



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERIA DE SISTEMAS – INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES

**MODELO PARA EL DESPACHO ELÉCTRICO EN MÉXICO CON UN ENFOQUE
AMBIENTAL**

**TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:
ING. JORDI MESSEGUER GALLY**

**TUTOR PRINCIPAL
DRA. PATRICIA ESPERANZA BALDERAS CAÑAS**

MÉXICO, D. F. ENERO 2014

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. JOSÉ JESÚS ACOSTA FLORES

Secretario: DR. RICARDO ACEVES GARCÍA

Vocal: DRA. PATRICIA BALDERAS CAÑAS

1^{er.} Suplente: DRA. IDALIA FLORES DE LA MOTA

2^{d o.} Suplente: DRA. CECILIA MARTIN DEL CAMPO MARQUEZ

Lugar donde se realizó la tesis: MÉXICO DF.

TUTOR DE TESIS:

NOMBRE:
DRA. PATRICIA ESPERANZA BALDERAS CAÑAS

FIRMA

“A México, que a través del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología y de la beca 366282 me dieron la oportunidad de realizar mis estudios que concluyen con esta tesis.”

Gracias:

A mi familia, siempre pilar.

A mi Mamá por el coraje y la fuerza que la caracterizan. Por su pasión Puma, por su espíritu académico.

A mi Papá por contagiarme siempre de sus pasiones y de sus valores. Por empujarme a seguir y ser siempre un apoyo.

Pau: Por tu ejemplo de grandeza y sensibilidad.

Fabián: Por tu paciencia y tu entendimiento.

Avia: Por todos tus sacrificios.

Pancho, Montse, Anna y Amaia, con mucho cariño.

Paco, Lydia, Nina, Theo, Guillermo, Claudia, José Ramón y Paloma: Con mucha admiración y mucho más cariño.

Chata: Por toda tu ayuda en todas mis asignaturas.

A mi compañera de vida, Stephany. ¡Una más! Con todo mi amor.

A mis amigxs, de hoy y de ayer. Ezequiel, Enrique, Pierre, Daniel, Antonio, Fernando, Lizzie, Alexa, Diana, Martín, Paulina, Manuel, María, Cristina, Lucía, Xavier, Ernesto, Gerardo, Arturo, Ismael, Mariana, Gabriel, Zaida...

A todo mi equipo de trabajo, por su paciencia y su empuje: Isabel, Magaly, Edith, Pau, Marco, Oscar, Alfredo, Abraham, Alejandro, Andrea y muy en especial a Ruben.

A todxs mis maestrxs

A mis sinodales

A la Dra. Balderas, por su paciencia.

Resumen

En 2011 la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica sufrió modificaciones importantes, entre las cuales se encuentra la obligatoriedad del Estado Mexicano para brindar el servicio de energía eléctrica bajo el principio de menor gasto y mayor eficiencia ambiental. A partir de esto surge la necesidad de estudiar los enfoques de despacho medioambientales.

La revisión de la bibliografía arrojó un importante avance en la materia a nivel internacional. Se reportan algunas estrategias empleadas para cuantificar el costo por contaminar, así como algunas estrategias de modelación matemática.

En nuestro estudio presentamos un modelo lineal, entero-mixto, cuya dirección es la de minimizar. La función objetivo fue construida como la suma de los costos marginales por operación y los costos establecidos por contaminar.

Para probar el modelo se utilizaron datos de la propia Comisión Federal de Electricidad. En total la prueba implicó el uso de 595 variables, 142 restricciones y una función objetivo. Se probó el modelo en el sistema eléctrico nacional asumiendo la satisfacción de la demanda punta con todas las plantas de generación despachables. El resultado fue un costo de 2,799 millones de pesos y representa un óptimo local con una reserva del 14%.

Abstract

In 2011 the Electric Power Public Service Act suffered some significant changes, which is a Mexican State's obligation to provide electricity service under the principle of lower cost and environmental efficiency. From this comes the need to study the environmental clearance approaches.

The bibliographic review showed a significant advance on international area. It reports some strategies used to quantify the cost of pollutingas, as well as some mathematical modeling strategies.

On this investigation we present a linear, mixed-integer, whose direction is to minimize. The objective function was constructed as the sum of the marginal of operation and established costs by polluting.

In order to prove this model, data was used from the Federal Electricity Commission. In total proof involved the use of 595 variables, 42 restrictions and an objective function. The model was tested in the national electricity system assuming the satisfaction of peak demand with all dispatchable generation plants. The result was a cost of 2.799 mexican million pesos, representing a local optimum with a reserve of 14%.

Índice de contenido

Resumen.....	9
Abstract.....	10
Capítulo I.....	13
Introducción.....	14
Sistemas Eléctricos de Potencia.....	15
Generación.....	15
Transmisión, Distribución y Uso Final.....	16
Comisión Federal de Electricidad.....	17
CENACE.....	18
Modificaciones Realizadas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	20
Cambio Climático y Gases de Efecto Invernadero (GEI).....	21
Actividad Humana.....	22
Objetivos.....	22
Objetivos Particulares.....	22
Estructura de la Tesis.....	23
Capítulo II.....	24
Aspectos Teóricos Básicos.....	25
Programación de la Generación Eléctrica.....	25
El problema del despacho económico de carga.....	26
Formulación del problema de despacho económico simplificado.....	27
Modelos mixtos.....	29
Algoritmo de Aproximación Exterior.....	31
Nociones de convexidad.....	34
Eficiencia de Pareto.....	34
Aplicaciones al estudio.....	35
Programación Matemática.....	35
Despacho eléctrico con enfoque ambiental.....	36
Enfoque sistémico del problema.....	38
Capítulo III.....	41
Modelo Matemático.....	42

Subíndices y Conjuntos:.....	42
Variables:.....	42
Parámetros.....	43
Funciones:.....	43
Restricción de satisfacción de la demanda.....	44
Restricción de la capacidad de cada unidad.....	44
Restricciones de encendido.....	44
Restricciones de no negatividad.....	44
Entorno de Modelación AIMMS.....	44
Capítulo IV.....	47
Prueba del Modelo Para el Sistema Eléctrico Nacional.....	48
Transmisión.....	48
Generación.....	49
Costos de Operación y Combustible.....	49
Costo Ambiental.....	50
Conclusión y Aportaciones Futuras.....	63
Bibliografía.....	65

Capítulo I

Introducción

Actualmente los estudios que involucran a una sola disciplina resultan insuficientes y alejados de la realidad cotidiana. Entre más complejo sea el problema más se acentúa la necesidad de contar con profesionales de muchas disciplinas trabajando para aportar su conocimiento a la resolución del mismo. El caso de la generación eléctrica y su impacto en el medio ambiente, es un ejemplo de este tipo de estudios que requieren de una atención especial.

