos de Generación de Plantas Térmicas en Colombia. Power Planning Associates Ltd.. Energy & Management Consultants. Bogotá, Colombia. 19 de abril de 2002. p. 8

⁶⁹ *Ibíd.*, p. 9

⁷⁰ *Ibíd.*, p. 13

La Figura 3.15 permite desarrollar algunas observaciones prácticas:

- Al arrancar un período dado con una demanda de potencia pequeña, se puede observar que la planta de ciclo simple suministra energía a un bajo costo gracias a su capacidad de arranque rápido que le permite ahorrar combustible. Para ese caso de demanda, la unidad de ciclo simple suministra la mayor carga, de segundo la de ciclo combinado ya que sólo está suministrando energía de su turbina de gas y de tercera la de vapor ya que apenas se está calentando.
- Para un período siguiente (en horas) donde aumenta la demanda, la planta de ciclo simple aun suministra la mayor cantidad de energía. Sin embargo, la de ciclo combinado, que hace unos períodos atrás había arrancado, comienza a suministrar más energía ya que la turbina de vapor ha comenzado a trabajar. La planta de carbón aun suministra muy poca potencia ya que todavía se está calentando.
- Para un período siguiente (en horas) donde aumenta a un valor pico la demanda, la planta de carbón se ha calentado completamente y debe despachar toda su potencia posible solicitada, a la cual se le debe dar prioridad ya que esta venía invirtiendo recursos en el arranque, lo cual permitirá que el despacho sea económico. Por su parte, la planta de ciclo simple sigue trabajando ya que es la menos costosa, y finalmente la de ciclo combinado está trabajando a máxima potencia ya que las turbinas de gas y vapor están funcionando a plena marcha.

En la Figura 3.16 se muestran las representaciones esquemáticas de las centrales térmicas de ciclo simple (gas – ciclo Brayton), ciclo combinado (gas y vapor – ciclo Brayton y ciclo Rankine) y ciclo de vapor (vapor – ciclo Rankine)⁷¹.

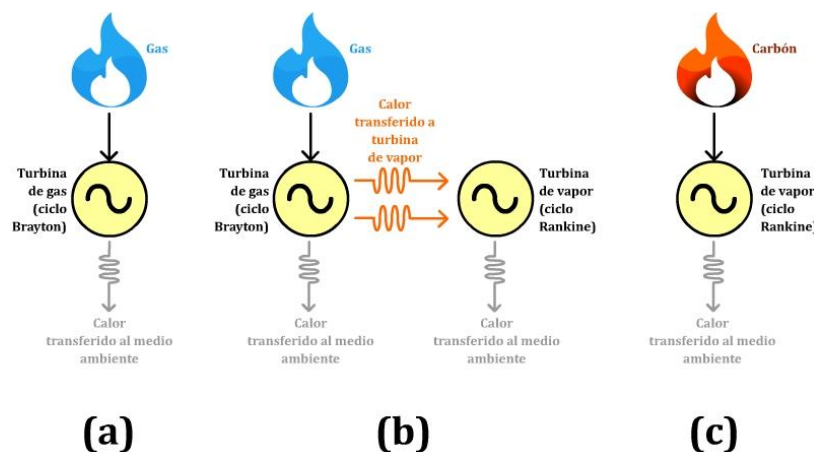


Figura 3.16. Representaciones esquemáticas de las centrales térmicas. (a) Ciclo simple (gas – ciclo Brayton). (b) Ciclo combinado (gas y vapor – ciclo Brayton y ciclo Rankine). (c) Ciclo de vapor (vapor – ciclo Rankine).

⁷¹ ÇENGEL, Yunus A.; BOLES, Michael A.. Termodinámica. Sexta edición. McGraw-Hill. México. 2009. p. 594

3.1.2.1 Diseño de la función de costos de combustibles para centrales térmicas

Para hallar la función de costos de combustible de una central o planta térmica en particular, a partir de la ecuación (3.43), de forma práctica para el desarrollo del software, el diseñador de parques de generación debe tener identificado previamente varios aspectos técnicos:

- La potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$ [=] MW) a la que puede trabajar la planta sin salirse de estabilidad (potencia nominal). Es decir, la potencia máxima que podría ofertar la planta o central para un período de una hora.
- El costo de operación de la planta a máxima potencia ($C_o(P_{m\acute{a}x})$ [=] $\frac{\$}{MWh}$). Es decir, el precio que podría ofertar la planta o central para un período de una hora donde se suministra la máxima potencia.
- El parámetro que define la curvatura de la concavidad (η [=] *adimensional*) que se desea utilizar de la fórmula cuadrática representada en la ecuación (3.43).

Con estos parámetros ya identificados, se procede de la siguiente forma para hallar los coeficientes a_t y b_t de la ecuación (3.43):

1. Hallamos el costo de combustible cuando el generador trabaja a la potencia máxima ($C(P_{m\acute{a}x})$ [=] $\frac{\$}{h}$), como se muestra en la ecuación (3.44):

$$C(P_{m\acute{a}x}) = C_o(P_{m\acute{a}x}) * P_{m\acute{a}x} \text{ [=] } \frac{\$}{h} \quad (3.44)$$

2. Debemos identificar el vértice de la curva parabólica. Para ello, con el parámetro que define la curvatura de la concavidad (η) definimos las coordenadas del vértice. Las ecuaciones (3.45) y (3.46) describen el punto en la abscisa y en la ordenada, respectivamente, del vértice:

$$P_{v\acute{e}rtice} = -\eta * P_{m\acute{a}x} \text{ [=] } MW \quad (3.45)$$

$$C_{v\acute{e}rtice} = -\eta * C(P_{m\acute{a}x}) \text{ [=] } MW \quad (3.46)$$

3. De entrada sabemos que la curva es cóncava hacia arriba. Así entonces, con el vértice de la parábola ya definido, la ecuación (3.47) describe ese comportamiento:

$$C(P) = \frac{1}{4p} (P - P_{v\acute{e}rtice})^2 + C_{v\acute{e}rtice} \text{ [=] } \frac{\$}{h} \quad (3.47)$$

Donde p (minúscula) representa la distancia entre el vértice y el foco de la parábola. Evaluando $C(P_{m\acute{a}x})$ y $P_{m\acute{a}x}$ en la ecuación (3.47), despejamos y hallamos p en la ecuación (3.48):

$$p = \frac{(P_{m\acute{a}x} - P_{v\acute{e}rtice})^2}{4 * (C(P_{m\acute{a}x}) - C_{v\acute{e}rtice})} \quad (3.48)$$

4. Evaluando $C(P_{m\acute{a}x})$ y $P_{m\acute{a}x}$ en la ecuación (3.43), despejamos b_t y obtenemos la ecuación (3.49):

$$b_t = \frac{C(P_{m\acute{a}x})}{P_{m\acute{a}x}} - a_t P_{m\acute{a}x} \quad (3.49)$$

5. De entrada sabemos que la curva de costos de combustible cruza por el punto (0,0). Así las cosas, evaluamos $C(P) = 0$ y $P = 0$ en la ecuación (3.47) y obtenemos la ecuación (3.50):

$$\frac{1}{4p} P_{v\acute{e}rtice}^2 + C_{v\acute{e}rtice} = 0 \quad (3.50)$$

6. Expandiendo los factores de la ecuación (3.47), obtenemos la ecuación (3.51):

$$C(P) = \left(\frac{1}{4p}\right) P^2 + \left(-\frac{1}{2p} P_{v\acute{e}rtice}\right) P + \left(\frac{1}{4p} P_{v\acute{e}rtice}^2 + C_{v\acute{e}rtice}\right) \quad (3.51)$$

7. Evaluamos la ecuación (3.50) en la ecuación (3.51). Luego la igualamos con la ecuación (3.43) y obtenemos la ecuación (3.52):

$$C(P) = \left(\frac{1}{4p}\right) P^2 + \left(-\frac{1}{2p} P_{v\acute{e}rtice}\right) P = a_t P^2 + b_t P [=] \frac{\$}{h} \quad (3.52)$$

8. La ecuación (3.52) nos permite identificar como hallar los coeficientes a_t y b_t :

$$a_t = \frac{1}{4p} \quad (3.53)$$

$$b_t = -\frac{1}{2p} P_{v\acute{e}rtice} \quad (3.54)$$

Para el coeficiente a_t tenemos una solución, como se muestra en la ecuación (3.53). No obstante, las ecuaciones (3.49) y (3.54) nos ofrece dos soluciones para b_t . Utilizamos la solución de la ecuación (3.49) ya que esta nos asegura que para una potencia máxima dada se asegura un costo de operación indicado por el diseñador de parques de generación.

Así las cosas, evaluamos la ecuación (3.48) en (3.53), simplificamos y obtenemos a_t en (3.55):

$$a_t = \frac{1}{4p} = \frac{(C(P_{m\acute{a}x}) - C_{v\acute{e}rtice})}{(P_{m\acute{a}x} - P_{v\acute{e}rtice})^2} \quad (3.55)$$

Finalmente evaluamos la ecuación (3.55) en (3.49) y obtenemos b_t en (3.56):

$$b_t = \frac{C(P_{m\acute{a}x})}{P_{m\acute{a}x}} - a_t P_{m\acute{a}x} = \frac{C(P_{m\acute{a}x})}{P_{m\acute{a}x}} - \frac{(C(P_{m\acute{a}x}) - C_{v\acute{e}rtice})}{(P_{m\acute{a}x} - P_{v\acute{e}rtice})^2} P_{m\acute{a}x} \quad (3.56)$$

A partir del ejemplo que se desarrolla a continuación veremos la utilidad de plantear la curva de costos de esta forma.

✓ **Ejemplo 3.8:**

Se tiene un caso hipotético de tres centrales de generación térmica: una de gas ciclo simple, una de gas ciclo combinado y una de carbón a vapor. Para este caso, todas estas centrales tienen una potencia máxima de generación $P_{m\acute{a}x} = 100 \text{ MW}$ a un mismo costo de operación máximo $C_o(P_{m\acute{a}x}) = 300.000 \frac{\$}{\text{MWh}}$. Lo que diferencia a una central respecto a otra es la capacidad de atender la demanda puntualmente en tiempos requeridos de forma económica. Elija, para cada una de las centrales, un valor de curvatura de la concavidad (η) que represente mejor la naturaleza operativa de la función de costo del combustible, luego dibuje todas las funciones de costo en una misma gráfica para comparar y finalmente explique tales curvas.

Solución ejemplo 3.8:

Para este caso, donde las curvas de costo de combustible terminan en un mismo punto de generación máxima y costo máximo, se debe tener en cuenta que entre más η tienda a cero, el vértice de la parábola tiende más al origen (0,0), lo que permitirá observar que la curvatura de la función de costo de combustible tiende a ser más parabólica o cuadrática. Por su parte, para un η que tienda a infinito, la curvatura de la función de costo de combustible tiende a ser más rectilínea, debido a que el vértice de la parábola tiende a alejarse del origen.

Primero hallamos el costo de combustible cuando el generador trabaja a la potencia máxima a partir de la ecuación (3.44):

$$C(P_{m\acute{a}x}) = C_o(P_{m\acute{a}x}) * P_{m\acute{a}x} = \left(300.000 \frac{\$}{\text{MWh}}\right) * (100 \text{ MW}) = 30.000.000 \frac{\$}{\text{h}}$$

En la Tabla 3.1 se describen los coeficientes de la función de costo de combustible de la ecuación (3.43) para varios η , donde los coeficientes a_t y b_t son hallados con las ecuaciones (3.55) y (3.56), respectivamente. $P_{v\acute{e}rtice}$ y $C_{v\acute{e}rtice}$ se hallan con las ecuaciones (3.45) y (3.46), respectivamente:

#	η	a_t	b_t	$P \text{ [MW]}$	$C(P) \left[\frac{\$}{\text{h}} \right]$
1	0	3.000,0	0	50	7.500.000

2	0,5	2.000,0	100.000,0	50	10.000.000
3	1	1.500,0	150.000,0	50	11.250.000
4	2	1.000,0	200.000,0	50	12.500.000
5	5	500,0	250.000,0	50	13.750.000
6	20	142,86	285.714,29	50	14.642.857

Tabla 3.1. Función de costo de combustibles para varios parámetros de curvatura de la concavidad (η), para el ejemplo 3.8.

En la Figura 3.17 se observan panorámicamente todas las curvas de costo de combustible de la Tabla 3.1, donde se puede apreciar como la posición del vértice de las parábolas afecta la curvatura de la función, que sirve sólo para el rango $0 \leq P \leq P_{m\acute{a}x}$. En la Figura 3.18 se observa sólo el primer cuadrante de la gráfica, donde se puede observar de forma más clara la función de costos de combustible para el rango previamente señalado.

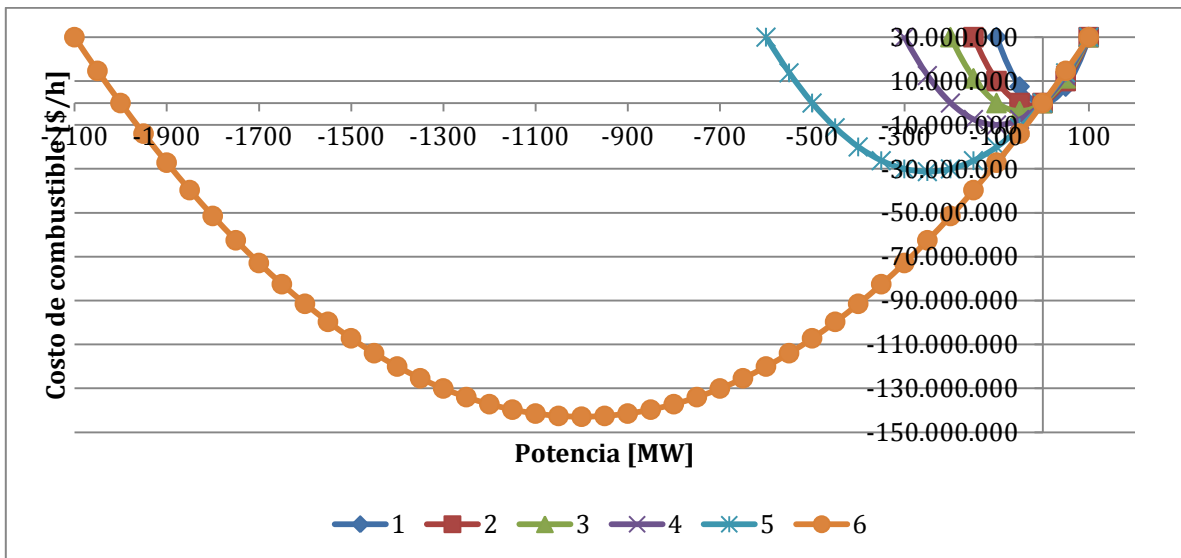


Figura 3.17. Observación panorámica de las curvas de costo de combustible descritas en la Tabla 3.1.

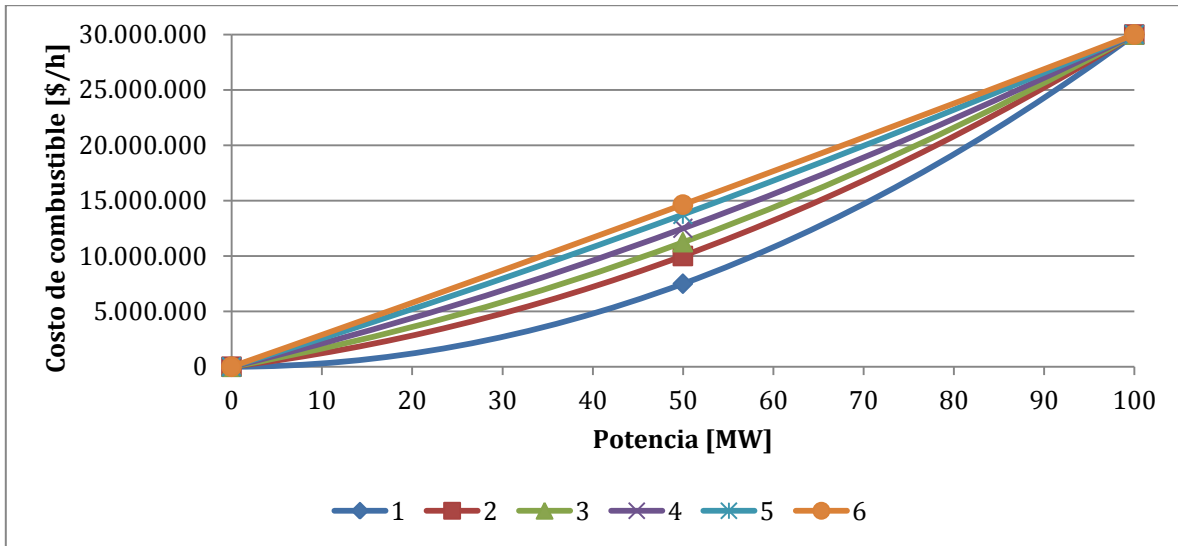


Figura 3.18. Observación del primer cuadrante de las curvas de costo de combustible descritas en la Tabla 3.1.

La Figura 3.18 muestra que entre más grande sea η la curva tiende a ser más rectilínea. En la Tabla 3.1 se observa además que para una misma potencia, el costo de combustible para cada central aumenta así como aumenta η , indicando que para generar energía a una misma potencia se debe pagar un costo mayor.

Finalmente, las curvas que mejor pueden representar a las centrales térmicas de ciclo simple, ciclo combinado y vapor son las funciones 1, 3 y 6, respectivamente. La Figura 3.19 muestra estas funciones.

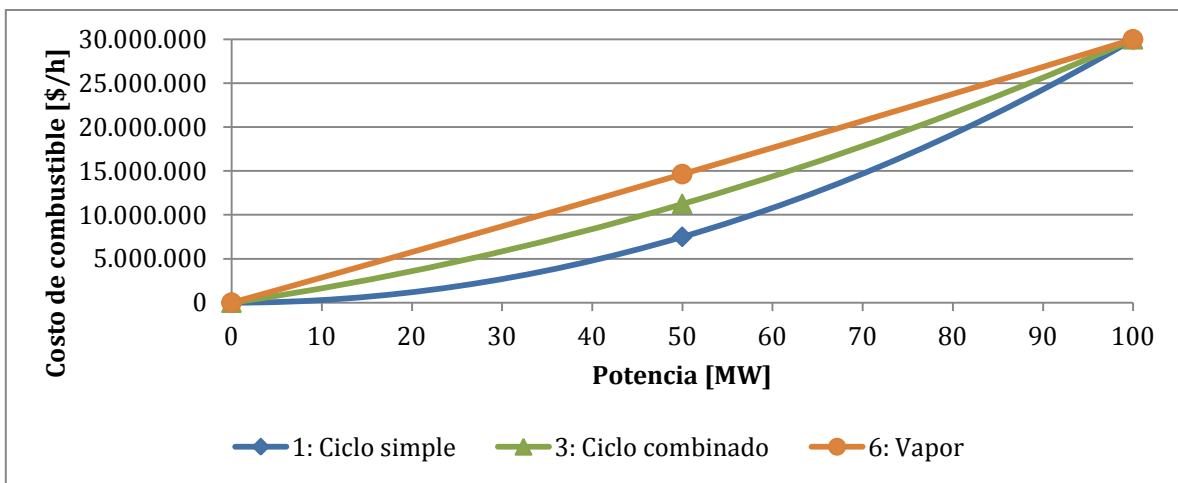


Figura 3.19. Curvas de costo de combustible que mejor representan a las centrales térmicas de ciclo simple, ciclo combinado y vapor, del ejemplo 3.8.

3.1.3 PLANTAS ALTERNATIVAS (EÓLICAS Y SOLARES)

En los últimos años, el ingreso de fuentes alternativas de energía a los mercados eléctricos globales es cada vez más avanzado. La energía solar y eólica se define como limpia ya que reduce las emisiones de CO₂ al medio ambiente.

No obstante, la velocidad del viento es muy variable, lo cual hace que la energía que se suministra a las turbinas eólicas es volátil y puede cambiar rápidamente⁷². Por su parte, la energía que suministran los paneles solares o fotovoltaicos tiene un comportamiento cosenoidal, donde se puede ver que el valor pico de generación se tiene entre las 12:00 y 14:00 horas, lo cual depende de la intensidad de la luz solar, el clima, la temperatura ambiente y el ángulo de radiación⁷³.

Así las cosas, la energía que suministran las plantas eólicas (y las solares) debe ser descontada de la demanda total del sistema⁷⁴, ya que si esta energía no es despachada con prioridad, esta se podría perder, y el despacho ya no sería económico.

Para modelar centrales o plantas alternativas de generación eléctrica para el desarrollo del software, el diseñador de parques de generación debe tener identificado previamente varios aspectos técnicos:

- La potencia máxima de generación a la que puede trabajar la central o planta eólica ($P_{máxEól}$ [=] MW).
- La potencia máxima de generación a la que puede trabajar la central o planta solar ($P_{máxSol}$ [=] MW).
- El valor porcentual de generación que se prevé tendrá la central o planta eólica ($\%P_{Eól}$ [=] %), lo cual indica a que promedio por debajo o igual al valor máximo trabajará (según las condiciones climatológicas de la simulación).
- El valor porcentual de generación que se prevé tendrá la central o planta solar ($\%P_{Sol}$ [=] %), lo cual indica a que promedio por debajo o igual al valor máximo trabajará (según las condiciones climatológicas de la simulación).
- El valor porcentual de volatilidad de la generación eólica ($\%P_{volEól}$ [=] %), el cual indica, según la potencia máxima de generación, a que potencia trabajará la central o planta alrededor de la generación que se prevé.
- El valor porcentual de volatilidad de la generación solar ($\%P_{volSol}$ [=] %), el cual indica, según la potencia máxima de generación, a que potencia trabajará la central o planta alrededor de la generación que se prevé.

⁷² SHAPIC, E.; BALZER, G.. Power Fluctuation from a Large Wind Farm. International Conference on Future Power Systems. 2005. p. 16-18

⁷³ QING, Ye; TAOTAO, Ma; YUJUN, Gu; TAO, Wang; DACHENG, Wang; and YUHAO, Bai. Research on Dispatch Scheduling Model of Micro-Grid with Distributed Energy. 2012 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2012). Shanghai, China. 5-6 September, 2012. p. 4

⁷⁴ ISAAC, I. A.; AREIZA, J.M.; GONZÁLEZ, J.W.; and BIECHL, H.. Long-term Energetic Analysis for Electric Expansion Planning Under High Wind Power Penetration Scenarios in Colombia and Neighboring Countries. Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European. Madrid, Spain. 23-25 June 2010. p. 6

En términos prácticos, se puede observar a simple vista que el modelamiento de plantas eólicas y solares tendrá el mismo tratamiento matemático. Para hallar la generación que tendrán estas plantas, se procede de la siguiente forma:

1. Se debe determinar cuál será la generación que se prevé tanto para fuente eólica ($P_{preEól} [=] MW$) como solar ($P_{preSol} [=] MW$), como se muestra en las ecuaciones (3.57) y (3.58), respectivamente:

$$P_{preEól} = P_{máxEól} * \frac{\%P_{Eól}}{100\%} [=] MW \quad (3.57)$$

$$P_{preSol} = P_{máxSol} * \frac{\%P_{Sol}}{100\%} [=] MW \quad (3.58)$$

2. Por tratarse de un resultado estocástico, para saber finalmente cuál será la potencia que generará las centrales o plantas eólica ($P_{Eól} [=] MW$) y solar ($P_{Sol} [=] MW$), se debe determinar cuál será el rango de generación que tendrán las centrales o plantas de generación eólica y solar para un período determinado, como se muestra en las ecuaciones (3.59) y (3.60), respectivamente:

$$P_{preEól} - P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%} \leq P_{Eól} \leq P_{preEól} + P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%} \quad (3.59)$$

$$P_{preSol} - P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} \leq P_{Sol} \leq P_{preSol} + P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} \quad (3.60)$$

De las ecuaciones (3.59) y (3.60) se deben tener las siguientes consideraciones operativas:

$$Si: P_{preEól} - P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%} < 0 \Rightarrow P_{preEól} - P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%} = 0$$

$$Si: P_{preEól} + P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%} > P_{máxEól} \Rightarrow P_{preEól} + P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%} = P_{máxEól}$$

$$Si: P_{preSol} - P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} < 0 \Rightarrow P_{preSol} - P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} = 0$$

$$Si: P_{preSol} + P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} > P_{máxSol} \Rightarrow P_{preSol} + P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} = P_{máxSol}$$

A partir del ejemplo que se desarrolla a continuación se podrá observar la utilidad de modelar estas plantas de generación alternativa de esta manera.

✓ **Ejemplo 3.9:**

Se tiene un parque de generación eólico y solar con las siguientes consideraciones técnicas:

- $P_{máxEól} = 19,9 \text{ MW}$
- $P_{máxSol} = 2 \text{ MW}$

Un estudio climatológico prevé que la central eólica trabajará al 60% de su capacidad máxima con una volatilidad del 30%. Por su parte, de la central solar se prevé que trabajará al 90% con una volatilidad del 15%. Determine cuál será el rango de generación que se podría esperar de este parque de generación con fuentes alternativas.

Solución ejemplo 3.9:

De la central eólica se tiene que:

- $P_{máxEól} = 19,9 \text{ MW}$
- $\%P_{Eól} = 60\%$
- $\%P_{volEól} = 30\%$

Con esto calculamos la potencia eólica que se prevé, aplicando la ecuación (3.57):

$$P_{preEól} = P_{máxEól} * \frac{\%P_{Eól}}{100\%} = (19,9 \text{ MW}) * \frac{60\%}{100\%} = 11,94 \text{ MW}$$

Con este resultado, podemos hallar el rango de generación eólica, aplicando la ecuación (3.59):

$$P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%} = (19,9 \text{ MW}) * \frac{30\%}{100\%} = 5,97 \text{ MW}$$

Luego:

$$P_{preEól} - P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%} \leq P_{Eól} \leq P_{preEól} + P_{máxEól} * \frac{\%P_{volEól}}{100\%}$$

$$(11,94 \text{ MW}) - (5,97 \text{ MW}) \leq P_{Eól} \leq (11,94 \text{ MW}) + (5,97 \text{ MW})$$

$$5,97 \text{ MW} \leq P_{Eól} \leq 17,91 \text{ MW} \quad (3.61)$$

De la central solar se tiene:

- $P_{máxSol} = 2 \text{ MW}$
- $\%P_{Sol} = 90\%$
- $\%P_{volSol} = 15\%$

Con esto calculamos la potencia solar que se prevé, aplicando la ecuación (3.58):

$$P_{preSol} = P_{máxSol} * \frac{\%P_{Sol}}{100\%} = (2 \text{ MW}) * \frac{90\%}{100\%} = 1,8 \text{ MW}$$

Con este resultado, podemos hallar el rango de generación solar, aplicando la ecuación (3.60):

$$P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} = (2 \text{ MW}) * \frac{15\%}{100\%} = 0,3 \text{ MW}$$

Luego:

$$P_{preSol} - P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} \leq P_{Sol} \leq P_{preSol} + P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%}$$

$$(1,8 \text{ MW}) - (0,3 \text{ MW}) \leq P_{Sol} \leq (1,8 \text{ MW}) + (0,3 \text{ MW})$$

$$1,5 \text{ MW} \leq P_{Sol} \leq 2,1 \text{ MW} \quad (3.62)$$

De la ecuación (3.62) se puede observar que:

$$P_{preSol} + P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} = 2,1 \text{ MW} > P_{máxSol} = 2 \text{ MW}$$

Entonces, según las condiciones expuestas para la ecuación (3.60), se tiene que:

$$P_{preSol} + P_{máxSol} * \frac{\%P_{volSol}}{100\%} = 2 \text{ MW}$$

De esta manera, el rango de generación solar que se define en la ecuación (3.62), se redefine en la ecuación (3.63):

$$1,5 \text{ MW} \leq P_{Sol} \leq 2 \text{ MW} \quad (3.63)$$

Así las cosas, el rango de generación que se podría esperar de este parque de generación con fuentes alternativas se determina sumando entre si las ecuaciones (3.61) y (3.63), como se muestra en la ecuación (3.64):

$$(5,97 \text{ MW} \leq P_{Eól} \leq 17,91 \text{ MW}) + (1,5 \text{ MW} \leq P_{Sol} \leq 2 \text{ MW})$$

$$(5,97 \text{ MW}) + (1,5 \text{ MW}) \leq P_{Eól} + P_{Sol} \leq (17,91 \text{ MW}) + (2 \text{ MW})$$

$$7,47 \text{ MW} \leq P_{Eól} + P_{Sol} \leq 19,91 \text{ MW} \quad (3.64)$$

3.2 DESARROLLO DEL DESPACHO ECONÓMICO A PARTIR DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA PLANTAS ELÉCTRICAS HIDRÁULICAS, TÉRMICAS Y ALTERNATIVAS (EÓLICAS Y SOLARES)

A continuación se presentan los conceptos matemáticos adoptados para la solución del despacho económico entre plantas de distinta naturaleza energética.

3.2.1 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS TÉRMICAS

El factor principal que define a las plantas de combustibles fósiles es la función de costo del combustible. El análisis económico del costo de combustible se basa en el entendido de que otros costos (que son una función de la potencia de salida) se pueden incluir en la expresión para el costo de combustible⁷⁵.

La Figura 3.20 muestra la configuración del sistema de potencia que será estudiado en esta sección. Este sistema consiste en N_t unidades térmicas generadoras de cualquier combustible fósil conectadas a una barra que transmite el flujo de potencia a la carga total de la demanda P_D ⁷⁶.

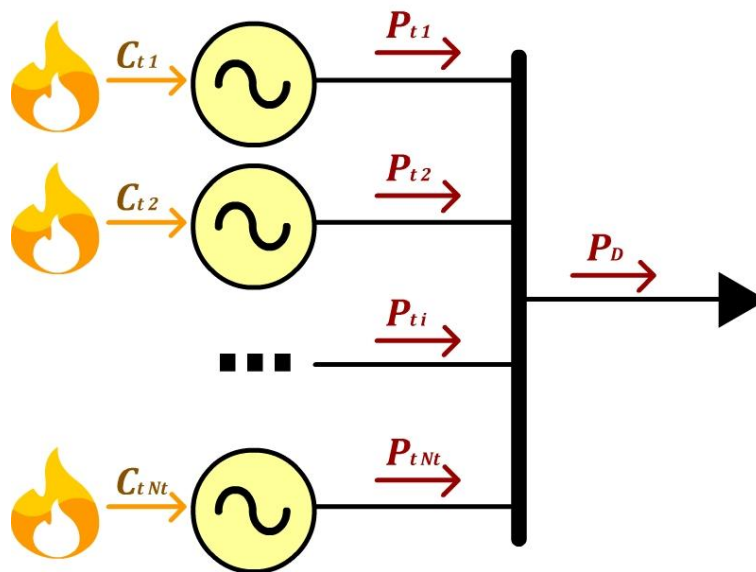


Figura 3.20. Sistema de potencia de N_t unidades térmicas generadoras de cualquier combustible fósil conectadas a una barra que transmite el flujo de potencia a la carga total de la demanda P_D .

La entrada a cada unidad, C_{ti} , representa el costo de combustible de cada planta, el cual fue descrito previamente en la ecuación (3.43). La salida de cada unidad, P_{ti} ,

⁷⁵ GRAINGER, John J.; STEVENSON Jr., William D.. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. México. 1996. p. 499

⁷⁶ WOOD, Allen J.; and WOLLENBERG, Bruce F.. Power Generation, Operation and Control. Second Edition. John Wiley & Sons, Inc.. New York, NY, USA. 1996. p. 29

representa la potencia eléctrica generada por cada unidad en particular. El costo total de generación del sistema es la suma de los costos de cada unidad, como se muestra en la ecuación (3.65). La restricción esencial de operación del sistema es que la suma de la potencia de cada unidad es igual a la potencia de la demanda (P_D), como se muestra en la ecuación (3.66)⁷⁷.

$$C_{tTotal}(P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{tNt}) = C_{t1}(P_{t1}) + C_{t2}(P_{t2}) + \dots + C_{tNt}(P_{tNt}) = \sum_{i=1}^{N_t} C_{ti}(P_{ti}) [=] \frac{\$}{h} \quad (3.65)$$

$$P_D = P_{t1} + P_{t2} + \dots + P_{tNt} = \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} [=] MW \quad (3.66)$$

Donde C_{ti} es la misma ecuación (3.43) generalizada:

$$C_{ti} = a_{ti} P_{ti}^2 + b_{ti} P_{ti} [=] \frac{\$}{h} \quad (3.67)$$

La solución al problema consiste en minimizar el costo total de generación C_{tTotal} sujeto a la restricción de que la suma de todas las potencias de cada unidad generadora sea igual a la potencia de la demanda P_D ⁷⁸. Este problema no incluye las pérdidas por transmisión.

Este es un problema de optimización con restricciones que podría ser solucionado aplicando métodos avanzados de cálculo como los Multiplicadores de Lagrange⁷⁹. Este método permite maximizar o minimizar una función objetivo $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ sujeta a una restricción (o condición) de la forma $G(x_1, x_2, \dots, x_n) = k$.⁸⁰ El objetivo es determinar los valores de $x_1, x_2, \dots, y x_n$ que hacen de F un mínimo. Para ello se debe hallar el Multiplicador de Lagrange (λ) que nos permita lograr este objetivo. Esto significa que es un problema de $n + 1$ incógnitas, donde se requieren por tanto $n + 1$ ecuaciones para resolverlo:

- La ecuación vectorial (3.68) nos entrega n ecuaciones:

$$\nabla F(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) = \lambda \nabla G(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) \quad (3.68)$$

Donde ∇ (nabla) es el operador vectorial gradiente:

$$\nabla = \left\langle \frac{\partial}{\partial x_1}, \frac{\partial}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial}{\partial x_i}, \dots, \frac{\partial}{\partial x_n} \right\rangle \quad (3.69)$$

- La ecuación (3.70) nos entrega la ecuación que falta:

$$G(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) = k \quad (3.70)$$

⁷⁷ *Ibíd.*

⁷⁸ *Ibíd.*

⁷⁹ *Ibíd.* p. 30

⁸⁰ STEWART, James. Cálculo Trascendentes Tempranas. Cuarta Edición. International Thomson Editores, S.A.. México. 2002. p. 951

Donde k es una constante.

Para el problema del despacho económico de plantas térmicas se debe reconocer cuál es la función objetivo (F) y la función restricción (G). La ecuación (3.65), que representa la función de costo total del despacho, es la función objetivo; mientras que la función de la potencia de la demanda, ecuación (3.66), es la función restricción:

$$F(P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) = C_{tTotal}(P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) = \sum_{i=1}^{N_t} C_{ti}(P_{ti}) \quad (3.71)$$

$$G(P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) = \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = P_D \quad (3.72)$$

Aplicando las ecuaciones (3.71) y (3.72) en (3.68) obtenemos las N_t ecuaciones:

$$\begin{aligned} \nabla F(P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) &= \lambda \nabla G(P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) \\ \left\langle \frac{\partial}{\partial P_{t1}}, \frac{\partial}{\partial P_{t2}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{ti}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{tNt}} \right\rangle * \left(\sum_{i=1}^{N_t} C_{ti}(P_{ti}) \right) &= \lambda * \left\langle \frac{\partial}{\partial P_{t1}}, \frac{\partial}{\partial P_{t2}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{ti}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{tNt}} \right\rangle * \left(\sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} \right) \\ \frac{\partial}{\partial P_{ti}} C_{ti}(P_{ti}) = \frac{\partial}{\partial P_{ti}} (a_{ti} P_{ti}^2 + b_{ti} P_{ti}) &= \lambda * \frac{\partial}{\partial P_{ti}} P_{ti} \\ 2 a_{ti} P_{ti} + b_{ti} &= \lambda \quad (3.73) \end{aligned}$$

Despejamos P_{ti} y obtenemos N_t ecuaciones de la potencia de cada planta en función de λ :

$$\begin{aligned} P_{t1} = \frac{\lambda - b_{t1}}{2a_{t1}}, P_{t2} = \frac{\lambda - b_{t2}}{2a_{t2}}, \dots, P_{tNt} = \frac{\lambda - b_{tNt}}{2a_{ti}} \\ P_{ti} = \frac{\lambda - b_{ti}}{2a_{ti}} = \frac{\lambda}{2a_{ti}} - \frac{b_{ti}}{2a_{ti}} \quad (3.74) \end{aligned}$$

Evaluando en la ecuación (3.72) las N_t ecuaciones que están representadas en la ecuación (3.74), obtenemos la solución para el Multiplicador de Lagrange, despejando λ :

$$\begin{aligned} G(P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) &= \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{\lambda}{2a_{ti}} - \frac{b_{ti}}{2a_{ti}} \right) = P_D \\ \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{\lambda}{2a_{ti}} \right) - \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{2a_{ti}} \right) &= \frac{\lambda}{2} \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{1}{a_{ti}} \right) - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{a_{ti}} \right) = P_D \end{aligned}$$

$$\lambda \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{1}{a_{ti}} \right) - \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{a_{ti}} \right) = 2P_D$$

$$\lambda = \frac{2 P_D + \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{a_{ti}} \right)}{\sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{1}{a_{ti}} \right)} [=] \frac{\$}{MWh} \quad (3.75)$$

Evaluando la ecuación (3.75) en cada una de las N_t ecuaciones representadas en la ecuación (3.74), obtenemos finalmente el valor de la potencia a la cual debe trabajar cada una de las plantas térmicas de forma económica.

✓ **Ejemplo 3.10:**

Se tiene un parque de generación térmico que consta de una unidad de ciclo simple, una de ciclo combinado y una de vapor. La curva de costos de combustible se presenta a continuación. En este ejemplo no consideramos límites de potencia de las plantas:

- $C_{cicloSimple} = C_{t1}(P_{t1}) = 2.000 P_{t1}^2$
- $C_{cicloCombinado} = C_{t2}(P_{t2}) = 1.250 P_{t2}^2 + 150.000 P_{t2}$
- $C_{vapor} = C_{t3}(P_{t3}) = 636,36 P_{t3}^2 + 318.181,82 P_{t3}$

Determine como debe ser el despacho económico de generación de cada unidad para una demanda $P_D = 150 MW$ en un período de una hora.

Solución ejemplo 3.10:

Primero debemos identificar los coeficientes de cada una de las plantas térmicas, donde $N_t = 3$:

$$a_{t1} = 2.000 ; b_{t1} = 0 ; a_{t2} = 1.250 ; b_{t2} = 150.000 ; a_{t3} = 636,36 ; b_{t3} = 318.181,82$$

Luego hallamos el Multiplicador de Lagrange (λ) a partir de la ecuación (3.75):

$$\lambda = \frac{2 P_D + \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{a_{ti}} \right)}{\sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{1}{a_{ti}} \right)} = \frac{2 * (150) + \left(\frac{b_{t1}}{a_{t1}} + \frac{b_{t2}}{a_{t2}} + \frac{b_{t3}}{a_{t3}} \right)}{\left(\frac{1}{a_{t1}} + \frac{1}{a_{t2}} + \frac{1}{a_{t3}} \right)}$$

$$= \frac{300 + \left(\frac{0}{2.000} + \frac{150.000}{1.250} + \frac{318.181,82}{636,36} \right)}{\left(\frac{1}{2.000} + \frac{1}{1.250} + \frac{1}{636,36} \right)} = \frac{300 + (620,00)}{2,87 * 10^{-3}} = 320.557,49 \frac{\$}{MWh}$$

Luego evaluamos λ en la ecuación (3.74) que representa la potencia de cada planta:

$$P_{t1} = P_{cicloSimple} = \frac{\lambda - b_{t1}}{2a_{t1}} = \frac{320.557,49 - 0}{2 * 2.000} = 80,14 \text{ MW}$$

$$P_{t2} = P_{cicloCombinado} = \frac{\lambda - b_{t2}}{2a_{t2}} = \frac{320.557,49 - 150.000}{2 * 1.250} = 68,22 \text{ MW}$$

$$P_{t3} = P_{vapor} = \frac{\lambda - b_{t3}}{2a_{t3}} = \frac{320.557,49 - 318.181,82}{2 * 636,36} = 1,87 \text{ MW}$$

Comprobamos que la restricción de la ecuación (3.72) se cumple:

$$\begin{aligned} G(P_{t1}, P_{t2}, P_{t3}) &= \sum_{i=1}^3 P_{ti} = P_D = 150 \text{ MW} \\ &= P_{t1} + P_{t2} + P_{t3} = 80,14 + 68,22 + 1,87 = 150,23 \text{ MW} \approx 150 \text{ MW} \end{aligned}$$

El error de 0,23 MW se presenta ya que todos los cálculos se desarrollaron con dos cifras decimales.

Finalmente, el costo de combustible del despacho se calcula a partir de la ecuación (3.71):

$$F(P_{t1}, P_{t2}, P_{t3}) = \sum_{i=1}^{N_t} C_{ti}(P_{ti}) = C_{t1}(P_{t1}) + C_{t2}(P_{t2}) + C_{t3}(P_{t3})$$

$$C_{t1}(80,14) + C_{t2}(68,22) + C_{t3}(1,87) = 17.297.854,99 \frac{\$}{h}$$

Este resultado indica que por cada hora que pase despachando potencia a este mismo ritmo, se debe pagar esta tasa.

✓ Ejemplo 3.11:

Para las mismas plantas y la misma demanda del ejemplo 3.10, consideremos que cada una de las unidades generadoras tiene unos límites de generación máxima, que se muestran a continuación. La Figura 3.21 muestra la gráfica de estas curvas:

- $P_{máxCicloSimple} = P_{max1} = 60 \text{ MW}$
- $P_{máxCicloCombinado} = P_{max2} = 80 \text{ MW}$
- $P_{máxVapor} = P_{máx3} = 40 \text{ MW}$

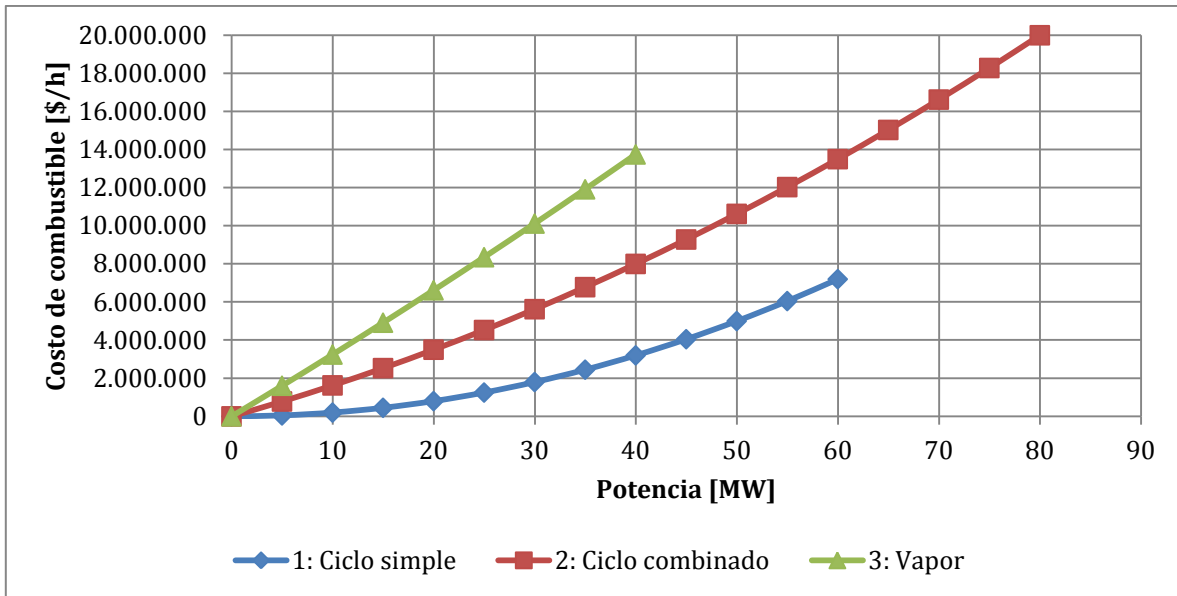


Figura 3.21. Curvas de costos de combustible de plantas térmicas del ejemplo 3.11.

A partir de esta nueva restricción, determine el despacho económico.

Solución ejemplo 3.11:

Del ejemplo 3.10, se tuvo para un primer intento de despacho el siguiente resultado:

$$\checkmark \lambda_1 = 320.557,49 \frac{\$}{MWh} \text{ y } P_{D1} = 150 \text{ MW:}$$

$$P_{t1} = 80,14 \text{ MW} > P_{max1} = 60 \text{ MW} \Rightarrow \text{No cumple}$$

$$P_{t2} = 68,22 \text{ MW} \leq P_{max2} = 80 \text{ MW} \Rightarrow \text{Cumple}$$

$$P_{t3} = 1,87 \text{ MW} \leq P_{max3} = 40 \text{ MW} \Rightarrow \text{Cumple}$$

Como la planta 1 supera su máxima capacidad de despacho, entonces se define su despacho final a su máxima capacidad y se le resta su potencia despachada a la demanda de la iteración 1, así:

$$P_{t1} = 60 \text{ MW}$$

$$P_{D2} = P_{D1} - P_{t1} = 150 - 60 = 90 \text{ MW}$$

Ahora, ¿cuál es el nuevo λ_2 ?

λ_2 se calcula a partir de la nueva demanda y sólo se hace el despacho para las plantas 2 y 3, ya que la planta 1 ya fue despachada; aplicando la ecuación (3.75).

$$\checkmark \text{ Hallar } \lambda_2 \text{ para } P_{D2} = 90 \text{ MW:}$$

$$\lambda_2 = \frac{2 P_{D2} + \sum_{i=2}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{a_{ti}} \right)}{\sum_{i=2}^{N_t} \left(\frac{1}{a_{ti}} \right)} = \frac{2 * (90) + \left(\frac{b_{t2}}{a_{t2}} + \frac{b_{t3}}{a_{t3}} \right)}{\left(\frac{1}{a_{t2}} + \frac{1}{a_{t3}} \right)} =$$

$$\frac{180 + \left(\frac{150.000}{1.250} + \frac{318.181,82}{636,36} \right)}{\left(\frac{1}{1.250} + \frac{1}{636,36} \right)} = 337.349,33 \frac{\$}{MWh}$$

$$P_{t1} = 60 \text{ MW (Ya despachada desde iteración 1)}$$

$$P_{t2} = 74,94 \text{ MW} \leq P_{max2} = 80 \text{ MW} \Rightarrow \text{Cumple}$$

$$P_{t3} = 15,06 \text{ MW} \leq P_{max3} = 40 \text{ MW} \Rightarrow \text{Cumple}$$

El despacho ha finalizado en la segunda iteración. Ahora comprobamos que este fue desarrollado correctamente, aplicando el resultado en la ecuación (3.72):

$$G(P_{t1}, P_{t2}, P_{t3}) = \sum_{i=1}^3 P_{ti} = P_D = 150 \text{ MW}$$

$$= P_{t1} + P_{t2} + P_{t3} = 60 + 74,94 + 15,06 = 150,00 \text{ MW} \approx 150 \text{ MW}$$

Finalmente, el costo de combustible del despacho se calcula a partir de la ecuación (3.71):

$$F(P_{t1}, P_{t2}, P_{t3}) = \sum_{i=1}^{N_t} C_{ti}(P_{ti}) = C_{t1}(P_{t1}) + C_{t2}(P_{t2}) + C_{t3}(P_{t3})$$

$$C_{t1}(60) + C_{t2}(74,94) + C_{t3}(15,06) = 30.397.151,45 \frac{\$}{h}$$

3.2.2 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSE

De acuerdo a como se desarrollo el despacho económico entre plantas térmicas, en la sección 3.2.1, para el despacho económico entre plantas hidráulicas con embalse, se hace necesario de igual manera identificar una función objetivo que representa el costo del agua y una función restricción que representa que la sumatoria de potencias despachadas por cada generador es igual a la potencia de la demanda. En la Figura 3.22 se muestra la configuración del sistema de potencia que será estudiado en esta sección, el cual consiste en N_e unidades hidráulicas generadoras con embalses, conectadas a una barra que transmite el flujo de potencia a la carga total de la demanda.