El despacho económico de carga ha sido un tema ampliamente desarrollado incluso en nuestro país. El objetivo de este trabajo, es aportar una nueva metodología que abarque un enfoque ambiental a la modelación matemática común, y con ello comparar distintos escenarios para nuestro país. Con lo cual se busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera y contribuir al desarrollo sustentable de México.

Los modelos de despacho económico de carga, pueden ser descritos de una manera sencilla como aquella combinación de plantas de generación eléctrica que deben atender una demanda dada en un tiempo dado, cubriendo las restricciones de capacidad de la línea y de capacidad de la planta.

En nuestro país la planeación, control y operación del sector eléctrico recae en la responsabilidad de la Comisión Federal de Electricidad, a través del Centro Nacional de Control de Energía. La ley que rige la operación de la Comisión hasta el 2010 no contemplaba que el despacho de carga deba de incluir algún tipo de restricción de emisiones o de contaminantes. A partir de las modificaciones a dicha ley en 2011¹, se incluyen restricciones medioambientales.

Este estudio pretende presentar una metodología que una vez aplicada con los datos históricos y los sistemas computacionales complejos con los que cuenta la Comisión, pueda resolver el problema del despacho eléctrico nacional. La metodología propuesta tiene su principal interés en el desarrollo y solución del modelo matemático, aunque reconoce otros aspectos del desarrollo de una metodología. En este estudio pretendemos atacar el despacho eléctrico considerando las instalaciones y la demanda del 2011.

Las motivaciones para desarrollar esta tesis son muchas. Para listar algunas debo empezar por mencionar la formación previa en la licenciatura en Ingeniería Industrial, en donde la formación técnica fue siempre complementada con aspectos de respeto y conservación del medio ambiente. Así mismo la tesis defendida a nivel licenciatura fue relacionada a las emisiones de gases de efecto invernadero en la

1 Las modificaciones hechas a la ley del servicio público serán tratadas en el capítulo 2.

producción de productos sustentables. La maestría en Investigación de Operaciones ofrece un marco que complementa -en vez de limitar- un estudio multi y transdisciplinario desde la misma concepción de la disciplina.

El desarrollo de estudios previos y publicados en la literatura demuestran que existe una clara convergencia entre la Investigación de Operaciones y el desarrollo sustentable. Tal vez este trabajo sirva como antecedente para otros que deseen explorar áreas de convergencia con disciplinas y proyectos ambientales.

Sistemas Eléctricos de Potencia

La potencia eléctrica se define como la tasa a la que es entregada energía eléctrica i.e. diferencia de potencial a una red o a un circuito. Esta potencia, permite el desarrollo de la vida diaria tal y como la conocemos. La gran mayoría de las industrias, de los servicios y de los hogares utilizan y convierten la energía eléctrica en otras formas de energía que son indispensables en el mundo moderno.

La energía eléctrica proviene de dos principales fuentes: la mecánica y la química, siendo la primera la más común. Para producir energía eléctrica se utilizan generadores electromagnéticos cuyo principio fundamental descansa en la Ley de Faraday² y que permiten transformar el movimiento de algún sistema, en corriente eléctrica útil para la sociedad.

Un sistema eléctrico de potencia típicamente consta de cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y uso.

Generación

Dada la naturaleza del estudio que se plantea, esta etapa del sistema es fundamental. La generación es el elemento encargado de transformar la energía primaria en electricidad. Esta se da en plantas generadoras que pueden ser a base de combustibles fósiles (gas, carbón, combustóleo o diésel), energías renovables (solar, eólica, hidroeléctrica) y energía nuclear.

Según la fuente de energía primaria, la clasificación más amplia es la de renovables (solar, eólica, hidráulica y geotermia) y no renovables (que incluye todos los combustibles fósiles y nucleares). En el caso de las energías renovables éstas pueden ser concretamente:

- Celdas fotovoltaicas: transforman la radiación solar electromagnética en electricidad.

² La Ley de Faraday establece que el voltaje inducido en un circuito cerrado es directamente proporcional a la rapidez con que cambia en el tiempo el flujo magnético que atraviesa una superficie cualquiera con el circuito como borde (Alonso, 1970.)

- Solar Fototérmica: aprovechan la radiación solar para calentar un líquido (normalmente agua) que se hace pasar por una turbina de vapor en donde cederá la energía recabada.
- Hidroeléctrica: consta de una presa que almacena agua y con ella, energía potencial que es transmitida a través de grandes turbinas.
- Geotérmica: con esta tecnología se aprovecha el calor del centro de la tierra que es transmitido a los mantos freáticos y liberada en forma de vapor a través de turbinas.
- Eólica: Consiste en aprovechar la energía del viento haciendo girar grandes turbinas.

En los combustibles fósiles se puede hacer una división por el combustible empleado, aunque una división más interesante es sin duda, por la tecnología empleada. En este aspecto destacan cuatro:

- Turbinas de gas: admiten aire y gases que al ser encendidos se expanden y liberan energía que es aprovechada en complejas turbinas.
- Turbinas de vapor: En este tipo de turbinas se admite vapor a altas temperaturas y presiones que permiten el giro de la máquina. En el caso de la energía nuclear se utilizan turbinas de vapor.
- Ciclos combinados: actualmente se utilizan ambos sistemas combinados aprovechando con uno, la energía residual del primero.
- Motores de combustión interna: funcionan bajo el mismo principio que los automóviles con la compresión de aire con gas y su posterior encendido y expansión.

Transmisión, Distribución y Uso Final

La transmisión es la etapa en el sistema en la que grandes cantidades de energía son trasladadas grandes distancias para su posterior distribución. Este proceso se realiza mediante grandes y extensas líneas conocidas como de transmisión.

La distribución es la penúltima etapa del sistema y es en la cual se suministra energía de forma local y provenientes de una o más estaciones de transmisión. Este proceso se realiza con líneas de distribución tanto aéreas como subterráneas en los puntos de consumo (ciudades, poblaciones parques industriales, entre otros).

El consumo final es el proceso de transformar la energía eléctrica en alguna otra forma de energía como luz, calor, mecánica o química. Este proceso es el que se realiza en los puntos de consumo final (casas, comercios, industrias).

Comisión Federal de Electricidad

En nuestro país existe un monopolio estatal en el sector eléctrico con un solo competidor que es la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La CFE depende directamente del Poder Ejecutivo Federal a través de la Secretaría de Energía (SENER). La CFE es una empresa paraestatal que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para cerca de 34.2 millones de clientes. Cuenta con una infraestructura de 178 centrales generadoras con una capacidad instalada de 51,571 megawatts [MW] (POISE, 2010). La CFE es, también, la entidad del gobierno federal encargada de la planeación del sistema eléctrico nacional.

Su misión es: *“Prestar el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente” [idem].*

La capacidad instalada de generación suma los 51,571.10 [MW] [idem]. Por tipo de combustible se tiene que los hidrocarburos aportan el 40.70% del total, seguido por los productores independientes³ con un 32.28%, después la hidráulica con 14.37%, el carbón con 7.09%, la nuclear con 2.89%, la geotermia con 2.71% y por último la eólica con una aportación marginal de 0.06% (Ilustración 1).

Durante 2008, en nuestro país se consumieron 207,859 GWh en cinco sectores: industrial, comercial, residencial, servicios y bombeo agrícola. El mayor consumidor de energía eléctrica es el sector industrial con el 58.5% del total de la energía; de este total, el 35.8% corresponde a las grandes industrias y el 64.2% a las pequeñas y medianas industrias. Le siguen el sector residencial con el 25.8% de las ventas totales, el sector comercial con el 7.4%, el bombeo agrícola con 4.4% y por último el sector servicios con el 3.8% del total de la energía consumida. Los datos presentados anteriormente se resumen en la ilustración 2. Todas las ventas de energía durante 2009 sumaron ingresos netos por 235,921.2 millones de pesos.

³ Es importante mencionar que los productores independientes utilizan como combustible los hidrocarburos, por lo que en suma, la aportación de los hidrocarburos a la generación de energía eléctrica resulta 72.98%.

La CFE cuenta con una infraestructura instalada de más de 746,000 kilómetros de líneas de transmisión y distribución con las que atiende al 96.85% de la población total en nuestro país. Para fines de este estudio es importante saber que la CFE distribuye al país en nueve regiones: 1) Central, 2) Oriental, 3) Occidental, 4) Noroeste, 5) Norte, 6) Noreste 7) Baja California, 8) Baja California Sur y 9) Peninsular. Esta división se muestra en la ilustración 3. Cada una de estas nueve áreas tienen la atribución de administrar la operación y control de su subsistema y juntas conforman el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

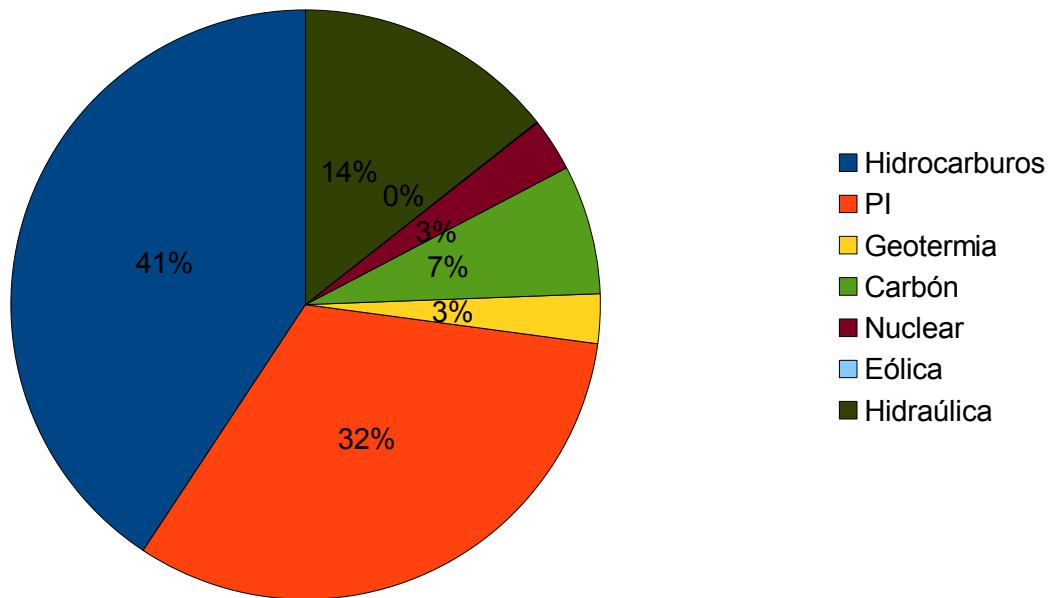


Ilustración 1: Porcentaje de generación por combustible. Elaboración propia con datos de POISE, 2010-2024

CENACE

Como producto de la nacionalización de la industria eléctrica en la década de 1960, la entonces recién creada CFE se vio en la necesidad de crear una oficina que pudiera trabajar en la interconexión de lo que hasta entonces eran una serie de empresas que prestaban el servicio de energía eléctrica. Es así como nació la Oficina de Operación Nacional de Sistemas y las Oficinas de Operación del Sistema, antecedente directo del CENACE.