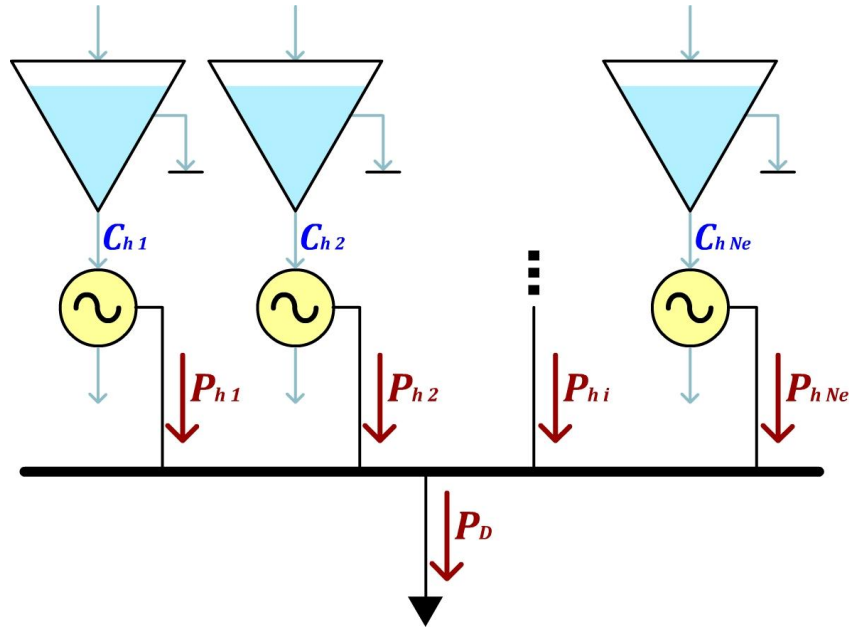


Figura 3.22. Sistema de potencia de N_e unidades hidráulicas generadoras con embalses conectadas a una barra que transmite el flujo de potencia a la carga total de la demanda P_D .

La entrada a cada unidad C_{hi} representa el costo de agua que sale del embalse e ingresa a la planta. Este concepto fue explicado cuando se propuso la ecuación (3.22), la cual se definió como costo de desembalsamiento de agua o costo de despacho, donde este arroja un valor monetario por turbinar un volumen de agua, que dependía del volumen antes del despacho y el volumen turbinado. Así las cosas, la ecuación (3.22) sólo se considerará para saber el costo del despacho, el cual sirve para identificar a que tasa de unidades monetarias sobre megavatios-hora se está negociando la energía. Para efectos prácticos de diseño del software, la curva de costo de desembalsamiento que se utilizará para definir la función objetivo se diseñará como el producto entre la curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica (ecuación 3.35), la relación entre el costo de continuación actual del embalse y el costo de continuación máximo del embalse, y el costo de continuación promedio actual instantáneo de todos los embalses del parque de generación. La ecuación (3.76) muestra esta definición:

$$C_{hi}(P_{hi}) = Q_{hi}(P_{hi}) * \frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} [=] \frac{\$}{h} \quad (3.76)$$

Donde:

- La ecuación $Q_{hi}(P_{hi})$ es la curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica, que es exactamente igual a la ecuación (3.33), donde se explica cómo hallar su coeficiente en la ecuación (3.35). Esta ecuación se puede redefinir con una notación más práctica así:

$$Q_{hi}(P_{hi}) = a_{qi} P_{hi}^2 [=] \frac{Hm^3}{h} \quad (3.77)$$

- Tanto $CC_{hi}(V_{act_{hi}})$ como $CC_{hi}(V_{máx_{hi}})$ son constantes que se hallan a partir de la ecuación (3.1), donde ya se explicó en la ecuación (3.11) como obtener sus coeficientes. $V_{act_{hi}}$ es el volumen del embalse actual para el instante cuando se hace el despacho económico y $V_{máx_{hi}}$ es el volumen máximo del embalse. Las ecuaciones (3.78) y (3.79) describen como se hallan estas constantes, con notaciones más prácticas:

$$CC_{hi}(V_{act_{hi}}) = a_{cci} V_{act_{hi}}^2 + b_{cci} V_{act_{hi}} + c_{cci} [=] \frac{\$}{Hm^3} \quad (3.78)$$

$$CC_{hi}(V_{máx_{hi}}) = a_{cci} V_{máx_{hi}}^2 + b_{cci} V_{máx_{hi}} + c_{cci} [=] \frac{\$}{Hm^3} \quad (3.79)$$

- El costo de continuación promedio de todos los embalses del parque de generación $CC_{promedio}$ se halla como se muestra en la ecuación (3.80)⁸¹:

$$CC_{promedio} = \frac{1}{N_e} * \sum_{i=1}^{N_e} CC_{hi}(V_{act_{hi}}) [=] \frac{\$}{h} \quad (3.80)$$

Así las cosas, definimos a continuación la función objetivo (ecuación 3.81) y la función restricción (ecuación 3.82), para el problema del sistema de potencia descrito en la Figura 3.22:

$$F(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}) = C_{hTotal}(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}) = \sum_{i=1}^{N_e} C_{hi}(P_{hi}) \quad (3.81)$$

$$G(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}) = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} = P_D \quad (3.82)$$

Aplicando las ecuaciones (3.81) y (3.82) en (3.67) obtenemos las primeras N_e ecuaciones necesarias para resolver el problema del despacho económico aplicando el método de los Multiplicadores de Lagrange:

$$\nabla F(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}) = \lambda \nabla G(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe})$$

$$\left\langle \frac{\partial}{\partial P_{h1}}, \frac{\partial}{\partial P_{h2}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{hi}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{hNe}} \right\rangle * (\sum_{i=1}^{N_e} C_{hi}(P_{hi})) = \lambda * \left\langle \frac{\partial}{\partial P_{h1}}, \frac{\partial}{\partial P_{h2}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{hi}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{hNe}} \right\rangle * (\sum_{i=1}^{N_e} P_{hi})$$

⁸¹ BOTERO URIBE, Beatriz; MORENO DEL VALLE, Carlos Alberto; RAMÍREZ ARCILA, José Ignacio; y VILLA AGUIRRE, Germán. Programación Lineal Aplicada a la Coordinación Hidrotérmica. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Medellín, Colombia.1989. p. 102

$$\begin{aligned}
\frac{\partial}{\partial P_{hi}} C_{hi}(P_{hi}) &= \frac{\partial}{\partial P_{hi}} \left(Q_{hi}(P_{hi}) * \frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) \\
&= \left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * \frac{\partial}{\partial P_{hi}} Q_{hi}(P_{hi}) \\
&= \left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * \frac{\partial}{\partial P_{hi}} (a_{qi} P_{hi}^2) \\
&= \left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qi} P_{hi}) = \lambda * \frac{\partial}{\partial P_{hi}} (P_{hi}) \\
&\quad \left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qi}) * P_{hi} = \lambda \quad (3.83)
\end{aligned}$$

Despejamos P_{hi} y obtenemos N_e ecuaciones de la potencia de cada planta en función de λ :

$$\begin{aligned}
P_{h1} &= \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h1}(V_{act_{h1}})}{CC_{h1}(V_{máx_{h1}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q1})}, P_{h2} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h2}(V_{act_{h2}})}{CC_{h2}(V_{máx_{h2}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q2})}, \dots, \\
P_{hn} &= \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{hn}(V_{act_{hn}})}{CC_{hn}(V_{máx_{hn}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qn})} \\
P_{hi} &= \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qi})} \quad (3.84)
\end{aligned}$$

Evaluando en la ecuación (3.82) las N_e ecuaciones que están representadas en la ecuación (3.84), obtenemos la solución para el Multiplicador de Lagrange, despejando λ :

$$\begin{aligned}
G(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}) &= \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} = \sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qi})} \right) = P_D \\
\frac{\lambda}{2 * CC_{promedio}} \sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * a_{qi}} \right) &= P_D
\end{aligned}$$

$$\lambda = \frac{P_D * 2 * CC_{promedio}}{\sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * a_{qi}} \right)} \quad (3.85)$$

Evaluando la ecuación (3.85) en cada una de las N_e ecuaciones representadas en la ecuación (3.84), obtenemos finalmente el valor de la potencia a la cual debe trabajar cada una de las plantas hidráulicas con embalse de forma económica.

✓ **Ejemplo 3.12:**

En el ejemplo 3.1 se definieron las características técnicas y económicas de una planta eléctrica hidráulica con embalse:

- $V_{máx} = 230 \text{ Hm}^3$
- $C_{mín} = 25.000 \frac{\$}{\text{MWh}}$
- $C_{máx} = 400.000 \frac{\$}{\text{MWh}}$
- $P_{máx} = 200 \text{ MW}$
- $Q_{máx} = 0,25 \frac{\text{Hm}^3}{\text{h}}$

Y se obtuvo la siguiente curva de costos de continuación del embalse:

$$CC(V) = aV^2 + bV + c = 5676,66 V^2 - 2.611.262,49 V + 320.308.137,6 [=] \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

Luego, del ejemplo 3.5, a partir de estos mismos datos, se halló la curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica:

$$Q(P) = 6,25 * 10^{-6} * P^2 [=] \frac{\text{Hm}^3}{\text{h}}$$

Ahora, suponemos que tenemos tres plantas hidráulicas con embalses que tienen estas mismas características técnicas, operativas y económicas; sólo se diferencia el volumen de agua actual que alberga cada embalse, así:

- $V_{act1} = 230 \text{ Hm}^3$
- $V_{act2} = 115 \text{ Hm}^3$
- $V_{act3} = 57,5 \text{ Hm}^3$

Se tiene entonces un período de una hora donde la potencia de la demanda es de 400 MW. Determine cómo debe ser la distribución de carga entre cada planta para que el despacho sea económico.

Solución ejemplo 3.12:

Tenemos que:

$$P_D = 400 \text{ MW}$$

$$N_e = 3 \text{ (Número de plantas hidráulicas con embalses)}$$

$$Q_{h1}(P_{h1}) = a_{q1} * P_{h1}^2 = 6,25 * 10^{-6} * P_{h1}^2$$

$$Q_{h2}(P_{h2}) = a_{q2} * P_{h2}^2 = 6,25 * 10^{-6} * P_{h2}^2$$

$$Q_{h3}(P_{h3}) = a_{q3} * P_{h3}^2 = 6,25 * 10^{-6} * P_{h3}^2$$

Hallamos los costos de continuación actuales de cada embalse:

$$CC_{h1}(V_{h1}) = 5676,66 V_{h1}^2 - 2.611.262,49 V_{h1} + 320.308.137,6$$

$$CC_{h1}(V_{act1} = 230 \text{ Hm}^3) = 5676,66 (230)^2 - 2.611.262,49 (230) + 320.308.137,6 = 20.013.078,9 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

$$CC_{h2}(V_{h2}) = 5676,66 V_{h2}^2 - 2.611.262,49 V_{h2} + 320.308.137,6$$

$$CC_{h2}(V_{act2} = 115 \text{ Hm}^3) = 5676,66 (115)^2 - 2.611.262,49 (115) + 320.308.137,6 = 95.086.779,75 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

$$CC_{h3}(V_{h3}) = 5676,66 V_{h3}^2 - 2.611.262,49 V_{h3} + 320.308.137,6$$

$$CC_{h3}(V_{act3} = 57,5 \text{ Hm}^3) = 5676,66 (57,5)^2 - 2.611.262,49 (57,5) + 320.308.137,6 = 188.929.001,6 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

Hallamos el costo de continuación de cada embalse cuando está totalmente lleno:

$$CC_{h1}(V_{max1}) = CC_{h2}(V_{max2}) = CC_{h3}(V_{max3}) = CC(V_{m\acute{a}x} = 230 \text{ Hm}^3) = 5676,66 (230)^2 - 2.611.262,49 (230) + 320.308.137,6 = 20.013.078,9 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

Hallamos $CC_{promedio}$ a partir de la ecuación (3.80):

$$CC_{promedio} = \frac{1}{N_e} * \sum_{i=1}^{N_e} CC_{hi}(V_{act_{hi}}) = \frac{1}{3} * \sum_{i=1}^3 CC_{hi}(V_{act_{hi}}) = \frac{1}{3} * [CC_{h1}(V_{act1} = 230 \text{ Hm}^3) + CC_{h2}(V_{act2} = 115 \text{ Hm}^3) + CC_{h3}(V_{act3} = 57,5 \text{ Hm}^3)] = \frac{1}{3} * [20.013.078,9 + 95.086.779,75 + 188.929.001,6] = \frac{1}{3} * [304.028.860,3] = 101.342.953,4 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

Hallamos ahora λ a partir de la ecuación (3.85):

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{m\acute{a}x_{hi}})} * a_{qi}} \right) \\
&= \\
& \frac{1}{\frac{CC_{h1}(V_{act1=230 \text{ Hm}^3})}{CC(V_{m\acute{a}x=230 \text{ Hm}^3})} * (6,25 * 10^{-6})} + \frac{1}{\frac{CC_{h2}(V_{act2=115 \text{ Hm}^3})}{CC(V_{m\acute{a}x=230 \text{ Hm}^3})} * (6,25 * 10^{-6})} + \frac{1}{\frac{CC_{h3}(V_{act3=57,5 \text{ Hm}^3})}{CC(V_{m\acute{a}x=230 \text{ Hm}^3})} * (6,25 * 10^{-6})} \\
&= \frac{1}{\frac{20.013.078,9}{20.013.078,9} * (6,25 * 10^{-6})} + \frac{1}{\frac{95.086.779,75}{20.013.078,9} * (6,25 * 10^{-6})} + \frac{1}{\frac{188.929.001,6}{20.013.078,9} * (6,25 * 10^{-6})} = \\
&= \frac{20.013.078,9}{6,25 * 10^{-6}} * \left(\frac{1}{20.013.078,9} + \frac{1}{95.086.779,75} + \frac{1}{188.929.001,6} \right) = 210.624,13
\end{aligned}$$

$$\lambda = \frac{P_D * 2 * CC_{promedio}}{\sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{m\acute{a}x_{hi}})} * a_{qi}} \right)} = \frac{400 * 2 * (101.342.953,4)}{210.624,13} = 384.924,38$$

Ahora aplicamos λ en la ecuación (3.84), que representa la potencia de las tres plantas hidráulicas con embalse:

$$P_{h1} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h1}(V_{act_{h1}})}{CC_{h1}(V_{m\acute{a}x_{h1}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q1})} = \frac{384.924,38}{\left(\frac{20.013.078,9}{20.013.078,9} * 101.342.953,4 \right) * 2 * (6,25 * 10^{-6})} = 303,86 \text{ MW}$$

$$P_{h2} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h2}(V_{act_{h2}})}{CC_{h2}(V_{m\acute{a}x_{h2}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q2})} = \frac{384.924,38}{\left(\frac{95.086.779,75}{20.013.078,9} * 101.342.953,4 \right) * 2 * (6,25 * 10^{-6})} = 63,95 \text{ MW}$$

$$P_{h3} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h3}(V_{act_{h3}})}{CC_{h3}(V_{m\acute{a}x_{h3}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q3})} = \frac{384.924,38}{\left(\frac{188.929.001,6}{20.013.078,9} * 101.342.953,4 \right) * 2 * (6,25 * 10^{-6})} = 32,19 \text{ MW}$$

Evaluamos estos resultados en la ecuación de restricción (3.82) para verificar el resultado:

$$\sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} = P_D = P_{h1} + P_{h2} + P_{h3} = 303,86 + 63,95 + 32,19 = 400,00 \text{ MW} \approx 400 \text{ MW}$$

No obstante, $P_{h1} = 303,86 \text{ MW} > P_{m\acute{a}x1} = 200 \text{ MW} \Rightarrow \text{No cumple}$

Entonces debemos realizar las siguientes declaraciones:

$P_{h1} = 200 \text{ MW}$ (Planta 1 queda despachando esta potencia, o sea la máxima)

$$P_{D2} = P_D - P_{h1} = 400 - 200 = 200 \text{ MW}$$

Hallamos entonces λ_2 para la nueva demanda de potencia insatisfecha aún y sin tener en cuenta la planta 1 ya despachada:

$$\begin{aligned} & \sum_{i=2}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * a_{qi}} \right) \\ &= \frac{1}{\frac{CC_{h2}(V_{act2=115 \text{ Hm}^3})}{CC(V_{máx=230 \text{ Hm}^3})} * (6,25 * 10^{-6})} + \frac{1}{\frac{CC_{h3}(V_{act3=57,5 \text{ Hm}^3})}{CC(V_{máx=230 \text{ Hm}^3})} * (6,25 * 10^{-6})} \\ &= \frac{1}{\frac{95.086.779,75}{20.013.078,9} * (6,25 * 10^{-6})} + \frac{1}{\frac{188.929.001,6}{20.013.078,9} * (6,25 * 10^{-6})} = \\ &= \frac{20.013.078,9}{6,25 * 10^{-6}} * \left(\frac{1}{95.086.779,75} + \frac{1}{188.929.001,6} \right) = 50.624,13 \end{aligned}$$

$$\lambda_2 = \frac{P_{D2} * 2 * CC_{promedio}}{\sum_{i=2}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * a_{qi}} \right)} = \frac{200 * 2 * (101.342.953,4)}{50.624,13} = 800.748,21$$

Ahora aplicamos λ_2 en la ecuación (3.84), que representa la potencia de las dos plantas hidráulicas con embalse que faltan por ser programadas para el despacho:

$$P_{h2} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h2}(V_{act_{h2}})}{CC_{h2}(V_{máx_{h2}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q2})} = \frac{800.748,21}{\left(\frac{95.086.779,75}{20.013.078,9} * 101.342.953,4 \right) * 2 * (6,25 * 10^{-6})} = 133,04 \text{ MW}$$

$$P_{h3} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h3}(V_{act_{h3}})}{CC_{h3}(V_{máx_{h3}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q3})} = \frac{800.748,21}{\left(\frac{188.929.001,6}{20.013.078,9} * 101.342.953,4 \right) * 2 * (6,25 * 10^{-6})} = 66,96 \text{ MW}$$

Evaluamos estos resultados en la ecuación de restricción (3.82) para verificar el resultado:

$$\sum_{i=2}^{N_e} P_{hi} = P_{D2} = P_{h2} + P_{h3} = 133,04 + 66,96 = 200,00 \text{ MW} \approx 200 \text{ MW}$$

Cada uno de estos resultados cumple con las restricciones, donde la demanda total es de 400 MW. El resultado del despacho final se muestra a continuación:

$$P_{h1} = 200 \text{ MW}$$

$$P_{h2} = 133,04 \text{ MW}$$

$$P_{h3} = 66,96 \text{ MW}$$

✓ **Ejemplo 3.13:**

Del ejemplo 3.12, determine cuál es el volumen de los tres embalses después del despacho ocurrido en el período de una hora.

Solución ejemplo 3.13:

Evaluamos cual fue el caudal promedio despachado en cada embalse y lo multiplicamos por una hora, obteniendo así el volumen turbinado:

$$V_{t1} = Q_{h1}(200 \text{ MW}) * (1 \text{ h}) = (6,25 * 10^{-6} * (200)^2) * (1 \text{ h}) = 0,25 \text{ Hm}^3$$

$$V_{t2} = Q_{h2}(133,04 \text{ MW}) * (1 \text{ h}) = (6,25 * 10^{-6} * (133,04)^2) * (1 \text{ h}) = 0,111 \text{ Hm}^3$$

$$V_{t3} = Q_{h3}(66,96 \text{ MW}) * (1 \text{ h}) = (6,25 * 10^{-6} * (66,96)^2) * (1 \text{ h}) = 0,028 \text{ Hm}^3$$

Se calcula entonces el volumen de los embalses después del despacho, a partir de la ecuación (3.21):

$$V_{dd1} = V_{ad1} - V_{t1} = 230 - 0,25 = 229,75 \text{ Hm}^3$$

$$V_{dd2} = V_{ad2} - V_{t2} = 115 - 0,111 = 114,889 \text{ Hm}^3$$

$$V_{dd3} = V_{ad3} - V_{t3} = 57,5 - 0,028 = 57,472 \text{ Hm}^3$$

El costo del despacho total se resuelve aplicando para cada embalse la ecuación (3.22), donde se requiere tener el volumen del embalse antes y después de la descarga. Luego, sumamos cada solución, dando como resultado lo siguiente:

$$CD_{total} = 20.821.377 \$$$

3.2.3 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSES Y PLANTAS HIDRÁULICAS FILO DE AGUA

Tanto las plantas filo de agua como los embalses reciben aportes hídricos de otras plantas hidráulicas o de cauces naturales de ríos. En el ejemplo siguiente, veremos cómo se soluciona el problema del despacho económico con cadenas hidráulicas que involucran embalses y plantas filo de agua.

✓ **Ejemplo 3.14:**

En el ejemplo 3.12, se resuelve el problema del despacho económico para un parque de generación hidráulica con tres embalses, donde se muestra un esquema general en la Figura 3.22. Ahora, el problema a resolver consiste en que uno de esos embalses, el tercero, tendrá una planta filo de agua aguas abajo, la cual tiene las siguientes condiciones técnicas de operación:

- $Q_{m\acute{a}x} = 0,25 \frac{Hm^3}{h}$
- $P_{m\acute{a}x} = 19,9 MW$

Estas características permiten obtener la curva de entrada de potencia y salida de caudal de la planta a partir de la ecuación (3.35), dando como resultado lo siguiente:

$$Q_{filo}(P_{filo}) = Q_{h4}(P_{h4}) = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{P_{m\acute{a}x}^2} * P_{h4}^2 = 6,31 * 10^{-4} * P_{h4}^2$$

La función entrada de caudal y salida de potencia se obtiene a partir de la ecuación (3.39), o despejando P_{h4} de la ecuación anterior:

$$P_{filo} = P_{h4} = 39,81 * \sqrt{Q_{h4}}$$

El problema es descrito en la Figura 3.23.

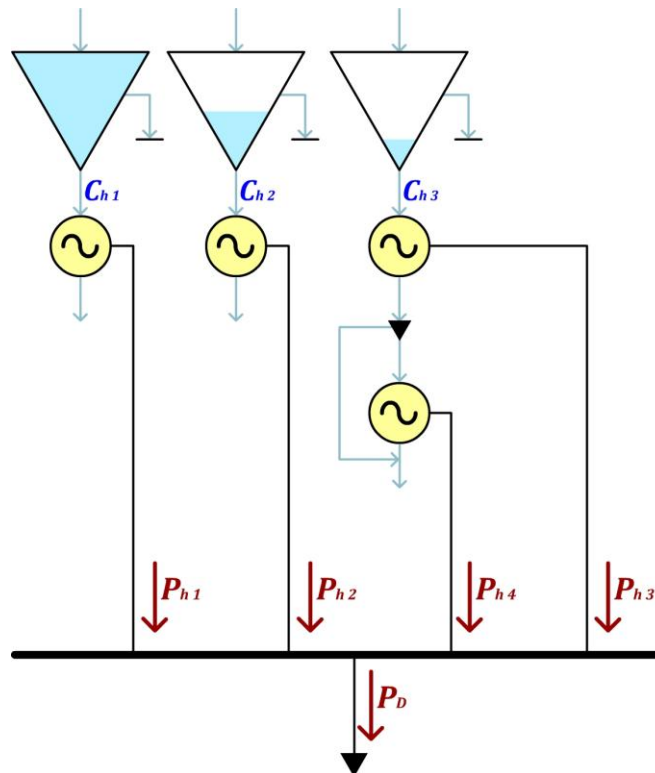


Figura 3.23. Parque de generación que describe el problema del despacho económico entre plantas hidráulicas con embalses y plantas filo de agua, del ejemplo 3.14.

Determine como realizar la distribución de carga para que el despacho sea económico en el período de una hora, cuál es el costo total del despacho y si este costo aumenta o disminuye respecto al resultado del ejemplo 3.13. Se debe garantizar que la ecuación de restricción que indica que la sumatoria de potencias que entregan los embalses y la planta filo de agua sea igual a la potencia total de la demanda se cumpla con un margen de error $\varepsilon = \pm 0,1 MW$.

Solución ejemplo 3.14:

Para solucionar el problema de optimización del despacho económico con plantas filo de agua aguas debajo de embalses, se debe en primer lugar solucionar el despacho económico sólo entre los embales. La solución obtenida es la que se efectuó en el ejemplo 3.12. Posteriormente, en el ejemplo 3.13 se identificó que la planta del embalse 3 entrega un caudal promedio en el período de una hora de $0,028 \frac{Hm^3}{h}$. Este flujo de agua es el que ingresa en la planta filo de agua, donde debemos evaluar este caudal en la función entrada de caudal y salida de potencia de la planta filo de agua, dando como resultado la siguiente potencia:

$$P_{filo} = P_{h4} = 39,81 * \sqrt{Q_{h4}} = 39,81 * \sqrt{0,028} = 6,66 MW$$

Así las cosas, a una demanda total del sistema $P_D = 400 MW$ se le están suministrando $406,66 MW$, es decir, $6,66 MW$ más gracias a la planta filo de agua. Para que la oferta sea igual a la demanda y garantizar el equilibrio del mercado⁸², se debe solucionar de nuevo el despacho económico sólo entre las plantas con embalses para una nueva demanda $P_{D2} = P_D - P_{filo de agua} = 400 - 6,66 = 393,34 MW$; posteriormente evaluar el caudal que saldría del embalse 3 y que ingresaría a la planta filo de agua y evaluar que potencia suministraría para ese caso, para luego evaluar si se cumple el equilibrio del mercado.

Si la sumatoria de nuevas potencias suministradas por los embalses y la planta filo de agua se encuentra en el rango del margen de error ε , el despacho económico ha sido resuelto:

$$\begin{array}{c}
 \text{Si:} \\
 P_{total} = \sum P_{embalses} + \sum P_{filos de agua} \\
 \wedge \\
 P_D - |\varepsilon| \leq P_{total} \leq P_D + |\varepsilon| \\
 \text{Entonces:} \\
 \text{Despacho finalizado}
 \end{array}$$

⁸² KIRSCHEN, Daniel; and GORAN, Strbac. Fundamentals of Power System Economics. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST). United Kingdom. John Wiley & Sons, Ltd. 2004. p. 22

No obstante, si la sumatoria de nuevas potencias suministradas por los embalses y la planta filo de agua es mayor que la potencia total del sistema P_D y está por fuera del rango de error ε , entonces se debe resolver de nuevo el despacho sólo entre las plantas con embalses para una nueva potencia, así:

$$P_{total} = \sum P_{embalses} + \sum P_{filos\ de\ agua}$$

$$\wedge$$

$$P_{total} > P_D + |\varepsilon|$$

Entonces:

$$P_{D3} = P_D - P_{filos\ de\ agua}$$

Se resuelve de nuevo el despacho para esta nueva potencia

De igual manera, si la sumatoria de nuevas potencias suministradas por los embalses y la planta filo de agua es menor que la potencia total del sistema P_D y está por fuera del rango de error ε , entonces se debe resolver de nuevo el despacho sólo entre las plantas con embalses para una nueva potencia, así:

$$P_{total} = \sum P_{embalses} + \sum P_{filos\ de\ agua}$$

$$\wedge$$

$$P_{total} < P_D - |\varepsilon|$$

Entonces:

$$P_{D3} = P_D + P_{filos\ de\ agua}$$

Se resuelve de nuevo el despacho para esta nueva potencia

Para resolver el caso de este ejemplo, fueron necesarias 4 iteraciones para obtener una la solución que estuviera dentro del rango de error $\varepsilon = \pm 0,1\ MW$, distribuyendo la generación de potencia eléctrica de la siguiente manera entre las plantas:

$$P_{embalse1} = P_{h1} = 200\ MW$$

$$P_{embalse2} = P_{h2} = 128,761\ MW$$

$$P_{embalse3} = P_{h3} = 64,799\ MW$$

$$P_{filo\ de\ agua} = P_{h4} = 6,448\ MW$$

$$P_{h1} + P_{h2} + P_{h3} + P_{h4} = 200 + 128,761 + 64,799 + 6,448 = 400,008\ MW \approx 400\ MW$$

El costo del despacho es:

$$CD_{total} = 19.818.344\ \$$$

Respecto al costo del despacho del ejemplo 3.13, que fue de 20.821.377 \$, la instalación de esta planta filo de agua le está ahorrando al despacho 1.003.033 \$ por hora, cada vez que se atiende una demanda de 400 MW.

3.2.4 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS TÉRMICAS Y PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSES

Las plantas térmicas y las plantas hidráulicas con embalses son las instalaciones eléctricas que finalmente definen el costo del despacho, ya que la utilización de combustibles fósiles y la liberación de agua de un embalse tienen un valor representado en unidades monetarias, ya que son recursos que se pueden agotar y dejar de existir para satisfacer las necesidades energéticas.

Para resolver el problema del despacho económico entre plantas térmicas y plantas hidráulicas con embalses, debemos definir, como se realizó previamente para los casos del despacho económico entre plantas térmicas y el despacho económico entre plantas hidráulicas con embalses, la función objetivo (ecuación 3.86) y la función restricción (ecuación 3.87), para el problema con un sistema de potencia donde se tienen N_e plantas hidráulicas con embalses y N_t plantas térmicas, como se describe en la Figura 3.24.

$$\begin{aligned}
 F(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}, P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) \\
 &= C_{hTotal}(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}) + C_{tTotal}(P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) \\
 &= \sum_{i=1}^{N_e} C_{hi}(P_{hi}) + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} \quad (3.86)
 \end{aligned}$$

$$G(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}, P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = P_D \quad (3.87)$$

Aplicando las ecuaciones (3.86) y (3.87) en la ecuación vectorial (3.68) que representa el método de los Multiplicadores de Lagrange, obtenemos las $(N_e + N_t)$ ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 \nabla F(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}, P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) \\
 &= \lambda \nabla G(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}, P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) \\
 \left\langle \frac{\partial}{\partial P_{h1}}, \frac{\partial}{\partial P_{h2}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{hi}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{hNe}}, \frac{\partial}{\partial P_{t1}}, \frac{\partial}{\partial P_{t2}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{ti}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{tNt}} \right\rangle * (\sum_{i=1}^{N_e} C_{hi}(P_{hi}) + \sum_{i=1}^{N_t} C_{ti}(P_{ti})) = \\
 \lambda \left\langle \frac{\partial}{\partial P_{h1}}, \frac{\partial}{\partial P_{h2}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{hi}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{hNe}}, \frac{\partial}{\partial P_{t1}}, \frac{\partial}{\partial P_{t2}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{ti}}, \dots, \frac{\partial}{\partial P_{tNt}} \right\rangle * (\sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti})
 \end{aligned}$$

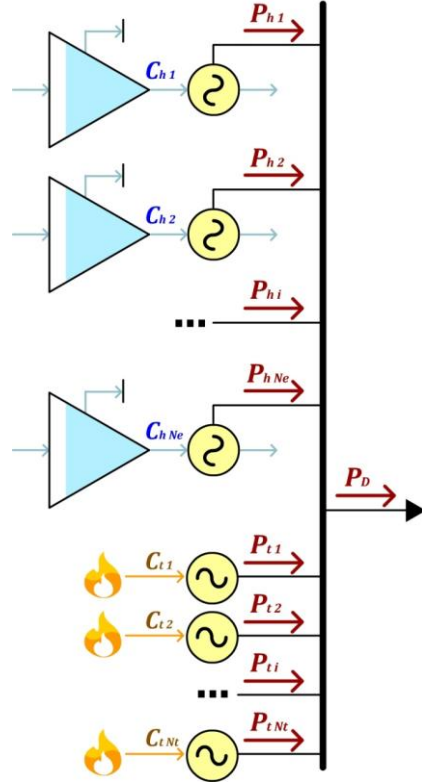


Figura 3.24. Sistema de potencia donde se tienen N_E plantas hidráulicas con embalses y N_t plantas térmicas.

Primero aplicamos las derivadas parciales respecto a las potencias de las plantas hidráulicas con embalses y obtenemos la ecuación (3.88), que es exactamente igual a la ecuación (3.83):

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial}{\partial P_{hi}} C_{hi}(P_{hi}) &= \frac{\partial}{\partial P_{hi}} \left(Q_{hi}(P_{hi}) * \frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) \\
 &= \left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * \frac{\partial}{\partial P_{hi}} Q_{hi}(P_{hi}) \\
 &= \left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * \frac{\partial}{\partial P_{hi}} (a_{qi} P_{hi}^2) \\
 &= \left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qi} P_{hi}) = \lambda * \frac{\partial}{\partial P_{hi}} (P_{hi}) \\
 &\quad \left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qi}) * P_{hi} = \lambda \quad (3.88)
 \end{aligned}$$

Luego aplicamos las derivadas parciales respecto a las potencias de las plantas térmicas y obtenemos la ecuación (3.89), que es exactamente igual a la ecuación (3.73):

$$\frac{\partial}{\partial P_{ti}} C_{ti}(P_{ti}) = \frac{\partial}{\partial P_{ti}} (a_{ti} P_{ti}^2 + b_{ti} P_{ti}) = \lambda * \frac{\partial}{\partial P_{ti}} P_{ti}$$

$$2 a_{ti} P_{ti} + b_{ti} = \lambda \quad (3.89)$$

Despejamos P_{hi} de la ecuación (3.88) y obtenemos N_e ecuaciones de la potencia de cada planta hidráulica con embalse, representada en la ecuación (3.90), en función de λ , que es exactamente igual a la ecuación (3.84):

$$P_{h1} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h1}(V_{act_{h1}})}{CC_{h1}(V_{máx_{h1}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q1})}, P_{h2} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{h2}(V_{act_{h2}})}{CC_{h2}(V_{máx_{h2}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{q2})}, \dots,$$

$$P_{hn} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{hn}(V_{act_{hn}})}{CC_{hn}(V_{máx_{hn}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qn})}$$

$$P_{hi} = \frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qi})} \quad (3.90)$$

Despejamos P_{ti} de la ecuación (3.89) y obtenemos N_t ecuaciones de la potencia de cada planta térmica, representada en la ecuación (3.91), en función de λ , que es exactamente igual a la ecuación (3.84):

$$P_{t1} = \frac{\lambda - b_{t1}}{2a_{t1}}, P_{t2} = \frac{\lambda - b_{t2}}{2a_{t2}}, \dots, P_{tNt} = \frac{\lambda - b_{tNt}}{2a_{tNt}}$$

$$P_{ti} = \frac{\lambda - b_{ti}}{2a_{ti}} = \frac{\lambda}{2a_{ti}} - \frac{b_{ti}}{2a_{ti}} \quad (3.91)$$

Evaluando en la ecuación (3.87) las $(N_e + N_t)$ ecuaciones que están representadas en las ecuaciones (3.90) y (3.91), obtenemos la solución para el Multiplicador de Lagrange, despejando λ , como se muestra en la ecuación (3.92):

$$G(P_{h1}, P_{h2}, \dots, P_{hi}, \dots, P_{hNe}, P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{ti}, \dots, P_{tNt}) = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = P_D$$

$$= \sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{\lambda}{\left(\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * CC_{promedio} \right) * (2 * a_{qi})} \right) + \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{\lambda}{2a_{ti}} - \frac{b_{ti}}{2a_{ti}} \right) = P_D$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{\lambda}{2 * CC_{promedio}} \sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * a_{qi}} \right) + \frac{\lambda}{2} \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{1}{a_{ti}} \right) - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{a_{ti}} \right) = P_D \\
&= \left(\frac{\lambda}{2} \right) \left[\frac{1}{CC_{promedio}} \sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * a_{qi}} \right) + \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{1}{a_{ti}} \right) \right] - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{a_{ti}} \right) = P_D \\
\lambda &= \frac{2 * P_D + \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{b_{ti}}{a_{ti}} \right)}{\frac{1}{CC_{promedio}} \sum_{i=1}^{N_e} \left(\frac{1}{\frac{CC_{hi}(V_{act_{hi}})}{CC_{hi}(V_{máx_{hi}})} * a_{qi}} \right) + \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{1}{a_{ti}} \right)} \quad (3.92)
\end{aligned}$$

Evaluando la ecuación (3.92) en cada una de las $(N_e + N_t)$ ecuaciones representadas en las ecuaciones (3.90) y (3.91), obtenemos finalmente el valor de la potencia a la cual debe trabajar cada una de las plantas térmicas y las plantas hidráulicas con embalse de forma económica.

✓ **Ejemplo 3.15:**

Se tiene el siguiente parque de generación hidrotérmico, como se observa en la Figura 3.25.

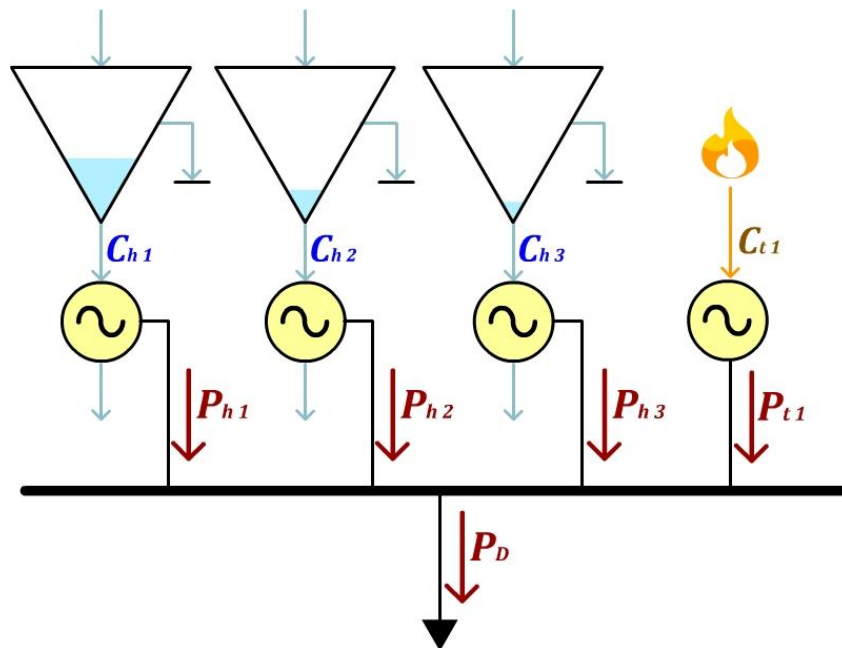


Figura 3.25. Parque de generación hidrotérmico para el problema del ejemplo 3.15.

El problema está basado en el parque generación hidráulico descrito en el ejemplo 3.12, donde se presentan tres embalses con curva de costos de continuación de cada embalse y su respectiva curva técnica de entrada de caudal y salida de potencia de la planta hidráulica, donde la demanda $P_D = 400 \text{ MW}$. Para esta ocasión el volumen útil actual de estos para el período de análisis es:

- $V_{act1} = 100 \text{ Hm}^3$
- $V_{act2} = 25 \text{ Hm}^3$
- $V_{act3} = 15 \text{ Hm}^3$

En este nuevo problema agregamos al sistema un parque de generación térmico, que tiene las siguientes características:

- $P_{\max t1} = 100 \text{ MW}$
- $C_{t1} = a_{t1} P_{t1}^2 + b_{t1} P_{t1} = 3.500 P_{t1}^2 [=] \frac{\$}{h}$

Determine cómo realizar la distribución de carga entre las plantas hidráulicas y la térmica para que el despacho sea económico en el período de una hora para una demanda de potencia $P_D = 400 \text{ MW}$ y cuál es el costo total del despacho.

Solución ejemplo 3.15:

Para poder garantizar un despacho económico y minimizar el costo del despacho total para el período de una hora, es necesario solucionar el problema primero sólo entre los embalses y luego entre los embalses y la planta térmica, para luego comparar y ver cuál de los dos resultados es el menos costoso.

Para obtener ambas soluciones, en primer lugar aplicamos los conceptos vistos en el ejemplo 3.12 hallando los costos de continuación actuales de cada embalse, los cuales entregan los siguientes resultados:

$$CC_{h1}(V_{act1} = 100 \text{ Hm}^3) = 115.948.488,60 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

$$CC_{h2}(V_{act2} = 25 \text{ Hm}^3) = 258.574.487,85 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

$$CC_{h3}(V_{act3} = 15 \text{ Hm}^3) = 282.416.448,75 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

Hallamos el costo de continuación de cada embalse cuando está totalmente lleno:

$$CC_{h1}(V_{max1}) = CC_{h2}(V_{max2}) = CC_{h3}(V_{max3}) = CC(V_{\max} = 230 \text{ Hm}^3) = 20.013.078,9 \frac{\$}{\text{Hm}^3}$$

Hallamos $CC_{promedio}$ a partir de la ecuación (3.80):

$$CC_{promedio} = \frac{1}{N_e} * \sum_{i=1}^{N_e} CC_{hi}(V_{act_{hi}}) = \frac{1}{3} * \sum_{i=1}^3 CC_{hi}(V_{act_{hi}}) = 218.979.808,40 \frac{\$}{Hm^3}$$

Con estos datos previamente identificados, resolvemos primero el despacho sólo entre embalses con los conceptos aplicados en los ejemplos 3.12 y 3.13, dándonos como resultado lo siguiente, donde sólo fueron necesarias 2 iteraciones:

$$P_{h1} = 200 \text{ MW}$$

$$P_{h2} = 104,41 \text{ MW}$$

$$P_{h3} = 95,59 \text{ MW}$$

$$P_{t1} = 0 \text{ MW}$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = 200 + 104,41 + 95,59 + 0 = 400 \text{ MW} \approx P_D$$

$$CD_{total} (\text{Sólo embalses}) = 62.788.920,65 \$$$

Ahora resolvemos el despacho entre embalses y la nueva central térmica. Para ello es necesario inicialmente hallar λ a partir de la ecuación (3.92). Luego con este resultado evaluarlo en las ecuaciones (3.90) y (3.91) que representan la potencia de las plantas hidráulicas y térmicas, respectivamente. Para cumplir con la restricción de potencia máxima de cada planta, es necesario seguir los conceptos vistos en el ejemplo 3.12, donde se debe iterar λ tantas veces como sea necesario hasta que cada planta pueda despachar potencia dentro de su rango posible. El resultado es el siguiente, donde sólo fueron necesarias 2 iteraciones:

$$P_{h1} = 161,385 \text{ MW}$$

$$P_{h2} = 72,3621 \text{ MW}$$

$$P_{h3} = 66,2529 \text{ MW}$$

$$P_{t1} = 100 \text{ MW}$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = 161,385 + 72,3621 + 66,2529 + 0 = 400 \text{ MW} \approx P_D$$

Para determinar el costo del despacho total en el período de una hora, primero debemos hallar cuál es el costo de despacho de las plantas hidráulicas, donde el volumen turbinado por cada planta es hallado según los conceptos aplicados en el ejemplo 3.13:

$$V_{t1} = 0,1628 \text{ Hm}^3$$

$$V_{t2} = 0,0327 \text{ Hm}^3$$

$$V_{t3} = 0,0274 \text{ Hm}^3$$

Con este resultado y conociendo previamente el volumen que tenía el embalse antes del despacho, calculamos el costo del despacho de embalses aplicando la ecuación (3.22) en cada planta y sumando todos los resultados:

$$CD_{embalses} = 35.106.167,92 \$$$

El costo de despacho de las centrales térmicas para períodos de n – ésimas horas se halla evaluando la potencia de salida de cada central en la ecuación (3.65) y luego a tal resultado lo multiplicamos por el número de horas, así:

$$CD_{térmicas} = \left[\sum_{i=1}^{N_t} C_{ti}(P_{ti}) \right] * t_{horas} [=] \$ \quad (3.93)$$

Aplicando la ecuación (3.93) para el caso del ejemplo donde tenemos una central térmica y una salida de potencia definida para el período de una hora, obtenemos el costo de despacho de la central térmica:

$$CD_{térmicas} = \left[\sum_{i=1}^{N_t} C_{ti}(P_{ti}) \right] * t_{horas} = C_{t1}(P_{t1} = 100 \text{ MW}) * (1 \text{ h}) = 3.500 * (100)^2 * (1) \\ = 35.000.000 \$$$

El costo del despacho total se definió al principio de esta sección al decir que las centrales o plantas hidráulicas con embalses y las térmicas son las que finalmente definen el costo del despacho ya que son instalaciones que tienen recursos que se pueden agotar. Así las cosas, el costo total del despacho es la suma del costo de despacho de embalses y el costo de despacho de plantas térmicas, como se muestra en la ecuación (3.94):

$$CD_{total} = CD_{embalses} + CD_{térmicas} \quad (3.94)$$

Aplicando la ecuación (3.94) para los resultados obtenidos, obtenemos el siguiente costo de despacho total, el cual se resolvió con dos iteraciones:

$$CD_{total}(\text{Embalses y térmicas}) = CD_{embalses} + CD_{térmicas} = 35.106.167,92 + 35.000.000 \\ = 70.106.167,92 \$$$

Finalmente, vemos que:

$$CD_{total}(\text{sin térmicas}) < CD_{total}(\text{con térmicas}) \\ 62.788.920,65 \$ < 70.106.167,92 \$$$

Para este caso, el costo del despacho total elegido es el que no involucra a la planta térmica:

$$CD_{total} = CD_{total}(\text{sin térmicas}) = 62.788.920,65 \$$$

En el ejemplo siguiente veremos para qué tipo de situación entra en el despacho esa planta térmica para que ayude a que el costo sea mínimo.

✓ **Ejemplo 3.16:**

Para el mismo caso del ejemplo 3.15, suponga el siguiente nivel de los embalses:

- $V_{act1} = 50 \text{ Hm}^3$
- $V_{act2} = 25 \text{ Hm}^3$
- $V_{act3} = 15 \text{ Hm}^3$

Determine el costo del despacho final.

Solución ejemplo 3.16:

Para el caso donde sólo el despacho se realiza con los embalses, este es el resultado:

$$\begin{aligned} P_{h1} &= 159,31 \text{ MW} \\ P_{h2} &= 125,65 \text{ MW} \\ P_{h3} &= 115,04 \text{ MW} \\ P_{t1} &= 0 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = 159,31 + 125,65 + 115,04 + 0 = 400 \text{ MW} \approx P_D$$

$$CD_{total} (\text{sin térmicas}) = 81.268.880,18 \$$$

Para el caso donde el despacho se realiza con los embalses y la central térmica, este es el resultado:

$$\begin{aligned} P_{h1} &= 119,48 \text{ MW} \\ P_{h2} &= 94,24 \text{ MW} \\ P_{h3} &= 86,28 \text{ MW} \\ P_{t1} &= 100 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = 119,48 + 94,24 + 86,28 + 100 = 400 \text{ MW} \approx P_D$$

$$CD_{total} (\text{con térmicas}) = 80.702.570,72 \$$$

Finalmente, vemos que:

$$\begin{aligned} CD_{total} (\text{sin térmicas}) &> CD_{total} (\text{con térmicas}) \\ 81.268.880,18 \$ &> 80.702.570,72 \$ \end{aligned}$$

Para este caso, el costo del despacho total elegido es el que si involucra a la planta térmica:

$$CD_{total} = CD_{total} \text{ (con térmicas)} = 80.702.570,72 \$$$

3.2.5 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS TÉRMICAS, PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSES Y PLANTAS HIDRÁULICAS FILO DE AGUA

Para resolver este caso particular de distribución de carga entre plantas térmicas, plantas hidráulicas con embalses y plantas hidráulicas filo de agua, partimos de los conceptos vistos en las dos secciones anteriores, especialmente en los desarrollados en el ejemplo 3.14:

Para una primera iteración de λ_k , con un margen de error preestablecido ε , una potencia de la demanda P_D , se debe solucionar el despacho económico entre las plantas o centrales térmicas y las hidráulicas con embalses, y luego evaluar la restricción de que las plantas no superen la máxima potencia. Evaluamos luego los caudales que ingresarían a las plantas filo de agua provenientes de los embalses aguas arriba o de estrellas fluviales naturales para saber a qué potencia trabajarían. Con estos resultados, evaluamos las siguientes condiciones:

Si:

$k = 0$ (Iteración inicial)

$$P_{total} = \sum P_{embalses} + \sum_{\wedge} P_{filos\ de\ agua} + \sum P_{térmicas}$$

$$P_{D_k} - |\varepsilon| \leq P_{total} \leq P_{D_k} + |\varepsilon|$$

Entonces:

Despacho finalizado

Sino, si:

$$P_{total} > P_{D_k} + |\varepsilon|$$

Entonces:

$$P_{D_{k+1}} = P_{D_0} - P_{filos\ de\ agua}$$

Se resuelve de nuevo el despacho para esta nueva potencia: $k = k + 1$

Sino, si:

$$P_{total} < P_{D_k} - |\varepsilon|$$

Entonces:

$$P_{D_{k+1}} = P_{D_0} + P_{filos\ de\ agua}$$

Se resuelve de nuevo el despacho para esta nueva potencia: $k = k + 1$

✓ **Ejemplo 3.17:**

Se tiene el siguiente parque de generación hidrotérmico con planta filo de agua, como se observa en la Figura 3.26, el cual está construido en base a los ejemplos previos:

El sistema cuenta con tres plantas hidráulicas con embalses, los mismos del ejemplo 3.12, los cuales tienen el siguiente nivel en sus embalses:

- $V_{act1} = 35 \text{ Hm}^3$
- $V_{act2} = 25 \text{ Hm}^3$
- $V_{act3} = 15 \text{ Hm}^3$

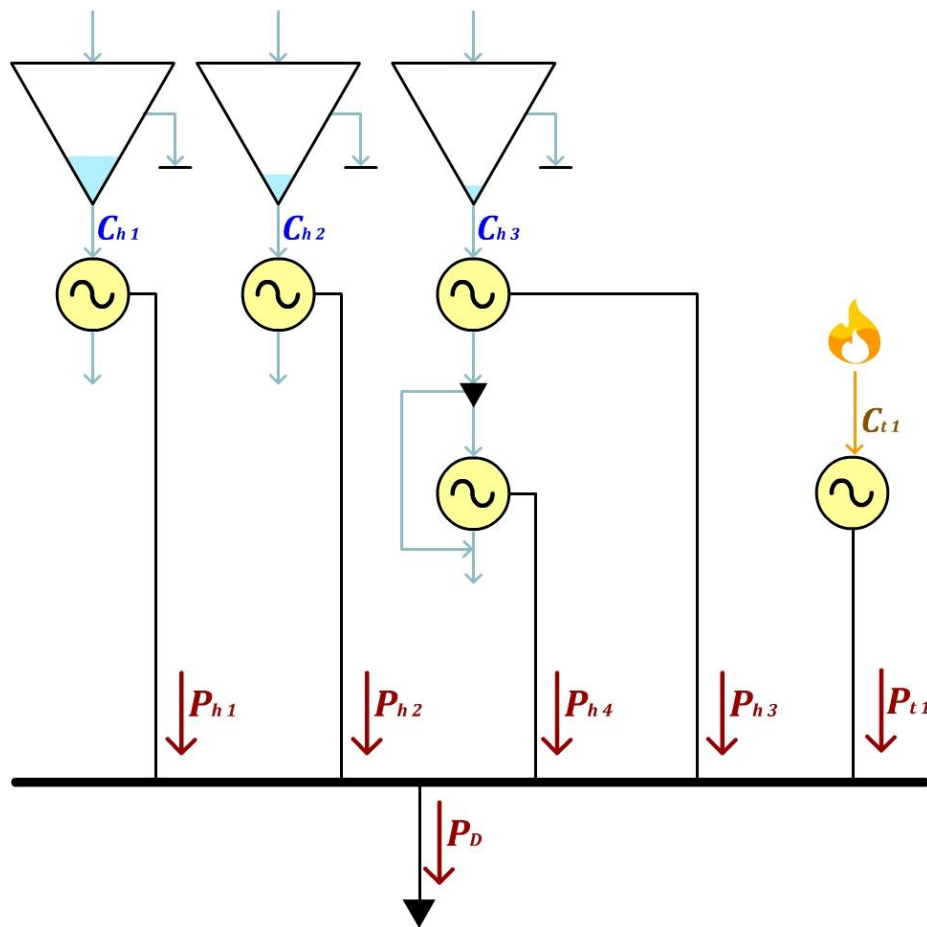


Figura 3.26. Parque de generación hidrotérmico con planta filo de agua, para el problema del ejemplo 3.17.