La misión particular del CENACE es la de administrar la operación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el despacho económico de energía, las transacciones con las unidades de negocios de CFE y con permisionarios externos, el acceso a la red de transmisión eléctrica y los servicios de información, investigación y desarrollo; para lograr la mejora permanente de la continuidad, seguridad, calidad y economía del servicio público de energía eléctrica.

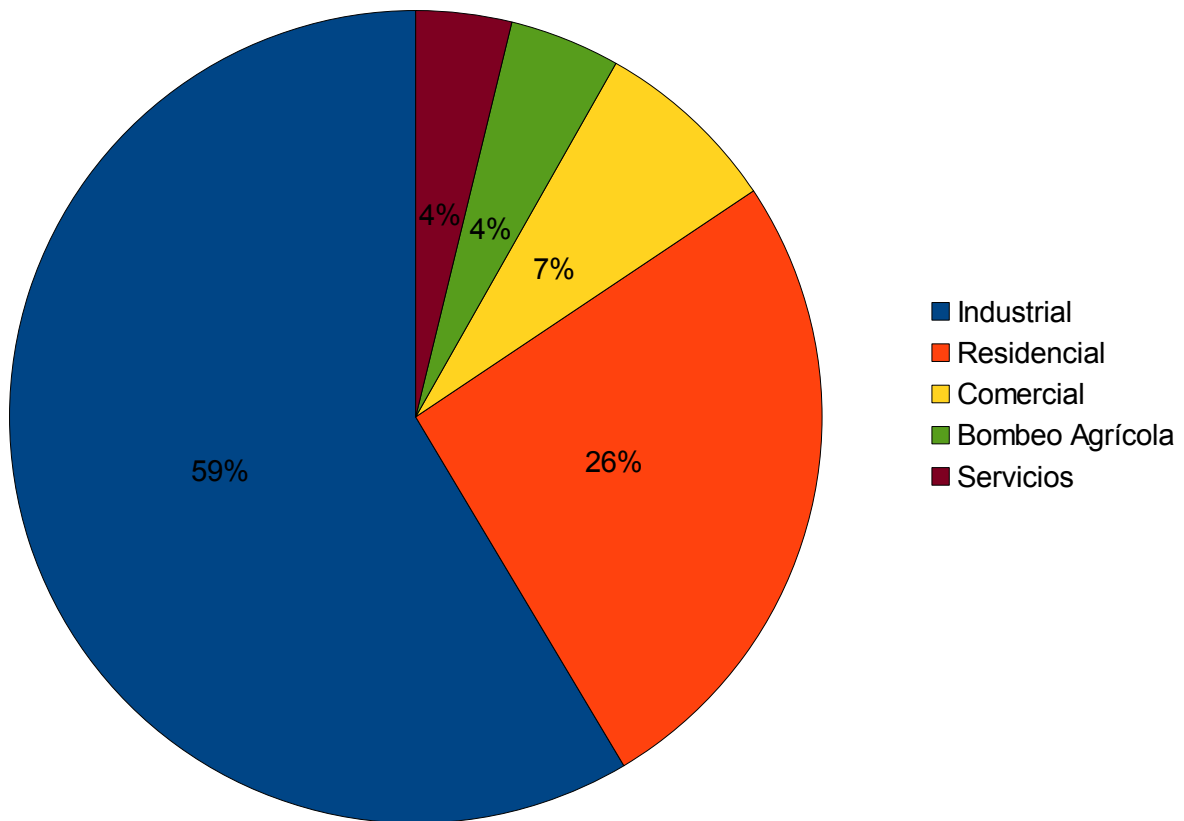


Ilustración 2: Distribución del consumo eléctrico nacional por sector. Porcentaje de POISE 2010-2024.

La operación del sistema debe darse bajo cuatro estándares básicos que son:

1. Continuidad: que el servicio se suministre de manera ininterrumpida.
2. Calidad: mantener el suministro bajo estándares internacionales de voltaje y frecuencia.
3. Seguridad: mantener la operación dentro de un margen que minimice los disturbios⁴.
4. Economía: implica satisfacer la demanda al más bajo costo de producción.

⁴ Se entienden por disturbios todos aquellos fenómenos que afectan la calidad de la energía eléctrica. Estos pueden ser picos de voltaje, depresión de voltaje, dilatación de voltaje, sobrevoltaje, parpadeo, interrupciones de energía, ruido eléctrico, distorsión armónica, entre otros.

Modificaciones Realizadas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Eléctrica

Como ya se mencionó anteriormente, la Comisión Federal de Electricidad, y en general todos los actores relacionados con el suministro, transmisión y distribución de energía eléctrica, están regidos por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).

Es especialmente resaltable que en Junio de 2011 esta ley fue modificada añadiéndosele entre otras cosas, un párrafo donde explícitamente se solicita a la CFE considere en sus costos de generación los costos de externalidad. Así mismo, solicita a la misma Comisión informe en un plazo menor a un año cuáles han sido los avances al respecto.



Ilustración 3: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional. Obtenida de: POISE 2010-2024

El artículo modificado es el artículo 36 bis, que queda como sigue:

“ARTICULO 36 BIS. Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología, y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público[...].”

En este contexto, esta tesis pretende abonar en el estudio de los mecanismos que sirvan para el cumplimiento expedito de esta reforma.

Cambio Climático y Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Actualmente la amenaza del cambio climático está latente y en muchos aspectos empezamos a sentir sus estragos. El cambio climático ha sido explicado en distintos foros y con distintos ponentes.

Podemos entender el fenómeno como una modificación al clima, tanto natural como por la actividad humana, a una escala global y respecto a un historial de registros. Se puede percibir y medir en diversos parámetros como la nubosidad, la precipitación, y el incremento de: la temperatura, las sequías y el nivel del mar; así como el aumento en la frecuencia e intensidad de los fenómenos destructivos como huracanes o frentes fríos (*Grupo Intergubernamental De Expertos Sobre El Cambio Climático, 2002*)

La ONU definió puntualmente el cambio climático como un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera y se suma a la variabilidad natural del clima observada en periodos de tiempo comparables (*Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio climático, 2008*)

Existen muchas variables que definen el clima en una zona y en nuestro planeta. Estas van desde la órbita terrestre, la emisión de energía irregular del sol, erupciones volcánicas y otras variables naturales. Muchos autores han desestimado la actividad humana y han dado a estos fenómenos naturales un peso preponderante en el fenómeno de cambio climático. Lo cierto es que no todos estos fenómenos juntos explican el total de las variaciones.

La inmensa mayoría de la comunidad científica mundial está de acuerdo en que este fenómeno se debe al cambio en las concentraciones de ciertos gases, conocidos como de efecto invernadero sobre la atmósfera terrestre. Estos gases son en su gran mayoría, emitidos debido a la creciente actividad humana, por lo que se les conoce como emisiones antropogénicas.

Los principales gases de efecto invernadero son desde el aparentemente inofensivo vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano, los óxidos nitrosos y los gases fluorados (sulfatos y plomos).

Actividad Humana

La vida cotidiana y productiva de México depende en gran medida del suministro eléctrico, el cual permite el funcionamiento de casi todos los sistemas que utilizamos en la sociedad moderna. Es por ello que el sector energético, en particular el sector eléctrico, es un sector estratégico en el desarrollo nacional.

Además de ser un sector estratégico, es el mayor responsable de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Se estima que en nuestro país este sector tiene una aportación anual del 24% de las emisiones, seguido solamente del sector transporte que aporta el 18% de las emisiones de GEI anualmente (INE, 2006).

Dada la problemática actual respecto al cambio climático, es importante reducir el porcentaje de participación del sector, así como las emisiones brutas. Esto se puede lograr por varias rutas, dos de ellas son: El consumo y la generación. La primera puede ser el ahorro directamente en los consumidores con múltiples programas y estrategias. La segunda referida al despacho ambientalmente eficiente de plantas generadoras, privilegiando el uso de aquellas cuyas emisiones son menores.

Objetivos

El objetivo de esta tesis es proponer un modelo para el despacho eléctrico nacional que incluya aspectos medioambientales, para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero relacionadas con el sector eléctrico mexicano, a un costo aceptable.

Objetivos Particulares

La presente tesis tiene tres objetivos íntimamente ligados. El primero de los objetivos es conocer el *Status Quo* en el despacho eléctrico en México.

El segundo objetivo que se plantea es proponer un nuevo modelo de despacho eléctrico que incluya aspectos y costos ambientales. Con esta propuesta se busca que se proponga un modelo más eficiente y con un enfoque que contemple aspectos sociales y medioambientales.

En este objetivo se pretende caracterizar el modelo propuesto y compararlo con el modelo actual que nos arroje resultados tangibles y con ello se pueda proponer una modificación al modelo

actual. Esta propuesta de modificación puede ser en el sentido operativo o en el sentido legal y reglamentario.

Estructura de la Tesis

La presente tesis se presenta en cinco capítulos. En el capítulo uno se presenta una breve introducción, un breve resumen y el objetivo general acompañado de los objetivos particulares del trabajo. También se incluye una descripción del Sistema Eléctrico Nacional y de la problemática ambiental relacionada al cambio climático.

En el capítulo dos se presenta el marco teórico de referencia. Este incluye la definición del despacho económico de carga, la programación matemática, los modelos mixtos, las técnicas de solución el frente de Pareto, entre otros conceptos teóricos de referencia.

El modelo matemático se desarrolla en el capítulo tres. En este capítulo se explica detalladamente los conjuntos, subíndices, función objetivo y las restricciones.

El capítulo cuatro formula el problema específico del despacho económico – ambiental de carga en nuestro país. Se presentan los datos específicos y el algoritmo de solución así como los resultados obtenidos.

Para concluir, en el capítulo cinco se discuten los resultados del modelo. Posteriormente se redactan conclusiones y propuestas para estudios posteriores.

Capítulo II

Aspectos Teóricos Básicos

A lo largo de este segundo capítulo presentamos algunos de los aspectos básicos de la modelación que van a ser empleados en este estudio. Así mismo se hace una síntesis de algunas de las aproximaciones que se han empleado para resolver problemas similares. Pretendemos ir de lo más general hacia lo más particular como una aplicación específica.

Como se mencionó en el capítulo anterior, el sistema eléctrico nacional es despachado bajo el principio básico de minimizar el costo marginal, esto está incluso dispuesto en la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica. Es también cierto, que en dicha ley no existía hasta 2011 un apartado o alguna mención que considere los contaminantes producidos en la generación de energía eléctrica y su relación directa con el despacho eléctrico.

En el capítulo anterior se presentaron las diferentes tecnologías de generación y se mencionó que la mayor cantidad de energía eléctrica se produce por medio de plantas de generación que utilizan combustibles fósiles. Todos los procesos térmicos y aún más, los que emplean combustibles fósiles emiten contaminantes a la atmósfera. Cada uno de estos contaminantes representa un costo de externalidad⁵.

Programación de la Generación Eléctrica

Según los alcances y el interés del usuario, la programación de energía eléctrica puede ser tan compleja como se desee. En principio el problema inicia resolviendo la Coordinación Hidrológica que consiste de manera conceptual en asignar la cantidad de agua en los embalses de las presas que se utilizará dentro de un horizonte determinado de tiempo: corto, mediano o largo plazo.

El siguiente problema que se puede resolver, es el de asignación de unidades. El objetivo de este problema es el de minimizar los costos de producción satisfaciendo la demanda del horizonte planteado.