Cuenta además con una planta hidráulica filo de agua, aguas abajo del embalse número 3, igual al presentado en el ejemplo 3.14:

- $Q_{m\acute{a}x} = 0,25 \frac{\text{Hm}^3}{\text{h}}$
- $P_{m\acute{a}x} = 19,9 \text{ MW}$

Finalmente se cuenta además con una planta o central térmica, igual a la del ejemplo 3.15:

- $P_{m\acute{a}x\ t1} = 100\ MW$
- $C_{t1} = a_{t1} P_{t1}^2 + b_{t1} P_{t1} = 3.500 P_{t1}^2 [=] \frac{\$}{h}$

Determine cómo realizar la distribución de carga entre las plantas hidráulicas con embalses, la planta filo de agua y la térmica para que el despacho sea económico en el período de una hora para una demanda de potencia $P_D = 400\ MW$ y cuál es el costo total del despacho.

Solución ejemplo 3.17:

Para la solución de este problema, aplicamos los conceptos explicados en esta sección en conjunto con los vistos en los ejemplos 3.14, 3.15 y 3.16.

La solución para el problema sin incluir la planta térmica se presenta a continuación, el cual tomó 3 iteraciones:

$$P_{h1} = 141,3231\ MW$$

$$P_{h2} = 128,9121\ MW$$

$$P_{h3} = 118,0286\ MW$$

$$P_{h4} = 11,7438\ MW$$

$$P_{t1} = 0\ MW$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = 141,3231 + 128,9121 + 118,0286 + 11,7438 + 0 = 400,0076\ MW \approx P_D$$

$$CD_{total} (\text{sin térmica}) = 80.931.184\ \$$$

La solución para el problema incluyendo la planta térmica se presenta a continuación, el cual tomó 7 iteraciones:

$$P_{h1} = 105,9932\ MW$$

$$P_{h2} = 96,6849\ MW$$

$$P_{h3} = 88,5222\ MW$$

$$P_{h4} = 8,808\ MW$$

$$P_{t1} = 100\ MW$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} = 105,9932 + 96,6849 + 88,5222 + 8,808 + 100 = 400,0083\ MW \approx P_D$$

$$CD_{total} (\text{con térmica}) = 80.514.941\ \$$$

Finalmente, vemos que:

$$CD_{total}(\text{sin térmica}) > CD_{total}(\text{con térmica})$$

$$80.931.184 \$ > 80.514.941 \$$$

Para este caso, el costo del despacho total elegido es el que si involucra a la planta térmica:

$$CD_{total} = CD_{total}(\text{con térmicas}) = 80.514.941 \$$$

3.2.6 DESPACHO ECONÓMICO ENTRE PLANTAS TÉRMICAS, PLANTAS HIDRÁULICAS CON EMBALSES, PLANTAS HIDRÁULICAS FILO DE AGUA Y PLANTAS ALTERNATIVAS (EÓLICAS Y SOLARES)

Para resolver este último caso de distribución de carga óptima y económica entre centrales o plantas eléctricas de diferentes naturalezas, partimos del procedimiento visto en la sección anterior, teniendo en cuenta que antes de ejecutar los procedimientos correspondientes a obtener la distribución de carga entre las plantas, la energía que suministran las plantas eólicas debe ser descontada de la demanda total del sistema⁸³ (al igual que las solares), y con este nuevo valor de demanda se resuelve el despacho:

Para una primera iteración de λ_k , con un margen de error preestablecido ε , una potencia de la demanda P_D para un período dado, y una potencia promedio esperada que oferten las plantas alternativas $P_{Alternativas} = P_A$ (solares y eólicas), se debe solucionar el despacho económico entre las plantas o centrales térmicas y las hidráulicas con embalses, y luego evaluar la restricción de que las plantas no superen la máxima potencia. Evaluamos luego los caudales que ingresarían a las plantas filo de agua provenientes de los embalses aguas arriba o de estrellas fluviales naturales para saber a qué potencia trabajarían. Con estos resultados, evaluamos las siguientes condiciones:

$$Si:$$

$$k = 0 \text{ (Iteración inicial)}$$

$$\wedge$$

$$P_{alternativas} = P_{solar} + P_{eólica}$$

$$\wedge$$

$$P_{total} = \sum P_{embalses} + \sum P_{filos\ de\ agua} + \sum P_{térmicas} + P_{alternativas}$$

⁸³ ISAAC, I. A.; AREIZA, J.M.; GONZÁLEZ, J.W.; and BIECHL, H.. Long-term Energetic Analysis for Electric Expansion Planning Under High Wind Power Penetration Scenarios in Colombia and Neighboring Countries. Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European. Madrid, Spain. 23-25 June 2010. p. 6

$$P_{D_k} - |\varepsilon| \leq P_{total} \leq P_{D_k} + |\varepsilon|$$

Entonces:

Despacho finalizado

Sino, si:

$$P_{total} > P_{D_k} + |\varepsilon|$$

Entonces:

$$P_{D_{k+1}} = P_{D_0} - P_{filos\ de\ agua}$$

Se resuelve de nuevo el despacho para esta nueva potencia: $k = k + 1$

Sino, si:

$$P_{total} < P_{D_k} - |\varepsilon|$$

Entonces:

$$P_{D_{k+1}} = P_{D_0} + P_{filos\ de\ agua}$$

Se resuelve de nuevo el despacho para esta nueva potencia: $k = k + 1$

✓ Ejemplo 3.18:

Se tiene el siguiente parque de generación hidrotérmico con planta filo de agua y plantas solares y eólicas, como se observa en la Figura 3.27, el cual está construido en base a ejemplos previos.

El volumen de los embalses es:

- $V_{act1} = 35 \text{ Hm}^3$
- $V_{act2} = 25 \text{ Hm}^3$
- $V_{act3} = 15 \text{ Hm}^3$

A este nuevo problema le hemos agregado un sistema de generación fotovoltaico y eólico que puede ofertar potencia a la red. Por ser un producto que actualmente no puede ser almacenado fácilmente, esta energía debe ser despachada inmediatamente y no le genera costos al despacho. Para el período de una hora, se espera que en promedio ambos sistemas juntos trabajen a una potencia $P_A = 5 \text{ MW}$. Determine el costo mínimo del despacho para este período para una demanda $P_D = 400 \text{ MW}$.

Solución ejemplo 3.18:

Aplicando el algoritmo previamente explicado en esta sección, la solución para el despacho económico sin incluir la planta térmica, donde se necesitaron 3 iteraciones, es:

$$P_{h1} = 139,5566 \text{ MW}$$

$$P_{h2} = 127,3007 \text{ MW}$$

$$P_{h3} = 116,5533 \text{ MW}$$

$$P_{h4} = 11,597 \text{ MW}$$

$$P_{t1} = 0 \text{ MW}$$

$$P_A = P_{solar} + P_{eólica} = 5 \text{ MW}$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} + P_A = 139,5566 + 127,3007 + 116,5533 + 11,597 + 0 + 5$$

$$= 400,0076 \text{ MW} \approx P_D$$

$$CD_{total} (\text{sin térmica}) = 78.919.601 \$$$

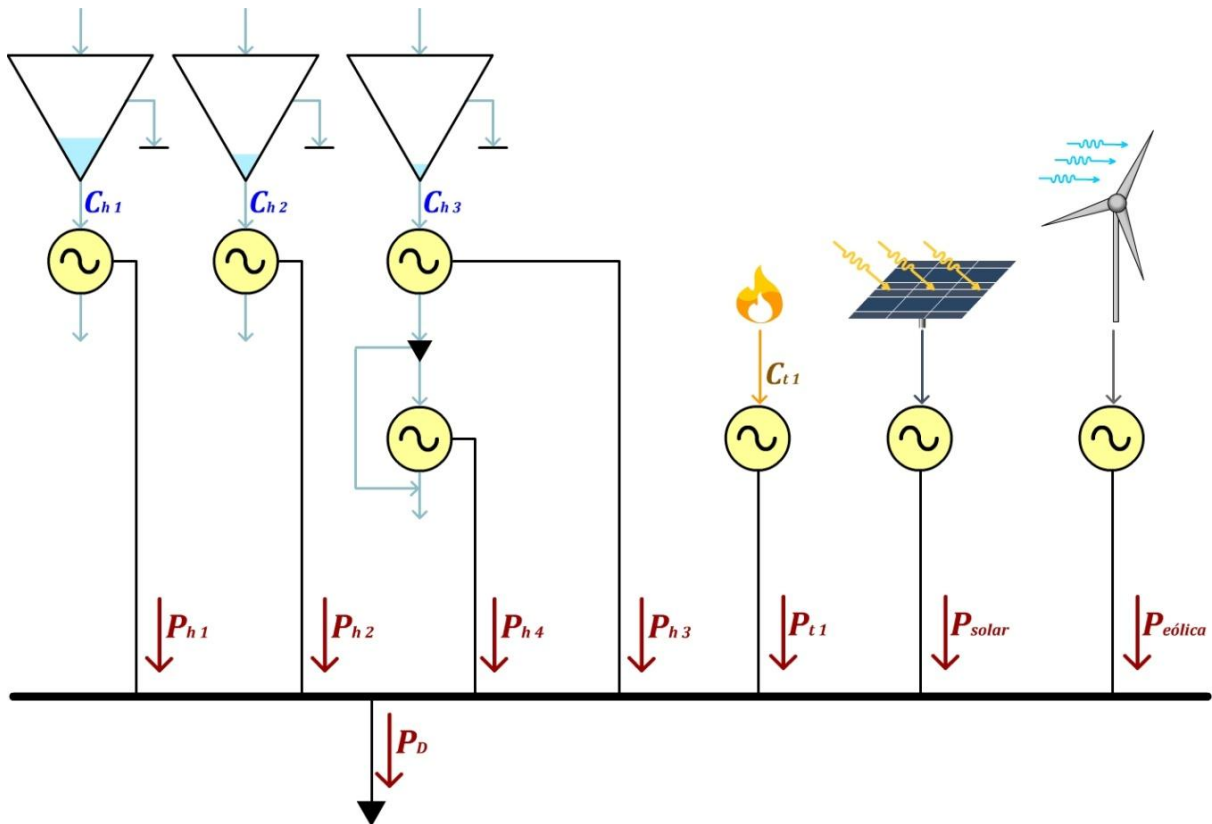


Figura 3. 27. Parque de generación hidrotérmico con planta filo de agua y plantas alternativas, para el problema del ejemplo 3.18.

La solución para el despacho económico incluyendo la planta térmica, donde se necesitaron 7 iteraciones, es:

$$P_{h1} = 104,2267 \text{ MW}$$

$$P_{h2} = 95,0735 \text{ MW}$$

$$P_{h3} = 87,0468 \text{ MW}$$

$$P_{h4} = 8,6612 \text{ MW}$$

$$P_{t1} = 100 \text{ MW}$$

$$P_A = P_{solar} + P_{eólica} = 5 \text{ MW}$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{N_e} P_{hi} + \sum_{i=1}^{N_t} P_{ti} + P_A = 104,2267 + 95,0735 + 87,0468 + 8,6612 + 100$$

$$= 400,0082 \text{ MW} \approx P_D$$

$$CD_{total} (\text{con } \textit{t\u00e9rmica}) = 79.010.025 \$$$

Finalmente, vemos que:

$$CD_{total} (\text{sin } \textit{t\u00e9rmica}) < CD_{total} (\text{con } \textit{t\u00e9rmica})$$

$$78.919.601 \$ < 79.010.025 \$$$

Para este caso, el costo del despacho total elegido es el que no involucra a la planta t\u00e9rmica:

$$CD_{total} = CD_{total} (\text{sin } \textit{t\u00e9rmica}) = 78.919.601 \$$$

3.3 DETALLES DE LA HERRAMIENTA INFORM\u00c1TICA

La herramienta inform\u00e1tica permite desarrollar estudios pr\u00e1cticos que resuelven el problema del despacho econ\u00f3mico en parques de generaci\u00f3n el\u00e9ctrica con fuentes hidr\u00e1ulicas, t\u00e9rmicas y alternativas (como solar y e\u00f3lica), el cual se enfoca en hallar el costo m\u00ednimo del despacho total seg\u00fan condiciones de hidrolog\u00eda, nivel de los embalses, precio de los combustibles f\u00f3siles y oferta de las fuentes alternativas, aplicando m\u00e9todos de programaci\u00f3n din\u00e1mica y lineal. Despu\u00e9s de efectuar la \u00f3ptima distribuci\u00f3n de generaci\u00f3n de energ\u00eda en cada central o planta para un per\u00edodo de tiempo determinado, se identifica el costo de despacho de cada una y este valor se divide por la cantidad de energ\u00eda que despachar\u00eda, dando como resultado el costo de oferta por unidad de energ\u00eda que ofrece la planta. Observando cada uno de estos costos, el programa identifica cual es el costo marginal del despacho, que se define como el costo de la \u00faltima planta que entra a producir⁸⁴, o sea, la m\u00e1s costosa.

El software entrega resultados respecto a la evoluci\u00f3n del nivel de los embalses en el tiempo, cantidad de agua utilizada para generaci\u00f3n, cantidad de agua vertida, cantidad de agua que provino de nodos hidr\u00e1ulicos aguas arriba, cantidad de agua que provino de fuentes naturales (estrellas fluviales); para cada per\u00edodo evaluado.

La evoluci\u00f3n de la demanda de energ\u00eda depende de c\u00f3mo el usuario configura las simulaciones en cada per\u00edodo o si el parque de generaci\u00f3n tuvo que entrar en racionamiento. El racionamiento es modelado como una planta t\u00e9rmica ficticia con un costo de combustible superior a la planta t\u00e9rmica o hidr\u00e1ulica m\u00e1s costosa del sistema⁸⁵. El racionamiento puede entonces considerarse como un recurso adicional

⁸⁴ KIRSCHEN, Daniel; and GORAN, Strbac. Fundamentals of Power System Economics. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST). United Kingdom. John Wiley & Sons, Ltd. 2004. p. 30

⁸⁵ CORREDOR A., Pablo Hern\u00e1n. Operaci\u00f3n Econ\u00f3mica de Sistemas de Potencia. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingenier\u00eda El\u00e9ctrica y Electr\u00f3nica. Serie NABLA – DELTA No. 23. Medell\u00edn. 1992. p. 85

de costo muy elevado, que se utiliza cuando no es posible aumentar la producción de los otros recursos disponibles (hidráulico, térmico, solar o eólico). Esta planta de racionamiento ficticia tiene como objetivo garantizar la factibilidad de la solución en el problema del despacho económico que se resuelve por métodos de programación lineal⁸⁶. Cuando se debe entrar en racionamiento, el programa obliga al sistema a despachar solo la energía posible para ese período y modifica automáticamente el valor de la demanda que el usuario había configurado previamente.

Esta herramienta, en resumen, permite desarrollar estudios de planeación de la operación del sistema de potencia, la cual se divide en planeamientos a largo, mediano y corto plazo⁸⁷:

- La coordinación de la operación hidrotérmica a largo plazo involucra la determinación del pronóstico de disponibilidad de agua a largo plazo y la política de descargas de agua durante intervalos que dependen de la capacidad de los embalses en el sistema. Esto involucra técnicas de optimización como la programación dinámica sobre todo para el período de planeamiento y técnicas de programación lineal para calcular los costos de producción⁸⁸. El horizonte de tiempo es de varios años, con resoluciones trimestrales.
- El mediano plazo es el enlace entre el largo plazo y el corto plazo en el planeamiento operativo. El horizonte de tiempo es de varios meses, con resoluciones semanales⁸⁹.
- La planeación a corto plazo (junto al mediano plazo) se define como encontrar el programa de generación hora a hora para las centrales o plantas del sistema que origine el mínimo costo de producción para el período de tiempo estudiado y cumpliendo restricciones de demanda del sistema eléctrico y del sistema de transmisión⁹⁰. El horizonte de tiempo es de varios días, con resoluciones por hora⁹¹.

La herramienta ofrece un mejor servicio para estudios de planeación a largo plazo, ya que las simulaciones no están teniendo en cuenta restricciones eléctricas como el control de la frecuencia, la estabilidad, la coordinación de los flujos de carga en las redes y las pérdidas por transmisión.

El usuario puede diseñar cómodamente un parque de generación eléctrico a partir de una hoja de cálculo de un Libro de Excel 97-2003 preestablecido para tal fin, ya que esta sólo cumple con el rol de ser una interfaz gráfica cómoda y de fácil acceso y operación para la mayoría del público de impacto. La interfaz permite crear cadenas de generación hidráulica con embalses y filos de agua, sus hidrologías y sus características técnico-económicas; crear el parque de generación térmico con sus características técnico-económicas; y crear el parque de generación solar y eólico con

⁸⁶ *Ibíd.*, p. 86

⁸⁷ *Ibíd.*, p. 45

⁸⁸ *Ibíd.*

⁸⁹ *Ibíd.*, p. 78

⁹⁰ *Ibíd.*, p. 46

⁹¹ *Ibíd.*, p. 79

sus potencias máximas de generación. La interfaz permite además definir cómo será la volatilidad de los precios de los combustibles, las hidrologías y el clima para cada inicio de simulación, donde el usuario puede configurar en cada período simulado el escenario económico y climatológico para cada recurso. El usuario puede elegir antes de comenzar la simulación el número de horas que durará cada período de análisis, lo cual le permitirá definir si el planeamiento es de corto, mediano o largo plazo.

Los resultados logrados en las simulaciones son observados gráficamente en un aplicativo desarrollado para ser reproducido en Flash Player, donde estos pueden ser descargados en un documento XML que puede ser leído y manipulado en cualquier programa de hojas de cálculo.

Para conocer algunos casos de estudio desarrollados en esta herramienta informática, favor remitirse al capítulo 4.

Para obtener información sobre cómo utilizar esta herramienta, favor remitirse al Anexo # 3: “Manual de usuario para aplicativo # 2: Simulador de Despachos Económicos con recursos Hidráulicos, Térmicos, Solares y Eólicos”.

CAPÍTULO 4

CASOS DE ESTUDIO EJECUTADOS EN LAS HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS

4.1 CASOS EN LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 1: APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL EN COLOMBIA

El objetivo de esta sección es visualizar las potencialidades que tiene la herramienta informática para obtener aproximaciones al Despacho Ideal. Además, observar como la herramienta se presta para desarrollar experimentos donde se desee ver cómo se comportaría el costo marginal ante situaciones de inflexibilidad de plantas o casos donde se presente demanda no atendida (DNA). Los casos simulados y los recursos matemáticos implementados, presentan resultados que se parecen muy poco a la realidad, pero que sirven para crear reflexiones sobre cómo se comportaría la distribución de carga en un despacho y cómo los flujos de caja de las compañías generadoras que participan en la Bolsa de Energía se ven afectados positiva o negativamente ante la ausencia de producción de energía de otros generadores o por la inhabilitación de activos en los sistemas de transmisión o distribución de energía que están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Los libros de Excel donde se encuentran planteados los casos de estudio pueden hallarse en la carpeta Casos de Estudio Herramienta # 1, donde los datos de oferta y demanda diarios fueron descargados de la página web del Administrador del Mercado Mayorista de Colombia⁹². Se encuentran además en esta carpeta los resultados de las simulaciones en formato XML que pueden ser observados en navegadores web y manipulados en programas de hojas de cálculo.

✓ CASO 4.1.1:

Se desea obtener el despacho ideal en Colombia para los 24 períodos horarios del día miércoles 22 de mayo de 2013. La oferta de los generadores del SIN se puede observar en la Tabla 4.1 (donde D es disponibilidad [MWh] y P es precio [\$/MWh]). La demanda se puede observar en la Tabla 4.2, donde se puede observar la cantidad de energía que necesita cada una de las regiones del SIN; para esta sólo nos interesa la fila donde describe la demanda total del sistema. Estas tablas pueden ser observadas además en los libros de Excel que se encuentran en el directorio *Casos de Estudio Herramienta # 1/Caso 4.1.1/Oferta.xls* y *Casos de Estudio Herramienta # 1/Caso 4.1.1/Demanda.xls*. Se determinará cómo debe ser la distribución de carga entre cada generador del SIN y el costo marginal para cada uno de los 24 períodos, utilizando la herramienta informática desarrollada.

⁹² XM – GESTIÓN DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL. Despacho Diario
<<http://www.xm.com.co/Pages/DespachoDiario.aspx>> [Consultado en julio de 2013]

GENER ADDR	ITEM	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
ALBAN	D	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277
ALBAN	P	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7	3773 7
AMOYA	D	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
AMOYA	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRA NQ3	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
BARRA NQ3	P	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77	7350 77
BARRA NQ4	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
BARRA NQ4	P	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69	7433 69
BETANI A	D	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
BETANI A	P	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00	2500 00
CALMA 1	D	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
CALMA 1	P	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00	4300 00
CHIVOR	D	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875
CHIVOR	P	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00	1100 00
COINCA UCA	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COINCA UCA	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COROZ O1	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COROZ O1	P	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00	4200 00
CSANCA RLOS	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSANCA RLOS	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEM G1	D	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
CTGEM G1	P	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00	8400 00
CTGEM G2	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
CTGEM G2	P	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00	7800 00
CTGEM G3	D	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
CTGEM G3	P	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00	8100 00
DORAD A1	D	44	44	45	45	45	45	45	45	23	44	44	43	42	42	42	42	42	43	43	44	44	44	44	44
DORAD A1	P	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35	6439 35
ECUAD OR11	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR11	P	1970 53	1926 46	1850 91	1850 95	1925 46	1997 96	2058 65	2337 89	2364 14	2384 94	2383 98	2353 04	2354 05	2368 96	2382 04	2365 44	2351 04	2358 38	2516 65	2503 01	2413 55	2373 62	2095 42	2003 86
ECUAD OR12	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR12	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR13	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR13	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR14	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR14	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR21	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR21	P	1970 53	1926 46	1850 91	1850 95	1925 46	1997 96	2058 65	2337 89	2364 14	2384 94	2383 98	2353 04	2354 05	2368 96	2382 04	2365 44	2351 04	2358 38	2516 65	2503 01	2413 55	2373 62	2095 42	2003 85
ECUAD OR22	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR22	P	1163 96	1015 74	1016 66	1016 82	1016 00	1160 34	1156 61	1029 22	1139 94	1171 35	1267 57	1267 36	1267 28	1249 55	1247 66	1136 31	1137 31	1387 65	1665 48	1594 70	1579 53	1418 09	1110 20	1041 82
ECUAD OR23	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUAD OR23	P	1228 84	1378 76	1379 14	1379 53	1376 09	1127 15	1064 81	1346 86	1566 67	1568 15	1632 54	1633 12	1635 65	1634 49	1930 81	1635 72	1568 14	1573 67	2505 48	2350 95	2069 62	1639 39	1171 07	1137 77
ECUAD OR24	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

NombrePlanta	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
ALBAN	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0
AMOYA	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
BARRANQ3	3,5	3,3	3,1	3,1	3,4	4,2	4,5	5,1	5,8	6,1	6,4	6,7	6,5	6,4	6,6	6,7	6,7	6,5	8,0	8,4	7,8	6,3	5,2	4,2
BARRANQ4	3,5	3,2	3,1	3,1	3,4	4,2	4,5	5,0	5,7	6,0	6,3	6,7	6,4	6,4	6,6	6,6	6,6	6,4	7,9	8,3	7,7	6,2	5,2	4,2
BETANIA	87,8	81,6	78,1	78,1	86,1	105,1	112,8	126,8	145,2	151,3	160,8	168,5	162,0	161,1	165,8	166,3	166,7	162,4	198,8	209,0	194,5	157,7	130,9	105,2
CALIMA1	13,2	12,3	11,7	11,7	12,9	15,8	17,0	19,1	21,9	22,8	24,1	25,4	24,4	24,2	24,9	25,0	25,1	24,4	29,9	31,5	29,3	23,7	19,7	15,8
CHIVOR	342,4	318,0	304,4	304,3	335,6	409,9	439,9	494,6	566,2	589,8	623,8	657,2	631,6	628,1	646,5	648,5	649,8	633,4	775,0	815,1	758,5	614,9	510,2	410,2
COINCAUCA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COROZO1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CSANCARLOS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CTGEMG1	3,1	2,9	2,8	2,8	3,1	3,7	4,0	4,5	5,2	5,4	5,7	6,0	5,8	5,7	5,9	5,9	5,9	5,8	7,1	7,4	6,9	5,6	4,7	3,7
CTGEMG2	3,3	3,1	2,9	2,9	3,2	4,0	4,3	4,8	5,5	5,7	6,0	6,4	6,1	6,1	6,3	6,3	6,3	6,1	7,5	7,9	7,3	5,9	4,9	4,0
CTGEMG3	3,5	3,3	3,1	3,1	3,4	4,2	4,5	5,1	5,8	6,0	6,4	6,7	6,5	6,4	6,6	6,6	6,7	6,5	7,9	8,3	7,8	6,3	5,2	4,2
DORADA1	2,9	2,7	2,7	2,7	2,9	3,6	3,9	4,3	2,5	5,1	5,4	5,5	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	6,5	7,0	6,5	5,3	4,4	3,5
ECUADOR11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECUADOR12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECUADOR13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECUADOR14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECUADOR21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECUADOR22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECUADOR23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECUADOR24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ESMERALDA	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
FLORES IV	92,5	85,9	82,3	82,2	90,7	110,8	118,9	133,7	153,0	158,1	167,0	176,2	169,0	168,1	173,2	173,7	174,1	171,2	209,4	220,3	205,0	166,9	137,9	110,8
FLORES1	28,3	26,3	25,1	25,1	27,7	33,8	36,3	40,8	46,7	48,7	51,5	54,3	52,1	51,9	53,4	53,5	53,7	52,3	64,0	67,3	62,6	50,8	42,1	33,9
FLORIDA2	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
GUAJIR11	35,5	33,0	31,5	31,5	34,8	42,5	45,6	51,3	58,7	61,1	64,6	68,1	65,5	65,1	67,0	67,2	67,3	65,6	80,3	84,5	78,6	63,7	52,9	42,5
GUAJIR21	35,0	32,5	31,1	31,1	34,3	41,9	45,0	50,6	57,9	60,3	63,8	67,2	64,6	64,3	66,1	66,3	66,5	64,8	79,3	83,4	77,6	62,9	52,2	42,0
GUATAPE	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0
GUATRON	244,9	227,4	217,7	217,0	240,2	293,6	314,7	353,9	404,8	421,2	446,2	470,7	451,2	449,2	462,3	463,8	464,7	453,0	512,0	512,0	512,0	439,9	364,9	293,3
GUAVIO	456,1	423,6	405,5	405,4	447,0	546,0	586,0	658,8	754,2	785,6	831,0	875,3	841,3	836,6	861,1	863,7	865,6	843,7	1032,3	1050,0	1010,4	819,1	679,6	546,3
INSULA	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
JAGUAS	75,8	70,4	67,4	67,4	74,3	90,8	97,4	54,8	62,7	65,3	69,1	72,8	69,9	69,6	71,6	71,8	72,0	140,3	170,0	170,0	168,0	136,2	113,0	90,8
LATASAJERA	36,6	34,0	32,5	32,5	35,9	43,8	47,0	52,8	60,5	63,0	66,7	70,2	67,5	67,1	69,1	69,3	69,4	67,7	82,8	87,1	81,1	65,7	54,5	43,8
MABEJORRAL	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MAGUAFRE	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
MALTOTULUA1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MANTIOQ1	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
MBARROSO1	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
MBELMONTE	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
MBOGOTA1	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
MCALDERAS	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
MCARUQUIA	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
MCASCADA1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
MCAUCAN1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
MCAUCAN2	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
MCIMARR1	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
MCQR1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MCUNDINAMARA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MCURRUCU	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
MELBOSQUE	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
MEMCALI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MERILEC1	12,6	11,7	11,2	11,2	12,4	15,1	16,2	18,3	20,9	21,8	23,0	24,3	23,3	23,2	23,9	23,9	24,0	23,4	28,6	30,1	28,0	22,7	18,8	15,1
MGUANAQUITA	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
MHUILAQ1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MIEL1	155,6	144,5	138,3	138,3	152,4	186,2																		

MPRADO4	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
MRIOMAYO	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	7,0	7,0	7,0	7,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
MSANFRANCISC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MSANTANA	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
MSANTARITA	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
MSANTIAGO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
MSUBA1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
MTOLIMA1	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
MTULUA	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
MUSAQUEN1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
MVALLEC1	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
MYOPAL1	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
M_AMAIME	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	
M_PROVIDEN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PAGUA	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	
PAIPA1	23,4	21,7	20,8	20,8	22,9	28,0	30,1	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	28,0	
PAIPA2	43,8	40,7	38,9	38,9	42,9	52,4	56,3	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	52,5	
PAIPA3	50,9	47,2	45,2	45,2	49,9	60,9	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	60,9	
PAIPA4	115,3	107,1	102,5	102,5	113,0	138,0	148,1	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	138,1		
PLAYAS	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	
PORCE2	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	
PORCE3	149,5	138,9	132,9	132,9	146,5	179,0	192,1	216,0	247,3	257,6	272,4	287,0	275,8	274,3	282,3	283,3	283,2	276,8	338,6	355,9	331,2	268,5	179,1		
PRADO	7,9	7,4	7,0	7,0	7,8	9,5	10,2	11,4	13,1	13,6	14,4	15,2	14,6	14,5	15,0	15,0	15,0	14,7	17,9	18,9	17,5	14,2	11,8	9,5	
PROELEC1	7,5	7,0	6,7	6,7	7,4	9,0	9,7	10,9	12,4	12,9	13,7	14,4	13,9	13,8	14,2	14,2	14,3	13,9	17,0	17,9	16,7	13,5	11,2	9,0	
PROELEC2	7,5	7,0	6,7	6,7	7,4	9,0	9,7	10,9	12,4	12,9	13,7	14,4	13,9	13,8	14,2	14,2	14,3	13,9	17,0	17,9	16,7	13,5	11,2	9,0	
RPIEDRAS	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
SALVAJINA	40,9	38,0	36,4	36,3	40,1	49,0	52,5	59,1	67,6	70,4	74,5	78,5	75,4	75,0	77,2	77,4	77,6	75,6	92,6	97,3	90,6	73,4	60,9	49,0	
SANCARLOS	483,0	448,6	429,4	429,3	473,3	578,2	620,5	697,6	798,7	831,9	880,0	927,0	890,9	886,0	911,9	914,7	916,6	893,4	1085,0	1085,0	1070,0	867,4	719,7	578,6	
SANFRANCISCO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	0,0	0,0	90,0	90,0	90,0	90,0	0,0	0,0	
TASAJER1	46,4	43,1	41,2	41,2	45,4	55,5	59,6	67,0	76,7	79,9	84,5	89,0	85,5	85,1	87,6	87,8	88,0	85,8	105,0	110,4	102,7	83,3	69,1	55,6	
TCANDEL1	5,2	4,8	4,6	4,6	5,1	6,2	6,7	7,5	8,6	9,0	9,5	10,0	9,6	9,5	9,8	9,8	9,9	9,6	11,8	12,4	11,5	9,3	7,7	6,2	
TCANDEL2	5,0	4,7	4,5	4,5	4,9	6,0	6,4	7,2	8,3	8,6	9,1	9,6	9,2	9,2	9,5	9,5	9,5	9,3	11,3	11,9	11,1	9,0	7,5	6,0	
TCENTRO1	136,5	126,8	121,4	121,4	133,8	163,5	175,4	197,2	225,8	235,2	248,8	262,1	251,9	250,5	257,8	258,6	259,1	252,6	278,0	278,0	278,0	245,2	203,5	163,6	
TEBSA	152,7	141,9	135,8	135,8	149,7	182,9	196,2	220,6	252,6	263,1	278,3	293,1	281,7	280,2	288,4	289,2	289,9	282,5	345,7	363,6	338,4	274,3	227,6	183,0	
TEMCALI	14,5	13,4	12,9	12,9	14,2	17,3	18,6	20,9	23,9	24,9	26,3	27,8	26,7	26,5	27,3	27,4	27,4	26,7	32,7	34,4	32,0	26,0	21,5	17,3	
TPIEDRAS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
TSIERRA	11,4	10,6	10,1	10,1	11,2	13,6	14,6	16,4	18,8	19,6	20,7	21,8	21,0	20,9	21,5	21,6	21,6	21,1	25,8	27,1	25,2	20,4	17,0	13,6	
TVALLE	42,8	39,7	38,0	38,0	41,9	51,2	55,0	61,8	70,8	73,7	78,0	82,1	78,9	78,5	80,8	81,0	81,2	79,2	96,8	101,9	94,8	76,8	63,8	51,3	
TYOPAL2	25,8	24,0	23,0	23,0	25,3	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
URRA	252,0	252,0	250,5	250,4	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	
VENEZUE1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ZIPAEMG2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ZIPAEMG3	18,0	16,7	16,0	16,0	17,6	21,5	23,1	25,9	29,7	30,9	32,7	34,5	33,1	32,9	33,9	34,0	34,1	33,2	40,6	42,8	39,8	32,3	26,8	21,5	
ZIPAEMG4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ZIPAEMG5	18,6	17,3	16,5	16,5	18,2	22,3	23,9	26,9	30,8	32,0	33,9	35,7	34,3	34,1	35,1	35,2	35,3	34,4	42,1	44,3	41,2	33,4	27,7	22,3	

Tabla 4.3. Distribución de carga optimizada para despachar la demanda de energía del SIN solicitada en la Bolsa de Energía para los 24 períodos del día miércoles 22 de mayo de 2013 (Caso 4.1.1).

El comportamiento del costo marginal obtenido con el software en cada período del día se puede observar a continuación:

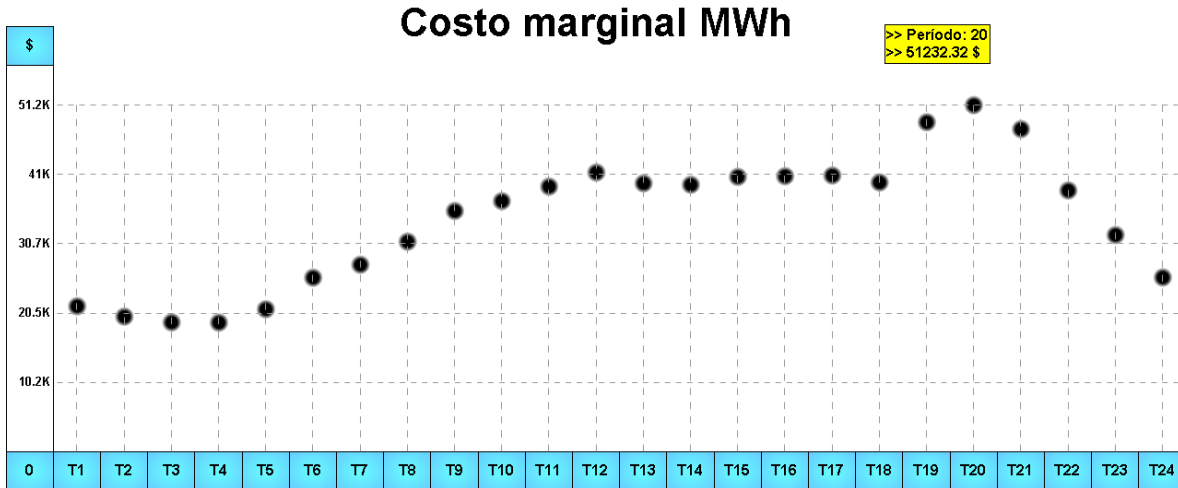


Figura 4.1. Comportamiento del costo marginal obtenido con el software en cada período del día miércoles 22 de mayo de 2013 (Caso 4.1.1).

Se puede observar que en el período de las 20:00 horas, donde la demanda pico es de 9.604 MWh, el costo marginal es de 51.232,32 \$/MWh, también pico.

✓ **CASO 4.1.2:**

En el caso anterior, se puede observar que la central Chivor está ofertando 875 MWh para cada uno de los 24 períodos. Ahora suponemos para este nuevo caso que Chivor sólo podrá ofertar tres cuartas partes de su carga para cada uno de los períodos al mismo precio, es decir, 700 MWh a 110.000 \$/MWh.

Vamos a ver entonces cómo se comporta el costo marginal para cada uno de los períodos en esta nueva situación:

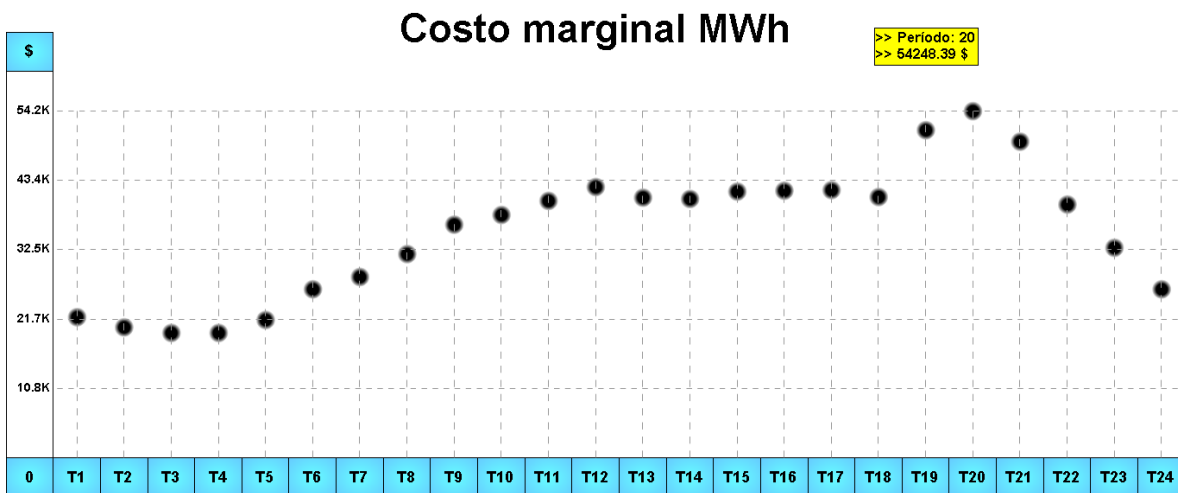


Figura 4.2. Comportamiento del costo marginal obtenido con el software en cada período del día miércoles 22 de mayo de 2013, para el caso 4.1.2., donde Chivor pasó de ofertar 850 MWh en el caso anterior a 700 MWh a 110.000 \$/MWh.

Se observa que el costo marginal de la hora pico paso de 51.232,32 \$/MWh en el caso anterior a 54.248,39 \$/MWh en este caso.

En el caso anterior, podemos ver que si cada MWh de la demanda de 9.604 MWh es vendido a 51.232,32 \$/MWh, el despacho total tendría un costo de 492.035.201,28 \$; mientras que para este caso sería de 521.001.537,56 \$.

Se puede concluir en este caso que la ausencia de una cuarta parte de la generación máxima de Chivor, ofertando al mismo costo, encarece el costo del despacho total 28.966.336,28 \$ más.

También nos interesa saber cómo se comportó la central San Carlos en esta situación respecto a la del caso anterior.

En el caso 4.1.1., San Carlos despachó los siguientes paquetes de energía cada período:

T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
483,0	448,6	429,4	429,3	473,3	578,2	620,5	697,6	798,7	831,9	880,0	927,0
T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
890,9	886,0	911,9	914,7	916,6	893,4	1085,0	1085,0	1070,0	867,4	719,7	578,6

Tabla 4.4. Energía, dada en MWh, que despachó el generador San Carlos en cada uno de los 24 períodos del día miércoles 22 de mayo de 2013, para el caso 4.1.1., donde los documentos de oferta y demanda originales no sufrieron cambios, es decir, Chivor ofertó 850 MWh a 110.000 \$/MWh.

Para el caso que se discute aquí, con el cambio de oferta de Chivor, el despacho de energía de San Carlos es:

T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
494,1	458,9	439,1	438,9	484,2	591,7	635,5	715,5	819,1	853,2	902,5	950,7
T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
913,7	908,7	935,2	938,1	940,1	916,0	1085,0	1085,0	1085,0	889,3	737,9	592,0

Tabla 4.5. Energía, dada en MWh, que despachó el generador San Carlos en cada uno de los 24 períodos del día miércoles 22 de mayo de 2013, para el caso 4.1.2., donde Chivor pasó de ofertar 850 MWh en el caso anterior a 700 MWh a 110.000 \$/MWh.

Comparando uno a uno los resultados obtenidos en las Tablas 4.4 y 4.5, se puede concluir que esta ausencia de generación de Chivor por 175 MWh aumentó en promedio 2,16% la generación de San Carlos en cada período de este caso.

✓ CASO 4.1.3:

A partir del Caso 4.1.1, vamos a suponer que en la subestación Cerromatoso del STN se debe ejecutar una consignación de mantenimiento de un autotransformador, lo cual

obligará a suspender el suministro de 150 MWh cada hora a la mina desde las 09:00 horas, donde el suministro se reactivará a las 13:59 horas.

La demanda horaria que se tenía programada en el Caso 4.1.1 para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas fue:

T9	T10	T11	T12	T13
7637	7917	8190	8458	8241

Tabla 4.6. Demanda horaria, dada en MWh, que se tenía programada en el Caso 4.1.1. para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, donde el documento de demanda original no sufrió cambios.

La nueva demanda para este caso, debido a la ausencia de los 150 MWh, para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, será:

T9	T10	T11	T12	T13
7487	7767	8040	8308	8091

Tabla 4.7. Demanda horaria, dada en MWh, que se tiene programada en este caso (4.1.3) para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, es decir, donde el documento de demanda original si sufrió cambios, donde al valor de los períodos 9 al 13 se les restó 150 MWh debido a indisponibilidades en la subestación Cerromatoso.

En el Caso 4.1.1, entre las 9:00 y 13:59 horas, el costo marginal tuvo el siguiente comportamiento:

T9	T10	T11	T12	T13
35.590,44	37.072,71	39.213,33	41.307,91	39.701,41

Tabla 4.8. Costo marginal horario, dado en \$/MWh, que resultó del Caso 4.1.1. para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, donde el documento de demanda original no sufrió cambios.

Ahora, solucionando el problema para este caso, el costo marginal arrojó el siguiente resultado:

T9	T10	T11	T12	T13
34.414,02	35.896,54	38.037,16	40.131,71	38.525,19

Tabla 4.9. Costo marginal horario, dado en \$/MWh, que ha resultado para este caso de estudio (4.1.3), para los períodos entre las 9:00 horas y las 13:59 horas, donde el documento de demanda original sufrió cambios entre las 9 y 14 horas de 150 MWh menos para cada período.

En el Caso 4.1.1, el costo de satisfacer la demanda entre las 9:00 y 14:00 horas se identifica multiplicando el costo marginal de cada período por su demanda respectiva y luego sumando cada resultado, lo cual da 1.563.027.578,14 \$. En el caso que discutimos ahora, el resultado es de 1.487.406.639,82 \$. La diferencia entre el primer caso y este es de 75.620.938,32 \$, ingresos financieros que dejarían de fluir entre los agentes que participan en el Mercado Mayorista de Energía. Eso sin contar también con los impactos económicos que implican para el cliente Cerromatoso suspender el suministro de energía que le impiden encender hornos, iluminación, máquinas

eléctricas, entre otros equipos, donde sus procesos industriales se verían interrumpidos.

4.2 CASOS EN LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 2: SIMULADOR DE DESPACHOS ECONÓMICOS CON RECURSOS HIDRÁULICOS, TÉRMICOS, SOLARES Y EÓLICOS

Las situaciones simuladas a continuación tienen como objetivo reflejar las infinitas posibilidades de diseño que tiene la herramienta informática desarrollada, donde se evalúa con situaciones casuales las potencialidades de esta. Los casos presentados sólo reflejan una aproximación a la solución del modelo aplicado, que pueden ser modificados y editados en cualquier momento para enriquecerlos y aproximarlos a la realidad. Los libros de Excel donde se encuentran prediseñados estos casos pueden hallarse en la carpeta *Casos de Estudio Herramienta # 2*, los cuales pueden ser fácilmente editados. Se encuentran además los resultados completos del despacho de estos casos en archivos XML que pueden ser observados en navegadores web o manipulados en programas de hojas de cálculo.

✓ CASO 4.2.1:

Se tiene el siguiente parque de generación de energía eléctrica térmico:

Plantas térmicas			
Num	Pmax [MW]	Co(Pmax) [\$/MWh]	Concavidad curva [0,1]
1	1.800	300.000,00	0,00
2	1.700	200.000,00	0,10
3	700	450.000,00	1,00

Tabla 4.10. Parámetros técnicos del parque de generación térmico del caso 4.2.1.

El cual entrega las siguientes curvas de costo de combustible:

Número planta	Curva costo de combustible
1	$166,667 P^2$
2	$106,951 P^2 + 18.181,81 P$
3	$321.429 P^2 + 225.000 P$

Tabla 4.11. Ecuaciones de las curvas de costo de combustible de cada una de las plantas térmicas del caso 4.2.1, resultantes de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.10.

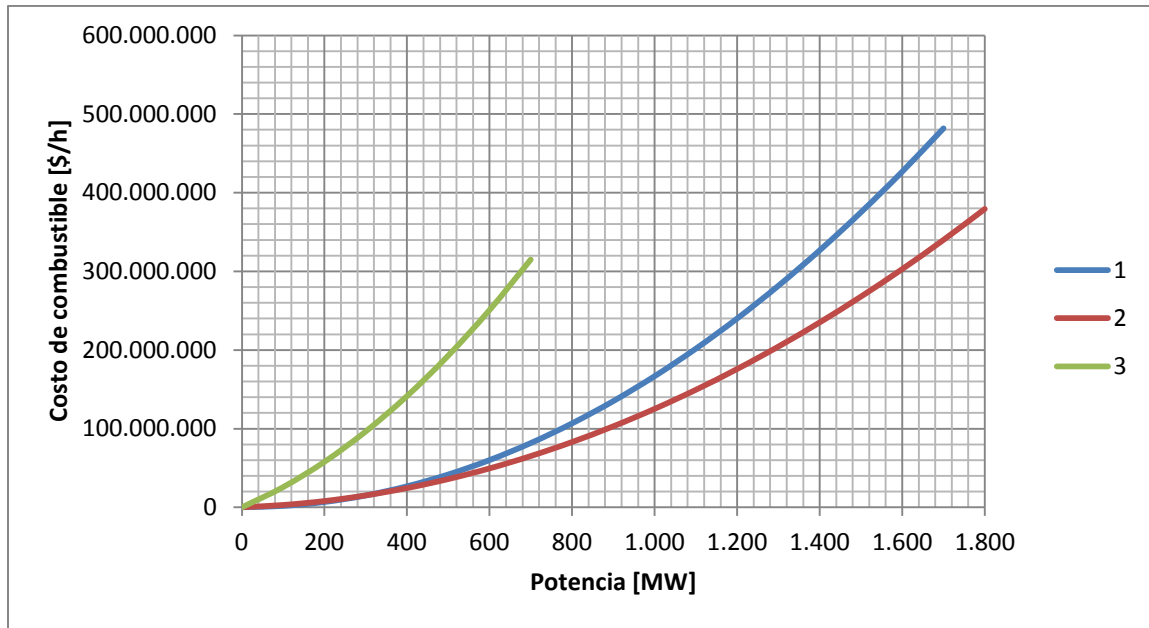


Figura 4.3. Curvas de costo de combustible de cada una de las plantas térmicas del caso 4.2.1, resultantes de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.10.

Se tiene una demanda horaria que tiene el siguiente comportamiento:

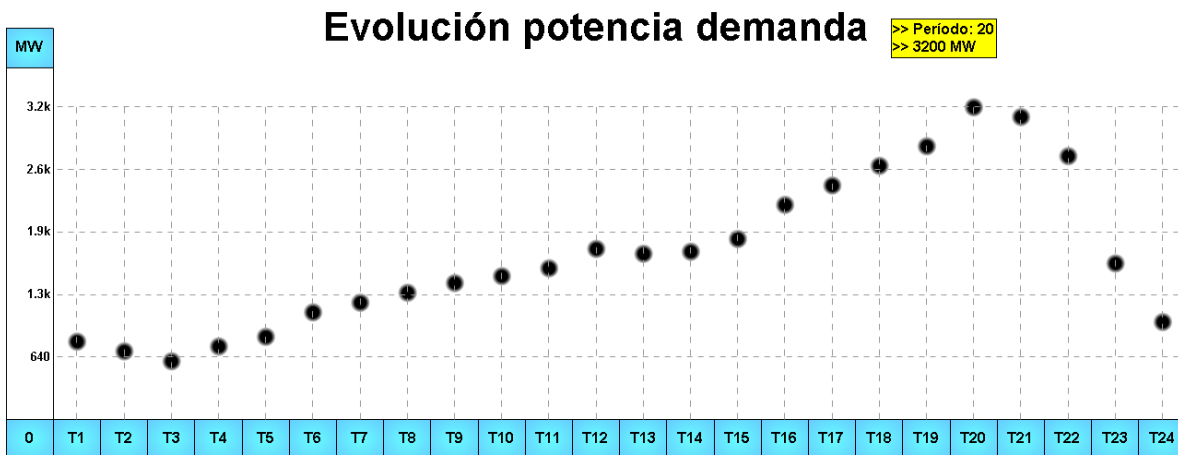


Figura 4.4. Gráfica del comportamiento de la demanda en un caso de 24 períodos horarios (Caso 4.2.1).

T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10
800	700	600	750	850	1100	1200	1300	1400	1470
T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20
1550	1750	1700	1720	1850	2200	2400	2600	2800	3200
T21	T22	T23	T24						
3100	2700	1600	1000						

Tabla 4.12. Comportamiento de la demanda en un caso de 24 períodos horarios, dado en MWh (Caso 4.2.1).

La evolución de la demanda muestra una potencia valle de 600 MW a las 3:00 horas y una potencia pico de 3.200 MW a las 20:00 horas. La demanda a las 1:00 horas es de 800 MW:

Demanda primer período [MW]	800
-----------------------------	-----

Tabla 4.13. Demanda con la que se inicia la simulación, a las 1:00 horas (Caso 4.2.1).

El escenario económico para las plantas térmicas es 100, es decir, el mejor escenario de los combustibles, donde estos operan al costo inicialmente planteado:

Escenarios climatológicos y económicos iniciales			
Esc. H [0,100]	Esc. C [0,100]	Esc. S [0,100]	Esc. E [0,100]
0	100	0	0

Tabla 4.14. Escenarios climatológicos y económicos iniciales de la simulación para las 1:00 horas (Caso 4.2.1).

Por ser una simulación horaria durante 24 horas, la volatilidad del precio de los combustibles es despreciable, o sea cero:

Volatilidad escenarios climatológicos y económicos	
Volatilidad [±%] Escenario Hidrológico	0
Volatilidad [±%] Escenario Combustibles	0
Volatilidad [±%] Escenario Solar	0
Volatilidad [±%] Escenario Eólico	0

Tabla 4.15. Volatilidad de los escenarios climatológicos y económicos para toda la simulación (Caso 4.2.1).

Número de horas por período	1
-----------------------------	---

Tabla 4.16 Número de horas que se aplicarán para el estudio de cada período. Se puede observar que cada período será de una hora (Caso 4.2.1).

Realizando la simulación, el costo del despacho total para cada período tiene el siguiente comportamiento:

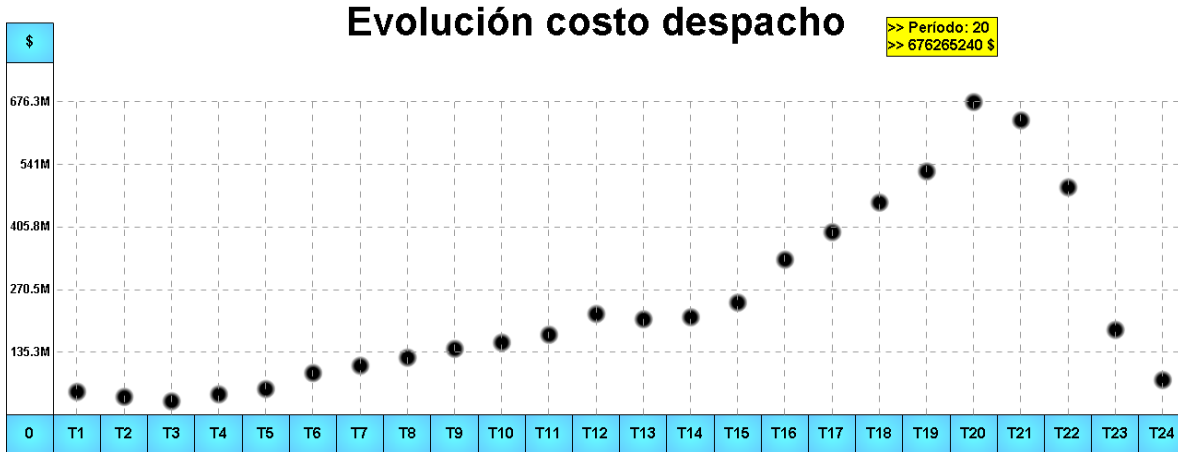


Figura 4.5. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los períodos, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.1).

Se puede observar que el costo del despacho tiene un comportamiento lineal respecto al comportamiento de la demanda.

A continuación se observa el comportamiento del costo marginal:

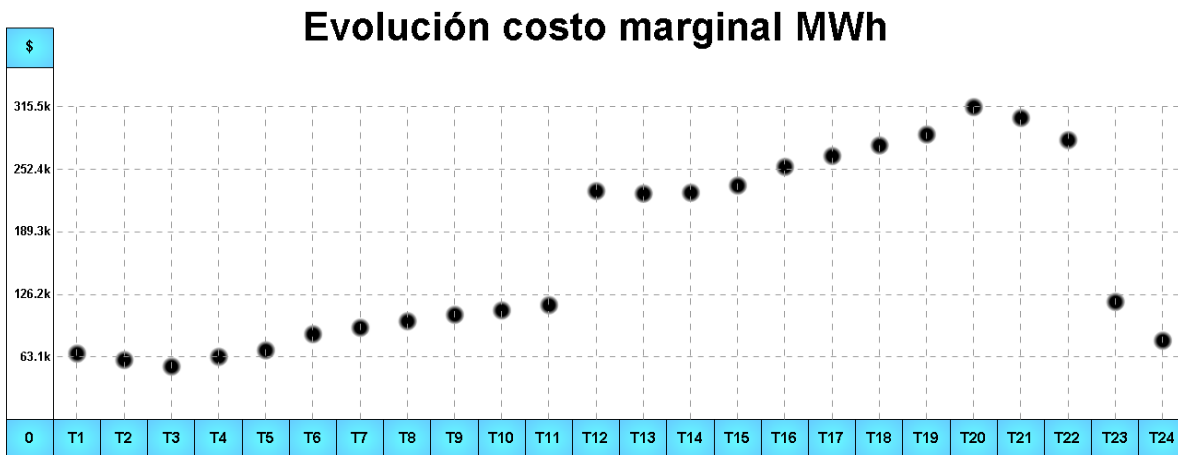


Figura 4.6. Comportamiento del costo marginal para cada uno de los 24 períodos horarios (Caso 4.2.1).

No obstante, aquí se puede observar que el comportamiento es lineal por tramos entre las 1:00 y 11:00 horas, entre las 12:00 y las 22:00 horas, y entre las 23:00 y 24:00 horas. La no linealidad entre las 11:00 y 12:00 horas ocurre ya que al presentarse una demanda pico fue necesario arrancar la planta más cara para que el costo del despacho fuera mínimo.

A las 11:00 horas se observa el siguiente despacho:

>> Plantas térmicas			
Num	P[MW]	Pmax[MW]	\$/MWh
1	639.0879	1800	106514.6573
2	910.912	1700	115605.5664
3	0	700	0

Tabla 4.17. Despacho de potencia ocurrido a las 11:00 horas (Caso 4.2.1).

Luego, a las 12:00 horas se observa:

>> Plantas térmicas			
Num	P[MW]	Pmax[MW]	\$/MWh
1	710.1414	1800	118356.9059
2	1021.6371	1700	127447.815
3	18.2215	700	230856.9059

Tabla 4.18. Despacho de potencia ocurrido a las 12:00 horas (Caso 4.2.1).

Comparando los resultados obtenidos en las Tablas 4.17 y 4.18, se puede concluir que la planta número 3 sólo optimiza el despacho si esta trabaja entre los períodos de las 12:00 y 22:00 horas, mientras que las otras deben trabajar ininterrumpidamente.

✓ CASO 4.2.2:

Para el mismo parque térmico del Caso 4.2.1, se desea estudiar cómo se comportaría el costo del despacho promedio total cada período de 720 horas cada uno, o sea períodos de un mes, donde la potencia promedio en todo el tiempo de análisis es de 2.000 MW y esta crece 10 MW cada mes:

Demanda primer período [MW]	2000
Número de horas por período	720

Tabla 4.19. Demanda que se aplicará para la simulación del primer período (1:00 horas) y el número de horas que tendrá cada período de estudio (Caso 4.2.2).

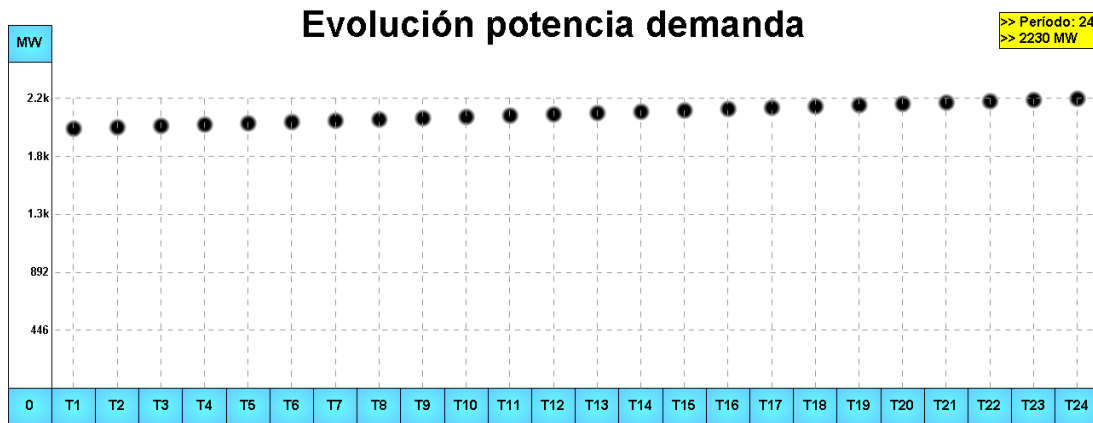


Figura 4.7. Gráfica del comportamiento de la demanda en un caso de 24 periodos de 720 horas cada uno (Caso 4.2.2).

A continuación se presenta el comportamiento que tendría el costo del despacho promedio cada mes:



Figura 4.8. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los periodos, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.2).

En el primer mes se espera un costo del despacho de 2,02 millones de millones (billones) de pesos. Con un comportamiento rectilíneo, 24 meses después el costo del despacho mensual podría valer 2,5 millones de millones de pesos, sin contar con cambios en el costo del combustible fósil. Aquí se presenta una pendiente de 0,02 millones de millones de pesos por mes.

A continuación se muestra el comportamiento del costo marginal:

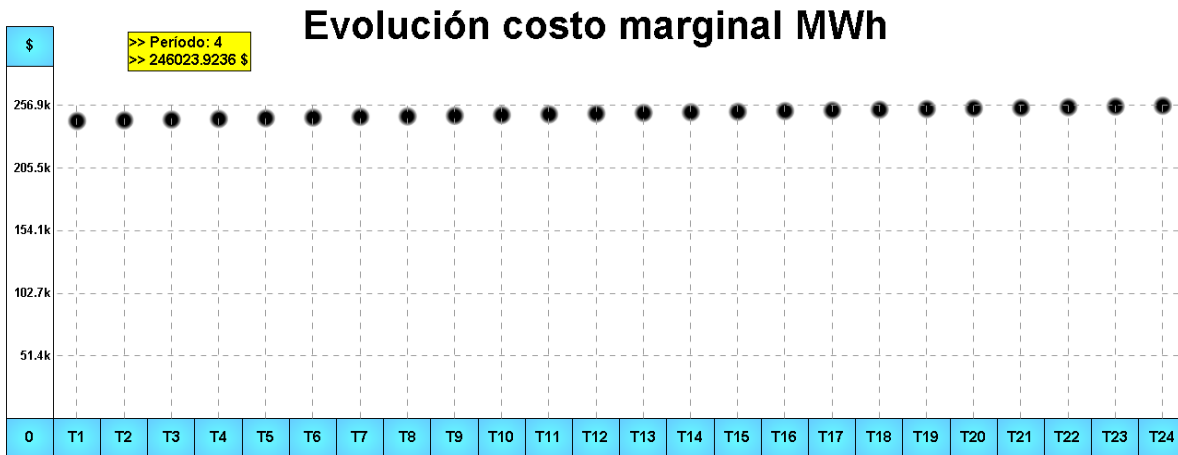


Figura 4.9. Comportamiento del costo marginal para cada uno de los 24 períodos (Caso 4.2.2).

En el mes 1 el costo marginal promedio fue de 244 mil \$/MWh, mientras que en el mes 24 fue de 257 mil \$/MWh. Este comportamiento básicamente refleja el aumento gradual de potencia al que se debe exigir la planta número 3: en el período 1 esta debe trabajar en promedio a 60 MW, mientras que en el período 24 a 90 MW.

✓ **CASO 4.2.3:**

Al Caso 4.2.1, se adiciona una planta hidráulica con embalse que tiene las siguientes características:

Plantas hidráulicas					
Num	Tipo	Pmax [MW]	Q(Pmax) [Hm3/h]	CPEF [Hm3/h]	Nodo hijo
1	E	500	0,25	0	
Vmax [Hm3]	V inicial [Hm3]	Cmin Pmax [\$/MWh]		Cmax Pmax [\$/MWh]	
230	230	50000		700000	

Tabla 4.20. Parámetros técnicos de la planta hidráulica del caso 4.2.3. que se adiciona al parque de generación térmico que se describió previamente en la Tabla 4.10 del caso 4.2.1.

El cual entrega la siguiente curva técnica de entrada de potencia y salida de caudal de la planta hidráulica y la curva de costos de continuación del embalse:

Curva de caudal versus potencia planta: $Q(P) = 10^{-6} P^2 [=] \frac{Hm^3}{h}$

Curva costos de continuación del embalse:

$C(V) = 24.601,41 V^2 - 11.316.648,53 V + 1.401.414.069 [=] \frac{\$}{Hm^3}$

Tabla 4.21. Ecuaciones de la curva de caudal versus potencia de la planta hidráulica y la curva de costos de continuación del embalse, resultantes de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.20 (Caso 4.2.3).

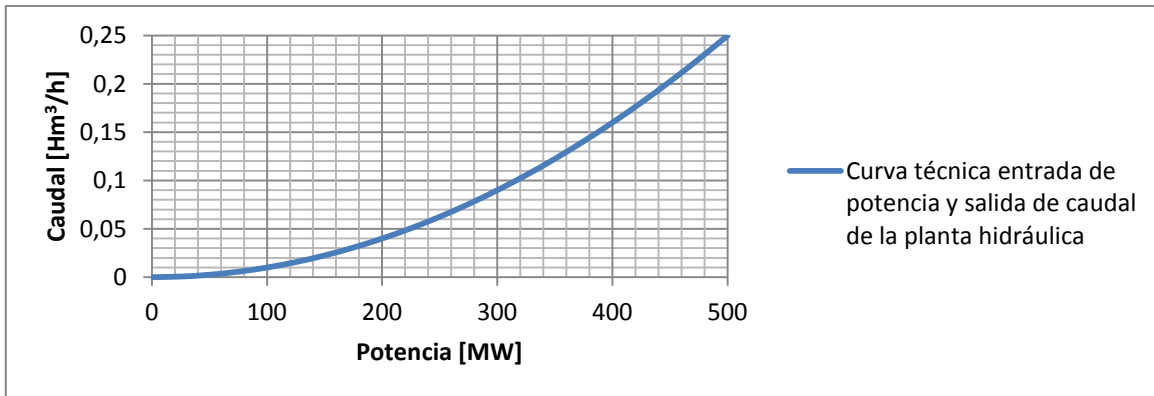


Figura 4.10. Curva técnica de entrada de potencia y salida de caudal de la planta hidráulica, resultante de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.20 (Caso 4.2.3).

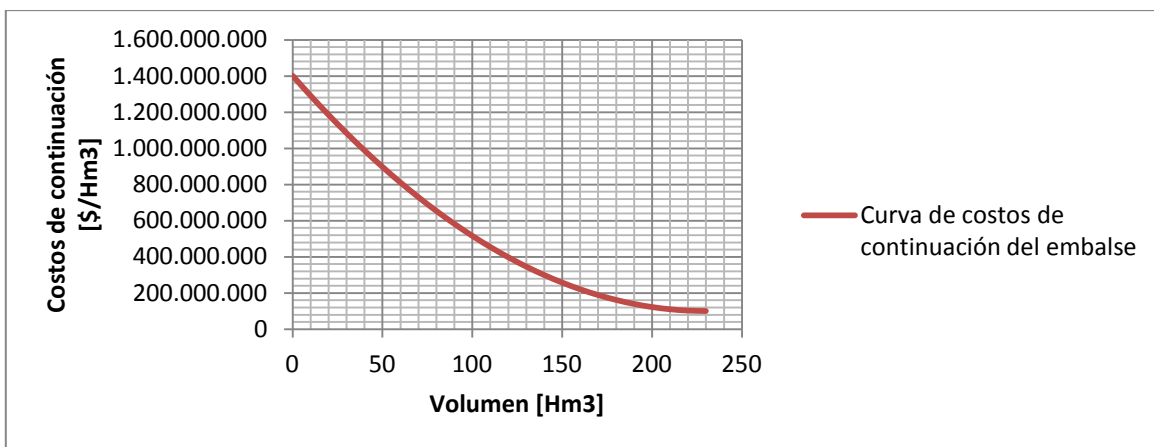


Figura 4.11. Curva de costos de continuación del embalse de la planta hidráulica, resultante de los parámetros técnicos elaborados en la Tabla 4.20 (Caso 4.2.3).

Para la siguiente simulación, consideramos que el embalse no recibe aportes hídricos en ningún momento y este inicia en su nivel más alto. Obtenemos entonces el comportamiento del costo del despacho y del costo marginal utilizando la misma demanda horaria del Caso 4.2.1, que se puede observar en la Tabla 4.12.



Figura 4.12. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los 24 períodos horarios, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.3).

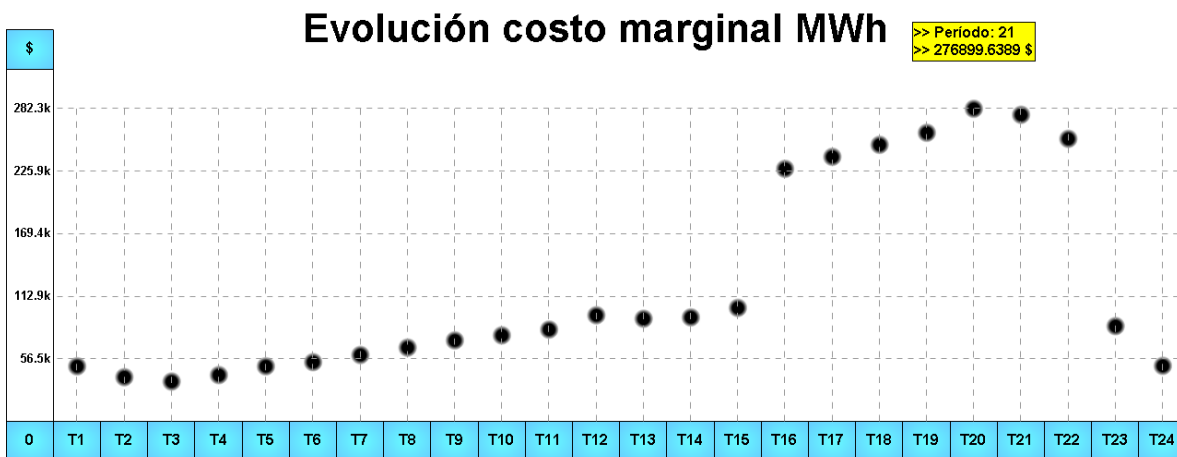


Figura 4.13. Comportamiento del costo marginal para cada uno de los 24 períodos horarios (Caso 4.2.3).

Comparando los resultados obtenidos en las Figuras 4.6 y 4.13, se observa que gracias a la nueva planta hidráulica, el costo marginal en el período 20 disminuyó de 315.500 \$/MWh a 282.300 \$/MWh. Además, la planta térmica número 3 entró al despacho en el período 16 cuando entraba en el período 12. La curva de costo de despacho tuvo la misma topología pero con un costo inferior, donde se observa comparando los resultados obtenidos en las Figuras 4.5 y 4.12 que disminuyó el costo en el período 20 de 676,3 a 517,3 millones de pesos.

El comportamiento del nivel del embalse es despreciable ya que el período de simulación fue muy corto.

✓ **CASO 4.2.4:**

A partir del parque de generación hidrotérmico propuesto en el Caso 4.2.3, en el cual se supone que el embalse inicia operaciones con todo el volumen de agua ocupada, evaluamos cómo se comportaría el costo del despacho total y el costo marginal para períodos de 96 horas (4 días) sin recibir una sola gota de agua en todos los 24 períodos de simulación, que equivale a 96 días (3 meses aproximadamente), para una potencia promedio constante de 2.050 MW:

Demanda primer período [MW]	2050
Número de horas por período	96

Tabla 4.22. Demanda que se aplicará para la simulación del primer período (1:00 horas) y el número de horas que tendrá cada período de estudio (96 horas que equivalen a 4 días) (Caso 4.2.4).

Resolviendo el problema, el costo total del despacho y el costo marginal presentan el siguiente comportamiento:



Figura 4.14. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los 24 períodos de 96 horas cada uno, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.4).



Figura 4.15. Comportamiento del costo marginal promedio para cada uno de los 24 períodos de 96 horas cada uno (Caso 4.2.4).

Estas gráficas nos muestran que para mantener el comportamiento mínimo del costo del despacho, gracias al nuevo generador hidráulico más barato no fue necesario poner a trabajar la planta térmica 3 hasta pasados 3 períodos (12 días), donde la planta hidráulica con embalse tuvo un cambio drástico de generación de 447,75 MW a 268,98 MW entre el período 3 y 4. El costo del despacho tiende a estabilizarse a partir de los períodos 10 a 13.

A continuación se muestra la forma en que se desocupó el embalse:

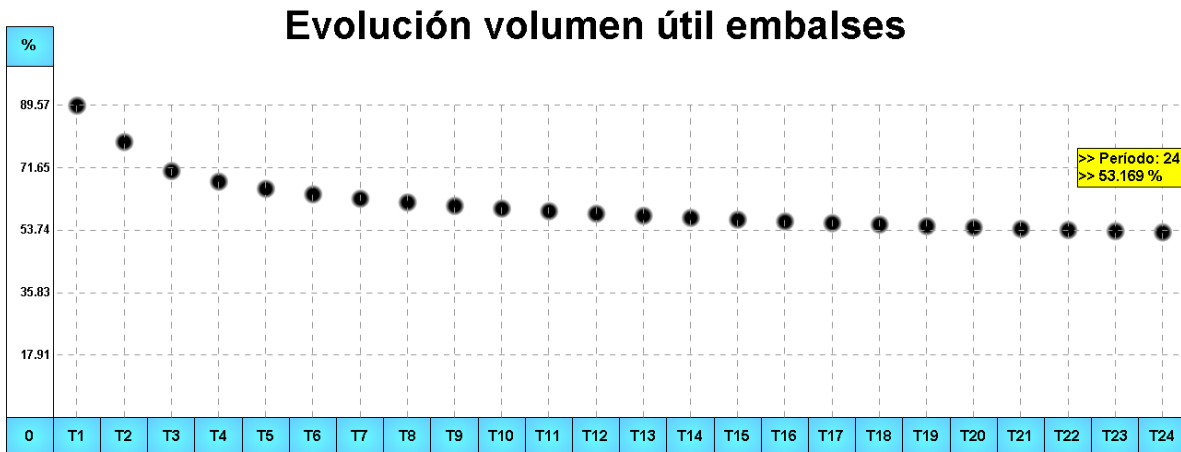


Figura 4.16. Comportamiento del volumen útil del embalse durante los 24 períodos de 4 días cada uno (Caso 4.2.4).

Este resultado puede dar cuenta que entre los períodos 1 y 5 se realizaron grandes descargas de agua que fueron turbinadas, observando un comportamiento cuadrático. Posteriormente, el nivel del embalse desciende rectilíneamente.

✓ **CASO 4.2.5:**

La Figura 4.17 muestra un parque de generación eléctrico con plantas hidráulicas filo de agua, plantas hidráulicas con embalse, plantas térmicas, planta solar y planta eólica. A continuación se muestran las características técnico-económicas de las plantas hidráulicas y térmicas que se simularán en este caso. Por ahora no se tendrá en cuenta generación solar y eólica:

Plantas hidráulicas									
Num	Tipo	Pmax [MW]	Q(Pmax) [Hm ³ /h]	CPEF [Hm ³ /h]	Nodo hijo	Vmax [Hm ³]	V inicial [Hm ³]	Cmin Pmax [\$/MWh]	Cmax Pmax [\$/MWh]
1	E	1800	0,25	0	6	230	230	50000	700000
2	E	1800	0,25	0	5	230	230	50000	700000
3	E	1800	0,25	0	4	230	230	50000	700000
4	E	1800	0,25	0	6	230	230	50000	700000
5	F	900	0,75	0	6				
6	F	900	0,25	0					
7	F	500	0,25	0					

Tabla 4.23. Parámetros técnicos del parque de generación hidráulico con plantas con embalse y con plantas filo de agua, para el caso 4.2.5.

Plantas térmicas			
Num	Pmax [MW]	Co(Pmax) [\$/MWh]	Concavidad curva [0,1]
1	1800	300000	0
2	1700	200000	0,1
3	700	450000	1

Tabla 4.24. Parámetros técnicos del parque de generación térmico, para el caso 4.2.5.

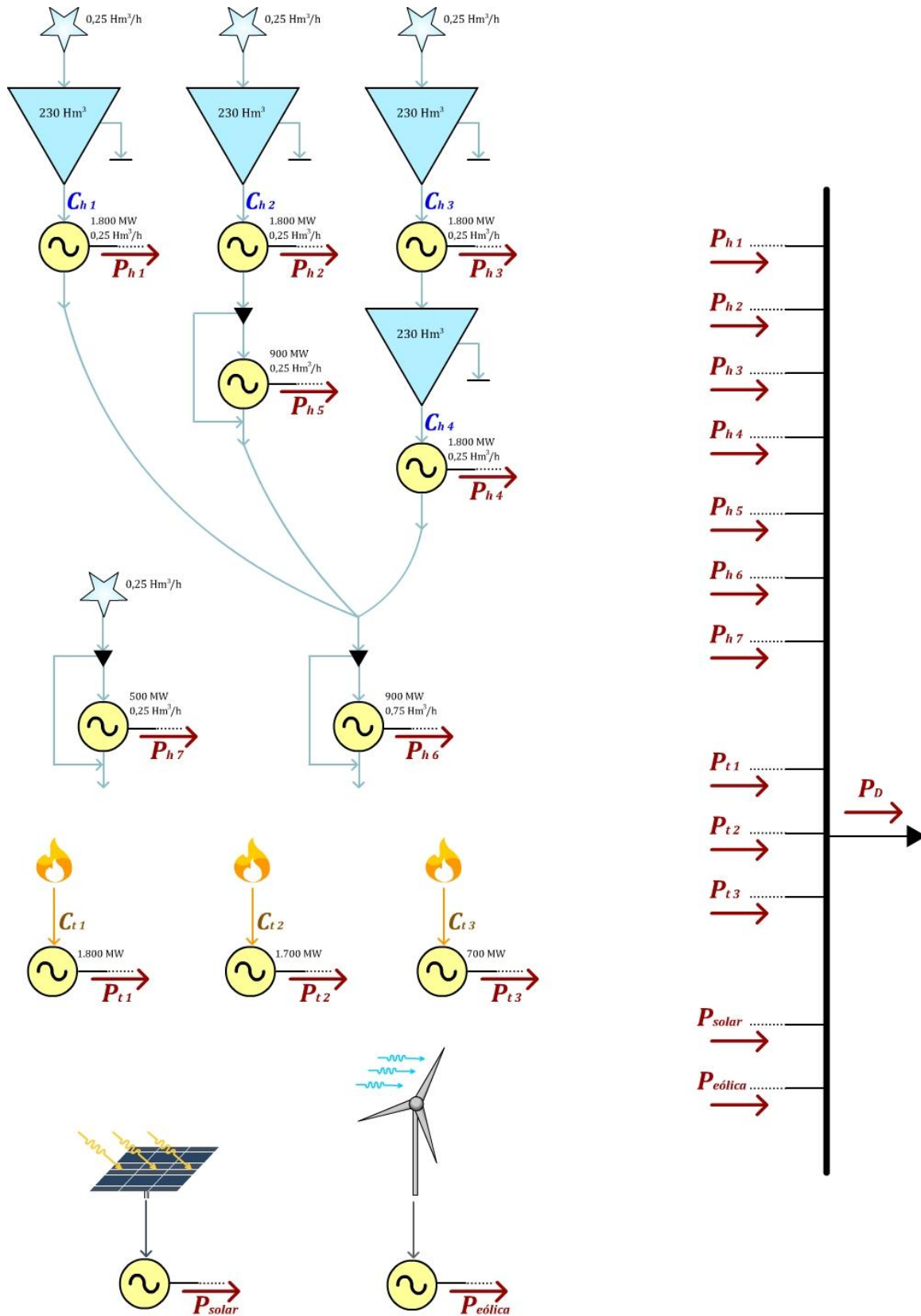


Figura 4.17. Parque de generación hidrotérmico con plantas hidráulicas con embalse, filo de agua, térmicas, solares y eólicas (Caso 4.2.5 y 4.2.6).

Se puede observar que la capacidad instalada en hidráulicas es de 9.500 MW y en térmicas 4.200 MW. Se desea saber, para una demanda promedio de 6.000 MW, cuánto tiempo se demoraría el sistema para entrar en racionamiento, suponiendo al inicio de la simulación todos los embalses llenos, la generación de fuentes alternativas nula y sin aportes hídricos de las estrellas fluviales, es decir, sequía total. Cada período de análisis será de 480 horas, o sea, 20 días:

Volatilidad escenarios climatológicos y económicos	
Volatilidad [±%] Escenario Hidrológico	0
Volatilidad [±%] Escenario Combustibles	0
Volatilidad [±%] Escenario Solar	0
Volatilidad [±%] Escenario Eólico	0

Tabla 4.25. Volatilidad de los escenarios climatológicos y económicos para toda la simulación (Caso 4.2.5).

Escenarios climatológicos y económicos iniciales			
Esc. H [0,100]	Esc. C [0,100]	Esc. S [0,100]	Esc. E [0,100]
0	100	0	0
Demanda primer período [MW]			6000
Número de horas por período			480

Tabla 4.26. Escenarios climatológicos y económicos iniciales, demanda del primer período de simulación y el número de horas que tendrá cada período de toda la simulación (Caso 4.2.5).

Resolviendo el problema, a continuación se muestra como se comportó la demanda:

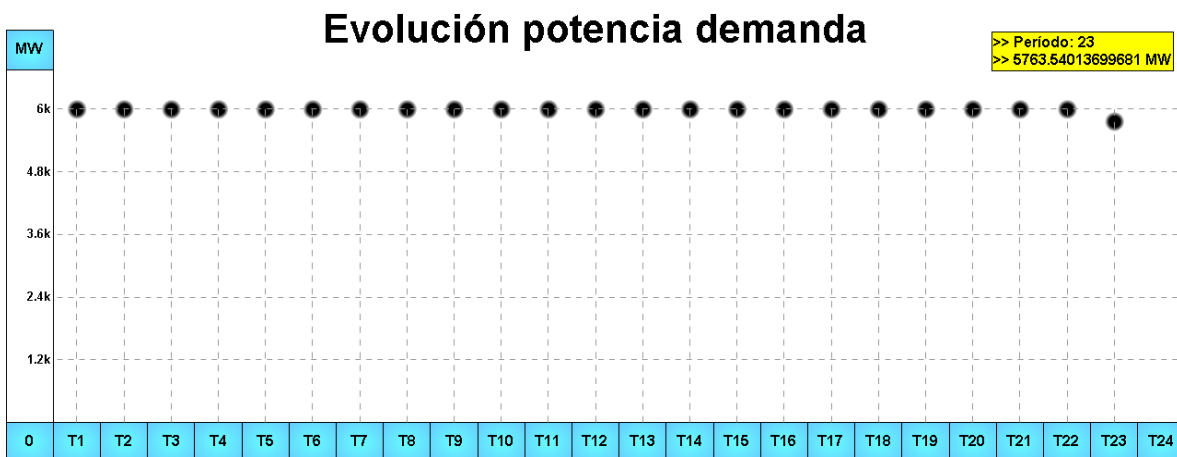


Figura 4.18. Comportamiento de la demanda entre los períodos 1 y 23 (Caso 4.2.5).

Se puede observar que en el período 23 el sistema tuvo que entrar en racionamiento, o sea, alrededor de los 460 días (11.040 horas). A continuación se muestra el comportamiento del costo de despacho, el volumen de los embalses y el costo marginal:



Figura 4.19. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los 24 períodos de 480 horas cada uno, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.5).

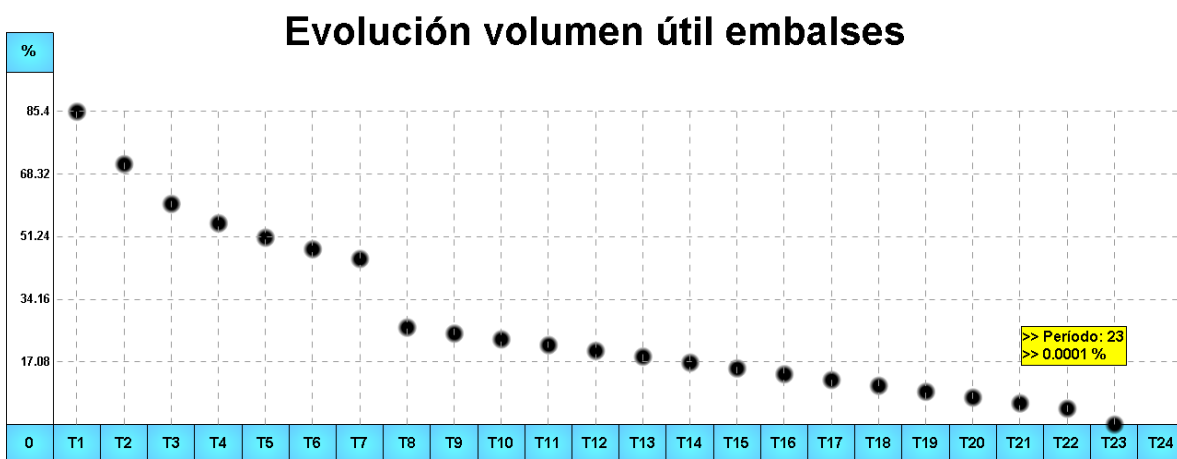


Figura 4.20. Comportamiento del volumen útil de todos los embalse durante los 24 períodos de 480 horas cada uno (Caso 4.2.5).

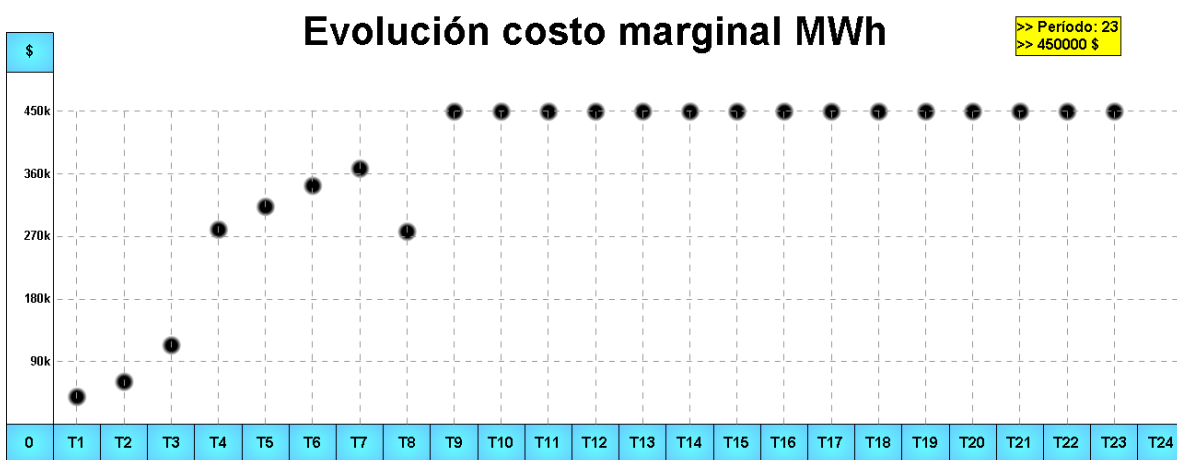


Figura 4.21. Comportamiento del costo marginal promedio para cada uno de los 24 períodos de 480 horas cada uno (Caso 4.2.5).

Se demuestra que se logró el costo mínimo de todos los despachos ya que los resultados presentaron un comportamiento proporcional al estado de los embalses, donde se puede observar que este tiende a estabilizarse desde el período 9 hasta el período donde entra en racionamiento. Este segmento de períodos muestra una participación menor de las plantas hidráulicas ya que los niveles de los embalses se encuentran en una zona donde los costos de continuación son muy altos y es más óptimo utilizar las plantas térmicas a su máxima potencia, donde estas no están variando sus costos de generación o no están variando los costos de combustible.

Se observa un comportamiento particular del costo marginal promedio entre los períodos 4 y 8: para obtener el costo mínimo de despacho fue necesario utilizar la planta térmica número 3 entre los períodos 4 y 7; y el volumen de los embalses en el período 7 llegó a un punto donde obligó al sistema a generar para el siguiente período sólo con recurso hidráulico para obtener el mínimo costo. Luego de esa gran descarga de agua, el costo marginal promedio fue liderado por la generación a máxima potencia de las plantas térmicas ya que los costos de continuación de los embalses llegaron a un nivel muy alto. Tal solución para el período 8 no está optimizando el uso del recurso hídrico para el largo plazo, solamente está entregando la solución menos costosa de despacho para ese período. Si se pensará en ahorrar el recurso hídrico y utilizar más las térmicas para ese período, el costo del despacho y el costo marginal para ese período serían mayores, pero el tiempo para entrar en racionamiento sería mayor.

✓ **CASO 4.2.6:**

A partir del Caso 4.2.5 y en base al parque de generación ilustrado en la Figura 4.17, determinaremos cuánto tiempo se demoraría el sistema para entrar en racionamiento si no hay aportes hídricos y si las plantas de generación solar y eólica funcionan con la siguiente potencia máxima, escenario climatológico y volatilidad:

Plantas alternativas	
Tipo	Pmax [MW]
Solar	10
Eólica	19,9

Tabla 4.27. Potencia instalada de las plantas solares y eólicas (Caso 4.2.6).

Escenarios climatológicos y económicos iniciales			
Esc. H [0,100]	Esc. C [0,100]	Esc. S [0,100]	Esc. E [0,100]
0	100	95	95

Tabla 4.28. Escenarios climatológicos y económicos iniciales para el primer período de simulación (Caso 4.2.6).

Volatilidad escenarios climatológicos y económicos	
Volatilidad [±%] Escenario Hidrológico	0
Volatilidad [±%] Escenario Combustibles	0
Volatilidad [±%] Escenario Solar	15
Volatilidad [±%] Escenario Eólico	5

Tabla 4.29. Volatilidad de los escenarios climatológicos y económicos para toda la simulación (Caso 4.2.6).

Demanda primer período [MW]	6000
Número de horas por período	480

Tabla 4.30. Demanda del primer período de simulación y el número de horas que tendrá cada período de toda la simulación (Caso 4.2.6).

A continuación se presenta el comportamiento de la demanda en la simulación:

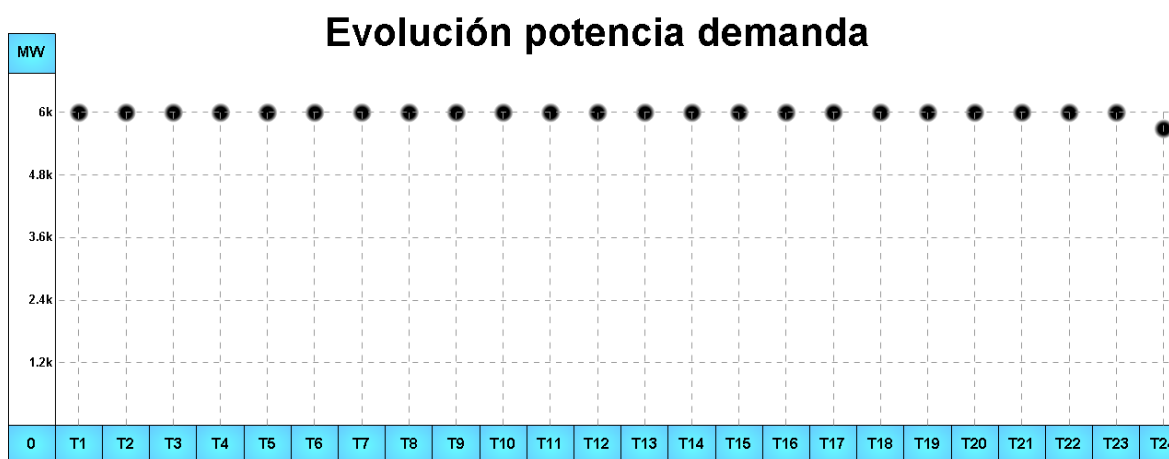


Figura 4.22. Comportamiento de la demanda entre los períodos 1 y 23 (Caso 4.2.6).

Comparando los resultados obtenidos entre las Figuras 4.18 y 4.22, se puede observar que para este caso, donde hubo participación de las fuentes de generación alternativa, el racionamiento se postergó un período más, es decir, con estas nuevas plantas funcionando en el mercado estas pueden tardar alrededor de 480 horas o 20 días más para que el sistema entre en racionamiento.

A continuación se muestra el comportamiento del costo de despacho, el volumen de los embalses y el costo marginal, los cuales tuvieron una topología similar a las del Caso 4.2.5, donde el costo del despacho tuvo reducciones considerables si comparamos los resultados obtenidos entre las Figuras 4.19 y 4.23:



Figura 4.23. Comportamiento del costo total de cada uno de los despachos ocurridos en cada uno de los 24 períodos de 480 horas cada uno, dado en unidades monetarias (Caso 4.2.6).

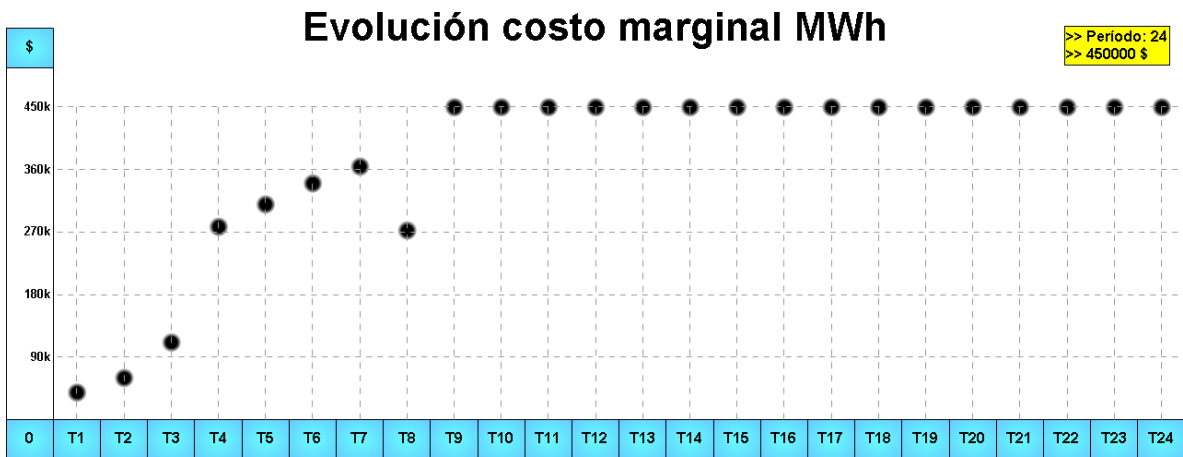


Figura 4.24. Comportamiento del costo marginal promedio para cada uno de los 24 períodos de 480 horas cada uno (Caso 4.2.6).

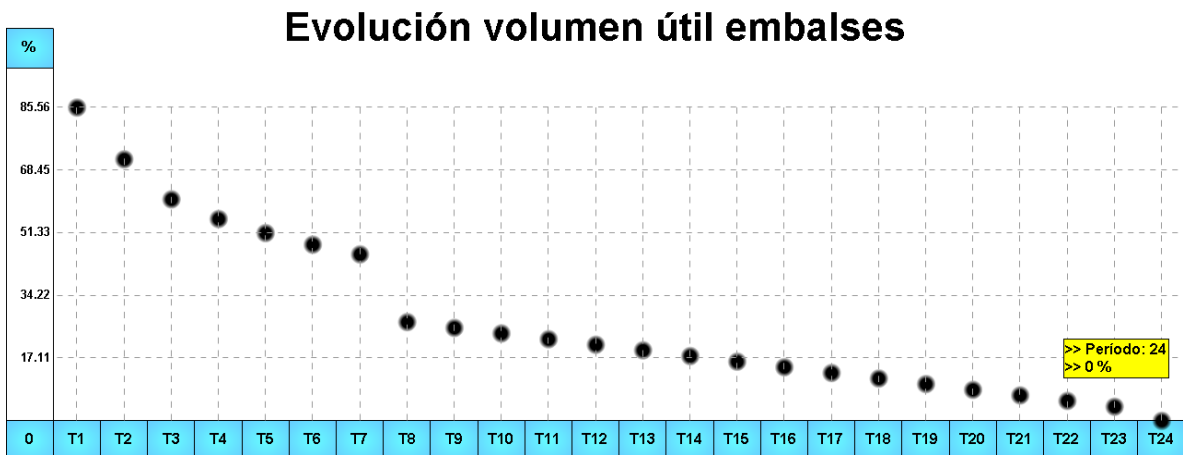


Figura 4.25. Comportamiento del volumen útil de todos los embalse durante los 24 períodos de 480 horas cada uno (Caso 4.2.6).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La solución al problema del despacho económico y la distribución óptima de cargas jamás será resuelta absolutamente por los programas informáticos, ya que las decisiones que se toman en la operación de los sistemas de potencia deben antes que nada pasar por los criterios de los consejos de operación y despacho respectivos, los cuales son coordinados por humanos. Las herramientas informáticas desarrolladas en este proyecto nos ofrecen un pequeño vistazo a la realidad que nos puede servir para ser más críticos a la hora de tomar decisiones, mejorar nuestros criterios respecto a una consciencia situacional responsable, y actuar con seguridad ante contingencias en tiempo real.