El despacho económico de carga es muy parecido a la asignación de unidades. Mientras que la primera asigna qué unidades deben de arrancarse y pararse en un momento dado, el despacho económico de carga trabaja con la potencia que cada unidad debe entregar a la red. Normalmente

5 En Economía se le llama externalidad a un costo o beneficio que no ha sido transmitido directamente al precio final. Esto sucede porque generalmente alguna de las partes (comprador o vendedor) no está de acuerdo con que cierta acción cause dicho costo o beneficio. Se conoce como externalidad positiva cuando es un beneficio y externalidad negativa cuando es un costo. En general en nuestro estudio se asume que los contaminantes implican un costo a la sociedad en su conjunto que no ha sido tomado en cuenta, por lo que será una externalidad negativa.

ambos problemas no incluyen restricciones de flujo en la red y son considerados como uninodales.

En un segundo nivel de detalle se encuentra el problema de la programación de unidades termoeléctricas. El cual igualmente minimiza los costos de generación de cada unidad térmica, e hidráulica pero incluyendo las restricciones de transmisión y distribución de la red eléctrica. En la siguiente tabla se muestran los problemas, sus funciones objetivos, las restricciones y los antecedentes que debe de cumplir.

Índice	Problema	F.O.	Restricciones	Antecedentes
a)	Coordinación Hidro-térmica	Minimizar costos de operación de las centrales	Balance de potencia, límites máximos y mínimos, dinámica del embalse	Ninguno
b)	Asignación de Unidades	Minimizar costos de operación y arranque de las centrales	Balance de potencia, límites máximos y mínimos, reserva.	a)
c)	Despacho económico de carga	Minimizar el costo de operación de las centrales	Balance de demanda o potencia, límites máximo y mínimo,	a) y b)
d)	Programación de Unidades Termoeléctricas	Minimizar el costo de operación y de arranque	Balance de demanda, límites máximo y mínimo de operación y restricciones asociadas a las características de la red.	b) y c)

El problema del despacho económico de carga

La demanda del sistema se divide en cuatro grandes rubros, de acuerdo a la magnitud de la misma:

- Carga base: la satisfacen generadores que están operando a su carga máxima durante todo el día. Normalmente esta carga es satisfecha por grandes plantas termoeléctricas, geotérmicas y plantas nucleares. Esto debido a que su operación no permite variaciones en la carga o cuyos costos de arranque y paro son muy altos y en general son aquellas que tienen menores costos de combustibles.
- Carga intermedia o controlable: Se satisface con plantas que están conectadas todo el tiempo a la red pero no a carga plena. En estos casos son muy útiles las plantas hidroeléctricas y

termoeléctricas pequeñas o medianas. En estos casos las plantas si pueden operar a distintas cargas y sus costos de arranque y paro siguen siendo muy altos.

- Carga pico: son variaciones de carga máxima en periodos cortos de tiempo durante el día. Normalmente es satisfecha con turbinas de gas y con presas hidroeléctricas. Las primeras tienen el inconveniente de tener altos costos y bajas capacidades. En este caso la operación tiene un costo elevado pero sus costos de arranque y paro son menores.
- Reserva: son plantas que se utilizan para enfrentar emergencias como son las salidas repentinas de otras plantas o demandas fuera de pronóstico.

En la ilustración 4 se muestra una gráfica del comportamiento estándar de la carga a lo largo de un periodo de 24 horas.

La demanda en el sistema, en un instante dado, puede ser suministrada de varias maneras distintas, por lo que, el problema de despacho óptimo consiste en asignar la entrada y salida de las unidades generadoras que minimicen el costo marginal de generación eléctrica.

Formulación del problema de despacho económico simplificado

Una primera aproximación para atacar el problema de despacho económico, es haciendo una simplificación en el sentido de que toda la carga es suministrada a un solo nodo de consumo, con lo que se eliminan factores de pérdidas por transmisión.

Entonces, para abordar este problema se considera una carga P_{TOTAL} en un instante de tiempo, y que es el resultado de la suma de una carga P_{BASE} despachada por una serie de plantas que están operando a plena carga y sin parar, más una carga P_D que se suministrará a partir de una serie de plantas disponibles.

De ahí entonces se tiene que la ecuación de la carga total a despachar es igual a:

$$P_{TOTAL} = P_{BASE} + P_D$$

Donde P_D es la carga que debe ser satisfecha sumando la potencia entregada por el resto de las plantas controlables o disponibles:

$$P_D = \sum_{i=1}^n P_{Gi}$$

Para este problema no se consideran ni las pérdidas en el sistema ni las capacidades de la red, el problema se formula como uno que minimiza el costo total de producción de las plantas, considerando

restricciones de dos tipos: primero la demanda debe ser igual a la oferta y segundo la planta debe operar entre sus límites mínimos y máximos de potencia.