La herramienta informática # 1 hace un esfuerzo para ayudar a entender una aproximación a cómo se logra realizar un despacho ideal a partir de la bodega de datos que suministran los agentes generadores y comercializadores respecto a la oferta y la demanda de energía, aplicando el método (un tanto limitado) de los Multiplicadores de Lagrange. La herramienta nos ayuda además a visualizar cómo la ausencia de un generador en específico o la desconexión de una demanda cambia la distribución de la carga entre los oferentes y puede cambiar el costo marginal del despacho, identificando así para que casos este aumenta o este disminuye.

La herramienta informática # 2 nos ayuda a entender cómo se comportaría el costo marginal y el costo total del despacho cuando un sistema (además de ser un oligopolio) es muy térmico o muy hidráulico, ante el escenario de que los combustibles fósiles son ilimitados (pero pueden variar su costo) y el recurso hídrico se puede agotar en el mediano y largo plazo. Nos ayuda a entender además cómo el ingreso de un generador alternativo pequeño (como el eólico o solar) en el mediano y largo plazo puede llegar a ser decisivo en el momento de retrasar la amenaza de un racionamiento, abaratar el costo marginal y el costo total del despacho, disminuir la generación térmica, optimizar el uso de las fuentes energéticas hidráulicas, y hacer que el sistema sea más confiable y sostenible. El problema de abaratar el costo marginal implica que los agentes generadores que tienen precios de oferta inferiores a este, reciban menos utilidades, ya que a todos los participantes de la Bolsa de Energía se les paga al costo marginal sus disponibilidades energéticas.

Los resultados que arroja la herramienta informática # 1 se alejan mucho de la realidad, debido a que esta no considera las inflexibilidades de los generadores y los precios de arranque y parada de las centrales térmicas. Para mejorar la solución a este problema, en el futuro se pueden aplicar modelos de competencia de precios (reacción a la Bertrand), competencia de cantidades (modelo de Cournot) y desarrollos más sofisticados como las variaciones conjeturales o el modelo de Stackelberg.

Queda abierta la discusión sobre la posibilidad de desarrollar negocios de generación distribuida en Colombia, para los cuales aún no hay una regulación bien definida que

permita dar señales de que puede ser un proyecto rentable. Está más que claro que estos sistemas de generación distribuida, que pueden ser de cogeneración, solares y eólicos, mejoran la confiabilidad del suministro de energía a los usuarios finales, pero su naturaleza “distributiva” podría ocasionar problemas de estado transitorio a las redes de distribución. Para ello se están desarrollando sistemas de protección avanzados, como los PMU (*Phasor Measurement Unit*) o unidades de medición fasorial, que son equipos que se conectan a una red eléctrica para extraer señales de tensión y corriente en una estampa de tiempo determinada a partir de una referencia global usando GPS. Las medidas fasoriales son un recurso tecnológico que faculta con gran precisión la observación del estado dinámico de un sistema eléctrico de potencia. Estas tecnologías, en el mediano y largo plazo, se convertirán en el foco de atención de la industria eléctrica y principalmente del negocio de la generación distribuida en Colombia

BIBLIOGRAFÍA

ACOLGEN (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica). Estudio Técnico sobre Costos de Generación de Plantas Térmicas en Colombia. Power Planning Associates Ltd.. Energy & Management Consultants. Bogotá, Colombia. 19 de abril de 2002. <http://www.acolgen.org.co/mod/docs/docs/PPA%20-%20Costos%20de%20Generacion%20Plantas%20Termicas.pdf> [Consultado en junio de 2013].

AGUDELO VÉLEZ, Camilo Andrés; MARTÍNEZ SÁNCHEZ, Lina María; Y ORTÍZ TRUJILLO, Isabel Cristina. Gestión del Conocimiento: Un Activo Intangible a través de la Investigación. Revista Praxis No. 8 2012. ISSN: 1657-4915. Págs. 156 – 161. Santa Marta, Colombia. 2012.

AMADOR ARAUJO, William Eduardo. Modelo de Simulación del Mercado Spot de Energía Eléctrica en Colombia. Maestría en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, Colombia. 2007.

BOTERO URIBE, Beatriz; MORENO DEL VALLE, Carlos Alberto; RAMÍREZ ARCILA, José Ignacio; Y VILLA AGUIRRE, Germán. Programación Lineal Aplicada a la Coordinación Hidrotérmica. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Medellín, Colombia. 1989.

BURGOS LÓPEZ, Miguel Ángel. Desarrollo de una Aplicación en Matlab para la programación del despacho económico hidrotérmico en condiciones normales. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, Colombia. 2010.

CENTRAL TERMOELÉCTRICA

<http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica> [Consultado en junio de 2013].

ÇENGEL, Yunus A.; BOLES, Michael A.. Termodinámica. Sexta edición. McGraw-Hill. México. 2009.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 24 de 1995 – “Reglas del Mercado Mayorista del SIN”. Bogotá, Colombia. <<http://www.creg.gov.co>> [Consultado en julio de 2013].

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 011 de 2010 – “Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista”. Bogotá, Colombia. <<http://www.creg.gov.co>> [Consultado en julio de 2013].

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. El Mercado Eléctrico Colombiano y sus Perspectivas. Medellín. 2003.

CORREDOR, Pablo Hernán. Transmission, Operation and Congestion Management in the Colombian Electricity Market. Denver. 2004.

CORREDOR A., Pablo Hernán. Operación Económica de Sistemas de Potencia. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Serie NABLA – DELTA No. 23. Medellín. 1992.

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ. El Sector Energético Colombiano. Bogotá. 2006. <<http://www.eeb.com.co>> [Consultado en julio de 2013].

GARRIDO, Jose Antonio. Coordinación Hidrotérmica: Fundamentos Básicos y Métodos para la resolución del problema. Santander, España. 10 de septiembre de 1986.

GRAINGER, John J.; STEVENSON Jr., William D.. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. México. 1996.

ISAAC, I. A.; AREIZA, J.M.; GONZÁLEZ, J.W.; and BIECHL, H.. Long-term Energetic Analysis for Electric Expansion Planning Under High Wind Power Penetration Scenarios in Colombia and Neighboring Countries. Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European. Madrid, Spain. 23-25 June 2010.

KIRSCHEN, Daniel; and GORAN, Strbac. Fundamentals of Power System Economics. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST). United Kingdom. John Wiley & Sons, Ltd. 2004.

MARMOLEJO, E.; DUQUE, C.; TORRES, M.T.; RAMOS, G.; and TORRES, A.. Analysis of the Prospects for Distributed Generation (DG) for Colombian Electric Power Sector. Department of Electrical and Electronics Engineering. University of Los Andes. Bogotá. Colombia. 2004. IEEE.

MUJAL ROSAS, Ramón. Tecnología Eléctrica. Terrasa. Capítulo X. 2000

QING, Ye; TAOTAO, Ma; YUJUN, Gu; TAO, Wang; DACHENG, Wang; and YUHAO, Bai. Research on Dispatch Scheduling Model of Micro-Grid with Distributed Energy. 2012 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2012). Shanghai, China, 5-6 September, 2012.

SAADAT, Hadi. Power System Analysis. Milwaukee School of Engineering. McGraw-Hill International Editions. 1999.

SHAPIC, E.; BALZER, G.. Power Fluctuation from a Large Wind Farm. International Conference on Future Power Systems. 2005.

STEWART, James. Cálculo Trascendentes Tempranas. Cuarta Edición. International Thomson Editores, S.A. México. 2002.

STEWART, James; REDLIN, Lothar; y WATSON Saleem. Precálculo. Tercera Edición. International Thomson Editores. México. 2001.

WOOD, Allen J.; and WOLLENBERG, Bruce F.. Power Generation, Operation and Control. Second Edition. John Wiley & Sons, Inc.. New York, NY, USA. 1996.

XM - GESTIÓN DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano.

<<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>>
[Consultado en julio de 2013]

XM - GESTIÓN DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL. Despacho Diario
<<http://www.xm.com.co/Pages/DespachoDiario.aspx>> [Consultado en julio de 2013]

ANEXO # 1

INDICACIONES PARA LA INSTALACIÓN DEL SOFTWARE EN UN SERVIDOR

Los productos informáticos que resultaron de este proyecto fueron desarrollados en varias plataformas clásicas de creación de software para ejecución desde servidores. Para ello, es necesario que el servidor tenga instalado Apache y PHP 5 o superior.

Los algoritmos que resuelven el problema de la Herramienta # 1 están ejecutados desde PHP, mientras que los que resuelven los de la Herramienta # 2 desde ActionScript 2.0 (Flash). La interfaz gráfica de las aplicaciones se ejecuta desde ActionScript 2.0 y sólo puede ser observado desde computadores de escritorio y laptops.

En el disco compacto anexo, en la carpeta *Archivos de la aplicación*, se puede encontrar la carpeta *app_dec*, la cual contiene los ficheros de todas las herramientas informáticas.

Para instalar la aplicación en un servidor, el usuario debe descargar esta carpeta del disco compacto y luego subirla a un servidor.

Después de ejecutadas estas indicaciones, se debe crear una dirección URL para que los usuarios puedan ingresar a las aplicaciones.

Temporalmente, la aplicación estará disponible para ser ejecutada desde el sitio web www.colombiaelectrica.com/app_dec.

Dudas, comentarios e inquietudes al respecto, se pueden comunicar con Sebastián Morales Gómez, al correo electrónico smorales@colombiaelectrica.com.

ANEXO # 2

MANUAL DE USUARIO PARA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 1: APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL EN COLOMBIA

Para acceder a esta herramienta informática, lo primero que debe hacer el usuario es solicitar a la coordinación del Grupo de Investigación Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín el vínculo web de la aplicación. El usuario debe tener instalado en su computadora un reproductor de Flash Player. El primer pantallazo de esta se presenta a continuación:

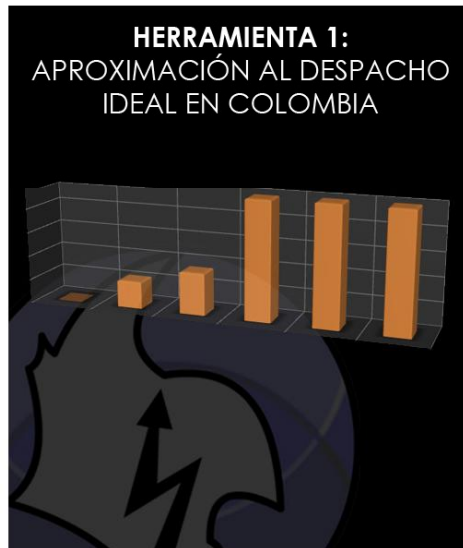


HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS PARA ESTUDIAR Y SIMULAR DESPACHOS ECONÓMICOS CON DIVERSAS FUENTES DE GENERACIÓN

Proyecto Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Investigador y Desarrollador
Sebastián Morales Gómez

Director
Msc. I.E. Hugo Alberto Cardona Restrepo



[Descarga Flash Player](#)

[Trabajo de Grado](#)

[Manual Herramienta # 1](#)

[Manual Herramienta # 2](#)

[Artículo del Proyecto](#)

[Contacto](#)

El usuario hace clic en la imagen que corresponde a la Herramienta Informática # 1: Aproximación al Despacho Ideal en Colombia, el cual lo lleva al siguiente pantallazo:



HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS
PARA ESTUDIAR Y SIMULAR
DESPACHOS ECONÓMICOS CON
DIVERSAS FUENTES DE GENERACIÓN

HERRAMIENTA 1:

APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL EN COLOMBIA

Seleccione por favor el documento de Excel 97-2003 (.xls) que corresponde a la

OFERTA

Seleccionar archivo

No se ha seleccionado ningún archivo

Seleccione por favor el documento de Excel 97-2003 (.xls) que corresponde a la

DEMANDA

Seleccionar archivo

No se ha seleccionado ningún archivo

HALLAR APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL

EJEMPLOS DESCARGABLES .XLS:

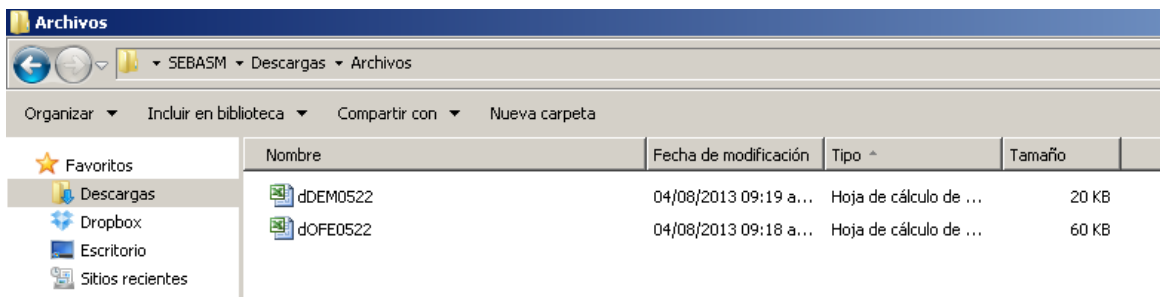
[Caso 1 OFERTA 22/05/2013](#)
[Caso 1 DEMANDA 22/05/2013](#)

[Caso 2 OFERTA 22/05/2013](#)
[Caso 2 DEMANDA 22/05/2013](#)

[Caso 3 OFERTA 22/05/2013](#)
[Caso 3 DEMANDA 22/05/2013](#)

[Descarga Flash Player](#)
 [Trabajo de Grado](#)
 [Manual Herramienta # 1](#)
 [Manual Herramienta # 2](#)
 [Artículo del Proyecto](#)
 [Contacto](#)

Esta es la interfaz de entrada de la Herramienta # 1. Aquí el usuario tiene dos opciones. La primera, descargar los casos de los ejemplos presentes y ejecutarlos. La segunda, descargar los casos de cualquier día deseado desde la página web oficial del administrador del mercado de energía. Comenzamos por la primera. El usuario debe descargar el documento correspondiente a oferta y demanda de cualquiera de los tres casos predeterminados. Suponemos que descargamos los correspondientes al Caso 1. En la carpeta de Descargas se deben observar así los archivos descargados:



El documento dOFE0522.xls corresponde al archivo de oferta y dDEM0522.xls de demanda. El documento dOFE0522.xls abierto se observa así:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	ALBAN	D		277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277
2	ALBAN	P		37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737
3	AMOYA	D		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
4	AMOYA	P		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	BARRANQ3	D		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
6	BARRANQ3	P		735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077
7	BARRANQ4	D		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
8	BARRANQ4	P		743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369
9	BETANIA	D		510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
10	BETANIA	P		250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000
11	CALIMA1	D		132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
12	CALIMA1	P		430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000
13	CHIVOR	D		875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875
14	CHIVOR	P		110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000
15	COINCAUCA	D		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	COINCAUCA	P		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	COROZO1	D		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	COROZO1	P		420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000
19	CSANCARLO	D		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	CSANCARLO	P		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	CTGEMG1	D		61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
22	CTGEMG1	P		840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000

Aquí se puede observar la disponibilidad de energía (D) en MWh y el precio de esa disponibilidad (P) en \$/MWh de cada una de los agentes generadores del mercado eléctrico colombiano para cada una de las 24 horas del día 22 de mayo de 2013.

El documento dDEM0522.xls abierto se observa así:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	ANTIOQUI		627	597	590	602	681	815	904	959	1013	1061	1102	1140	1113	1076
2	ATLANTIC		524	508	494	484	484	490	480	509	561	591	611	623	600	616
3	BOGOTA		1221	1165	1140	1152	1291	1610	1709	1780	1889	1934	1981	2018	1979	1946
4	BOLIVAR		350	345	337	325	321	324	313	322	345	362	370	382	380	388
5	CAUCANAR		125	121	120	123	138	185	217	204	209	211	218	221	204	199
6	CERROMAT		304	293	291	296	303	308	294	300	307	300	301	304	310	306
7	CHIVOR		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	CORDOSUC		208	201	195	192	192	201	187	184	196	203	211	221	213	218
9	CQR		249	234	228	230	240	282	310	321	342	357	378	393	376	373
10	ECUADOR13		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	ECUADOR22		0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
12	GCM		450	435	422	413	407	405	377	377	401	413	430	518	519	540
13	HUILACAQ		98	93	90	88	88	97	107	116	131	138	148	154	148	145
14	LAMIEL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	MAGDAMED		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	META		112	108	107	107	110	117	117	130	145	154	164	168	165	163
17	NORDESTE		841	828	791	797	816	843	903	962	1002	1033	1054	1054	1012	1033
18	PAGUA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	SANCARLO		57	61	62	64	67	67	65	65	69	73	72	69	65	68
20	TOLIMA		108	104	101	100	101	108	112	122	133	144	152	158	155	156
21	VALLECAU		600	564	567	561	573	620	642	714	794	843	898	935	902	887
22	Total		5874	5657	5535	5534	5812	6472	6737	7065	7637	7917	8190	8458	8241	8214
23																

Aquí se puede observar la demanda que solicita cada una de las regiones interconectadas del país y el total en la última fila, para cada uno de los 24 períodos

del día. Para efectos de la simulación, sólo interesa los valores de la última fila, o sea, la demanda total.

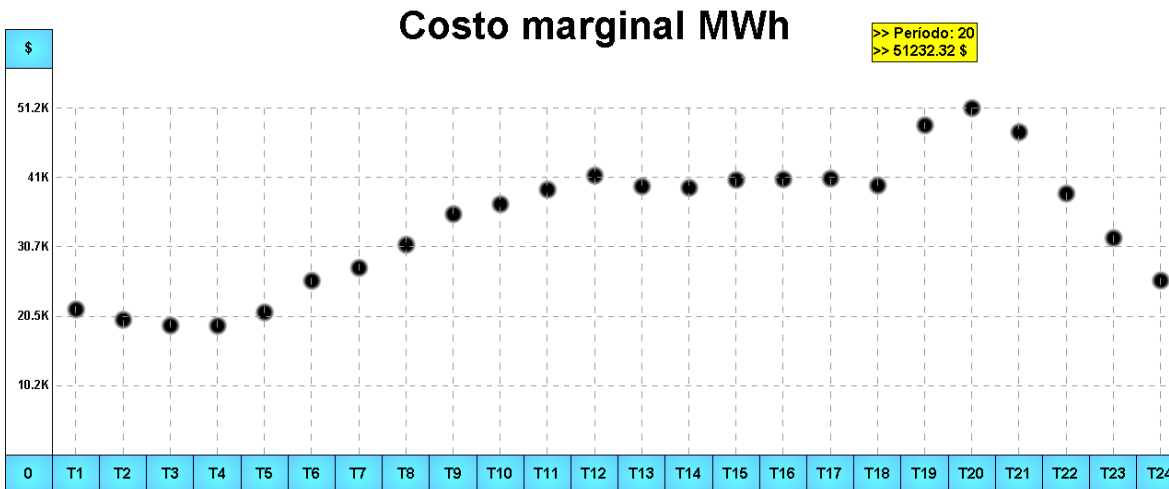
El usuario puede modificar libremente los datos de estos dos documentos para conocer cómo se comportaría la simulación para distintos casos que se diseñen.

Ahora volvemos a la interfaz de entrada de la Herramienta # 1 y donde dice Seleccionar archivo para la oferta buscamos a dOFE0522.xls y para la demanda buscamos luego dDEM0522.xls. Con los archivos subidos hacemos finalmente clic en HALLAR APROXIMACIÓN AL DESPACHO IDEAL. Debe abrirse una nueva ventana con el siguiente pantallazo que muestra como se realizó el despacho para cada central generadora:

Ver despacho económico [MWh]	Ver curva costo marginal							Ver oferta				Descargar resultados XML					
NombrePlanta	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17
ALBAN	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277
AMOYA	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
BARRANQ3	3.51	3.26	3.12	3.12	3.44	4.21	4.51	5.08	5.81	6.05	6.4	6.74	6.48	6.45	6.63	6.65	6.67
BARRANQ4	3.47	3.23	3.09	3.09	3.4	4.16	4.46	5.02	5.75	5.98	6.33	6.67	6.41	6.37	6.56	6.58	6.59
BETANIA	87.82	81.56	78.08	78.05	86.06	105.13	112.82	126.84	145.21	151.26	159.99	168.54	161.98	161.09	165.79	166.3	166.65
CALUMA1	13.21	12.27	11.75	11.74	12.95	15.82	16.98	19.09	21.85	22.76	24.08	25.36	24.37	24.24	24.95	25.02	25.08
CHIVOR	342.43	318.01	304.44	304.34	335.56	409.93	439.93	494.58	566.21	589.79	623.85	657.17	631.61	628.12	646.46	648.45	649.83
COINCAUCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COROZO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSANCARLOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEMG1	3.13	2.9	2.78	2.78	3.06	3.74	4.02	4.52	5.17	5.38	5.7	6	5.77	5.73	5.9	5.92	5.93
CTGEMG2	3.31	3.08	2.94	2.94	3.24	3.96	4.25	4.78	5.48	5.7	6.03	6.36	6.11	6.07	6.25	6.27	6.28
CTGEMG3	3.51	3.26	3.12	3.12	3.44	4.2	4.51	5.07	5.8	6.04	6.39	6.73	6.47	6.43	6.62	6.64	6.66
DORADA1	2.94	2.73	2.67	2.67	2.95	3.6	3.86	4.34	2.54	5.07	5.36	5.52	5.18	5.15	5.3	5.32	5.33
ECUADOR11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUADOR12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUADOR13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUADOR14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUADOR21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUADOR22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUADOR23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECUADOR24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ESMERALDA	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28

Al hacer clic sobre Ver curva costo marginal, se observa el costo marginal de cada uno de los 24 períodos del día. Si se pasa el cursor encima de cada punto, se puede observar el valor del costo marginal exacto. En la imagen a continuación el cursor está sobre el período 20:

Ver despacho económico [MWh]	Ver curva costo marginal	Ver oferta	Descargar resultados XML
--	--	----------------------------	--



Al hacer clic en [Ver oferta](#), se observa la misma información que contiene el documento dOFE0522.xls, así:

Ver despacho económico [MWh]		Ver curva costo marginal						Ver oferta						Descargar resultados XML					
NombrePlanta	TipoData	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16		
ALBAN	D	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277		
ALBAN	P	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737		
AMOYA	D	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
AMOYA	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
BARRANQ3	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60		
BARRANQ3	P	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077		
BARRANQ4	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60		
BARRANQ4	P	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369		
BETANIA	D	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510		
BETANIA	P	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000		
CALIMA1	D	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132		
CALIMA1	P	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000		
CHIVOR	D	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875		
CHIVOR	P	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000		
COINCAUCA	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
COINCAUCA	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
COROZO1	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
COROZO1	P	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000		
CSANCARLOS	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
CSANCARLOS	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
CTGEMG1	D	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61		
CTGEMG1	P	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000		
CTGEMG2	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60		

Al hacer clic sobre [Descargar resultados XML](#), se presenta el siguiente pantallazo (observado desde el navegador Google Chrome):

This XML file does not appear to have any style information associated with it. The document tree is shown below.

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8" ?>
<ResultadosDespacho>
  <planta>
    <NombrePlanta>ALBAN</NombrePlanta>
    <T1>277</T1>
    <T2>277</T2>
    <T3>277</T3>
    <T4>277</T4>
    <T5>277</T5>
    <T6>277</T6>
    <T7>277</T7>
    <T8>277</T8>
    <T9>277</T9>
    <T10>277</T10>
    <T11>277</T11>
    <T12>277</T12>
    <T13>277</T13>
    <T14>277</T14>
    <T15>277</T15>
    <T16>277</T16>
    <T17>277</T17>
    <T18>277</T18>
    <T19>277</T19>
    <T20>277</T20>
    <T21>277</T21>
    <T22>277</T22>
    <T23>277</T23>
    <T24>277</T24>
  </planta>
  <planta>
    <NombrePlanta>AMOYA</NombrePlanta>
    <T1>80</T1>
    <T2>80</T2>
    <T3>80</T3>
    <T4>80</T4>
    <T5>80</T5>
    <T6>80</T6>
    <T7>80</T7>
    <T8>80</T8>
    <T9>80</T9>
    <T10>80</T10>
    <T11>80</T11>
    <T12>80</T12>
    <T13>80</T13>
    <T14>80</T14>
    <T15>80</T15>
    <T16>80</T16>
    <T17>80</T17>
    <T18>80</T18>
    <T19>80</T19>
    <T20>80</T20>
    <T21>80</T21>
    <T22>80</T22>
    <T23>80</T23>
    <T24>80</T24>
  </planta>
  <planta>
    <NombrePlanta>BARRANQ3</NombrePlanta>
    <T1>3.5137802894782</T1>
  </planta>
</ResultadosDespacho>
```

En esta ventana se presenta en formato XML el resultado del despacho y del costo marginal de los 24 períodos del día. Este formato permite ser manipulado en cualquier programa de hojas de cálculo. Para guardarlo, se debe hacer clic derecho sobre la ventana y elegir Guardar como.

This XML file does not appear to have any style information associated with it. The document tree is shown below.

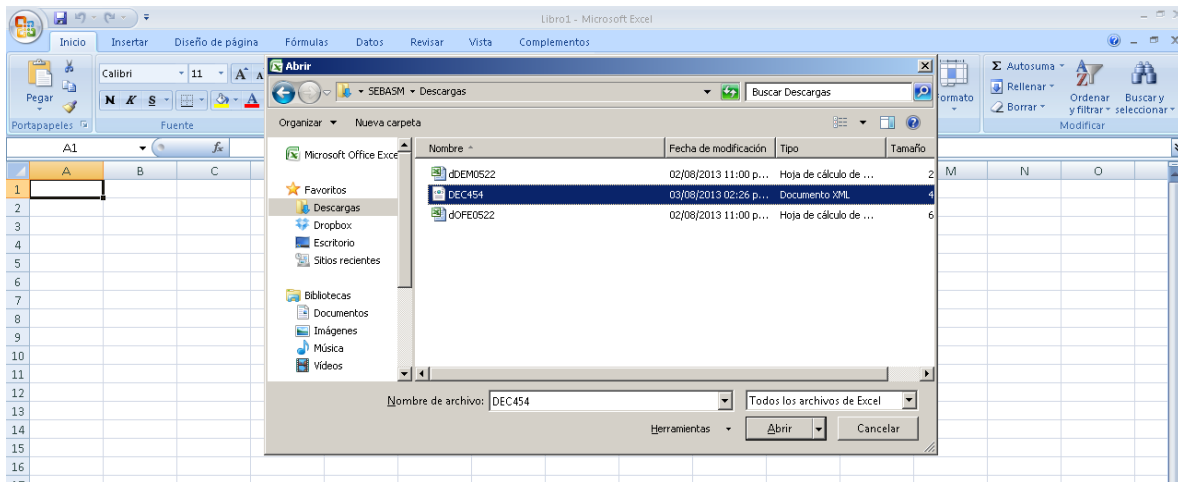
```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8" ?>
<ResultadosDespacho>
  <planta>
    <NombrePlanta>ALBAN</NombrePlanta>
    <T1>277</T1>
    <T2>277</T2>
    <T3>277</T3>
    <T4>277</T4>
    <T5>277</T5>
    <T6>277</T6>
    <T7>277</T7>
    <T8>277</T8>
    <T9>277</T9>
    <T10>277</T10>
    <T11>277</T11>
    <T12>277</T12>
    <T13>277</T13>
    <T14>277</T14>
    <T15>277</T15>
    <T16>277</T16>
    <T17>277</T17>
    <T18>277</T18>
    <T19>277</T19>
    <T20>277</T20>
    <T21>277</T21>
    <T22>277</T22>
    <T23>277</T23>
    <T24>277</T24>
  </planta>
  <planta>
    <NombrePlanta>AMOYA</NombrePlanta>
    <T1>80</T1>
    <T2>80</T2>
    <T3>80</T3>
    <T4>80</T4>
    <T5>80</T5>
    <T6>80</T6>
  </planta>
</ResultadosDespacho>
```

- Atrás
- Reenviar
- Cargar de nuevo
- Guardar como...
- Imprimir...
- Traducir a español
- Ver código fuente de la página
- Ver información de la página
- Inspeccionar elemento

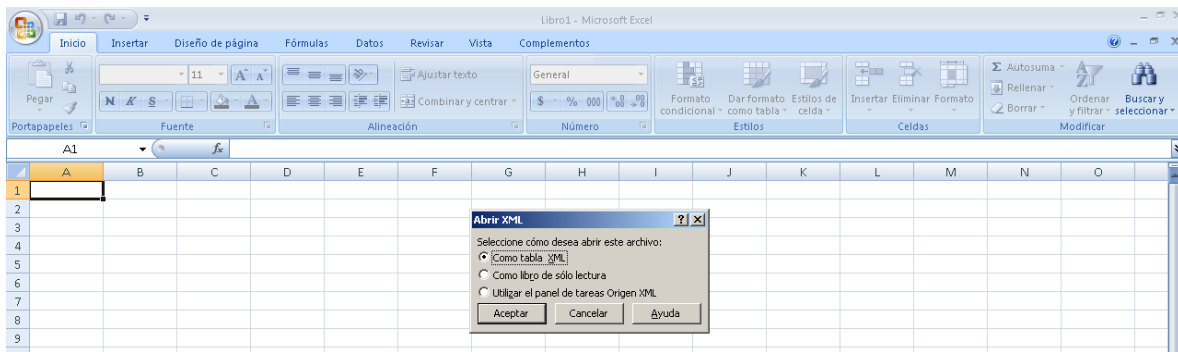
Al guardar el documento, se debe parecer este al presentado a continuación con nombre DEC454.xml:



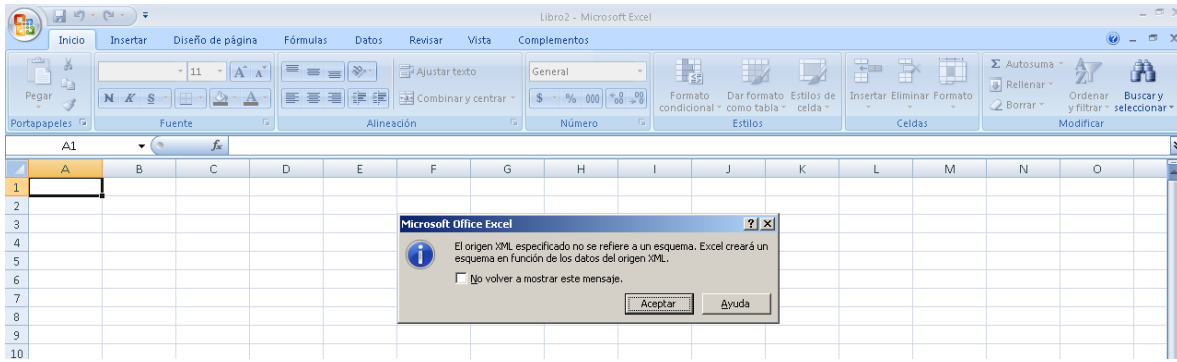
Si se desea observar el archivo DEC454.xml en una hoja de Excel, se debe abrir el programa, luego clic en el Botón de Office y luego Abrir. Se debe buscar el directorio donde se encuentra el documento, seleccionarlo y luego clic en Abrir:



Después de esto, se presenta una pequeña ventana que dice Abrir XML: se elige la opción Como tabla XML, y luego Aceptar:



Luego aparece una nueva ventana Microsoft Office Excel, donde hacemos clic en Aceptar:



Finalmente ya podemos ver el resultado XML en una hoja de Excel, en el cual encontramos el resultado del despacho que había aparecido en pantalla previamente en el navegador de internet. En la última fila se puede observar el resultado de los costos marginales y si la simulación sufrió algún error (en términos porcentuales):

NombrePlanta	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
97 TEBSA	152,7430396	141,8507492	135,7986377	135,7526977	149,6778632	182,8519607	196,2348529	220,6094476	252,5623225	263,0810471	278,2716405	293,1355137
98 TEMCALI	14,46189262	13,43059761	12,8575765	12,85322685	14,17167808	17,31264108	18,57974922	20,88756483	23,91290103	24,90882638	26,34708983	27,75441902
99 TPIEDRAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100 TSIERRA	11,38214033	10,57046618	10,11947357	10,1160502	11,15372883	13,62580372	14,6230731	16,43942466	18,82049621	19,6043329	20,73630898	21,84393844
101 TVALLE	42,79219098	39,74062823	38,04508053	38,03221007	41,93345717	51,2274474	54,97677227	61,80551101	70,7573659	73,70427118	77,96003811	82,12427173
102 TYOPAL2	25,82899074	23,98709426	22,96367656	22,95590806	25,31066655	30	30	30	30	30	29	29
103 UURRA	252	252	250,5128351	250,4280879	252	252	252	252	252	252	252	252
104 VENEZUE1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
105 ZI PAEMG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106 ZI PAEMG3	17,96055647	16,67976753	15,96811946	15,96271752	17,60013237	21,50096644	23,07461713	25,94074632	29,6979808	30,93484336	32,72105576	34,46885019
107 ZI PAEMG4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
108 ZI PAEMG5	18,60291928	17,27632267	16,53922237	16,53362723	18,22960454	22,2699527	23,89988531	26,86852218	30,76013488	32,04123407	33,89133071	35,70163534
109 Demanda experimental [MWh]	5874	5657	5535	5534	5812	6472	6737	7065	7637	7917	8190	8458
110 Demanda teórica [MWh]	5874	5657	5535	5534	5812	6472	6737	7065	7637	7917	8190	8458
111 Error porcentual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
112 Costo marginal \$/MWh	21524,15895	19989,24521	19136,39713	19129,92338	21092,22213	25767,0312	27652,91418	31087,7198	35590,43731	37072,70911	39213,32873	41307,90777

La segunda opción para ejecutar la herramienta consiste en descargar los resultados de la oferta y demanda de la página web oficial del administrador del mercado eléctrico. El usuario debe acceder al siguiente vínculo:

<http://www.xm.com.co/Pages/DespachoDiario.aspx>

Portal: Energético

Nuestra Empresa | Portafolio | Clientes | Proveedores | Prensa | Contáctenos | Chat Informático

INFORMACIÓN
OPERATIVA Y COMERCIAL

 **Criterios de Consulta**
Para realizar la consulta, gestione el formulario a continuación:

Año: 2013 Mes: Agosto Rango de Días: de 02 a 02

Consultar

 **XM S.A. E.S.P.**
Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2, PBX: (574) 3172244, Fax: (574) 3170989, Medellín Colombia.
Atención al cliente: (574) 3172929, Línea Etica: 018000 52 00 50

Requerimientos del Sitio: [Microsoft Silverlight](#) | [Adobe Flash](#) | [Centro de Descargas de Microsoft](#)
[Sign In](#)

En esta página se puede ver públicamente los resultados de la oferta de energía de los agentes, la demanda, y otros componentes económicos importantes del mercado.

En las barras de selección donde dice Año, Mes y Rango de Días, elegimos el día que nos interesa explorar, luego clic en Consultar. Se debe procurar que la fecha sea un mes antes al día de hoy ya que el administrador revela esta información pasado este tiempo. En el ejemplo se ha elegido el día 2 de junio de 2013.

INFORMACIÓN
OPERATIVA Y COMERCIAL



Criterios de Consulta
Para realizar la consulta, gestione el formulario a continuación:

Año: Mes: Rango de Días: de a

[Consultar](#)

Bajar Archivos

<input type="checkbox"/>	Nombre	Tamaño (bytes)	Fecha
<input type="checkbox"/>	dMAR0602_AP.TXT	176	6/1/2013 02:28:41 PM
<input type="checkbox"/>	dAGC0602.TXT	397	6/1/2013 02:58:34 PM
<input type="checkbox"/>	dDEC0602.TXT	7725	6/1/2013 02:58:33 PM
<input type="checkbox"/>	dDEC0602_AP.TXT	7693	6/1/2013 02:28:38 PM
<input type="checkbox"/>	dDEM0602.TXT	2104	6/1/2013 02:58:36 PM
<input type="checkbox"/>	dDEM0602_AP.TXT	2100	6/1/2013 02:28:41 PM
<input type="checkbox"/>	dDIN0602.TXT	318	6/1/2013 02:58:36 PM
<input type="checkbox"/>	dDIN0602_AP.TXT	270	6/1/2013 02:28:41 PM
<input type="checkbox"/>	dINT0602.TXT	3142	6/1/2013 02:58:38 PM
<input type="checkbox"/>	dINT0602_AP.TXT	3150	6/1/2013 02:28:43 PM
<input type="checkbox"/>	dLEX0602.TXT	3458	6/1/2013 02:58:38 PM
<input type="checkbox"/>	dLEX0602_AP.TXT	3458	6/1/2013 02:28:43 PM
<input type="checkbox"/>	dLIM0602.TXT	3482	6/1/2013 02:58:38 PM
<input type="checkbox"/>	dLIM0602_AP.TXT	3482	6/1/2013 02:28:43 PM
<input type="checkbox"/>	dMAR0602.TXT	177	6/1/2013 02:58:35 PM
<input type="checkbox"/>	dAGC0602_AP.TXT	397	6/1/2013 02:28:38 PM
<input type="checkbox"/>	dOFE0602.TXT	21753	6/1/2013 02:58:39 PM
<input type="checkbox"/>	dOFE0602_AP.TXT	21753	6/1/2013 02:28:44 PM
<input type="checkbox"/>	dPAP0602.TXT	19582	6/1/2013 02:58:39 PM
<input type="checkbox"/>	dPAP0602_AP.TXT	19582	6/1/2013 02:28:44 PM
<input type="checkbox"/>	dPRU0602.TXT	108	6/1/2013 02:58:34 PM
<input type="checkbox"/>	dPRU0602_AP.TXT	108	6/1/2013 02:28:39 PM
<input type="checkbox"/>	dPRU138Disp0602.txt	2	6/1/2013 03:00:23 PM
<input type="checkbox"/>	dRAC0602.TXT	1295	6/1/2013 02:58:39 PM
<input type="checkbox"/>	dRAC0602_AP.TXT	1295	6/1/2013 02:28:44 PM
<input type="checkbox"/>	dREC0800602.TXT	0	6/1/2013 02:58:39 PM
<input type="checkbox"/>	dREC0800602_AP.TXT	0	6/1/2013 02:28:44 PM
<input type="checkbox"/>	dSEGDES0602.TXT	2652	6/1/2013 02:59:00 PM
<input type="checkbox"/>	dSEGDES0602_AP.TXT	2371	6/1/2013 02:29:07 PM
<input type="checkbox"/>	dSEGUNI0602.TXT	21813	6/1/2013 02:58:59 PM
<input type="checkbox"/>	dSEGUNI0602_AP.TXT	21813	6/1/2013 02:29:05 PM

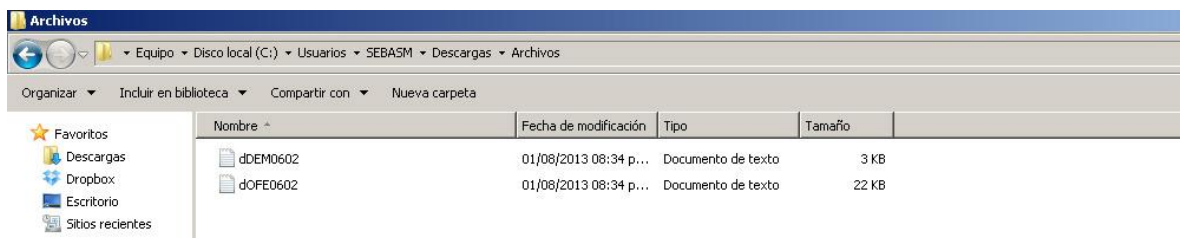
Bajar Archivos

Ahora buscamos los archivos dOFE0602.TXT (Oferta) y dDEM0602.TXT (Demanda), cliqueamos los cuadritos blancos inmediatamente a la izquierda de estos y luego hacemos clic en Bajar Archivos:

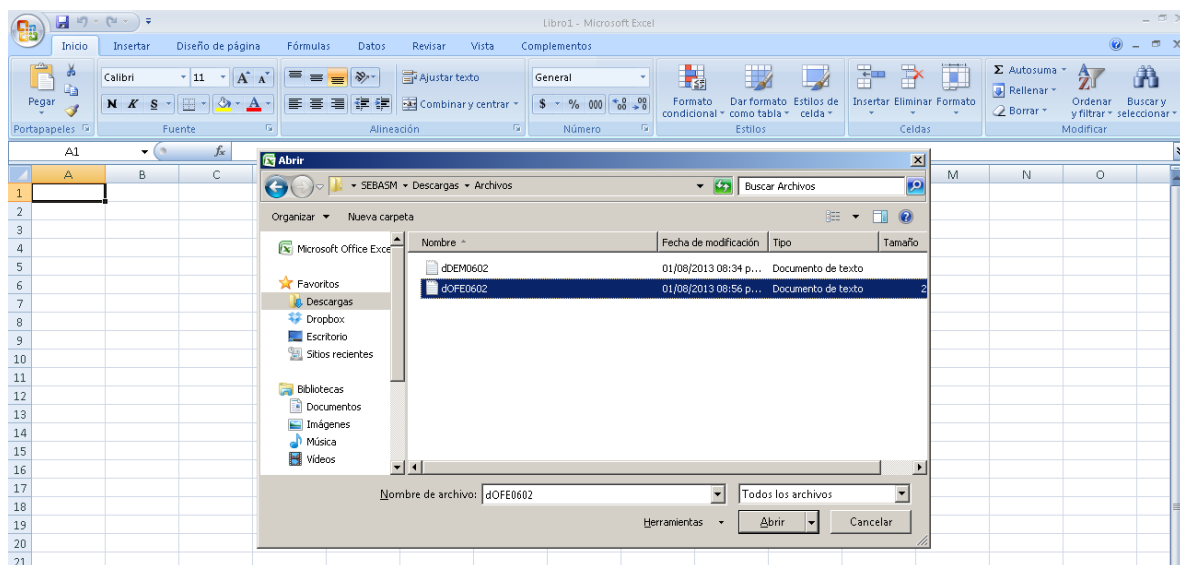
Bajar Archivos

	Nombre	Tamaño (bytes)	Fecha
<input type="checkbox"/>	dMAR0602_AP.TXT	176	6/1/2013 02:28:41 PM
<input type="checkbox"/>	dAGC0602.TXT	397	6/1/2013 02:58:34 PM
<input type="checkbox"/>	dDEC0602.TXT	7725	6/1/2013 02:58:33 PM
<input type="checkbox"/>	dDEM0602_AP.TXT	7693	6/1/2013 02:28:38 PM
<input checked="" type="checkbox"/>	dDEM0602.TXT	2104	6/1/2013 02:58:36 PM
<input type="checkbox"/>	dDEM0602_AP.TXT	2100	6/1/2013 02:28:41 PM
<input type="checkbox"/>	dDIN0602.TXT	318	6/1/2013 02:58:36 PM
<input type="checkbox"/>	dDIN0602_AP.TXT	270	6/1/2013 02:28:41 PM
<input type="checkbox"/>	dINT0602.TXT	3142	6/1/2013 02:58:38 PM
<input type="checkbox"/>	dINT0602_AP.TXT	3150	6/1/2013 02:28:43 PM
<input type="checkbox"/>	dLEX0602.TXT	3458	6/1/2013 02:58:38 PM
<input type="checkbox"/>	dLEX0602_AP.TXT	3458	6/1/2013 02:28:43 PM
<input type="checkbox"/>	dLIM0602.TXT	3482	6/1/2013 02:58:38 PM
<input type="checkbox"/>	dLIM0602_AP.TXT	3482	6/1/2013 02:28:43 PM
<input type="checkbox"/>	dMAR0602.TXT	177	6/1/2013 02:58:35 PM
<input type="checkbox"/>	dAGC0602_AP.TXT	397	6/1/2013 02:28:38 PM
<input type="checkbox"/>	dOFE0602.TXT	21753	6/1/2013 02:58:39 PM
<input checked="" type="checkbox"/>	dOFE0602_AP.TXT	21753	6/1/2013 02:28:44 PM
<input type="checkbox"/>	dPAP0602.TXT	19582	6/1/2013 02:58:39 PM

Se ha descargado un fichero comprimido en formato .zip llamado Archivos.zip. Se debe extraer este archivo, donde se van a encontrar dos archivos en formato .txt:

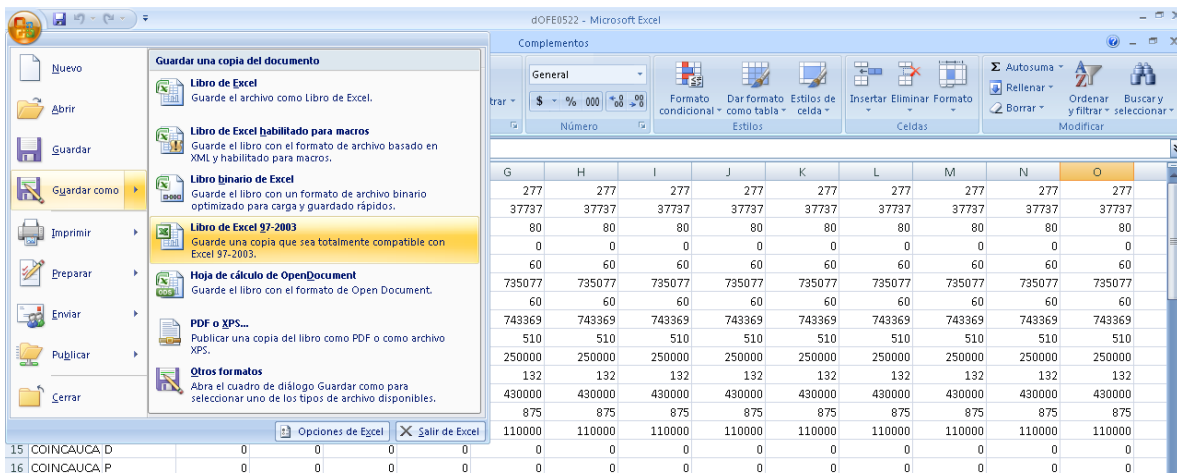


Ahora abrimos Excel. Nos vamos para el Botón de Office y hacemos clic en Abrir. Se buscan los documentos de texto descargados con la opción de Todos los archivos. Elegimos dOFE0522.txt y hacemos clic en Abrir:



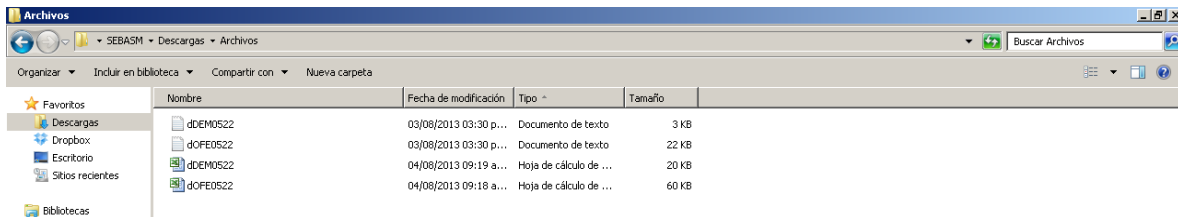
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	ALBAN	D	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277
2	ALBAN	P	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737	37737
3	AMOYA	D	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
4	AMOYA	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	BARRANQ3	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
6	BARRANQ3	P	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077	735077
7	BARRANQ4	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
8	BARRANQ4	P	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369	743369
9	BETANIA	D	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
10	BETANIA	P	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000	250000
11	CALIMA1	D	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
12	CALIMA1	P	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000	430000
13	CHIVOR	D	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875
14	CHIVOR	P	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000	110000
15	COINCAUCA	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	COINCAUCA	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	COROZO1	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	COROZO1	P	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000	420000
19	CSANCARLO	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	CSANCARLO	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	CTGEMG1	D	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
22	CTGEMG1	P	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000	840000
23	CTGEMG2	D	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
24	CTGEMG2	P	780000	780000	780000	780000	780000	780000	780000	780000	780000	780000	780000	780000	780000
25	CTGEMG3	D	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
26	CTGEMG3	P	810000	810000	810000	810000	810000	810000	810000	810000	810000	810000	810000	810000	810000
27	DORADA1	D	44	44	45	45	45	45	45	45	23	44	44	43	42
28	DORADA1	P	643935	643935	643935	643935	643935	643935	643935	643935	643935	643935	643935	643935	643935
29	ECUADOR11	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	ECUADOR11	P	197053	192646	185091	185095	192546	199796	205865	233789	236414	238494	238398	235304	235405
31	ECUADOR12	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	ECUADOR12	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	ECUADOR13	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	ECUADOR13	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	ECUADOR14	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	ECUADOR14	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	ECUADOR21	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	ECUADOR21	P	197053	192646	185091	185095	192546	199796	205865	233789	236414	238494	238398	235304	235405

Ahora debemos guardar ese archivo en formato de Excel. Nos dirigimos al Botón de Office, luego en Guardar como y después clic en Libro de Excel 97 – 2003. Le damos el nombre que deseamos (por defecto elige el mismo nombre del documento de texto) y hacemos clic en Guardar:



Hemos creado el documento dOFE0522.xls. Este mismo procedimiento para convertir el documento de texto en uno de Excel 97 – 2003 se realiza para el archivo correspondiente a la demanda, o sea, pasar dDEM0522.txt a dDEM0522.xls.

Ahora tenemos los dos documentos de oferta y demanda en formato Excel 97 – 2003, como se muestra a continuación, junto a los documentos en formato de texto que ya no necesitamos:

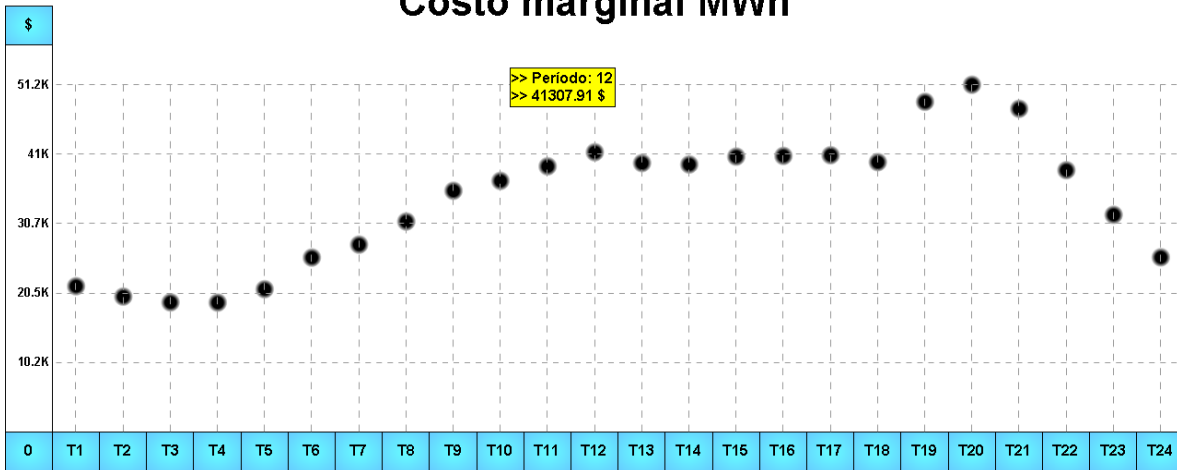


Como se explicó previamente, ahora estos documentos en Excel 97 – 2003 deben ser subidos al sitio web de la aplicación Herramienta # 1 de la misma forma como se hizo anteriormente. Estos son los resultados:

Ver despacho económico [MWh]	Ver curva costo marginal							Ver oferta					Descargar resultados XML				
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17
SANCARLOS	483.01	448.57	429.43	429.29	473.32	576.23	620.55	697.63	796.67	831.93	879.97	926.97	890.92	885.99	911.86	914.68	916.61
SANFRANCISCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90	90	90	90	90	90	0
TASAJER1	46.38	43.07	41.23	41.22	45.45	55.52	59.58	66.99	76.69	79.88	84.49	89.01	85.55	85.07	87.56	87.83	88.01
TCANDEL1	5.2	4.83	4.62	4.62	5.09	6.22	6.68	7.51	8.59	8.95	9.47	9.97	9.59	9.53	9.81	9.84	9.86
TCANDEL2	5.01	4.66	4.46	4.46	4.91	6	6.44	7.24	8.29	8.64	9.14	9.62	9.25	9.2	9.47	9.5	9.52
TCENTRO1	136.55	126.81	121.4	121.36	133.81	163.46	175.43	197.22	225.78	235.19	248.77	262.05	251.86	250.47	257.78	258.58	259.13
TEBSA	152.74	141.85	135.8	135.75	149.68	182.85	196.23	220.61	252.56	263.08	278.27	293.14	281.74	280.18	288.36	289.25	289.86
TEMCAU	14.46	13.43	12.86	12.85	14.17	17.31	18.58	20.89	23.91	24.91	26.35	27.75	26.68	26.53	27.3	27.39	27.44
TPIEDRAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TSIERRA	11.38	10.57	10.12	10.12	11.15	13.63	14.62	16.44	18.82	19.6	20.74	21.84	20.99	20.88	21.49	21.55	21.6
TVALLE	42.79	39.74	38.05	38.03	41.93	51.23	54.98	61.81	70.76	73.7	77.96	82.12	78.93	78.49	80.79	81.03	81.21
TYOPAL2	25.83	23.99	22.96	22.96	25.31	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	30
URRA	252	252	250.51	250.43	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
VENEZUE1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZIPAEMG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZIPAEMG3	17.96	16.68	15.97	15.96	17.6	21.5	23.07	25.94	29.7	30.93	32.72	34.47	33.13	32.95	33.91	34.01	34.08
ZIPAEMG4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZIPAEMG5	18.6	17.28	16.54	16.53	18.23	22.27	23.9	26.87	30.76	32.04	33.89	36.7	34.31	34.12	35.12	35.23	35.3
Demanda experimental [MWh]	5874	5657	5535	5534	5812	6472	6737	7065	7637	7917	8190	8458	8241	8214	8362	8378	8313
Demanda teórica [MWh]	5874	5657	5535	5534	5812	6472	6737	7065	7637	7917	8190	8458	8241	8214	8362	8378	8313
Error porcentual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo marginal \$/MWh	21524.16	19989.25	19136.4	19129.92	21092.22	25767.03	27652.91	31087.72	36590.44	37072.71	39213.33	41307.91	39701.41	39481.85	40634.55	40760.01	40846.1

Ver despacho económico [MWh]	Ver curva costo marginal	Ver oferta	Descargar resultados XML
--	--	----------------------------	--

Costo marginal MWh



Ver despacho económico [MWh]		Ver curva costo marginal						Ver oferta						Descargar resultados XML					
NombrePlanta	TipoDate	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16		
TEMICALI	D	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229		
TEMICALI	P	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658	681658		
TPIEDRAS	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TPIEDRAS	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TSIERRA	D	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364		
TSIERRA	P	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682	1376682		
TVALLE	D	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205		
TVALLE	P	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227	206227		
TYOPAL2	D	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29		
TYOPAL2	P	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000		
URRA	D	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252		
URRA	P	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500	38500		
VENEZUE1	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
VENEZUE1	P	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502	258502		
ZIPAEMG2	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
ZIPAEMG2	P	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200	155200		
ZIPAEMG3	D	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63		
ZIPAEMG3	P	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000	151000		
ZIPAEMG4	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
ZIPAEMG4	P	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040	158040		
ZIPAEMG5	D	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64		
ZIPAEMG5	P	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100	148100		

El usuario también puede crear sus propios problemas desde cero sin tener ningún recurso. Abrimos de nuevo Excel, y creamos un caso personal donde tenemos seis generadores, cada uno con su oferta de disponibilidad y precio para cada uno de los 24 períodos de un día en particular:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	G1	D	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
2	G1	P	230000	230000	230000	230000	230000	230000	230000	230000	230000	230000	230000	230000	230000
3	G2	D	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
4	G2	P	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000
5	G3	D	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
6	G3	P	450000	450000	450000	450000	450000	450000	450000	450000	450000	450000	450000	450000	450000
7	G4	D	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
8	G4	P	45000	45000	45000	45000	45000	45000	45000	45000	45000	45000	45000	45000	45000
9	G5	D	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
10	G5	P	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000
11	G6	D	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
12	G6	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13															
14															
15															
16															
17															

Este archivo de oferta debe ser guardado como Libro de Excel 97 – 2003.

Luego el usuario debe abrir otro Libro de Excel 97 – 2003 y crear un documento con la demanda para los 24 períodos del día:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Total	300	330	390	410	430	460	510	520	530	550	555	570	575	580
2															
3															

Sólo es necesario colocar en la primera columna la palabra Total y en las siguientes 24 el valor de la demanda y Guardar como Libro de Excel 97 – 2003. En este caso, la sumatoria de oferta de generadores tiene una disponibilidad máxima de 620 MWh, así que el usuario siempre debe tener presente este dato al crear la demanda y no pasarse de ese límite, sino el software podría presentar conflictos y no funcionar correctamente, ya que jamás se cumpliría el principio del equilibrio del mercado, que consiste en que siempre debe existir un punto donde la oferta y la demanda son iguales para poder cumplir con el despacho y no entrar en racionamientos. En otras palabras, la disponibilidad de la oferta siempre debe ser mayor o igual a la demanda.

Finalmente, estos dos archivos de Excel se pueden subir a la aplicación y proceder con la simulación.

Si en cualquiera de todos los casos previamente descritos se desea realizar un cambio en el documento de oferta y/o demanda de Excel 97 – 2003, sólo basta con hacer el respectivo cambio, guardar el documento de nuevo y actualizar la ventana del navegador de internet, el sistema interpretará el cambio inmediatamente y resolverá el problema de nuevo, sin la necesidad de volver a la interfaz de la aplicación y subir los archivos de oferta y/o demanda de nuevo.

Dudas, comentarios e inquietudes al respecto, se pueden comunicar con Sebastián Morales Gómez, al correo electrónico smorales@colombiaelectrica.com.

ANEXO # 3

MANUAL DE USUARIO PARA HERRAMIENTA INFORMÁTICA # 2: SIMULADOR DE DESPACHOS ECONÓMICOS CON RECURSOS HIDRÁULICOS, TÉRMICOS, SOLARES Y EÓLICOS

Para acceder a esta herramienta informática, lo primero que debe hacer el usuario es solicitar a la coordinación del Grupo de Investigación Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín el vínculo web de la aplicación. El usuario debe tener instalado en su computadora un reproductor de Flash Player. El primer pantallazo de esta se presenta a continuación:



Universidad
Pontificia
Bolivariana
FACULTAD DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ELECTRONICA

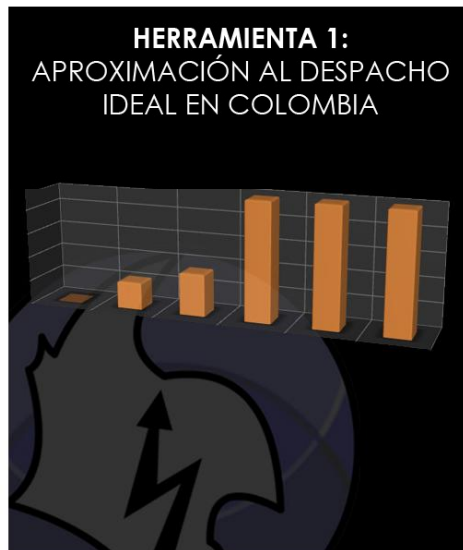


HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS PARA ESTUDIAR Y SIMULAR DESPACHOS ECONÓMICOS CON DIVERSAS FUENTES DE GENERACIÓN

Proyecto Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Investigador y Desarrollador
Sebastián Morales Gómez

Director
Msc. I.E. Hugo Alberto Cardona Restrepo



[Descarga Flash Player](#)

[Trabajo de Grado](#)

[Manual Herramienta # 1](#)

[Manual Herramienta # 2](#)

[Artículo del Proyecto](#)

[Contacto](#)

El usuario hace clic en la imagen que corresponde a la Herramienta Informática # 2: Simulador de Despachos Económicos con Recursos Hidráulicos, Térmicos, Solares y Eólicos, el cual lo lleva al siguiente pantallazo:



HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS
PARA ESTUDIAR Y SIMULAR
DESPACHOS ECONÓMICOS CON
DIVERSAS FUENTES DE GENERACIÓN

HERRAMIENTA 2:

SIMULADOR DE DESPACHOS ECONÓMICOS CON RECURSOS HIDRÁULICOS,
TÉRMICOS, SOLARES Y EÓLICOS

Seleccione por favor
el documento de Excel
(.xls) que corresponde al

DISEÑADOR DE PARQUES DE GENERACIÓN

COMENZAR SIMULACIÓN

Seleccionar archivo No se ha seleccionado ningún archivo

EJEMPLOS DESCARGABLES .XLS:

[Plantilla Constructora de Parques de Generación](#)

[Caso 1: Sistema térmico \(situación corto plazo\)](#)

[Caso 2: Sistema térmico \(situación mediano plazo\)](#)

[Caso 3: Sistema hidrotérmico \(situación corto plazo\)](#)

[Caso 4: Sistema hidrotérmico \(situación mediano plazo\)](#)

[Caso 5: Sistema hidrotérmico con cadenas hidráulicas \(situación mediano plazo\)](#)

[Caso 6: Sistema hidrotérmico con cadenas hidráulicas y plantas alternativas \(situación mediano plazo\)](#)

[Caso 1 artículo](#)

[Caso 2 artículo](#)

[Descarga Flash Player](#)

[Trabajo de Grado](#)

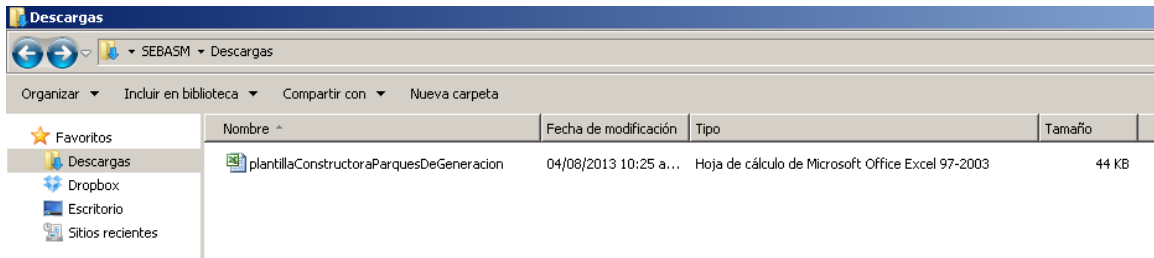
[Manual Herramienta # 1](#)

[Manual Herramienta # 2](#)

[Artículo del Proyecto](#)

[Contacto](#)

Esta es la interfaz de entrada de la Herramienta # 2. Para que el usuario aprenda a diseñar parques de generación, debe hacer clic en el vínculo Plantilla Constructora de Parques de Generación, el cual le permite descargar el archivo `plantillaConstructoraParquesDeGeneracion.xls`:

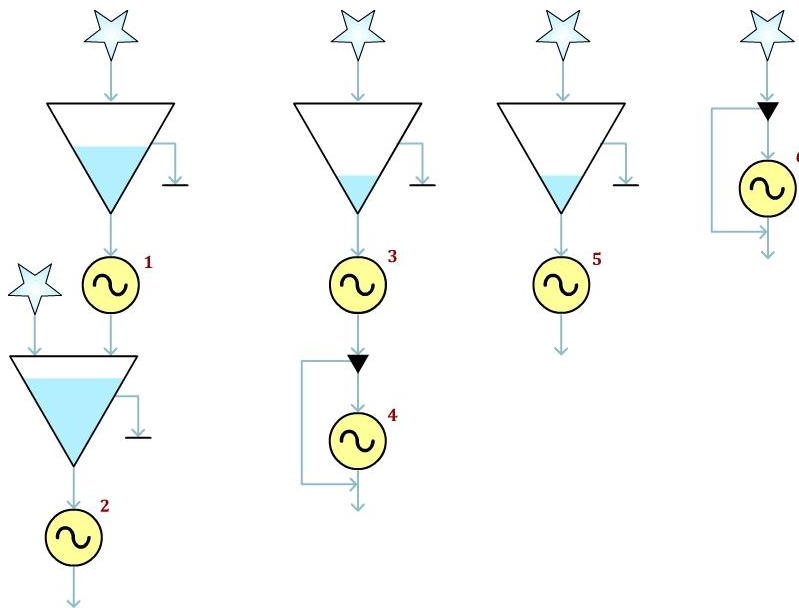


Lo abrimos, y se nos presenta el siguiente pantallazo:

- j. $C_{\max} | P_{\max}$ [\$/MWh]: Costo al cual ofertaría la planta con embalse a su máxima capacidad instalada si el embalse posee la cantidad mínima de volumen útil de agua necesario para ejecutarlo, antes de vaciarse completamente. Este costo, a máxima potencia, es el máximo que podría ofertar la planta, dado en $\frac{\$}{MWh}$ (unidades monetarias por megavatio-hora). Si se trata de una planta filo de agua, la celda se deja en blanco.

El ejemplo siguiente se puede ver reflejado de la siguiente manera en la cadena hidráulica:

Plantas hidráulicas										
Num	Tipo	Pmax [MW]	Q(Pmax) [Hm3/h]	CPEF [Hm3/h]	Nodo hijo	Vmax [Hm3]	Vinicial [Hm3]	Cmin Pmax [\$/MWh]	Cmax Pmax [\$/MWh]	
1	E	100	0,25	0,25	2	100	50	40000	800000	
4	2 E	100	0,3	0,05		100	70	40000	800000	
5	3 E	100	0,25	0,25	4	100	25	40000	800000	
6	4 F	20	0,25	0						
7	5 E	100	0,25	0,25		100	25	40000	800000	
8	4 F	20	0,25	0,25						
9										
10										



Se recomienda para desarrollar las simulaciones que incluyan embalses, las características respecto a P_{\max} , $Q(P_{\max})$, V_{\max} , $C_{\min}|P_{\max}$ y $C_{\max}|P_{\max}$ sean todas iguales, ya que los algoritmos del software que resuelven el problema de optimizar el despacho sólo encuentran una solución exacta con estas características. Si se configura el parque de generación hidráulica con características distintas a las recomendadas, no se garantizan resultados consistentes con la idea de optimizar el despacho.

2. Plantas térmicas:

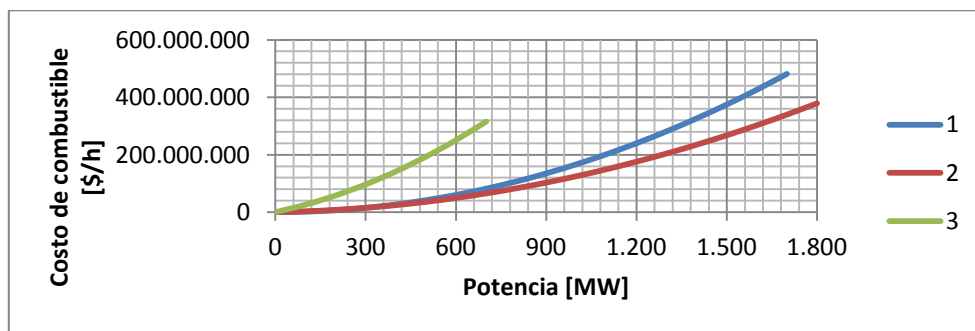
Plantas térmicas			
Num	Pmax [MW]	Co(Pmax) [\$/MWh]	Concavidad curva [0,1]

En este espacio, el usuario puede diseñar plantas térmicas de distintas configuraciones:

- Num: Representa el número de la planta para poderla reconocer en el despacho. Unidad adimensional.
- Pmax [MW]: Corresponde a la potencia instalada del generador, dado en MW (megavatios).
- Co(Pmax) [\$/MWh]: Corresponde al costo que oferta la planta térmica su máxima capacidad instalada de potencia cuando se presenta el mejor escenario de combustibles, dado en $\frac{\$}{MWh}$ (unidades monetarias por megavatio-hora).
- Concavidad curva [0,1]: Corresponde a un parámetro que indica que tan cóncava es la curva parabólica que representa la función de costo versus potencia. Está asociado proporcionalmente a que tan alejado está el vértice de la curva del origen. Entre más alejado esté el vértice del origen (es decir, entre más el parámetro tienda a 1), menos cóncava será la curva, o sea más rectilínea; y viceversa. El rango entre 0 y 1 se recomienda. Unidad adimensional.

El ejemplo siguiente se puede ver reflejado de la siguiente manera respecto a la naturaleza operativa de cada generador:

Plantas térmicas			
Num	Pmax [MW]	Co(Pmax) [\$/MWh]	Concavidad curva [0,1]
1	1.800	300.000,00	0
2	1.700	200.000,00	0,1
3	700	450.000,00	1



En la curva, se puede interpretar la curva 1 como de una planta de ciclo combinado, la curva 2 de ciclo simple y la curva 3 de vapor.

3. Plantas alternativas:

Plantas alternativas	
Tipo	Pmax [MW]
Solar	0
Eólica	0

En este espacio, el usuario puede diseñar las capacidades instaladas de parques de generación solares y eólicos:

- a. Solar: Capacidad instalada solar.
- b. Eólica: Capacidad instalada eólica.

El siguiente ejemplo explica lo siguiente:

Plantas alternativas	
Tipo	Pmax [MW]
Solar	10
Eólica	19,9

El sistema despacharía una potencia de 10 MW de energía solar si el escenario es el mejor; de igual forma se despacharían 19,9 MW de eólica si el escenario es el mejor.

4. Escenarios climatológicos y económicos iniciales:

Escenarios climatológicos y económicos iniciales			
Esc. H [0,100]	Esc. C [0,100]	Esc. S [0,100]	Esc. E [0,100]
0	0	0	0

- a. Esc. H [0,100]: Escenario Hidrológico. Si el valor es cero, significa escenario de sequías, donde las hidrologías correspondientes a los Caudales Promedio Estrellas Fluviales (CPEF) tienden a ser nulos. Si el valor es 100, significa escenario de alta hidrología, donde los CPEF son máximos.
- b. Esc. C [0,100]: Escenario Combustibles fósiles. Si el valor es cero, significa escenario de costos de combustibles muy altos, donde el $Co(P_{max})$ de la planta térmica se duplica. Si el valor es 100, los costos de combustible son los que propone el $Co(P_{max})$.
- c. Esc. S [0,100]: Escenario radiación Solar. Si el valor es cero, significa que la radiación solar es nula, por tanto la generación será nula. Si el valor es 100, significa que el generador solar está recibiendo la radiación suficiente para trabajar a la máxima potencia.
- d. Esc. E [0,100]: Escenario Eólico. Si el valor es cero, significa que no se están presentando vientos en el parque de generación, por tanto la producción de energía es nula. Si el valor es 100, el generador eólico

está recibiendo la energía eólica suficiente para trabajar a la máxima potencia.

El ejemplo siguiente explica lo siguiente:

Escenarios climatológicos y económicos iniciales			
Esc. H [0,100]	Esc. C [0,100]	Esc. S [0,100]	Esc. E [0,100]
50	90	80	70

- Para el Esc. H = 50: Si el CPEF de una planta hidráulica es $0,25 \frac{Hm^3}{h}$, entonces está recibirá un caudal alrededor del 50% del CPEF, es decir, $0,125 \frac{Hm^3}{h}$.
- Para el Esc. C = 90: Si el $Co(Pmax)$ de una planta térmica es de $400.000 \frac{\$}{MWh}$, y esta desea trabajar a la máxima potencia, entonces el $Co(Pmax)$ _nuevo para ese escenario será de $(200\%-90\%)*Co(Pmax) = (110\%)*(400.000) = 440.000 \frac{\$}{MWh}$.
- Para el Esc. S = 80: Si la capacidad instalada solar es de 10 MW, entonces el escenario indica que esta planta despachará el 80% de su potencia máxima, o sea, 8 MW.
- Para el Esc. E = 70: Si la capacidad instalada eólica es de 19,9 MW, entonces el escenario indica que esta planta despachará el 80% de su potencia máxima, o sea, 15,92 MW.

5. Volatilidad escenarios climatológicos y económicos:

Volatilidad escenarios climatológicos y económicos	
Volatilidad [$\pm\%$] Escenario Hidrológico	0
Volatilidad [$\pm\%$] Escenario Combustibles	0
Volatilidad [$\pm\%$] Escenario Solar	0
Volatilidad [$\pm\%$] Escenario Eólico	0

- Volatilidad [$\pm\%$] Escenario Hidrológico: Dato porcentual que corresponde al rango en el cual el escenario hidrológico (Esc. H) se comporta.
- Volatilidad [$\pm\%$] Escenario Combustibles: Dato porcentual que corresponde al rango en el cual el escenario de combustibles (Esc. C) se comporta.
- Volatilidad [$\pm\%$] Escenario Solar: Dato porcentual que corresponde al rango en el cual el escenario solar (Esc. S) se comporta.
- Volatilidad [$\pm\%$] Escenario Eólico: Dato porcentual que corresponde al rango en el cual el escenario eólico (Esc. E) se comporta.

El ejemplo siguiente explica lo siguiente:

Volatilidad escenarios climatológicos y económicos	
Volatilidad [±%] Escenario Hidrológico	20
Volatilidad [±%] Escenario Combustibles	0
Volatilidad [±%] Escenario Solar	5
Volatilidad [±%] Escenario Eólico	10

- Para Volatilidad [±%] Escenario Hidrológico = 20: Si Esc. H = 50, entonces la incertidumbre del escenario hidrológico oscila en $Esc.H = 50 \pm 20$.
- Para Volatilidad [±%] Escenario Combustibles = 0: Si Esc. C = 90, entonces la incertidumbre del escenario de combustibles fósiles oscila en $Esc.C = 90 \pm 0$, o sea, el precio de los combustibles carece de incertidumbre y es fácilmente predecible.
- Para Volatilidad [±%] Escenario Solar = 5: Si Esc. S = 80, entonces la incertidumbre del escenario solar oscila en $Esc.S = 80 \pm 5$.
- Para Volatilidad [±%] Escenario Eólico = 10: Si Esc. E = 70, entonces la incertidumbre del escenario hidrológico oscila en $Esc.E = 70 \pm 10$.

6. Demanda primer período [MW]:

Demanda primer período [MW]	3000
-----------------------------	------

Consiste en el valor de la demanda que utilizará el algoritmo en el primer período de simulación, dado en MW (megavatios).

7. Número de horas por período:

Número de horas por período	24
-----------------------------	----

Consiste en el número de horas que representarán cada período de análisis y simulación. Este dato sirve para definir si los estudios a realizar son de corto, mediano o largo plazo.

Ahora vamos a ejecutar la simulación con los datos que hemos creado en los ejemplos previamente diseñados:

Para ello, guardamos el documento y nos dirigimos al sitio web de la aplicación que al principio accedimos. Donde dice Seleccionar archivo debajo del título DISEÑADOR DE PARQUES DE GENERACIÓN, buscamos este documento y lo seleccionamos. Luego hacemos clic en el botón INICIAR SIMULACIÓN. El sistema debe cargar un momento y luego mostrar inicialmente el siguiente pantallazo:

Período: <input type="text" value="1"/> de <input type="text" value="24"/> horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= <input type="text" value="50"/> C= <input type="text" value="90"/> S= <input type="text" value="80"/> E= <input type="text" value="70"/>	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho



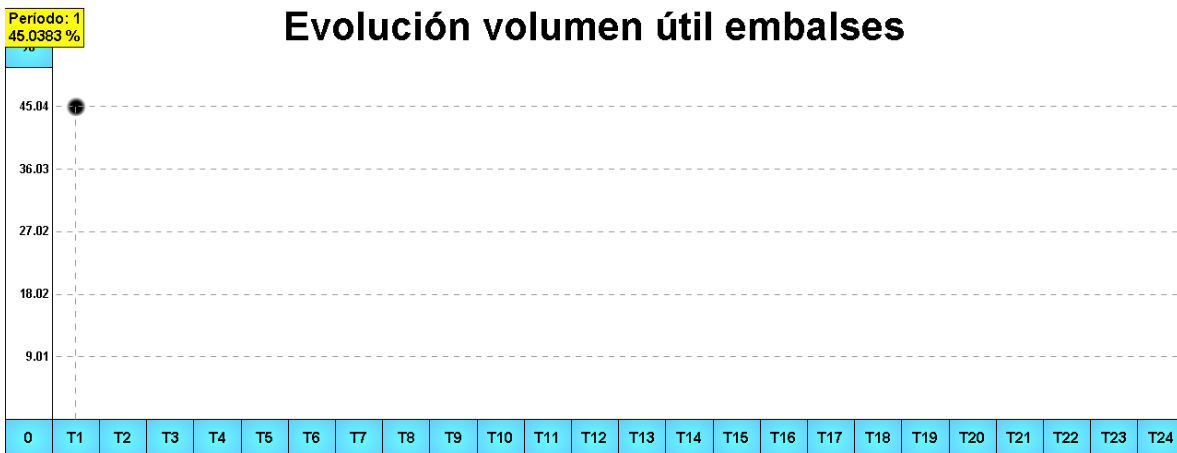
En este primer pantallazo se puede observar que la aplicación está dividida en tres partes importantes:

1. En la esquina superior izquierda se puede observar en que período se encuentra el sistema simulando ese momento y nos recuerda de cuantas horas se está aplicando cada período. Debajo de este recuadro, podemos ver otro recuadro que nos recuerda con que escenario se está desarrollando la simulación en ese período específico.
2. En la esquina superior derecha se presentan seis botones que tienen las siguientes funciones:
 - a. Evolución costo marginal: Aquí se puede acceder al pantallazo donde se puede observar como se ha comportado el costo marginal en cada uno de los períodos simulados.
 - b. Evolución volumen útil embalses: Aquí se puede acceder al pantallazo donde se puede observar como se ha comportado el volumen útil de los embalses en cada uno de los períodos simulados. En esta parte, se observa cómo ha evolucionado el porcentaje de la sumatoria total de volúmenes útiles de todos los embalses.
 - c. Evolución potencia demanda: Aquí se puede acceder al pantallazo donde se puede observar como se ha comportado la demanda en cada

uno de los períodos simulados. Este pantallazo nos recuerda cómo el usuario ha manipulado la demanda y nos sirve para darnos cuenta también si el sistema entra en racionamiento en algún momento, al ver que la demanda disminuye automáticamente cuando se hace el despacho.

- d. Evolución costo despachos: Aquí se puede acceder al pantallazo donde se puede observar como se ha comportado el costo del despacho en cada uno de los períodos simulados.
 - e. Datos técnicos parque de generación: Aquí se puede acceder al pantallazo donde se puede observar la información que nos recuerda cómo fue diseñado el parque de generación, además de mostrarnos las curvas de costos de las plantas térmicas, las curvas de costos de continuación de los embalses y las curvas de entrada de potencia y salida de caudal.
 - f. Ejecutar siguiente despacho: Aquí se puede ejecutar y configurar el despacho del siguiente período de análisis, donde el usuario puede modificar el escenario hidrológico, de combustibles, solar y eólico; además de cambiar la demanda. También puede descargar todos los resultados de la simulación en un archivo XML que puede ser explorado en cualquier programa de hojas de cálculo. Más adelante se verá mejor.
3. La tercera parte es el área mayor donde se observa el plano bidimensional que muestra cómo se están comportando las variables elegidas según el botón que el usuario haya elegido previamente. La imagen anterior muestra el pantallazo cuando el usuario clikea Evolución costo marginal. A continuación se muestran los otros pantallazos:

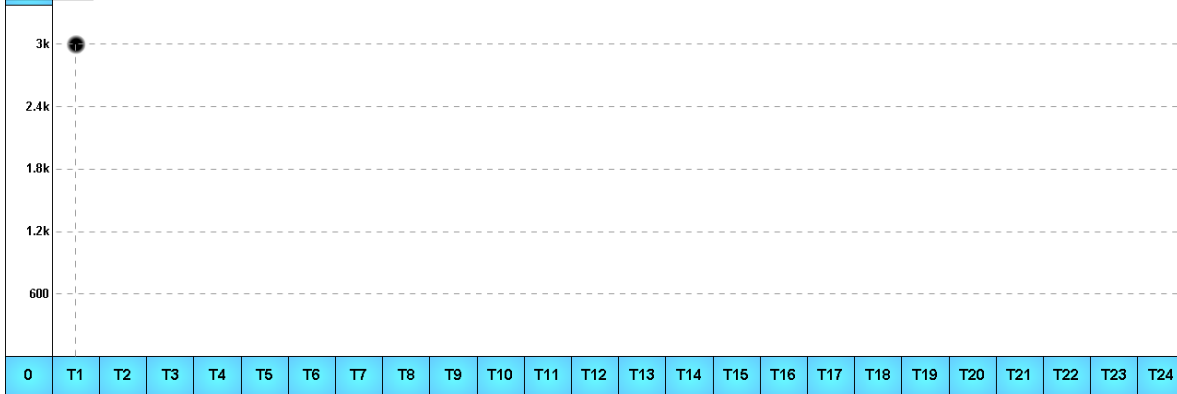
Período: <input type="text" value="1"/> de <input type="text" value="24"/> horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= <input type="text" value="50"/> C= <input type="text" value="90"/> S= <input type="text" value="80"/> E= <input type="text" value="70"/>	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho



Período: <input type="text" value="1"/> de <input type="text" value="24"/> horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= <input type="text" value="50"/> C= <input type="text" value="90"/> S= <input type="text" value="80"/> E= <input type="text" value="70"/>	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho

Evolución potencia demanda

> Período: 1
> 3000 MW



Período: <input type="text" value="1"/> de <input type="text" value="24"/> horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= <input type="text" value="50"/> C= <input type="text" value="90"/> S= <input type="text" value="80"/> E= <input type="text" value="70"/>	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho

Evolución costo despacho



Período: 1 de 24 horas c/u

Escenario actual: H= 50 C= 90 S= 80 E= 70

Evolución costo marginal

Evolución volumen útil embalses

Evolución potencia demanda

Evolución costo despachos

Datos técnicos parque de generación

Datos técnicos plantas hidráulicas

Num nodo	Tipo	Pmax[MW]	Q(Pmax)[m3/s]	CPEF[m3/s]	Nodo hijo	Vmax[Hm3]	V inicial[Hm3]	Cmin[\$/MWh]	Cmax[\$/MWh]
1	E	100	69.444444444444	69.444444444444	2	100	50	40000	800000
2	E	100	83.333333333333	13.888888888889	-	100	70	40000	800000
3	E	100	69.444444444444	69.444444444444	4	100	25	40000	800000
4	F	20	69.444444444444	0	-	-	-	-	-
5	E	100	69.444444444444	69.444444444444	-	100	25	40000	800000
4	F	20	69.444444444444	69.444444444444	-	-	-	-	-

Curvas correspondientes de las plantas hidráulicas

Num nodo	Q(P)[Hm3/hora]	C(V)[\$/Hm3]
1	$(0.00002499999999999999) \cdot P^2 + (0) \cdot P + (0)$	$(30476.1904761905) \cdot V^2 + (-6095238.09523809) \cdot V + (320761269.841272)$

Pmax[MW]: Potencia máxima de la planta, en MW. - **Q(Pmax)[m3/s]:** Valor de caudal de agua necesario para que la planta opere en su máxima potencia, en m3/s. - **CPEF[m3/s]:** Caudal Promedio Estrella Fluvial, el cual representa los aportes hídricos que recibe la planta en el mejor de los escenarios climáticos hídricos, en m3/s. - **Nodo hijo:** Número de la planta hidráulica que se encuentra aguas abajo de esta planta. - **Vmax[Hm3]:** Valor del volumen máximo de agua que puede almacenar el embalse, en Hm3. - **V inicial[Hm3]:** Valor del volumen de agua que tenía el embalse cuando se iniciaron las simulaciones desde antes del primer periodo, en Hm3. - **Cmin[\$/MWh]:** Costo monetario por cada unidad de MWh que se podría despachar a máxima potencia en un periodo de una hora cuando el embalse está lleno en su máxima capacidad, en \$/MWh. - **Cmax[\$/MWh]:** Costo monetario por cada unidad de MWh que se podría despachar a máxima potencia cuando el embalse tiene la cantidad de agua suficiente para trabajar a máxima potencia durante un periodo de una hora y luego desocuparse totalmente, en \$/MWh. - **Q(P)[Hm3/hora]:** Función representa el caudal de agua que utiliza la planta hidráulica según la potencia con la que actúa, en Hm3/hora. - **C(V)[\$/Hm3]:** Función que representa el valor monetario del agua por unidad de volumen según la cantidad de agua que tiene almacenado el embalse, en \$/Hm3. - **C(Pmax)/Pmax [\$/MWh]:** Costo monetario por cada MWh que genera la planta cuando trabaja durante un periodo a máxima potencia, en \$/MWh. - **C(P)[\$/hora]:** Función que representa el costo de despachar durante una hora una planta térmica según la potencia a la que trabaja durante un periodo, en \$/hora.

Al clicar en el botón Ejecutar siguiente despacho, el pantallazo mayor donde se muestra la información no cambia, sólo se despliega un subíndice en el área total de botones, donde podemos configurar los próximos escenarios y la demanda.

Período: 1 de 24 horas c/u

Escenario actual: H= 50 C= 90 S= 80 E= 70

Demanda siguiente periodo (MW): 3000

Escenarios [0,100]: H= 50 C= 90 S= 80 E= 70

Obtener datos

Ejecutar despacho

Cancelar

Datos técnicos del parque de generación

Datos técnicos plantas hidráulicas

Num nodo	Tipo	Pmax[MW]	Q(Pmax)[m3/s]	CPEF[m3/s]	Nodo hijo	Vmax[Hm3]	V inicial[Hm3]	Cmin[\$/MWh]	Cmax[\$/MWh]
1	E	100	69.444444444444	69.444444444444	2	100	50	40000	800000
2	E	100	83.333333333333	13.888888888889	-	100	70	40000	800000
3	E	100	69.444444444444	69.444444444444	4	100	25	40000	800000
4	F	20	69.444444444444	0	-	-	-	-	-
5	E	100	69.444444444444	69.444444444444	-	100	25	40000	800000
4	F	20	69.444444444444	69.444444444444	-	-	-	-	-

Curvas correspondientes de las plantas hidráulicas

Num nodo	Q(P)[Hm3/hora]	C(V)[\$/Hm3]
1	$(0.00002499999999999999) \cdot P^2 + (0) \cdot P + (0)$	$(30476.1904761905) \cdot V^2 + (-6095238.09523809) \cdot V + (320761269.841272)$

Pmax[MW]: Potencia máxima de la planta, en MW. - **Q(Pmax)[m3/s]:** Valor de caudal de agua necesario para que la planta opere en su máxima potencia, en m3/s. - **CPEF[m3/s]:** Caudal Promedio Estrella Fluvial, el cual representa los aportes hídricos que recibe la planta en el mejor de los escenarios climáticos hídricos, en m3/s. - **Nodo hijo:** Número de la planta hidráulica que se encuentra aguas abajo de esta planta. - **Vmax[Hm3]:** Valor del volumen máximo de agua que puede almacenar el embalse, en Hm3. - **V inicial[Hm3]:** Valor del volumen de agua que tenía el embalse cuando se iniciaron las simulaciones desde antes del primer periodo, en Hm3. - **Cmin[\$/MWh]:** Costo monetario por cada unidad de MWh que se podría despachar a máxima potencia en un periodo de una hora cuando el embalse está lleno en su máxima capacidad, en \$/MWh. - **Cmax[\$/MWh]:** Costo monetario por cada unidad de MWh que se podría despachar a máxima potencia cuando el embalse tiene la cantidad de agua suficiente para trabajar a máxima potencia durante un periodo de una hora y luego desocuparse totalmente, en \$/MWh. - **Q(P)[Hm3/hora]:** Función representa el caudal de agua que utiliza la planta hidráulica según la potencia con la que actúa, en Hm3/hora. - **C(V)[\$/Hm3]:** Función que representa el valor monetario del agua por unidad de volumen según la cantidad de agua que tiene almacenado el embalse, en \$/Hm3. - **C(Pmax)/Pmax [\$/MWh]:** Costo monetario por cada MWh que genera la planta cuando trabaja durante un periodo a máxima potencia, en \$/MWh. - **C(P)[\$/hora]:** Función que representa el costo de despachar durante una hora una planta térmica según la potencia a la que trabaja durante un periodo, en \$/hora.

Si el usuario hace clic en Cancelar, la subventana se oculta y se puede seguir explorando los resultados en pantalla con los botones previamente vistos. Si el usuario hace clic en Obtener datos, se abrirá una ventana de navegador externa que permite descargar el archivo XML con los resultados. Si el usuario hace clic en

Ejecutar despacho, sin modificar los datos de demanda y de escenarios, se presenta inmediatamente después el siguiente pantallazo:

Período: <input type="text" value="2"/> de <input type="text" value="24"/> horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= <input type="text" value="50"/> C= <input type="text" value="90"/> S= <input type="text" value="80"/> E= <input type="text" value="70"/>	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho

Evolución costo marginal MWh



Se puede observar que se ha presentado un nuevo resultado del costo marginal para el período número dos (T2). Si el usuario hace clic en cualquiera de los puntos negros que reflejan el valor del costo marginal, se abre una pantalla que muestra un informe completo de los resultados de ese despacho:

Período: <input type="text" value="2"/> de <input type="text" value="24"/> horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda								
Escenario actual: H= <input type="text" value="50"/> C= <input type="text" value="90"/> S= <input type="text" value="80"/> E= <input type="text" value="70"/>	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho								
>> Información general despacho período # 2 de 24 horas											
Demanda [MW]	Pot. Inst [MW]	C. Marginal [\$/MWh]	%Error simul.	Num iteraciones	Costo despacho [\$]	Esc. H	Esc. C	Esc. S	Esc. E		
3000	4649.9	312154.8716	0 %	6	15026083623	50	90	80	70		
>> Plantas hidráulicas											
Num nodo	Tipo	P[MW]	Pmax[MW]	\$/MWh	Vg[Hm3]	Vrp[Hm3]	Nodos padres	Vre[Hm3]	Vv[Hm3]	Ve[Hm3]	Ve_max[Hm3]
1	E	15.4557	100	28445.5058	0.1433	0	-	3.3745	0	56.4471	100
2	E	22.7669	100	23831.3088	0.3732	0.1433	1	0.6337	0	70.8285	100
3	E	7.1369	100	28383.545	0.0306	0	-	3.3677	0	31.4656	100
4	F	14.5801	20	0	3.1887	0.0306	3	3.1581	0	-	-
5	E	7.1868	100	28383.7408	0.031	0	-	3.0036	0	31.7304	100
>> Plantas térmicas											
Num	P[MW]	Pmax[MW]	\$/MWh								
1	1027.6629	1800	188404.8716								
2	1700	1700	220000								
3	182.9622	700	312154.8716								
<p>Pot. Inst [MW]: Potencia instalada disponible para responder a las demandas de energía cada período en caso de existencia de recursos hídricos, combustibles (limitados para el caso), solares o eólicos, en MW. - Costo despacho [\$]: Valor monetario que representa el costo final del despacho incluyendo todas las plantas del parque de generación. - Esc. H: Escenario hidrológico. - Esc. C: Escenario costo de combustibles fósiles. - Esc. S: Escenario clima solar. - Esc. E: Escenario clima eólico. - P [MW]: Potencia planta durante el período en MW. - Pmax[MW]: Potencia máxima de la planta, en MW. - \$/MWh: Costo monetario de cada unidad de MWh que suministró la planta durante el período. - Vg [Hm3]: Volumen de agua utilizada solamente para generación de energía en Hm3. - Vrp [Hm3]: Volumen de agua recibido solamente por otras plantas durante el período en Hm3. - Vre [Hm3]: Volumen agua recibido solamente por estrellas fluviales durante el período en Hm3. - Vv [Hm3]: Volumen de agua vertido o no utilizado para generación de energía en Hm3. Para embalses ese volumen de agua desaparece. Para filos de agua ese volumen circula aguas abajo. - Ve [Hm3]: Volumen de agua que posee el embalse terminando el período en Hm3. - Ve_max[Hm3]: Capacidad máxima de almacenamiento de agua del embalse, en Hm3.</p>											

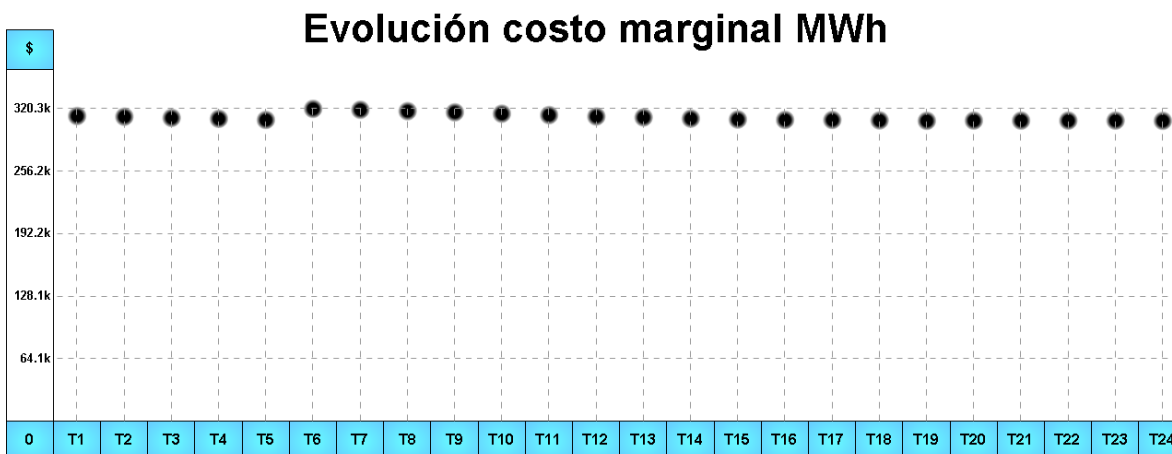
Aquí se puede observar, por ejemplo, la información general de este, en la cual se habla un poco de cuál fue la demanda de ese período, la potencia instalada del sistema,

entre otros datos. Aquí se tiene el ítem %Error simul., el cual nos puede indicar varias cosas: que el usuario desarrolló mal el diseño en la plantilla de Excel, el caso diseñado no es soportado por el software o el caso diseñado soportado tuvo un margen de error básico que sirve para que la computadora no se quede iterando un problema infinitas veces y tenga una solución racional y práctica rápidamente. También se puede observar la información de cómo se comportaron las plantas hidráulicas, sus descargas de agua, la potencia que despacharon, el volumen de los embalses, entre otros. También se puede observar cuál fue el despacho de las plantas térmicas y de las plantas alternativas, y los costos asociados a estas.

Toda esta información puede observada en cualquier momento por el usuario al hacer clic en cualquiera de los puntos negros que representan los valores de las variables en cada período, además, como se mencionó previamente, ser descargados.

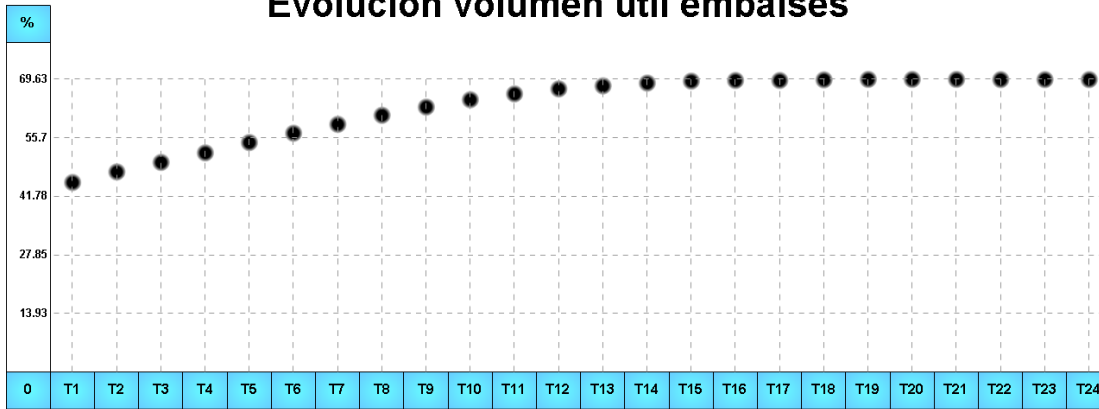
Sin ejecutar cambios en la demanda y los escenarios, se desarrollan las simulaciones para 24 períodos de 24 horas cada uno, donde se obtienen los siguientes resultados:

Período: <input type="text" value="24"/> de <input type="text" value="24"/> horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= <input type="text" value="50"/> C= <input type="text" value="90"/> S= <input type="text" value="80"/> E= <input type="text" value="70"/>	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho



Periodo: 24 de 24 horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= 50 C= 90 S= 80 E= 70	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho

Evolución volumen útil embalses



Periodo: 24 de 24 horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= 50 C= 90 S= 80 E= 70	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho

Evolución potencia demanda



Periodo: 24 de 24 horas c/u	Evolución costo marginal	Evolución volumen útil embalses	Evolución potencia demanda
Escenario actual: H= 50 C= 90 S= 80 E= 70	Evolución costo despachos	Datos técnicos parque de generación	Ejecutar siguiente despacho

Evolución costo despacho



Se pueden observar resultados donde, para un caso donde la demanda tiende a ser constante, el costo marginal tiende a ser estable e incluso a bajar, el volumen de los embalses tiende a aumentar debido a las hidrologías y el costo de los despacho a disminuir debido a que los embalses, que proporcionan energía más barata respecto a la térmica, se están llenando. En la gráfica del costo del despacho, en el eje dependiente, se debe interpretar las letras “M” millones, “kM” miles de millones y “MM” millones de millones.


Si el usuario desea guardar toda esta información, debe hacer clic en Ejecutar siguiente despacho, y luego clic en Obtener datos. Se abrirá la siguiente ventana externa (navegada desde el Google Chrome):

This XML file does not appear to have any style information associated with it. The document tree is shown below.

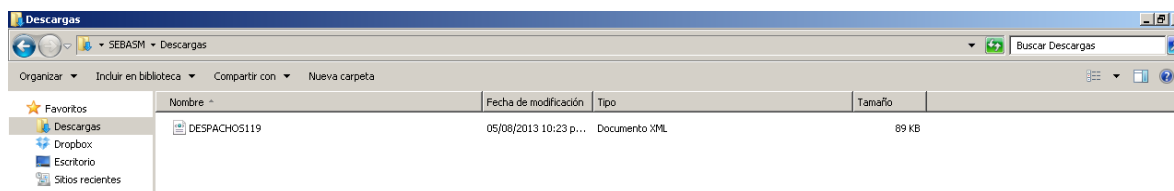
```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8" standalone="no" ?>
<ResultadosDespacho>
  <Despacho0>
    <?>
      <Periodo1</Periodo>
      <numHorasPeriodo>24</numHorasPeriodo>
      <pDemanda>3000</pDemanda>
      <cMarginalMWh>312882.1434</cMarginalMWh>
      <error>0 &lt;/error>
      <iteraciones>6</iteraciones>
      <escH>50</escH>
      <escT>90</escT>
      <escS>80</escS>
      <escE>70</escE>
      <costoDespacho>15073947542</costoDespacho>
    </?>
  </Despacho0>
  <?>
    <?>
      <numHidraulica>1</numHidraulica>
      <tipoHidraulica>E</tipoHidraulica>
      <pDespachadaHidraulica>12.7253</pDespachadaHidraulica>
      <pMaxHidraulica>100</pMaxHidraulica>
      <costoMWhHidraulica>26266.881</costoMWhHidraulica>
      <volumenGeneracion>0.0972</volumenGeneracion>
      <volumenRecibidoPlantas>0</volumenRecibidoPlantas>
      <nodosHidraulicosPadres></nodosHidraulicosPadres>
      <volumenRecibidoNatural>3.313</volumenRecibidoNatural>
      <volumenVertido>0</volumenVertido>
      <volumenActual>53.2159</volumenActual>
      <volumenMaximo>100</volumenMaximo>
    </?>
    <?>
      <numHidraulica>2</numHidraulica>
      <tipoHidraulica>E</tipoHidraulica>
      <pDespachadaHidraulica>20.6678</pDespachadaHidraulica>
      <pMaxHidraulica>100</pMaxHidraulica>
      <costoMWhHidraulica>21994.7933</costoMWhHidraulica>
      <volumenGeneracion>0.3076</volumenGeneracion>
      <volumenRecibidoPlantas>0.0972</volumenRecibidoPlantas>
      <nodosHidraulicosPadres>1</nodosHidraulicosPadres>
      <volumenRecibidoNatural>0.6351</volumenRecibidoNatural>
      <volumenVertido>0</volumenVertido>
      <volumenActual>70.4247</volumenActual>
      <volumenMaximo>100</volumenMaximo>
    </?>
    <?>
      <numHidraulica>3</numHidraulica>
      <tipoHidraulica>E</tipoHidraulica>
      <pDespachadaHidraulica>6.0516</pDespachadaHidraulica>
      <pMaxHidraulica>100</pMaxHidraulica>
      <costoMWhHidraulica>26230.1507</costoMWhHidraulica>
      <volumenGeneracion>0.022</volumenGeneracion>
      <volumenRecibidoPlantas>0</volumenRecibidoPlantas>
      <nodosHidraulicosPadres></nodosHidraulicosPadres>
      <volumenRecibidoNatural>3.1504</volumenRecibidoNatural>
    </?>
  </?>
</?>

```

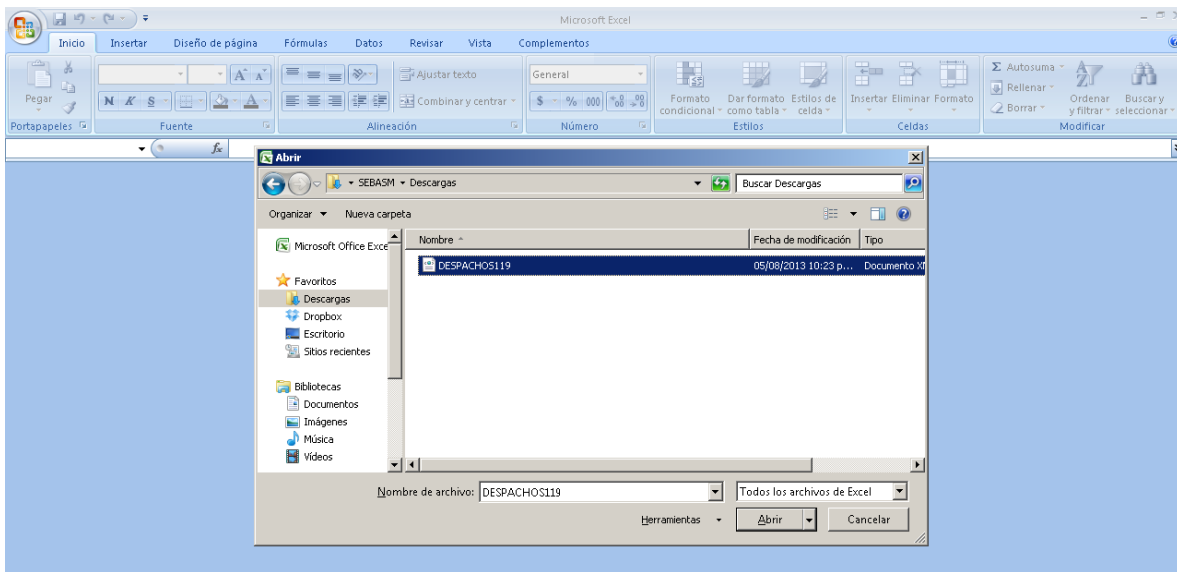


El usuario debe hacer clic derecho y luego clic en Guardar como, y salvar este documento:

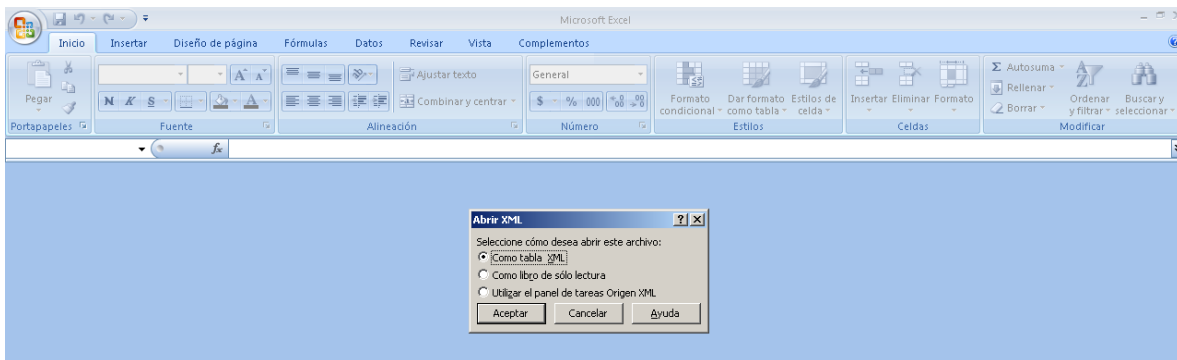


Nombre	Fecha de modificación	Tipo	Tamaño
DESPACHOS119	05/08/2013 10:23 p.m.	Documento XML	89 KB

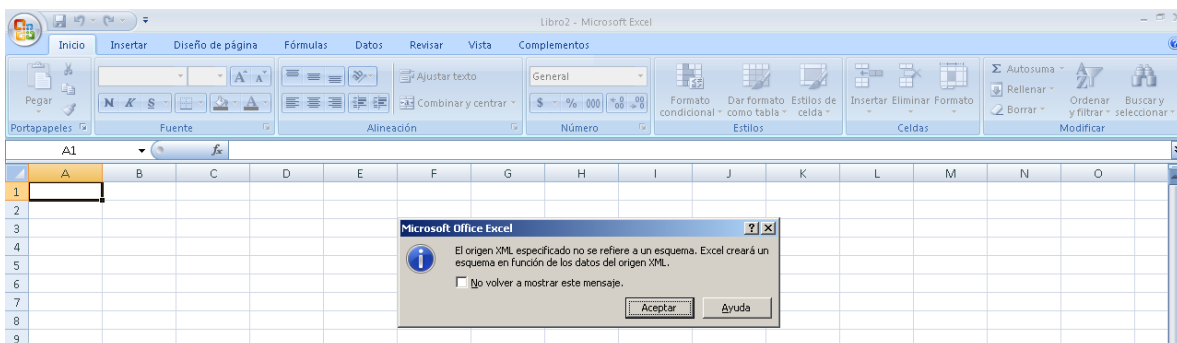
Luego se debe abrir Excel, clic en el Botón de Office, Abrir, seleccionar el archivo y clic en Abrir:



Luego aparece la ventana Abrir XML, clic en Aceptar:



Luego aparece la ventana Microsoft Office Excel, clic de nuevo en Aceptar:



Finalmente aparece en la hoja de Excel los resultados de las simulaciones, en los cuales el usuario puede explorar desplazándose horizontal y verticalmente en la hoja y encontrar la información necesaria del caso:

Periodo	numHorasPeriodo	pDemanda	cMarginalMWh	error	iteraciones	esctH	esct	escs	esce	costoDespacho	numHidraulica	tipotHidraulica	pDespachadaHidraulica
1	1	24	3000	312882,1434	0 %	6	50	90	80	70	15073947542	1 E	12,7
2	1	24	3000	312882,1434	0 %	6	50	90	80	70	15073947542	2 E	20,6
3	1	24	3000	312882,1434	0 %	6	50	90	80	70	15073947542	3 E	6,0
4	1	24	3000	312882,1434	0 %	6	50	90	80	70	15073947542	4 F	14,1
5	1	24	3000	312882,1434	0 %	6	50	90	80	70	15073947542	5 E	6,1

Dudas, comentarios e inquietudes al respecto, se pueden comunicar con Sebastián Morales Gómez, al correo electrónico smorales@colombiaelectrica.com.

ANEXO # 4

CÓDIGO FUENTE HERRAMIENTA # 1

La herramienta informática # 1 ejecutó sus algoritmos en el lenguaje PHP, el cual es muy práctico para gestionar información que se encuentra guardada en documentos de texto u hojas de cálculo. Este procedimiento está dividido en dos secciones: sección del código MAIN y la sección donde está el código asociado a las CLASES diseñadas. Los códigos asociados al desarrollo de la interfaz gráfica no son muy útiles para el caso ya que no ofrecen contenidos relacionados a la solución del problema. El archivo reader.php contiene códigos que son útiles para interpretar Libros de Excel 97 – 2003, este no será mostrado ya que no ofrece información útil relacionada con el algoritmo.

Main (DECyMAR.php)