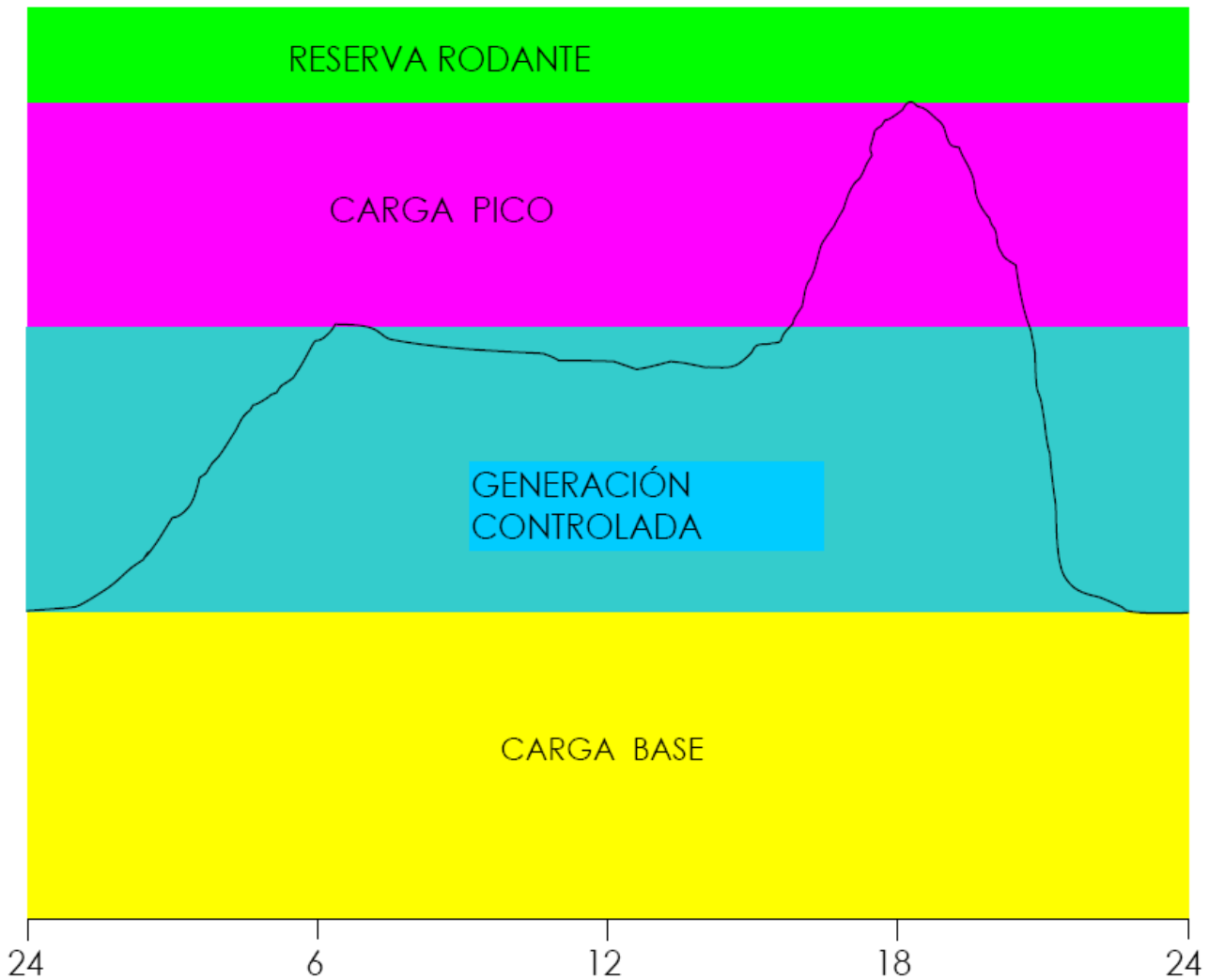


Ilustración 4: comportamiento estándar de la carga a lo largo de un periodo de 24 horas (Obtenida de Salazar 2011)

De lo anterior tenemos que la variable de decisión del problema es la potencia P_{Gi} que refiere a la potencia generada por la planta ($i=1,2..n$) y está dada en unidades de energía. Los parámetros del problema están dados por los intervalos de operación de la planta ($P_{Gmínimo}$ y $P_{Gmáximo}$), la demanda del sistema P_D , ambos en unidades de energía, y el costo unitario por unidad de energía entregada de cada una de las plantas i (C_i) el cual debe estar dado en términos de unidades monetarias por unidad de energía entregada.

La formulación del problema es la siguiente:

$$\text{Minimizar } C_t = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi})$$

Sujeto a

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_D \quad P_{G\text{mínimo}} \leq P_{Gi} \leq P_{G\text{máximo}}$$

Para toda $i=1,2,3, \dots, n$

Las funciones de costo de las plantas pueden ser caracterizadas, o se pueden obtener del fabricante o aproximarlas por medio de una función como la que se muestra en la gráfica 1.

Esta función se puede estimar por medio de una forma cuadrática como la siguiente:

[Sagredo,2007]:
$$C_i(P_{Gi}) = \alpha_i + \beta_i * P_{Gi} + \delta_i * P_{Gi}^2$$

para toda $i=1,2,3, \dots, n$

Modelos mixtos

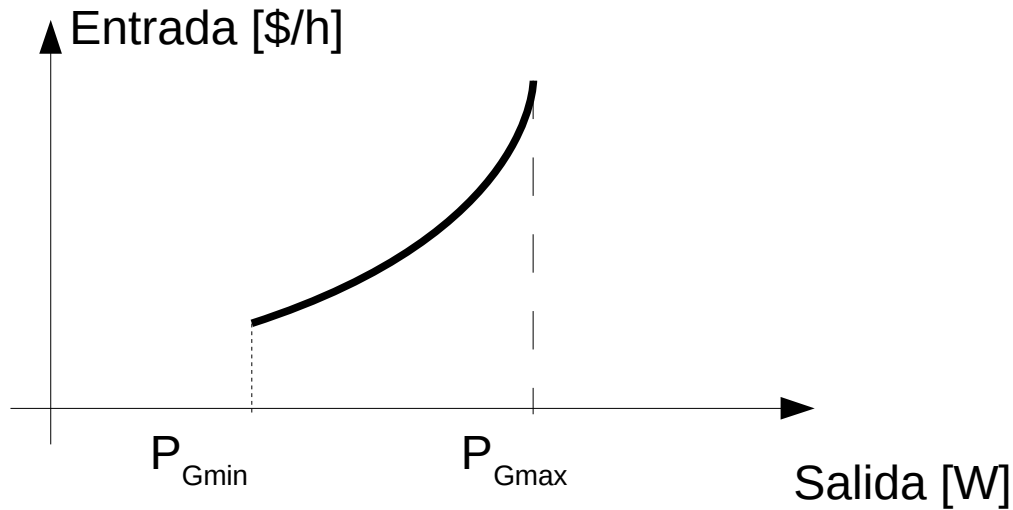
Los problemas que involucran modelos mixtos de programación, se caracterizan porque poseen dos tipos de variables de decisión: enteras y continuas. Esta última característica es además, la esencia de la complejidad de los problemas. Estos problemas se aplican a una serie muy amplia de problemas como son los problemas de redes, localización, ingeniería química, entre otros.