```
<?PHP
for($i = 0; $i <= 999; $i++){
    $fichero = "xmlDatos/"."DEC".$i.".xml";
    if (file_exists($fichero)) {        unlink($fichero);        }
}

require_once 'clases.php';
require_once 'phpExcelReader/reader.php';

set_time_limit(0);
$dataDemExcel = new Spreadsheet_Excel_Reader();
$dataOfeExcel = new Spreadsheet_Excel_Reader();
////////////////////////////////////
$dir = new Director();
$dir->getFilesDestiny($_FILES);
$dir->getDem($dataDemExcel->getArrayR2($dir->destinoDemXLS));
$dir->getOfe($dataOfeExcel->getArrayR2($dir->destinoOfeXLS));
$dir->getDec();
$dir->crearSalidaXML();
$dir->unlinkFiles();
?>

<!DOCTYPE html PUBLIC "-//W3C//DTD XHTML 1.0 Strict//EN"
"http://www.w3.org/TR/xhtml1/DTD/xhtml1-strict.dtd">
<html xmlns="http://www.w3.org/1999/xhtml" lang="es" xml:lang="es">
    <head>
        <title>En Ejecución Herramienta # 1 Despacho Económico</title>
        <meta http-equiv="Content-Type" content="text/html; charset=utf-8" />
        <style type="text/css" media="screen">
```

```

html, body { height:100%; background-color: #ffffff;}
body { margin:0; padding:0; overflow:hidden; }
#flashContent { width:100%; height:100%; }
</style>
</head>
<body>
  <div id="flashContent">
    <object classid="clsid:d27cdb6e-ae6d-11cf-96b8-444553540000"
width="100%" height="100%" id="DECyMAR" align="middle">
      <param name="movie" value="DECyMAR.swf" />
      <param name="quality" value="high" />
      <param name="bgcolor" value="#ffffff" />
      <param name="play" value="true" />
      <param name="loop" value="true" />
      <param name="wmode" value="window" />
      <param name="scale" value="showall" />
      <param name="menu" value="true" />
      <param name="devicefont" value="false" />
      <param name="salign" value="" />
      <param name="allowScriptAccess" value="sameDomain" />
      <!--[if !IE]>-->
      <object type="application/x-shockwave-flash"
data="DECyMAR.swf" width="100%" height="100%" FlashVars="xmlID=<?php print($dir->xmlID);
?>&xmlICM=<?php print($dir->xmlICM); ?>&xmlIOFE=<?php print($dir->xmlIOFE); ?>">
        <param name="movie" value="DECyMAR.swf" />
        <param name="quality" value="high" />
        <param name="bgcolor" value="#ffffff" />
        <param name="play" value="true" />
        <param name="loop" value="true" />
        <param name="wmode" value="window" />
        <param name="scale" value="showall" />
        <param name="menu" value="true" />
        <param name="devicefont" value="false" />
        <param name="salign" value="" />
        <param name="allowScriptAccess" value="sameDomain"
/>
      </object>
      <!--<![endif]>-->
      <a href="http://www.adobe.com/go/getflash">
        
        </a>
      <!--[if !IE]>-->
      </object>
      <!--<![endif]>-->
    </object>
  </div>
</body>

```

</html>

Clases (classes.php)

<?php

```
class Director
{
    // Declaración de las propiedades

    public $Dem = array(); // Demanda periodos. R2: (fila, periodos). Nota: fila = 0
    public $DemDes = array(); // Demanda despachada en cada período. R1
    public $DemDesError = array(); // Valor porcentual que compara la presición de $DemDes
    versus $Dem. R1

    public $n = array();// Nombre planta. R2: (periodo,nombre planta)
    public $Do = array();// Disponibilidad MWh. R2: (periodo, disponibilidad planta)
    public $Po = array();// Precio. R2: (periodo, precio planta)
    public $m = array();// Pendiente curva rectilínea. R2: (periodo, pendiente)
    public $des = array();// Booleano indica si planta se despachó por restricción de máxima o
    cero energía. R2: (periodo,bool)

    public $D = array(); // Energía despachada. R2.
    public $P = array(); // Costo por MWh de energía despachada. R2.

    public $cM = array(); // Costo marginal de cada periodo. R1.

    public $xmlDem = string;
    public $xmlD = string;
    public $xmlCM = string;
    public $xmlOFE = string;

    public $destinoOfeXLS = string;
    public $destinoDemXLS = string;

    // Declaración de métodos
    function getDem($arrayR2){
        $this->Dem = $arrayR2;
        //echo $arrayR2[0][0];
        $xmlDem = "<NombrePlanta>". "Demanda teórica [MWh]". "</NombrePlanta>";
        $demTotal = sizeof($this->Dem)-1;
        for($i=1;$i<sizeof($this->Dem[$demTotal]);$i++) {
            $xmlDem .= "<T$i>". $this->Dem[$demTotal][$i]. "</T$i>";
        }
        $this->xmlDem = $xmlDem;
    }
}
```

```

function getOfe($arrayR2){

    $a=$arrayR2;
    for($T=1;$T<=24;$T++){
        $j=0;
        for($i=0;$i<sizeof($a);$i+=2){
            $this->n[$T][$j] = $a[$i][0];
            $this->Do[$T][$j] = $a[$i][$T+1];
            $this->Po[$T][$j] = $a[$i+1][$T+1];
            $this->des[$T][$j] = false;
            $j++;
        }
    }

    //echo $this->n[1][2];
    //echo $a[0][0];
    //for($i=0;$i<sizeof($this->n[1]);$i++) echo $this->Po[1][$i].", ";
    //echo $this->Do[1][1]+$this->Do[1][1];

    $xmIOFE = "";
    for($i=0;$i<sizeof($a); $i++){
        $xmIOFE .= "<planta>";
        $xmIOFE .= "<NombrePlanta>".$a[$i][0]."</NombrePlanta>";
        $xmIOFE .= "<TipoDato>".$a[$i][1]."</TipoDato>";
        for($T=1;$T<=24; $T++){
            $xmIOFE .= "<T$T>".$a[$i][$T+1]."</T$T>";
        }
        $xmIOFE .= "</planta>";
    }
    $this->xmIOFE = $xmIOFE;
    //echo $xmIOFE;

}

function getDec(){
    $demTotal = sizeof($this->Dem)-1;
    for($T=1;$T<=24;$T++){

        $Dem1=$this->Dem[$demTotal][$T];

        for($i=0;$i<sizeof($this->n[$T]); $i++){
            if($this->Do[$T][$i]==0 and $this->Po[$T][$i]==0){
                $this->des[$T][$i]=true;
                $this->D[$T][$i]=$this->Do[$T][$i]*1;
                $this->P[$T][$i]=$this->Po[$T][$i]*1;
            }else if($this->Do[$T][$i]!=0 and $this->Po[$T][$i]==0){

```

```

        $this->D[$T][$i]=$this->Do[$T][$i]*1;
        $this->P[$T][$i]=0;
        $Dem1-=$this->D[$T][$i];
        $this->des[$T][$i]=true;
    }else if($this->Do[$T][$i]==0 and $this->Po[$T][$i]!=0){
        $this->D[$T][$i]=0;
        $this->P[$T][$i]=0;
        $this->des[$T][$i]=true;
    }else{
        $this->m[$T][$i]=$this->fM($this->Po[$T][$i],$this-
>Do[$T][$i]);
    }
}

$k=0;
while($k!=50){
    //echo "k = $k <br>";
    $sum_m=0;
    for($i=0;$i<sizeof($this->n[$T]); $i++){
        if($this->des[$T][$i]==false){
            $sum_m += 1/$this->m[$T][$i];
        }
    }

    if($sum_m==0) break;
    $lambda=$this->fL($Dem1,$sum_m);
    $cont=0;
    for($i=0;$i<sizeof($this->n[$T]); $i++){
        if($this->des[$T][$i]==false){
            $this->D[$T][$i]=$this->fD($lambda,$this-
>m[$T][$i]);

            if($this->D[$T][$i] > $this->Do[$T][$i]){
                $this->D[$T][$i] = $this->Do[$T][$i];
                $this->P[$T][$i] = $this->fP($this-
>m[$T][$i],$this->D[$T][$i]);

                $Dem1-=$this->D[$T][$i];
                $this->des[$T][$i]=true;
            }else if($this->D[$T][$i] < 1){
                $this->D[$T][$i] = 0;
                $this->P[$T][$i] = 0;
                $this->des[$T][$i]=true;
            }else{
                $this->P[$T][$i] = $this->fP($this-
>m[$T][$i],$this->D[$T][$i]);

                $cont++;
            }
        }else{
            $cont++;
        }
    }
}

```

```

        }
    }
    if($cont==sizeof($this->n[$T])){
        break;
    }else{
        $k++;
    }
}

$this->DemDes[$T]=0;
for($i=0;$i<sizeof($this->n[$T]); $i++){
    $this->DemDes[$T]+=$this->D[$T][$i];
}
$this->DemDesError[$T] = ($this->Dem[$demTotal][$T]-$this-
>DemDes[$T])/($this->Dem[$demTotal][$T]);

    $P_copy = $this->P[$T];
    rsort($P_copy);
    $this->cM[$T] = $P_copy[0]/2;

}
}

function crearSalidaXML(){
    /*$xmlID = "<?xml version=\"1.0\" encoding=\"ISO-8859-1\" ?>";*/
    $demTotal = sizeof($this->Dem)-1;
    $xmlID = "";
    for($i=0;$p<sizeof($this->n[1]); $i++){
        $p=$i+1;
        $xmlID .= "<planta>";
        $xmlID .= "<NombrePlanta>".$this->n[1][$i]."</NombrePlanta>";

        for($T=1;$T<=24; $T++){
            $xmlID .= "<T$T>".$this->D[$T][$i]."</T$T>";

        }

        $xmlID .= "</planta>";
    }

    $error = array();

    $xmlID .= "<planta>";
    $xmlID .= "<NombrePlanta>". "Demanda experimental
[MWh]". "</NombrePlanta>";
    for($T=1;$T<=24; $T++){
        $cont=0;
        for($i=0;$i<sizeof($this->n[1]); $i++){

```

```

        $cont+=$this->D[$T][$i];
    }
    //$error[$T] = round(($this->Dem[$demTotal][$T]-$cont)/$this-
>Dem[$demTotal][$T]*100)."%";
    $error[$T] = round(($this->Dem[$demTotal][$T]-$cont)/$this-
>Dem[$demTotal][$T]*100);

    $xmlID .= "<T$T>".$cont."</T$T>";
}
//echo $cont;
//echo $this->Dem[$demTotal][1];
//echo ($this->Dem[$demTotal][1]-$cont);
//echo $this->Dem[$demTotal][1];

$xmlID .= "</planta>";

$xmlID .= "<planta>";
$xmlID .= $this->xmlDem;
$xmlID .= "</planta>";

$xmlID .= "<planta>";
$xmlID .= "<NombrePlanta>". "Error porcentual". "</NombrePlanta>";
for($T=1;$T<=24; $T++){
    $xmlID .= "<T$T>".$error[$T]."</T$T>";
}
$xmlID .= "</planta>";

//echo $this->xmlID;

/*
$fp=fopen("DEC.xml","w");
fwrite($fp,$xmlID);
fclose($fp);
*/

////////////////////////////////////

/*$xmlICM = "<?xml version=\"1.0\" encoding=\"ISO-8859-1\" ?>";*/
$xmlICM = "<NombrePlanta>". "Costo marginal $/MWh". "</NombrePlanta>";

for($T=1;$T<=24; $T++){
    $xmlICM .= "<T$T>".$this->cM[$T]."</T$T>";
}

$this->xmlICM = $xmlICM;

$xmlID .= "<planta>";

```

```

$xmlID .= $this->xmlCM;
$xmlID .= "</planta>";

$this->xmlID = $xmlID;

/*
$fp=fopen("MAR.xml","w");
fwrite($fp,$xmlCM);
fclose($fp);
*/

////////////////////////////////////

}

function mostrarDEC(){
    for($T=1;$T<=24;$T++){
        echo $this->DemDes[$T]." MWh -> ".$this->cM[$T]." $/MWh<br>";
    }
}

function fM($p_Po,$p_Do){
    return $p_Po/$p_Do; // Cruce eje y = PAPo; Punto = (Do , Po + PAPo)
}

function fL($p_Dem,$p_sum1){
    return $p_Dem/$p_sum1;
}

function fD($p_lambda,$p_m){
    return $p_lambda/$p_m;
}

function fP($p_m, $p_D){
    return $p_m*$p_D;
}

function getFilesDestiny($_FILES){
    $nombre = $_FILES["ofe"]["name"];
    $this->destinoOfeXLS = "xlsFiles/".rand(1000,9999).$nombre;
    if (copy($_FILES["ofe"]["tmp_name'],$this->destinoOfeXLS)){

        $nombre = $_FILES["dem"]["name"];
        $this->destinoDemXLS = "xlsFiles/".rand(1000,9999).$nombre;
        if (copy($_FILES["dem"]["tmp_name'],$this->destinoDemXLS)){

        }
    }
}

function unlinkFiles(){
    unlink($this->destinoOfeXLS);
}

```

```
        unlink($this->destinoDemXLS);
    }
}
?>
```


ANEXO # 5

CÓDIGO FUENTE HERRAMIENTA # 2

La herramienta informática # 2 ejecutó sus algoritmos en el lenguaje ActionScript 2.0, ya que este aplicativo solicitaba constantemente reevaluar los algoritmos y guardar los resultados a medida que se iba ejecutando el programa. Por tanto, fue más práctico desarrollar todo desde el mismo software que desarrolla la interfaz gráfica. Este procedimiento está dividido en varias secciones: sección del código MAIN, sección de la clase Director, sección de la clase Nodo, sección de la clase Térmica y sección de la clase Alternativa. Los códigos asociados al desarrollo de la interfaz gráfica no son muy útiles para el caso ya que no ofrecen contenidos relacionados a la solución del problema.

Main (pruebaClases1 fla)

```
var xmlInfoParque:XML = new XML(_root.xmlString);
var N:Array = new Array(); // Arreglo de Objetos de la clase Nodo
var T:Array = new Array(); // Arreglo de objetos de la clase Termica
var A:Alternativa = new Alternativa(); // solar, eolica
var N2:Array = new Array(); // Arreglo de Objetos de la clase Nodo
var T2:Array = new Array(); // Arreglo de objetos de la clase Termica

function uploadInfoParque():Void{
    nPer = Number(xmlInfoParque.childNodes[7].firstChild.nodeValue); // Numero de horas
    por periodo
    var Pins:Number = 0;
    var cTotales:Number = 0;

    for(var i:Number = 0; i < xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes.length; i++){
        var num:Number =
        Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[0].firstChild.nodeValue)-1;
        var nodoHijo:Number =
        Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[5].firstChild.nodeValue)-1;
        if(isNaN(nodoHijo)) nodoHijo = undefined;
        var CPEF:Number =
        Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[4].firstChild.nodeValue);
        var RDE:Number =
        Number(xmlInfoParque.childNodes[4].childNodes[0].firstChild.nodeValue)/100;
        N[num] = new Nodo(num,nodoHijo,CPEF,RDE);
        N2[num] = new Nodo(num,nodoHijo,CPEF,RDE);

        switch(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[1].firstChild.nodeValue){
            case "E":
```

```

        var vAct:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[7].firstChild.nodeValue);
        var vMax:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[6].firstChild.nodeValue);
        var Cmax:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[9].firstChild.nodeValue); //
[$/MWh]
        var Cmin:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[8].firstChild.nodeValue); //
[$/MWh]
        var pMin:Number = 0;
        var Pmax:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[2].firstChild.nodeValue);
        var qPmin:Number = 0;
        var qPmax:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[3].firstChild.nodeValue);

        N[num].ponerEmbalse(vAct,vMax,Cmax,Cmin,pMin,Pmax,qPmin,qPmax);

        N2[num].ponerEmbalse(vAct,vMax,Cmax,Cmin,pMin,Pmax,qPmin,qPmax);
        cTotales += Cmax;
        break;

        case "F":
            var pMin:Number = 0;
            var Pmax:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[2].firstChild.nodeValue);
            var qPmin:Number = 0;
            var qPmax:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[0].childNodes[i].childNodes[3].firstChild.nodeValue);
            N[num].ponerFiloDeAgua(pMin,Pmax,qPmin,qPmax);
            N2[num].ponerFiloDeAgua(pMin,Pmax,qPmin,qPmax);
            break;
    }
    Pins += Pmax;
}

A.potenciaSolar =
Number(xmlInfoParque.childNodes[2].childNodes[0].firstChild.nodeValue);
A.potenciaEolica =
Number(xmlInfoParque.childNodes[2].childNodes[1].firstChild.nodeValue);
A.rangoEscenarioSolar =
Number(xmlInfoParque.childNodes[4].childNodes[2].firstChild.nodeValue)/100;
A.rangoEscenarioEolico =
Number(xmlInfoParque.childNodes[4].childNodes[3].firstChild.nodeValue)/100;

Pins += A.potenciaSolar + A.potenciaEolica;

```

```

        for(var i:Number = 0; i < xmlInfoParque.childNodes[1].childNodes.length; i++){
            var num:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[1].childNodes[i].childNodes[0].firstChild.nodeValue)-1;
            var cPmin:Number = 0;
            var Pmin:Number = 0;
            var cPmax:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[1].childNodes[i].childNodes[2].firstChild.nodeValue);
            var Pmax:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[1].childNodes[i].childNodes[1].firstChild.nodeValue);
            var Concavidad:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[1].childNodes[i].childNodes[3].firstChild.nodeValue);
            var RDE:Number =
Number(xmlInfoParque.childNodes[4].childNodes[1].firstChild.nodeValue)/100;
            T[num] = new Termica(num,cPmin,Pmin,cPmax,Pmax,Concavidad,RDE);
            T2[num] = new Termica(num,cPmin,Pmin,cPmax,Pmax,Concavidad,RDE);
            Pins += Pmax;
            cTotales += cPmax;
        }

cTotales=100*cTotales;

var nTerRac:Number = Number(xmlInfoParque.childNodes[1].childNodes.length);

T[nTerRac] = new Termica(nTerRac,0,0,cTotales,Pins,0.1,0);    // PLANTA PARA CASO DE
RACIONAMIENTO
T2[nTerRac] = new Termica(nTerRac,0,0,cTotales,Pins,0.1,0);    // PLANTA PARA CASO DE
RACIONAMIENTO

Dir[0] = new Director();
Dir[0].escenarios =
Array(Number(xmlInfoParque.childNodes[3].childNodes[0].firstChild.nodeValue)/100,

Number(xmlInfoParque.childNodes[3].childNodes[1].firstChild.nodeValue)/100,

Number(xmlInfoParque.childNodes[3].childNodes[2].firstChild.nodeValue)/100,

Number(xmlInfoParque.childNodes[3].childNodes[3].firstChild.nodeValue)/100); // agua,
combustible, solar, viento
Dir[0].nivelProteccionHidrica =
Number(xmlInfoParque.childNodes[5].firstChild.nodeValue)/100;
Dir[0].pDemanda = Number(xmlInfoParque.childNodes[6].firstChild.nodeValue);
Dir[0].getTodosNodosPadresYNodosArriba(N);

Dir2[0] = new Director();
Dir2[0].escenarios =
Array(Number(xmlInfoParque.childNodes[3].childNodes[0].firstChild.nodeValue)/100,

```

```

Number(xmlInfoParque.childNodes[3].childNodes[1].firstChild.nodeValue)/100,

Number(xmlInfoParque.childNodes[3].childNodes[2].firstChild.nodeValue)/100,

Number(xmlInfoParque.childNodes[3].childNodes[3].firstChild.nodeValue)/100); // agua,
combustible, solar, viento
    Dir2[0].nivelProteccionHidrica =
Number(xmlInfoParque.childNodes[5].firstChild.nodeValue)/100;
    Dir2[0].pDemanda = Number(xmlInfoParque.childNodes[6].firstChild.nodeValue);
    Dir2[0].getTodosNodosPadresYNodosArriba(N2);

}

////////////////////////////////////
var Dir:Array = new Array(); // Objeto que se encarga de ejecutar funciones que involucran varios
objetos
var Dir2:Array = new Array(); // Objeto que se encarga de ejecutar funciones que involucran varios
objetos

var nPer:Number = new Number();
var myObj:Director = new Director();
var hTotal:Number = Stage.height;
var wTotal:Number = Stage.width;
var hNavegacion:Number = hTotal/6;
var hLeyenda:Number = hTotal/4;

uploadInfoParque();

var i:Number = 0;
var btnSelected:Number = new Number();
graficarInfo();

function graficarInfo():Void{

    trace("");
    trace("XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX");
    trace("XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX");
    trace("PERIODO "+(i+1));
    trace("XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX");
    trace("XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX");
    trace("");

    var nTerRac:Number = Number(xmlInfoParque.childNodes[1].childNodes.length);

```

```

var demanda:Number = Dir[i].pDemanda;
T[nTerRac].pMax = demanda; // PLANTA PARA CASO DE RACIONAMIENTO
T2[nTerRac].pMax = demanda; // PLANTA PARA CASO DE RACIONAMIENTO

myTrace.text = T[nTerRac].pMax;

Dir2[i].Per = i;
Dir2[i].nPer = nPer;

if(N2.length > 1){
    while(true){
        Dir2[i].ejecutarDespachoB(N2,T2,A);
        if ( T2[ T2.length - 1 ].pDespachada > 0) {
            Dir2[i].pDemanda -= T2[ T2.length - 1 ].pDespachada;
            Dir2[i].resetDespacho(N2,T2);
        }else{
            break;
        }
    }
}else{
    Dir2[i].costoDespachoTotal = 0;
}

Dir2[i].obtenerCostosMWh(N2,T2);
Dir2[i].traceResultados();
Dir2[i].resetDespacho(N2,T2);
Dir2[i].guardarInfoXML();

Dir[i].Per = i;
Dir[i].nPer = nPer;

while(true){
    Dir[i].ejecutarDespachoA(N,T,A);
    if ( T[ T.length - 1 ].pDespachada > 0) {
        Dir[i].pDemanda -= T[ T.length - 1 ].pDespachada;
        Dir[i].resetDespacho(N,T);
    }else{
        break;
    }
}

Dir[i].obtenerCostosMWh(N,T);
Dir[i].traceResultados();
Dir[i].resetDespacho(N,T);
Dir[i].guardarInfoXML();

```

```

if( Dir2[i].costoDespachoTotal < Dir[i].costoDespachoTotal and Dir2[i].costoDespachoTotal
!= 0){
    Dir[i] = Dir2[i];
    for (var j:Number = 0; j < N.length; j++) N[j].vAct = N2[j].vAct;
}else{
    Dir2[i] = Dir[i];
    for (var j:Number = 0; j < N.length; j++) N2[j].vAct = N[j].vAct;
}

    attachMovie("2", "nav", 0, {_x:0, _y:0, hNavegacion:hNavegacion, pAct:i+1, nPer:nPer,
Hi:Dir[i].escenarios[0]*100, C:Dir[i].escenarios[1]*100, S:Dir[i].escenarios[2]*100,
E:Dir[i].escenarios[3]*100, Demanda:Dir[i].pDemanda, w:wTotal, h:hTotal-hNavegacion,
nivelProteccionHidrica:Dir[i].nivelProteccionHidrica*100, _visible:true});
    btnSelected = 1;

    var array:Array = new Array();
    for(var j:Number=0; j<=i; j++) array[j]=Dir[j].cMarginalMWh;
    attachMovie("1", "g1", 1, {_x:0, _y:hNavegacion, array:array, titulo:"Evolución costo
marginal MWh", unidad:"$", w:wTotal, h:hTotal-hNavegacion, _visible:true});

    var array:Array = new Array();
    for(var j:Number=0; j<=i; j++) array[j]=Dir[j].roundNumber(Dir[j].V_util/Dir[j].V_max*100);
    attachMovie("1", "g2", 2, {_x:0, _y:hNavegacion, array:array, titulo:"Evolución volumen
útil embalses", unidad:"%", w:wTotal, h:hTotal-hNavegacion, _visible:false});

    var array:Array = new Array();
    for(var j:Number=0; j<=i; j++) array[j]=Dir[j].pDemanda;
    attachMovie("1", "g3", 3, {_x:0, _y:hNavegacion, array:array, titulo:"Evolución potencia
demanda", unidad:"MW", w:wTotal, h:hTotal-hNavegacion, _visible:false});

    var array:Array = new Array();
    for(var j:Number=0; j<=i; j++) array[j]=Dir[j].costoDespachoTotal;
    attachMovie("1", "g4", 4, {_x:0, _y:hNavegacion, array:array, titulo:"Evolución costo
despacho", unidad:"$", w:wTotal, h:hTotal-hNavegacion, _visible:false});

    attachMovie("ScrollPane", "g5", 20, {_x:0, _y:hNavegacion, _width:wTotal, _height:hTotal-
hNavegacion-hLeyenda, _visible:false});
    g5.contentPath="3.6";
    attachMovie("3.5", "g6", 21, {_x:0, _y:hTotal-hLeyenda, w:wTotal, h:hLeyenda, code:2,
_visible:false});

    i++;
}

```

Clase Director (Director.as)

```
class Director {  
  
    var xmlInfoDespacho:XML;  
  
    var Per:Number; // Número de período  
  
    var nPer:Number; // Número de horas por cada periodo  
  
    var E:Number = 0.1;//margen error, debe ser variable global  
  
    var escenarios:Array = new Array(); // [agua, combustible, sol, viento]  
  
    var pDemanda:Number;// Demanda periodo  
    var cPromedioMWh:Number; // Costo MWh periodo  
    var cMarginalMWh:Number; // Costo Marginal MWh periodo  
  
    var N:Array = new Array();  
    var T:Array = new Array();  
    var A:Object = new Object();  
  
    var Pe:Number = new Number();  
    var Pe_ins:Number = new Number();  
    var Pf:Number = new Number();  
    var Pf_ins:Number = new Number();  
    var Pt:Number = new Number();  
    var Pt_ins:Number = new Number();  
    var Ps:Number = new Number();  
    var Ps_ins:Number = new Number();  
    var Pv:Number = new Number();  
    var Pv_ins:Number = new Number();  
    var Pr:Number = new Number();  
  
    var P_ins:Number;  
  
    var P_ins_N_T:Number;  
  
    var nivelProteccionHidrica:Number; // entre 0 y 1, 0 menor 1 mayor proteccion .... Eliminar  
  
    var costoDespachoTotal:Number;  
  
    var V_util:Number = new Number();  
    var V_max:Number = new Number();  
  
    var error:Number;  
    var iteraciones:Number = 0;
```

```
var k_iteraciones: Number; // Indica el numero de iteraciones que realizo la maquina para resolver el despacho del periodo
```

```
function Director() {} // Constructor objeto
```

```
function get_P_ins_N_T(N:Array, T:Array):Void {  
    this.P_ins_N_T = 0;  
    var i: Number = new Number();  
    for (i = 0; i < N.length; i++) this.P_ins_N_T += N[i].pMax;  
    for (i = 0; i < T.length-1; i++) this.P_ins_N_T += T[i].pMax;  
}
```

```
function getTodosNodosPadresYNodosArriba(N:Array):Void{  
    getTodosNodosPadres(N);  
    getTodosNodosArriba(N);  
}
```

```
function getTodosNodosPadres(N:Array):Void{  
    var i: Number = new Number();  
    var j: Number = new Number();  
  
    for(i=0; i<N.length; i++){  
        var nNodoHijo: Number = N[i].nNodoHijo;  
  
        if (N[nNodoHijo].aNodosPadres.length == 0) {  
            N[nNodoHijo].aNodosPadres[0] = i;  
        }else {  
            var lengthArray: Number = N[nNodoHijo].aNodosPadres.length;  
            N[nNodoHijo].aNodosPadres[lengthArray] = i;  
        }  
    }  
    var contEmbalses: Number = 0;  
    for (i = 0; i < N.length; i++) {  
        for (j = 0; j < N[i].aNodosPadres.length; j++) {  
            if ( N[ N[i].aNodosPadres[j] ].tipoNodo == "E" ) {  
                N[i].aNodosPadresEmbalses[ contEmbalses ] =  
N[i].aNodosPadres[j];  
                contEmbalses++;  
            }  
        }  
        contEmbalses = 0;  
    }  
    for (i = 0; i < N.length; i++) {  
        N[i].nodosArriba = N[i].aNodosPadres;  
    }  
}
```

```

}

function getTodosNodosArriba(N:Array):Void{
    var i:Number = new Number();
    for(i=0; i<N.length; i++){
        if (N[i].aNodosPadres.length == 0) {
            N[i].nArribaCalculados = true;
        }
    }

    var j:Number = new Number();
    var nPadre:Number = new Number();
    var cont1:Number = new Number();
    var cont2:Number = new Number();

    while (true) {
        for (i = 0; i < N.length; i++) {
            cont1 = 0;
            if (N[i].nArribaCalculados == false) {

                for (j = 0; j < N[i].aNodosPadres.length; j++) {

                    nPadre = N[i].aNodosPadres[j];

                    if (N[nPadre].nArribaCalculados == true) {
                        cont1++;
                    }else {
                        break;
                    }
                }

                if (cont1 == N[i].aNodosPadres.length) {

                    for (j = 0; j < N[i].aNodosPadres.length; j++) {
                        N[i].nodosArriba =
N[i].nodosArriba.concat(N[ N[i].aNodosPadres[j] ].nodosArriba);
                    }

                    N[i].nArribaCalculados = true;

                }
            }
        }

        cont2 = 0;
        for (i = 0; i < N.length; i++) {
            if (N[i].nArribaCalculados == true) cont2++;

```

```

    }
    if (cont2 == N.length) {
        break;
    }
}
}

```

```

function getCC(N:Array):Number { // obtener costos de continuación
    var cc:Number = new Number(); // costo de continuación a partir de todos los
embalses
    var sum_cci:Number = 0; // sumatoria de costos de continuación de cada embalse

    for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        if (N[i].plantaDespachada == true) continue;
        if (N[i].tipoNodo == "E") {
            sum_cci += N[i].curvaCostoVolumen( N[i].vAct );
        }
    }

    cc = sum_cci / this.getNE(N);

    return cc;
}

```

```

function getNE(N:Array):Number { // obtener número de embalses
    var NE:Number = 0;
    for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        if (N[i].plantaDespachada == true) continue;
        if (N[i].tipoNodo == "E") NE++;
    }
    return NE;
}

```

```

function getTotalNE(N:Array):Number { // obtener número de embalses
    var NE:Number = 0;
    for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        if (N[i].tipoNodo == "E") NE++;
    }
    return NE;
}

```

```

function getTotalNF(N:Array):Number { // obtener número de embalses
    var NF:Number = 0;
    for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        if (N[i].tipoNodo == "F") NF++;
    }
}

```

```

        return NF;
    }

    function getLambda(N:Array, T:Array, Demanda:Number):Number { // obtener lambda,
para este caso solo de plantas hidráulicas
        var lambda:Number = new Number();

        var sum_bqi_div_aqi:Number = 0;
        var sum_1_div_aqi:Number = 0;

        var sum_bti_div_ati:Number = 0;
        var sum_1_div_ati:Number = 0;

        for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
            if (N[i].plantaDespachada == true) continue;
            if (N[i].tipoNodo == "E") {

                if (isNaN(N[i].nNodoHijo) == true)
                    var q_par_array:Array =
N[i].parametros_q_temporales(this.escenarios[0], 0);
                else
                    var q_par_array:Array =
N[i].parametros_q_temporales(this.escenarios[0], N[ N[i].nNodoHijo ].pMax / N[i].pMax);

                sum_bqi_div_aqi += q_par_array[1] / q_par_array[0];
                sum_1_div_aqi += 1 / q_par_array[0];
            }
        }

        var t_par_array:Array = new Array();

        for ( var i:Number = 0; i < T.length; i++) {
            if (T[i].plantaDespachada == true) continue;
            t_par_array = T[i].parametros_t_temporales(this.escenarios[1]);
            sum_bti_div_ati += t_par_array[1] / t_par_array[0];
            sum_1_div_ati += 1 / t_par_array[0];
        }

        if (this.getNE(N) == 0) {
            lambda = (2 * Demanda + sum_bti_div_ati) / (sum_1_div_ati);
        }else {
            lambda = (2 * Demanda + sum_bqi_div_aqi + sum_bti_div_ati) /
(sum_1_div_aqi / this.getCC(N) +sum_1_div_ati);
        }

        return lambda;
    }
}

```

```

function ejecutarDespachoA(N:Array, T:Array, A:Object):Void {
    this.guardarV1(N); // Guarda en el vector V1 los volumenes de los embalses
    iniciado el periodo
    this.despacharCaudalEstrellasFluviales(N);
    this.guardarV2(N); // Guarda en el vector V2 los volumenes de los embalses
    despues de los aportes de las estrellas fluviales

    var Di:Array = new Array(); // Demanda iterada
    var dk:Array = new Array(); //Distancia de la respuesta

    var k:Number = 0; // Contador iteraciones
    var Pt:Array = new Array(); //Potencia por térmicas
    var Pe:Array = new Array(); // Potencia por embalses
    var Pf:Array = new Array(); //Potencia por fillos de agua
    var Ptotal:Array = new Array(); // Pe + Pt
    var Pdesp:Number = new Number(); // Potencia despachada

    var excedenteFiloDeAgua:Boolean = false; // Bandera que indica si se está
    despachando más potencia por fuentes filo de agua de la cuenta.

    var nuevoDespacho:Boolean = false; // Se puede borrar, solo sirve para efectos de
    trace

    A.pDespachada = A.pDespachadaTotal(this.escenarios[2], this.escenarios[3]);
    this.pDemanda -= A.pDespachada;

    Di[k] = this.pDemanda;
    Pt[k] = 0;
    Pe[k] = 0;
    Pf[k] = 0;
    Ptotal[k] = 0;
    Pdesp = 0;

    var k_final:Number = 250;

    while (k != k_final) {

        this.iteraciones++;
        for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
            if (N[i].tipoNodo == "E") {

                if (N[i].plantaDespachada == true) {

                    if (N[i].pDespachada == 0) {
                        N[i].cDescargado = 0;
                    }
                }
            }
        }
    }
}

```

```

        N[i].cCalculado = true;
    }else {
        N[i].cDescargado =
N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pDespachada );
        N[i].cCalculado = true;
    }
    continue;
}

    if (isNaN(N[i].nNodoHijo) == true)
        var q_par_array:Array =
N[i].parametros_q_temporales(this.escenarios[0], 0);
    else
        var q_par_array:Array =
N[i].parametros_q_temporales(this.escenarios[0], N[ N[i].nNodoHijo ].pMax / N[i].pMax);

        N[i].pDespachada = (this.getLambda(N, T, Di[k]) /
this.getCC(N) - q_par_array[1]) / (2 * q_par_array[0]);
        N[i].cDescargado = N[i].curvaCaudalPotencia(
N[i].pDespachada );
        N[i].cCalculado = true;
        Pe[k] += N[i].pDespachada;
    }
}

this.correrCaudales(N);

for ( var i:Number = 0; i < T.length; i++) {
    if (T[i].plantaDespachada == true) continue;
    var t_par_array:Array =
T[i].parametros_t_temporales(this.escenarios[1]);
    T[i].pDespachada = (this.getLambda(N, T, Di[k]) - t_par_array[1]) /
(2 * t_par_array[0]);
    Pt[k] += T[i].pDespachada;
}

if (Di[k] < 0) excedenteFiloDeAgua = true;

for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {

    if (N[i].tipoNodo == "F") {
        if (N[i].plantaDespachada == true) {
            if (N[i].pDespachada - Di[k] > N[i].pMin and
excedenteFiloDeAgua == true) {
                excedenteFiloDeAgua = false;
            }
        }
    }
}

```

```

                                N[i].pDespachada = N[i].pDespachada +
Di[k];
                                Pf[k] += N[i].pDespachada;
                                }
                                continue;
                                }

                                if (N[i].cDescargado == 0 or N[i].cDescargado < N[i].qPMin)
{
                                N[i].pDespachada = 0;
                                continue;
                                }

                                N[i].pDespachada =
N[i].curvaPotenciaCaudal(N[i].cDescargado);

                                if ( N[i].pDespachada > N[i].pMax) {
                                N[i].pDespachada = N[i].pMax;
                                }

                                if (N[i].pDespachada - Di[k] > N[i].pMin and
excedenteFiloDeAgua == true) {
                                excedenteFiloDeAgua = false;
                                N[i].pDespachada = N[i].pDespachada + Di[k];
                                }

                                Pf[k] += N[i].pDespachada;

                                }
                                }

                                Ptotal[k] = Pe[k] + Pt[k];

                                Di[k] = Ptotal[k] + Pf[k];

                                if ( Di[k] > this.pDemanda - Pdesp - this.E and
                                Di[k] < this.pDemanda - Pdesp + this.E ) {

                                k = 0;
                                nuevoDespacho = true;

                                var cont_E:Number = 0;
                                var cont_F:Number = 0;
                                var N_flag_break:Boolean = false;

```

```

for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {

    if (N[i].tipoNodo == "E") {
        if (N[i].pDespachada > N[i].pMax and N[i].vAct -
N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pMax ) * this.nPer >= N[i].vMin) {
            N[i].pDespachada = N[i].pMax;
            N[i].cDescargado =
N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pDespachada );

            N[i].plantaDespachada = true;
            Pdesp += N[i].pDespachada;

            N_flag_break = true;
        }else if (N[i].pDespachada < N[i].pMin and N[i].vAct
- N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pMin ) * this.nPer >= N[i].vMin ) {
            N[i].pDespachada = N[i].pMin;
            N[i].cDescargado =
N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pDespachada );

            N[i].plantaDespachada = true;
            Pdesp += N[i].pDespachada;

            N_flag_break = true;
        }else if (N[i].pDespachada < N[i].pMin and
N[i].vAct - N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pMin ) * this.nPer < N[i].vMin and N[i].pDespachada != 0 )
{
            N[i].pDespachada = 0;
            N[i].cDescargado =
N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pDespachada );

            N[i].plantaDespachada = true;
            Pdesp += N[i].pDespachada;
            N_flag_break = true;
        }else if (N[i].vAct - N[i].cDescargado * this.nPer <
N[i].vMin and N[i].vAct > N[i].vMin) {
            N[i].cDescargado = Math.floor( (N[i].vAct -
N[i].vMin) / this.nPer * 1000000 ) / 1000000;
            N[i].pDespachada =
N[i].curvaPotenciaCaudal( N[i].cDescargado );

            N[i].plantaDespachada = true;

            Pdesp += N[i].pDespachada;
            N_flag_break = true;
        }else if (N[i].vAct - N[i].cDescargado * this.nPer <
N[i].vMin and N[i].vAct >= N[i].vMin and N[i].vAct - N[i].vMin < N[i].qPMin * this.nPer) {
            N[i].cDescargado = 0;

            N[i].pDespachada = 0;
            Pdesp += N[i].pDespachada;
            N[i].plantaDespachada = true;
        }
    }
}

```

```

        N_flag_break = true;
    }else if(N[i].vAct <= N[i].vMin and
N[i].pDespachada > 0){
        N[i].cDescargado = 0;

        N[i].pDespachada = 0;
        Pdesp += N[i].pDespachada;
        N[i].plantaDespachada = true;
        N_flag_break = true;
    }else{
        cont_E++;
    }

}

if (N_flag_break == true) {
    Pf[k] = 0;
    break;
}

if (N[i].tipoNodo == "F") {
    if (N[i].pDespachada > N[i].pMax) {
        N[i].pDespachada = N[i].pMax;
        N[i].plantaDespachada = true;
        Pdesp += N[i].pDespachada;
        N_flag_break = true;
    }else if (N[i].pDespachada < N[i].pMin and
N[i].pDespachada != 0) {
        N[i].pDespachada = 0;
        N[i].plantaDespachada = true;
        N_flag_break = true;
    }else {
        cont_F++;
    }

}

if (N_flag_break == true) {
    Pf[k] = 0;
    break;
}

}

if (N_flag_break == false) {
    var cont_T: Number = 0;

```

```

for ( var i:Number = 0; i < T.length; i++) {
    trace(T[i].pDespachada);
    if (T[i].pDespachada > T[i].pMax) {
        T[i].pDespachada = T[i].pMax;
        T[i].plantaDespachada = true;
        Pdesp += T[i].pDespachada;
        break;
    }else if (T[i].pDespachada < 0) {
        T[i].pDespachada = 0;
        T[i].plantaDespachada = true;
        Pdesp += T[i].pDespachada;
        break;
    }else{
        cont_T++;
    }
}

if (cont_T == T.length and
    cont_E == this.getTotalNE(N) and
    cont_F == this.getTotalNF(N) ) {
    break;
}

Pf[k] = 0;

}

}

k++;

Di[k] = this.pDemanda - Pf[k - 1] - Pdesp;

if (nuevoDespacho==false) {
}else {
    nuevoDespacho = false;
}

Pt[k] = 0;
Pe[k] = 0;
Pf[k] = 0;
Ptotal[k] = 0;

}

this.pDemanda += A.pDespachada;

if ( T[ T.length - 1 ].pDespachada > 0) {

```

```

        this.k_iteraciones = 0;
    }else{
        this.k_iteraciones = k;
        this.guardarV3(N); // Guarda en el vector V3 los volúmenes de los
embalses después de las descargas de los embalses
        this.guardarV4(N); // Guarda en el vector V4 los volúmenes de los
embalses después de que los caudales circularan de una planta a otra aguas abajo
        this.guardarInfo(N, T, A);
    }
}

function ejecutarDespachoB(N:Array, T:Array, A:Object):Void {

    this.guardarV1(N); // Guarda en el vector V1 los volúmenes de los embalses
iniciado el periodo
    this.despacharCaudalEstrellasFluviales(N);
    this.guardarV2(N); // Guarda en el vector V2 los volúmenes de los embalses
después de los aportes de las estrellas fluviales

    var Di:Array = new Array(); // Demanda iterada
    var dk:Array = new Array(); //Distancia de la respuesta

    var k:Number = 0; // Contador iteraciones
    var Pt:Array = new Array(); //Potencia por térmicas
    var Pe:Array = new Array(); // Potencia por embalses
    var Pf:Array = new Array(); //Potencia por fillos de agua
    var Ptotal:Array = new Array(); // Pe + Pt
    var Pdesp:Number = new Number(); // Potencia despachada

    var excedenteFiloDeAgua:Boolean = false; // Bandera que indica si se está
despachando más potencia por fuentes filo de agua de la cuenta.

    var nuevoDespacho:Boolean = false; // Se puede borrar, solo sirve para efectos de
trace

    A.pDespachada = A.pDespachadaTotal(this.escenarios[2], this.escenarios[3]);
    this.pDemanda -= A.pDespachada;

    Di[k] = this.pDemanda;
    Pt[k] = 0;
    Pe[k] = 0;
    Pf[k] = 0;
    Ptotal[k] = 0;
    Pdesp = 0;

```

```

var k_final: Number = 250;

while (k != k_final) {

    this.iteraciones++;
    for ( var i: Number = 0; i < N.length; i++) {
        if (N[i].tipoNodo == "E") {

            if (N[i].plantaDespachada == true) {

                if (N[i].pDespachada == 0) {
                    N[i].cDescargado = 0;
                    N[i].cCalculado = true;
                } else {
                    N[i].cDescargado =
N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pDespachada );
                    N[i].cCalculado = true;
                }
                continue;
            }
            if (isNaN(N[i].nNodoHijo) == true)
                var q_par_array: Array =
N[i].parametros_q_temporales(this.escenarios[0], 0);
            else
                var q_par_array: Array =
N[i].parametros_q_temporales(this.escenarios[0], N[ N[i].nNodoHijo ].pMax / N[i].pMax);

                N[i].pDespachada = (this.getLambda(N, T, Di[k]) /
this.getCC(N) - q_par_array[1]) / (2 * q_par_array[0]);
                N[i].cDescargado = N[i].curvaCaudalPotencia(
N[i].pDespachada );

                N[i].cCalculado = true;
                Pe[k] += N[i].pDespachada;
            }
        }
    }

    this.correrCaudales(N);

    for ( var i: Number = 0; i < T.length; i++) {
        T[i].pDespachada = 0;
        T[i].plantaDespachada = true;
        Pt[k] += T[i].pDespachada;

        /*if (T[i].plantaDespachada == true) continue;
        var t_par_array: Array =
T[i].parametros_t_temporales(this.escenarios[1]);

```

```

T[i].pDespachada = (this.getLambda(N, T, Di[k]) - t_par_array[1]) /
(2 * t_par_array[0]);
Pt[k] += T[i].pDespachada;*/
}
if (Di[k] < 0) excedenteFiloDeAgua = true;
for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
    if (N[i].tipoNodo == "F") {
        if (N[i].plantaDespachada == true) {
            if (N[i].pDespachada - Di[k] > N[i].pMin and
excedenteFiloDeAgua == true) {
                excedenteFiloDeAgua = false;
                N[i].pDespachada = N[i].pDespachada +
Di[k];
                Pf[k] += N[i].pDespachada;
            }
            continue;
        }
        if (N[i].cDescargado == 0 or N[i].cDescargado < N[i].qPMin)
{
            N[i].pDespachada = 0;
            continue;
        }
        N[i].pDespachada =
N[i].curvaPotenciaCaudal(N[i].cDescargado);
        if ( N[i].pDespachada > N[i].pMax) {
            N[i].pDespachada = N[i].pMax;
        }
        if (N[i].pDespachada - Di[k] > N[i].pMin and
excedenteFiloDeAgua == true) {
            excedenteFiloDeAgua = false;
            N[i].pDespachada = N[i].pDespachada + Di[k];
        }
        Pf[k] += N[i].pDespachada;
    }
}
Ptotal[k] = Pe[k] + Pt[k];

```

```

Di[k] = Ptotal[k] + Pf[k];

if ( Di[k] > this.pDemanda - Pdesp - this.E and
    Di[k] < this.pDemanda - Pdesp + this.E ) {

    k = 0;
    nuevoDespacho = true;

    var cont_E:Number = 0;
    var cont_F:Number = 0;
    var N_flag_break:Boolean = false;

    for ( var i:Number = 0; i < N.length; i++) {

        if (N[i].tipoNodo == "E") {
            if (N[i].pDespachada > N[i].pMax and
                N[i].vAct - N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pMax ) * this.nPer >= N[i].vMin) {
                N[i].pDespachada = N[i].pMax;
                N[i].cDescargado =
                    N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pDespachada );

                N[i].plantaDespachada = true;
                Pdesp += N[i].pDespachada;

                N_flag_break = true;
            }else if (N[i].pDespachada < N[i].pMin and
                N[i].vAct - N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pMin ) * this.nPer >= N[i].vMin ) {
                N[i].pDespachada = N[i].pMin;
                N[i].cDescargado =
                    N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pDespachada );

                N[i].plantaDespachada = true;
                Pdesp += N[i].pDespachada;

                N_flag_break = true;
            }else if (N[i].pDespachada < N[i].pMin and
                N[i].vAct - N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pMin ) * this.nPer < N[i].vMin and N[i].pDespachada != 0 )
            {
                N[i].pDespachada = 0;
                N[i].cDescargado =
                    N[i].curvaCaudalPotencia( N[i].pDespachada );

                N[i].plantaDespachada = true;
                Pdesp += N[i].pDespachada;
                N_flag_break = true;
            }else if (N[i].vAct -
                N[i].cDescargado * this.nPer < N[i].vMin and N[i].vAct > N[i].vMin) {

```

```

(N[i].vAct - N[i].vMin)/this.nPer * 1000000 ) / 1000000;
N[i].curvaPotenciaCaudal( N[i].cDescargado );
N[i].cDescargado = Math.floor(
N[i].pDespachada =
N[i].plantaDespachada = true;
Pdesp += N[i].pDespachada;
N_flag_break = true;
}else if (N[i].vAct -
N[i].cDescargado*this.nPer < N[i].vMin and N[i].vAct >= N[i].vMin and N[i].vAct - N[i].vMin <
N[i].qPMin*this.nPer) {
N[i].cDescargado = 0;
N[i].pDespachada = 0;
Pdesp += N[i].pDespachada;
N[i].plantaDespachada = true;
N_flag_break = true;
}else if(N[i].vAct <= N[i].vMin and
N[i].pDespachada > 0){
N[i].cDescargado = 0;
N[i].pDespachada = 0;
Pdesp += N[i].pDespachada;
N[i].plantaDespachada = true;
N_flag_break = true;
}else{
cont_E++;
}
}
if (N_flag_break == true) {
Pf[k] = 0;
break;
}
if (N[i].tipoNodo == "F") {
if (N[i].pDespachada > N[i].pMax) {
N[i].pDespachada = N[i].pMax;
N[i].plantaDespachada = true;
Pdesp += N[i].pDespachada;
N_flag_break = true;
}else if (N[i].pDespachada < N[i].pMin and
N[i].pDespachada != 0) {
N[i].pDespachada = 0;
N[i].plantaDespachada = true;
N_flag_break = true;
}
}

```

```

        }else {
            cont_F++;
        }
    }

    if (N_flag_break == true) {
        Pf[k] = 0;
        break;
    }
}

if (N_flag_break == false) {
    var cont_T: Number = 0;
    for ( var i: Number = 0; i < T.length; i++) {
        trace(T[i].pDespachada);
        if (T[i].pDespachada > T[i].pMax) {
            T[i].pDespachada = T[i].pMax;
            T[i].plantaDespachada = true;
            Pdesp += T[i].pDespachada;
            break;
        }else if (T[i].pDespachada < 0) {
            T[i].pDespachada = 0;
            T[i].plantaDespachada = true;
            Pdesp += T[i].pDespachada;
            break;
        }else{
            cont_T++;
        }
    }

    if (cont_T == T.length and
        cont_E == this.getTotalNE(N) and
        cont_F == this.getTotalNF(N) ) {
        break;
    }

    Pf[k] = 0;
}

}

k++;

Di[k] = this.pDemanda - Pf[k - 1] - Pdesp;

```

```

        if (nuevoDespacho==false) {
        }else {
            nuevoDespacho = false;
        }

        Pt[k] = 0;
        Pe[k] = 0;
        Pf[k] = 0;
        Ptotal[k] = 0;

    }

    this.pDemanda += A.pDespachada;

    if ( T[ T.length - 1 ].pDespachada > 0) {
        this.k_iteraciones = 0;
    }else{
        this.k_iteraciones = k;
        this.guardarV3(N); // Guarda en el vector V3 los volumenes de los
embalses despues de las descargas de los embalses
        this.guardarV4(N); // Guarda en el vector V4 los volumenes de los
embalses despues de que los caudales circularan de una planta a otra aguas abajo
        this.guardarInfo(N, T, A);
        if (k >= k_final) this.costoDespachoTotal = 0;
    }
}

function correrCaudales(N:Array):Void{

    var m:Number = new Number();//nodos arriba
    var n:Number = new Number();

    var nodosTotalesCalculados:Boolean = false;
    var cont1:Number = 0;
    var cont2:Number = 0;
    var i:Number = 0;

    while(nodosTotalesCalculados == false){

        for (var j:Number = 0; j < N.length; j++) {

            if(N[j].cCalculado == false and N[j].tipoNodo == "F"){

                cont2 = 0;
                for(var k:Number=0; k<N[j].nodosArriba.length; k++){
                    m = N[j].nodosArriba[k];

```

```

        if(N[m].cCalculado == true){
            cont2++;
        }else{
            break;
        }
    }

    if(cont2 == N[j].nodosArriba.length){
        N[j].cDescargado = N[j].cNatural;

        for(var k:Number=0;
            k<N[j].aNodosPadres.length; k++){

            m = N[j].aNodosPadres[k];

            N[j].cDescargado +=
            N[m].cDescargado;

            }

        N[j].cCalculado = true;

    }

}

if(N[i].cCalculado == true){
    cont1 ++;
}else{
    cont1 = 0;
}

if (cont1 == N.length) nodosTotalesCalculados = true;

i++;

if(i == N.length) i = 0;
}
this.ponerCCCalculadoFalse(N);
}

```

```

function despacharCaudalEstrellasFluviales(N:Array):Void {
    var rangoHidrologico:Number = new Number();
    var porcentajeHidrologico:Number = new Number();
    for(var i:Number = 0; i<N.length; i++){

```

```

        rangoHidrologico = N[i].rangoEscenario * Math.random() -
N[i].rangoEscenario * Math.random();
        if (rangoHidrologico < 0) rangoHidrologico = 0;
        porcentajeHidrologico = this.escenarios[0] + rangoHidrologico;

        if(N[i].tipoNodo == "E"){
            N[i].cNatural = N[i].qMaxNatural * porcentajeHidrologico *
this.nPer;

            N[i].vAct += N[i].cNatural;
        }
        if (N[i].tipoNodo == "F") {
            N[i].cNatural = N[i].qMaxNatural * porcentajeHidrologico ;
        }
    }
}

function guardarV1(N:Array):Void {
    for (var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        this.N[i] = new Object();
        if (N[i].tipoNodo == "E") {
            this.N[i].V1 = N[i].vAct;
        }
    }
}

function guardarV2(N:Array):Void {
    for (var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        if (N[i].tipoNodo == "E") {
            this.N[i].V2 = N[i].vAct;
        }
    }
}

function guardarV3(N:Array):Void {
    for (var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        N[i].eDespachada = N[i].pDespachada * this.nPer;
        if (N[i].tipoNodo == "E") {
            N[i].vAct -= N[i].cDescargado * this.nPer;
            this.N[i].V3 = N[i].vAct;
        }
    }
}

function guardarV4(N:Array):Void {
    var nodoPadre:Number = new Number();
    this.V_util=0;
}

```

```

for (var i:Number = 0; i < N.length; i++) {

    if (N[i].tipoNodo == "E") {

        for (var j:Number = 0; j < N[i].aNodosPadres.length; j++) {
            nodoPadre = N[i].aNodosPadres[j];
            N[i].vAct += N[nodoPadre].cDescargado * this.nPer;
        }

        N[i].vAct += N[i].cVertido;
        N[i].cVertido = 0;
        if (N[i].vAct > N[i].vMax) {
            N[i].cVertido = N[i].vAct - N[i].vMax;
            N[i].vAct = N[i].vMax;
        }
        this.N[i].V4 = N[i].vAct;
        this.V_util += this.N[i].V4;
        this.V_max += N[i].vMax;
    }
}

function ponerCCalculadoFalse(N:Array):Void {
    var i:Number = new Number();
    for (i = 0; i < N.length; i++) {
        N[i].cCalculado = false;
    }
}

function obtenerCostosMWh(N:Array, T:Array):Void {
    var costoTotalDespacho:Number = new Number();
    var costosMWh:Array = new Array();
    for (var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        costoTotalDespacho += this.N[i].costoDespacho;
        costosMWh[i] = this.N[i].costoMWh;
    }
    for (var i:Number = 0; i < T.length; i++) {
        costoTotalDespacho += this.T[i].costoDespacho;
        costosMWh[N.length + i] = this.T[i].costoMWh;
    }
    costosMWh.sort(Array.NUMERIC);
    this.cPromedioMWh = costoTotalDespacho / this.pDemanda;
    this.cMarginalMWh = costosMWh[costosMWh.length - 1];
    //trace("cMarginalMWh = " + costosMWh);
}

function roundNumber(num:Number):Number {

```

```

        var zeros: Number = 10000;
        return Math.round(num * zeros) / zeros;
    }

    function roundNumber0z(num: Number): Number {
        var zeros: Number = 1;
        return Math.round(num * zeros) / zeros;
    }

    function guardarInfo(N: Array, T: Array, A: Object): Void {
        this.costoDespachoTotal = 0;
        for (var i: Number = 0; i < N.length; i++) {
            this.N[i].nNodo = N[i].nNodo+1;
            this.N[i].aNodosPadres = N[i].aNodosPadres;
            this.N[i].nodosArriba = N[i].nodosArriba;
            this.N[i].aNodosPadresEmbalses = N[i].aNodosPadresEmbalses;
            this.N[i].pDespachada = Number(this.roundNumber(N[i].pDespachada));//
            this.N[i].porcentajePotenciaDespachada =
this.roundNumber(N[i].pDespachada/N[i].pMax*100)+" %";//
            this.N[i].eDespachada = N[i].eDespachada;
            this.N[i].cDescargado = N[i].cDescargado;
            this.N[i].tipoNodo = N[i].tipoNodo;
            this.N[i].pMax = N[i].pMax;
            this.N[i].pMin = N[i].pMin;
            this.N[i].aq = N[i].aq;
            this.N[i].bq = N[i].bq;
            this.N[i].cq = N[i].cq;
            switch(N[i].tipoNodo) {
                case "E":
                    this.N[i].cNatural = N[i].cNatural;
                    this.N[i].a = N[i].a;
                    this.N[i].b = N[i].b;
                    this.N[i].c = N[i].c;
                    this.N[i].vMax = N[i].vMax;
                    this.N[i].vMin = N[i].vMin;
                    this.N[i].vAct = this.roundNumber(N[i].vAct);
                    this.N[i].porcentajeVolumenAct =
this.roundNumber(N[i].vAct / N[i].vMax * 100) + " %";
                    this.N[i].cVertido = this.roundNumber(N[i].cVertido);
                    this.N[i].Vg = this.roundNumber(this.N[i].V2 -
this.N[i].V3);//
                    this.N[i].Vrp = this.roundNumber(this.N[i].V4 +
this.N[i].cVertido - this.N[i].V3);//
                    this.N[i].Vre = this.roundNumber(this.N[i].V2 -
this.N[i].V1);//
                    this.Pe += this.N[i].pDespachada;
                    this.Pe_ins += N[i].pMax;

```

```

        this.N[i].costoDespacho =
N[i].curvaCQDespachado(this.N[i].V2, this.N[i].V3);
        this.costoDespachoTotal += this.N[i].costoDespacho;
        this.N[i].costoMWh =
this.roundNumber(this.N[i].costoDespacho / this.N[i].eDespachada);//
        if (this.N[i].costoMWh == undefined) this.N[i].costoMWh =
0;
        if (isNaN(this.N[i].costoMWh) == true) this.N[i].costoMWh
= 0;

        break;
    case "F":
        this.N[i].cNatural = N[i].cNatural;
        this.N[i].vAct = "-";
        this.N[i].vMax = "-";
        this.N[i].porcentajeVolumenAct = "-";
        if (this.N[i].pDespachada == 0)
this.N[i].cDescargadoUtilizado = 0;
        else this.N[i].cDescargadoUtilizado =
N[i].curvaCaudalPotencia(this.N[i].pDespachada);
        this.N[i].Vg =
this.roundNumber(this.N[i].cDescargadoUtilizado * this.nPer);//
        this.N[i].Vrp = this.roundNumber((this.N[i].cDescargado -
this.N[i].cNatural) * this.nPer);//
        this.N[i].Vre = this.roundNumber(this.N[i].cNatural *
this.nPer);//

        this.Pf += this.N[i].pDespachada;
        this.Pf_ins += N[i].pMax;
        this.N[i].costoDespacho = 0;
        this.N[i].costoMWh = 0;//
        this.N[i].cVertido = this.roundNumber(
(this.N[i].cDescargado - this.N[i].cDescargadoUtilizado) * this.nPer);//
        trace("=X=X=X=X=X=X");
        trace("N[i].cDescargado "+N[i].cDescargado);
        trace("=X=X=X=X=X=X");
        break;
    }

    if (this.N[i].tipoNodo == "E") this.N[i].volln = this.N[i].cNatural -
this.N[i].cDescargado*this.nPer - this.N[i].cVertido;
    if (this.N[i].tipoNodo == "F") this.N[i].volln = this.N[i].cNatural -
this.N[i].cVertido;

    //trace(this.N[i].tipoNodo);
    for (var j:Number = 0; j < N[i].aNodosPadres.length; j++) {
        if (this.N[i].tipoNodo == "F") this.N[i].volln += N[
N[i].aNodosPadres[j] ].cDescargado * this.nPer;

```

```

        if (this.N[i].tipoNodo == "E") this.N[i].volIn += N[
N[i].aNodosPadres[j] ].cDescargado;
        //trace(N[ N[i].aNodosPadres[j] ].cDescargado);
    }
}

for (var i: Number = 0; i < T.length; i++) {
    this.T[i] = new Object();
    this.T[i].nTermica = T[i].nTermica+1;//
    this.T[i].pDespachada = this.roundNumber(T[i].pDespachada);//
    this.T[i].porcentajePotenciaDespachada =
this.roundNumber(T[i].pDespachada / T[i].pMax * 100) + " %";//
    T[i].eDespachada = T[i].pDespachada * this.nPer;
    this.T[i].eDespachada = T[i].eDespachada;
    this.T[i].costoDespacho = T[i].curvaCostoPotencia(this.escenarios[1]) *
this.nPer;

    this.costoDespachoTotal += this.T[i].costoDespacho;
    if (this.T[i].costoDespacho == 0) this.T[i].costoMWh = 0;
    else this.T[i].costoMWh = this.roundNumber(this.T[i].costoDespacho /
this.T[i].eDespachada);
    this.Pt += this.T[i].pDespachada;
    this.Pt_ins += T[i].pMax;
    this.T[i].pMax = T[i].pMax;
    this.T[i].pMin = T[i].pMin;
    this.T[i].at = T[i].at;
    this.T[i].bt = T[i].bt;
    this.T[i].ct = T[i].ct;
}

this.costoDespachoTotal = this.roundNumber0z(this.costoDespachoTotal);

this.A.pDespachada = A.pDespachada;
A.eDespachada = A.pDespachada * this.nPer;
this.A.eDespachada = A.eDespachada;
this.A.potenciaSolar = A.potenciaSolar;
this.A.potenciaEolica = A.potenciaEolica;

this.A.pDespachadaSolar = this.roundNumber(A.pDespachadaSolar);
if (A.potenciaSolar == 0) this.A.potcentajePotenciaDespachadaSolar = "100 %";
else this.A.potcentajePotenciaDespachadaSolar =
this.roundNumber(A.pDespachadaSolar / A.potenciaSolar * 100) + " %";
this.A.costoMWhSolar = 0;

this.A.pDespachadaEolica = this.roundNumber(A.pDespachadaEolica);
if (A.potenciaEolica == 0) this.A.potcentajePotenciaDespachadaEolica = "100 %";
else this.A.potcentajePotenciaDespachadaEolica =
this.roundNumber(A.pDespachadaEolica / A.potenciaEolica * 100) + " %";
this.A.costoMWhEolica = 0;

```

```

A.eDespachadaSolar = A.pDespachadaSolar * this.nPer;
A.eDespachadaEolica = A.pDespachadaEolica * this.nPer;

this.A.eDespachadaSolar = A.eDespachadaSolar;
this.A.eDespachadaEolica = A.eDespachadaEolica;

this.Ps = this.A.pDespachadaSolar;
this.Ps_ins = this.A.potenciaSolar

this.Pv = this.A.pDespachadaEolica;
this.Pv_ins = this.A.potenciaEolica;

this.P_ins = this.Pt_ins + this.Pe_ins + this.Pf_ins + this.Ps_ins + this.Pv_ins; /// ???

this.Pr = T[ T.length-1 ].pDespachada;

this.Pt = this.Pt - this.Pr;

this.error = this.roundNumber( ((this.Pe + this.Pf + this.Pt + this.Ps + this.Pv +
this.Pr) - (this.pDemanda) ) * 100 / (this.Pe + this.Pf + this.Pt + this.Ps + this.Pv + this.Pr) );
}

function resetDespacho(N:Array, T:Array):Void {
    for (var i:Number = 0; i < N.length; i++) {
        N[i].plantaDespachada = false;
        N[i].cVertido = 0;
    }
    for (var i:Number = 0; i < T.length; i++) {
        T[i].plantaDespachada = false;
    }
}

function traceResultados():Void {
    trace("#####");
    trace("Como quedaron los despachos en cada planta para este periodo:");
    trace(" ");
    trace(">> Cantidad horas periodo: "+ this.nPer);
    trace(" ");
    trace("=====>>> Plantas hidraulicas:");
    var i:Number = new Number();
    for(i=0;i<this.N.length;i++){
        trace("_____");
        trace(">>> Nodo # "+i);
        trace("Tipo Planta: "+this.N[i].tipoNodo);
    }
}

```

```

        trace("Energia despachada (MWh): "+this.N[i].eDespachada);
        trace("Potencia promedio (MW): "+this.N[i].pDespachada);
        trace("Potencia max (MW): "+this.N[i].pMax);
        trace("Potencia min (MW): " + this.N[i].pMin);
        if (this.N[i].tipoNodo == "E") {
            this.N[i].vMax);
            trace("Volumen maximo embalse (Hm3): " +
            this.N[i].vMin);
            trace("Volumen minimo embalse (Hm3): " +
            this.N[i].V1);
            trace("Volumen embalse iniciando el periodo (Hm3): " +
            - this.N[i].V1) );
            trace("Volumen recibido por estrella fluvial (Hm3): " + (this.N[i].V2 -
            this.N[i].V1)*1000000/3600) );
            trace("Caudal promedio estrella fluvial (m3/s): " + ((this.N[i].V2 -
            + this.N[i].cVertido - this.N[i].V3) );
            trace("Volumen recibido por otras plantas (Hm3): " + (this.N[i].V4
            (this.N[i].V2 - this.N[i].V3) );
            trace("Volumen utilizado para generacion (Hm3): " +
            this.N[i].V4);
            trace("Volumen vertido (Hm3): " + this.N[i].cVertido );
            trace("Volumen total entrante (Hm3): " + this.N[i].volIn);
            trace("Volumen embalse terminando el periodo (Hm3): " +
            this.N[i].costoDespacho);
            trace("Costo despacho planta ($) : " +
            );
            trace("Costo MWh planta ($) : " + this.N[i].costoMWh
            );
        }
        if (this.N[i].tipoNodo == "F") {
            this.N[i].cNatural);
            trace("Volumen recibido por estrella fluvial (Hm3): " +
            this.N[i].cNatural*1000000/36000);
            trace("Caudal promedio estrella fluvial (m3/s): " +
            this.N[i].cNatural*1000000/36000);
            trace("Volumen recibido por otras plantas (Hm3): " +
            (this.N[i].cDescargado-this.N[i].cNatural)*this.nPer );
            trace("Volumen utilizado para generacion (Hm3): " +
            this.N[i].cDescargadoUtilizado*this.nPer );
            this.N[i].costoDespacho);
            trace("Volumen vertido (Hm3): " + this.N[i].cVertido );
            trace("Volumen total entrante (Hm3): " + this.N[i].volIn);
            trace("Costo despacho planta ($) : " +
            this.N[i].costoDespacho);
            trace("Costo MWh planta ($) : " + this.N[i].costoMWh);
        }
    }
    trace(" ");
    trace("_____");

```

```

trace("=====>>> Plantas termicas:");
for(i=0;i<this.T.length;i++){
    if (i == this.T.length-1) {
        trace(" ");
        trace(">>> Planta # "+i+" (Planta de Racionamiento)");
        trace("Energia despachada (MWh): " + this.T[i].eDespachada);
        trace("Potencia promedio (MW): " + this.T[i].pDespachada);
        trace("Potencia max (MW): " + this.T[i].pMax);
        trace("Potencia min (MW): " + this.T[i].pMin);
        trace("Costo despacho planta ($) : " + this.T[i].costoDespacho);
        trace("Costo MWh planta ($) : " + this.T[i].costoMWh);
        continue;
    }
    trace(" ");
    trace(">>> Planta # "+i);
    trace("Energia despachada (MWh): " + this.T[i].eDespachada);
    trace("Potencia promedio (MW): " + this.T[i].pDespachada);
    trace("Potencia max (MW): " + this.T[i].pMax);
    trace("Potencia min (MW): " + this.T[i].pMin);
    trace("Costo despacho planta ($) : " + this.T[i].costoDespacho);
    trace("Costo MWh planta ($) : " + this.T[i].costoMWh);
}
trace(" ");
trace("_____");
trace("=====>>> Plantas alternativas:");

trace(" ");
trace(">>> Plantas Solares");
trace("Energia despachada (MWh): " + this.A.eDespachadaSolar);
trace("Potencia promedio (MW): " + this.A.pDespachadaSolar);
trace("Potencia instalada (MW): " + this.A.potenciaSolar);
trace("Costo despacho planta ($) : " + 0);

trace(" ");
trace(">>> Plantas Eolicas");
trace("Energia despachada (MWh): " + this.A.eDespachadaEolica);
trace("Potencia promedio (MW): " + this.A.pDespachadaEolica);
trace("Potencia instalada (MW): " + this.A.potenciaEolica);
trace("Costo despacho planta ($) : " + 0);

trace(" ");
trace(" ");
trace("#####");
trace(" ");
trace("Potencia instalada total (MW): " + (this.P_ins-this.T[this.T.length -
1].pMax));
trace(" ");

```

```

        trace("=== Potencia promedio durante el periodo de Termicas      (MW): " +
        (this.Pt - this.T[this.T.length - 1].pDespachada) + " de " + (this.Pt_ins - this.T[this.T.length -
        1].pMax) + " = " + ((this.Pt - this.T[this.T.length - 1].pDespachada)/(this.Pt_ins - this.T[this.T.length
        - 1].pMax)*100) + " % de uso de capacidad maxima");
        trace("=== Potencia promedio durante el periodo de Hidraulicas      (MW): " +
        (this.Pe+this.Pf) + " de " + (this.Pe_ins+this.Pf_ins) + " " +
        ((this.Pe+this.Pf)/(this.Pe_ins+this.Pf_ins)*100) + " %");
        //trace("=== Potencia promedio durante el periodo de Embalses      (MW): " +
        this.Pe + " de " + this.Pe_ins + " " + (this.Pe/this.Pe_ins*100) + " %");
        //trace("=== Potencia promedio durante el periodo de Filos de Agua      (MW): "
        + this.Pf + " de " + this.Pf_ins + " " + (this.Pf/this.Pf_ins*100) + " %");
        trace("=== Potencia promedio durante el periodo de Solares      (MW): " +
        this.Ps + " de " + this.Ps_ins + " " + (this.Ps/this.Ps_ins*100) + " %");
        trace("=== Potencia promedio durante el periodo de Eolica      (MW): " +
        this.Pv + " de " + this.Pv_ins + " " + (this.Pv/this.Pv_ins*100) + " %");
        trace("=== Potencia promedio durante el periodo de Planta de Racionamiento
        (MW): " + this.T[this.T.length - 1].pDespachada + " de " + this.T[this.T.length - 1].pMax + " " +
        (this.T[this.T.length - 1].pDespachada/this.T[this.T.length - 1].pMax) + " %");
        trace(" ");
        trace("·-> Volumen util total embalses (Hm3): " + this.V_util);
        trace("·-> Volumen maximo total embalses (Hm3): " + this.V_max);
        trace(" ");
        trace(">>> Sumatoria de potencias promedio durante el periodo (MW) = " +
        (this.Pe + this.Pf + this.Pt + this.Ps + this.Pv + this.Pr) );
        trace(">>> Potencia promedio demanda durante el periodo      (MW) = " +
        this.pDemanda);
        trace(">>> Error porcentual absoluto de la simulacion      = " + this.error + "
        %")
        trace("");
        trace("$>>> Costo marginal MWh promedio durante el periodo      = $ " +
        this.cMarginalMWh);

```

```

}

```

```

function guardarInfoXML():Void {
    var str:String = new String();
    str = "<D>";
        str += "<Periodo>" + (this.Per+1) + "</Periodo>";
        str += "<numHorasPeriodo>" + this.nPer + "</numHorasPeriodo>";
        str += "<pDemanda>" + this.pDemanda + "</pDemanda>";
        str += "<cMarginalMWh>" + this.cMarginalMWh + "</cMarginalMWh>";
        str += "<error>" + this.error + " %" + "</error>";
        str += "<iteraciones>" + (this.iteraciones) + "</iteraciones>";
        str += "<escH>" + (this.escenarios[0]*100) + "</escH>";
        str += "<escT>" + (this.escenarios[1]*100) + "</escT>";
        str += "<escS>" + (this.escenarios[2]*100) + "</escS>";
        str += "<escE>" + (this.escenarios[3] * 100) + "</escE>";
}

```

```

                str += "<costoDespacho>" + this.costoDespachoTotal +
"</costoDespacho>";
                str += "</D>";
                str += "<N>";
                for (var i:Number = 0; i < this.N.length; i++) {
                    str += "<Nodo>";
                    str += "<numHidraulica>" + (this.N[i].nNodo) +
"</numHidraulica>";
                    str += "<tipoHidraulica>" + this.N[i].tipoNodo +
"</tipoHidraulica>";
                    str += "<pDespachadaHidraulica>" + this.N[i].pDespachada +
"</pDespachadaHidraulica>";
                    str += "<pMaxHidraulica>" + this.N[i].pMax + "</pMaxHidraulica>";
                    str += "<costoMWhHidraulica>" + this.N[i].costoMWh +
"</costoMWhHidraulica>";
                    str += "<volumenGeneracion>" + this.N[i].Vg +
"</volumenGeneracion>";
                    str += "<volumenRecibidoPlantas>" + this.N[i].Vrp +
"</volumenRecibidoPlantas>";
                    if (this.N[i].aNodosPadres.length == 0) str +=
"<nodosHidraulicosPadres>" + "-" + "</nodosHidraulicosPadres>";
                    else {
                        var arrayTemp:Array = new Array();
                        for (var j:Number = 0; j < this.N[i].aNodosPadres.length;
j++) arrayTemp[j] = this.N[i].aNodosPadres[j] + 1;
                        str += "<nodosHidraulicosPadres>" + arrayTemp +
"</nodosHidraulicosPadres>";
                    }
                    str += "<volumenRecibidoNatural>" + this.N[i].Vre +
"</volumenRecibidoNatural>";
                    str += "<volumenVertido>" + this.N[i].cVertido +
"</volumenVertido>";
                    str += "<volumenActual>" + this.N[i].vAct + "</volumenActual>";
                    str += "<volumenMaximo>" + this.N[i].vMax +
"</volumenMaximo>";
                    str += "</Nodo>";
                }
                str += "</N>";
                str += "<T>";
                for (var i:Number = 0; i < this.T.length - 1; i++) {
                    str += "<T" + i + ">";
                    str += "<numTermica>" + this.T[i].nTermica + "</numTermica>";

                    str += "<pDespachadaTermica>" + this.T[i].pDespachada +
"</pDespachadaTermica>";
                    str += "<pMaxTermica>" + this.T[i].pMax + "</pMaxTermica>";
                    str += "<costoMWhTermica>" + this.T[i].costoMWh +
"</costoMWhTermica>";

```

```

        str += "</T" + i + ">";
    }
    str += "</T>";
    str += "<A>";
        str += "<Solar>";
            str += "<tipoPlanta>Solar</tipoPlanta>";
            str += "<pDespachadaSolar>" + this.A.pDespachadaSolar +
"</pDespachadaSolar>";
            str += "<potenciaMaximaSolar>" + this.A.potenciaSolar +
"</potenciaMaximaSolar>";
            str += "<costoMWhSolar>" + this.A.costoMWhSolar +
"</costoMWhSolar>";
        str += "</Solar>";
        str += "<Eolica>";
            str += "<tipoPlanta>Eólica</tipoPlanta>";
            str += "<pDespachadaEolica>" + this.A.pDespachadaEolica +
"</pDespachadaEolica>";
            str += "<potenciaMaximaEolica>" + this.A.potenciaEolica +
"</potenciaMaximaEolica>";
            str += "<costoMWhEolica>" + this.A.costoMWhEolica +
"</costoMWhEolica>";
        str += "</Eolica>";
    str += "</A>";

    this.xmlInfoDespacho = new XML(str);
    //trace(this.xmlInfoDespacho);
}
}

```

Clase Nodo (Nodo.as)

```

class Nodo {

    //Constructor
    var nNodo:Number;
    var aNodosPadres:Array;
    var aNodosPadresEmbalses:Array;
    var nNodoHijo:Number;
    var qMaxNatural:Number; // Caudal máximo aportado por estrella fluvial

    //--> Embalse
    var vAct:Number;
    var vMin:Number;
    var vMax:Number;
    var Cmax:Number; // [$/MWh]
    var Cmin:Number; // [$/MWh]
}

```

```

// Parámetros de la función Caudal (Q) vs Potencia (P)
//  $Q = aq * P^2 + bq * P + cq$ 
var aq:Number;
var bq:Number;
var cq:Number;
//
// Parámetros de la función Costo (C) vs Volumen embalse (V)
//  $C = a * V^2 + b * V + c$ 
var a:Number;
var b:Number;
var c:Number;
//

/////---->> Embalse y filo de agua
var pMin:Number;
var pMax:Number;
var qPMin:Number;
var qPMax:Number;
var cNatural:Number;

//--> Otros
var cCalculado:Boolean;

var nodosArriba:Array;

var tipoNodo:String;// "V", "E" o "F"

var nArribaCalculados:Boolean; // nodos arriba calculados

var pDespachada:Number;

var cDescargado:Number;
var cVertido:Number;

var plantaDespachada:Boolean;

var rangoEscenario:Number; //Volatilidad

var eDespachada:Number;

function Nodo( param_nNodo:Number,
               param_nNodoHijo:Number,
               param_qMaxNatural:Number,
               param_rangoEscenario:Number) { // num, num, m3/s

    this.nNodo = param_nNodo;
    this.nNodoHijo = param_nNodoHijo;

```

```

this.qMaxNatural = param_qMaxNatural*60*60/1000000; // m3/s -> hm3/h

this.rangoEscenario = param_rangoEscenario;

this.aNodosPadres = Array();
this.aNodosPadresEmbalses = Array();
this.nodosArriba = Array();
this.cCalculado = false;
this.nArribaCalculados = false;
this.tipoNodo = "V";

}

function ponerEmbalse(      param_vAct:Number, // Hm3
                           param_vMax:Number, // Hm3

                           param_Cmax:Number, // $/MWh
                           param_Cmin:Number, // $/MWh

                           param_pMin:Number, // MW
                           param_pMax:Number, // MW

                           param_qPMin:Number, // m3/s
                           param_qPMax:Number // m3/s

                           ):Void {

    this.cVertido = 0;

    this.vAct = param_vAct;
    this.vMin = 0;
    this.vMax = param_vMax;

    this.Cmax = param_Cmax; // $/MWh
    this.Cmin = param_Cmin; // $/MWh

    this.qPMin = param_qPMin*60*60/1000000; // m3/s -> Hm3/h
    this.qPMax = param_qPMax*60*60/1000000; // m3/s -> Hm3/h

    this.pMin = param_pMin;
    this.pMax = param_pMax;

    this.tipoNodo = "E";
    this.plantaDespachada = false;

    // Q = aq * P^2 + bq * P + cq
    var p:Number = new Number();

```

parábola

```
p = Math.pow(this.pMax - this.pMin, 2) / (4 * (this.qPMax - this.qPMin)); // foco

this.aq = 1 / (4 * p);
this.bq = (-2 * this.pMin) / (4 * p);
this.cq = (this.pMin * this.pMin + 4 * p * this.qPMin) / (4 * p);

// C = a * V^2 + b * V + c

var Cvmin:Number = this.Cmax * this.pMax * 1; // [$/MWh]*[MW]*[h] = [$]
var Cvmax:Number = this.Cmin * this.pMax * 1; // [$/MWh]*[MW]*[h] = [$]

var Vx:Number = this.qPMax * 1; // [Hm3/hora]*[hora] = [Hm3]
var h:Number = this.vMax; // Punto vértice eje horizontal
var Vw:Number = h - Vx;
var Vx3:Number = h * h * h - Vw * Vw * Vw;
var Vx2:Number = h * h - Vw * Vw;

var Vz:Number = 1 / 12 * Vx * Vx * Vx - 1 / 4 * h * Vx * Vx + 1 / 4 * h * h * Vx;
var Vz2:Number = 1 / 12 * Vx3 - 1 / 4 * h * Vx2 + 1 / 4 * h * h * Vx;

var k:Number = (Cvmax - Vz2 / Vz * Cvmin) / (Vx - Vz2 / Vz * Vx);

p = Vz / (Cvmin - k * Vx);

this.a = 1 / (4 * p);
this.b = (-2 * h) / (4 * p);
this.c = h * h / (4 * p) + k;

}

function setVolumeE(newVol:Number):Void {
    this.vAct = newVol;
}

function parametros_q_temporales(escHidrologico:Number,
relPotPadreHijo:Number):Array {

    var relV:Number = this.vAct / this.vMax + relPotPadreHijo;
    var qPMax:Number = new Number();

    //qPMax = this.qPMax / relV;
    qPMax = this.qPMax;

    // Q = aq * P^2 + bq * P + cq
    var p:Number = new Number();
```

```

    p = Math.pow(this.pMax - this.pMin, 2) / (4 * (qPMax - this.qPMin)); // foco
parábola

    var q_par_array:Array = new Array();

    var CC:Number = this.curvaCostoVolumen(this.vAct) /
this.curvaCostoVolumen(this.vMax);

    //q_par_array[0] = 1 / (4 * p);
    q_par_array[0] = CC * 1 / (4 * p);
    q_par_array[1] = (-2 * this.pMin) / (4 * p);
    q_par_array[2] = (this.pMin * this.pMin + 4 * p * this.qPMin) / (4 * p);

    return q_par_array;
}

function curvaCostoVolumen(V:Number):Number {
    return (this.a * V * V + this.b * V + this.c);
}

function curvaCaudalPotencia(P:Number):Number {
    return (this.aq * P * P + this.bq * P + this.cq);
}

function curvaPotenciaCaudal(Q:Number):Number {

    var r:Number = this.bq * this.bq - 4 * this.aq * (this.cq - Q);

    return ( (-this.bq + Math.sqrt(r)) / (2 * this.aq) );
}

function curvaCQDespachado(Vo:Number, Vf:Number):Number {
    var a:Number = this.a;
    var b:Number = this.b;
    var c:Number = this.c;
    var cQD:Number = (a / 3) * (Vo * Vo * Vo - Vf * Vf * Vf) + (b / 2) * (Vo * Vo - Vf *
Vf) + c * (Vo - Vf);
    return cQD;
}

function ponerFiloDeAgua(    param_pMin:Number,
                                param_pMax:Number,
                                param_qPMin:Number,
                                param_qPMax:Number):Void {

```

```

    this.pMin = param_pMin;
    this.pMax = param_pMax;

    this.qPMin = param_qPMin*60*60/1000000; // m3/s -> Hm3/h
    this.qPMax = param_qPMax*60*60/1000000; // m3/s -> Hm3/h

    this.tipoNodo = "F";
    this.plantaDespachada = false;

    // Q = aq * P^2 + bq * P + cq
    var p:Number = new Number();

    p = Math.pow(this.pMax - this.pMin, 2) / (4 * (this.qPMax - this.qPMin)); // foco
parábola
    this.aq = 1 / (4 * p);
    this.bq = (-2 * this.pMin) / (4 * p);
    this.cq = (this.pMin * this.pMin + 4 * p * this.qPMin) / (4 * p);

}
}

```

Clase Térmica (Termica.as)

```

class Termica {
    var nTermica:Number;
    var at:Number;
    var bt:Number;
    var ct:Number;
    var n:Number;
    var pMin:Number;
    var cPMin:Number;
    var pMax:Number;
    var cPMax:Number;

    var pDespachada:Number;

    var plantaDespachada:Boolean;

    var eDespachada:Number;

    var RDE:Number; // Volatilidad

    function Termica(    param_nTermica:Number,
                        param_cPMin:Number,
                        param_pMin:Number,
                        param_cPMax:Number,

```

```

        param_pMax:Number,
        param_n:Number,
        param_RDE:Number) {

    this.nTermica = param_nTermica;
    this.pMax = param_pMax;
    this.pMin = param_pMin;
    this.cPMin = param_cPMin * this.pMin;
    this.cPMax = param_cPMax * this.pMax;
    this.n = param_n;
    this.RDE = param_RDE;

    this.plantaDespachada = false;

    // C = at * P^2 + bt * P

    var p:Number = (this.pMax + this.pMax * this.n) * (this.pMax + this.pMax * this.n)
/ (4 * (this.cPMax + this.cPMax * this.n));
    this.at = 1 / (4 * p);
    this.bt = this.cPMax / this.pMax - this.at * this.pMax;
    this.ct = 0;

}

function curvaCostoPotencia(escT:Number):Number {
    var t_par_array:Array = this.parametros_t_temporales(escT);
    var P:Number = this.pDespachada;
    return (t_par_array[0] * P * P + t_par_array[1] * P + t_par_array[2]);
}

function parametros_t_temporales(escT:Number):Array {

    var rangoTermica:Number = this.RDE * Math.random() - this.RDE *
Math.random();
    var porcentajeTermica:Number = escT + rangoTermica;
    if (porcentajeTermica > 1) porcentajeTermica = 1;
    else if (porcentajeTermica < 0) porcentajeTermica = 0;
    if (escT == 0) porcentajeTermica = 0;

    var porcentaje_incremento_costo:Number = 2 - porcentajeTermica;
    var t_par_array:Array = new Array();

    t_par_array[0] = this.at * porcentaje_incremento_costo;
    t_par_array[1] = this.bt * porcentaje_incremento_costo;
    t_par_array[2] = this.ct * porcentaje_incremento_costo;
}

```

```

        return t_par_array;
    }
}

```

Clase Alternativa (Alternativa.as)

```

class Alternativa {
    var pDespachada:Number;
    var eDespachada:Number;
    var potenciaSolar:Number;
    var potenciaEolica:Number;
    var rangoEscenarioSolar:Number;
    var rangoEscenarioEolico:Number;
    var pDespachadaSolar:Number;
    var pDespachadaEolica:Number;
    var eDespachadaSolar:Number;
    var eDespachadaEolica:Number;

    function Alternativa() {}

    function pDespachadaTotal(escSolar:Number, escEolica:Number):Number {
        var rangoSolar:Number = this.rangoEscenarioSolar * Math.random() -
this.rangoEscenarioSolar * Math.random();
        var porcentajeSolar:Number = escSolar + rangoSolar;
        if (porcentajeSolar > 1) porcentajeSolar = 1;
        else if (porcentajeSolar < 0) porcentajeSolar = 0;
        if (escSolar == 0) porcentajeSolar = 0;
        this.pDespachadaSolar = this.potenciaSolar * porcentajeSolar;

        var rangoEolica:Number = this.rangoEscenarioEolico * Math.random() -
this.rangoEscenarioEolico * Math.random();
        var porcentajeEolica:Number = escEolica + rangoEolica;
        if (porcentajeEolica > 1) porcentajeEolica = 1;
        else if (porcentajeEolica < 0) porcentajeEolica = 0;
        if (escEolica == 0) porcentajeEolica = 0;
        this.pDespachadaEolica = this.potenciaEolica * porcentajeEolica;

        return this.pDespachadaSolar + this.pDespachadaEolica;
    }
}

```


ANEXO # 6

ARTÍCULO

Para visualizar el artículo, favor abrir desde el CD el documento *Artículo publicable.pdf*.