La formulación general de los problemas enteros mixtos (PEM) tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & \min f(x, y) \\ \text{S.A. } & g_i(x, y) \leq 0, \quad i=1, \dots, q \\ & h_i(x, y) = 0, \quad i=1, \dots, l \\ & x \in X \subseteq \mathbb{R}^n, y \in Y \subseteq \mathbb{Z}^m \end{aligned}$$

donde X es un conjunto no vacío y convexo en el campo de los reales de dimensión n , y Y es un conjunto finito entero en el campo de los enteros.

Dadas las múltiples aplicaciones que existen para este tipo de modelos, se han desarrollado una amplia serie de estrategias para resolverlos, mismas que pueden ser sintetizadas en tres (Duan, 2006):



Gráfica 1: Curva de función de costo de una planta de generación eléctrica

- Relajar⁶ el vector de elementos enteros y , para obtener un problema no lineal de variables continuas (x,y) que a su vez resulta ser una cota inferior para el PEM.
- Fijar un valor para el vector de elementos enteros y resolver el problema no lineal sobre la variable continua x ; a su vez este resultado será una cota superior del PEM.
- Construir una estimación lineal convexa de f y g , en algunos puntos conocidos del problema original. El resultado es una cota inferior para el PEM.

Estas estrategias han sido planteadas en algunos algoritmos ya conocidos como *Branch-and-Bound*, *Descomposición Generalizada de Benders*, *Aproximación Externa (Outer Aproximation)*, entre otros.

⁶ En un problema Entero Mixto, relajar las variables enteras implica transformar estas en variables lineales y continuas, al mismo tiempo que se modifica la restricción de valores enteros, por restricciones continuas.

Problema Entero Mixto:

$$\text{Min } Z$$

$$\text{S.A. } x_i \in \{0, 1\}$$

Problema Relajado:

$$\text{Min } Z$$

$$\text{S.A. } 0 \leq x_i \leq 1$$

Algoritmo de Aproximación Exterior

Considérese el problema:

$$\begin{aligned} z = \min \quad & c^t y + f(x) \\ \text{s.a.} \quad & \\ & g(x) + By \leq 0 \\ & x \in X \subset \mathbb{R}^n \\ & y \in U \subset \mathbb{R}^m \end{aligned}$$

donde las funciones no lineales f y g de $\mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ se asumen continuas, diferenciables y convexas en n dimensiones del políhedro convexo y compacto que forma X .

Este tipo de problemas pueden ser resueltos utilizando algunas herramientas bien conocidas como la *Descomposición de Benders*, el *método de Geoffrion*, el *método alternativo de aproximación de Balas*, *Branch and Bound*. En general, los métodos descritos a continuación son muy robustos y poco específicos, dado que pueden manejar distintos tipos de problemas además de los enteros-mixtos no lineales.

Los primeros indicios que se tuvieron de paquetes de programas comerciales que pudiesen resolver problemas mixtos enteros-no lineales (MINLP) fue en la década de los setenta. Los algoritmos para resolver problemas MINLP normalmente surgen de combinar algoritmos para programación lineal, programación entera y programación no lineal.

El algoritmo de aproximación exterior fue desarrollado por *Duran y Grossmann* en 1986 para *Paragon Decision Technology*, como un programa libre dentro del entorno AIMMS. El citado algoritmo explota las características del problema y se centra en resolver solamente problemas MINLP.

El proceso de solución que emplea el algoritmo de aproximación exterior consiste en relajar la función utilizando los gradientes lineales de la función mixta para obtener puntos de solución para el problema no lineal. Posteriormente la relajación entera es resuelta con un algoritmo para problemas enteros mixtos. En términos generales podemos describir el algoritmo en los siguientes pasos:

1. El problema es resuelto como un problema no lineal, con todas las variables enteras relajadas considerándolas continuas entre sus límites. La linerización nos arroja una solución óptima, y las restricciones resultantes se añaden a las restricciones lineales ya presentes. Este modelo lineal se nombra como el problema entero-mixto maestro.
2. Se resuelve el problema maestro.

3. La parte entera de la solución es fijada, y el problema original es resuelto como un problema no lineal.
4. Una vez más se construye la linearización alrededor de la solución óptima y se agregan las restricciones al problema maestro. Para prevenir que el algoritmo entre en un ciclo, se añade una o más restricciones para acotar la solución entera previa.
5. Se repiten los pasos 3, 4 y 5 hasta que el problema se vuelve no factible o se alcanza algún criterio de término.

La base del algoritmo descansa en explotar la linealidad de las variables discretas por un lado y por el otro los espacios continuos y factibles del programa⁷. Utiliza, en términos generales, las mismas herramientas matemáticas que la bien conocida descomposición de Benders: proyección, aproximación externa y relajación. La diferencia esencial es justamente la aproximación que se emplea al definir el programa maestro.

Para explicar el método utilizaremos los conceptos expresados en Duran 1986. A continuación detallamos el algoritmo:

- ➔ Paso 1. Defina el conjunto $\Omega_0 = R_n \times R_M$, el límite inferior $z_0 = -\infty$, $z^* = +\infty$, la iteración $i=1$. Defina una combinación de las variables binarias y_1 .
- ➔ Paso 2. Resuelva el problema no lineal parametrizado con respecto a y_1 :

$$z(y_1) = c^t y_1 + \min f(x)$$

$$\text{s.a.}$$

$$g(x) + B y_1 \leq 0$$

$$x \in X$$

debe ocurrir alguno de los siguientes casos:

- ➔ El problema anterior tiene una solución óptima $(x_1, z(y_1))$, donde $z(y_1)$ es un límite válido para el programa MINLP:
 Actualice el mayor de z^* con el mínimo entre z^* y $z(y_1)$
 Si $z^* = z(y_1)$, entonces $y^* = y_1$ y $x^* = x_1$ y $\Omega_1 = \Omega_i \cap C(x_i)$, y vaya al paso tres
- ➔ El problema anterior no es factible. Entonces derive para agregar un nuevo corte entero.

⁷ Los espacios continuos corresponden a la intersección de un número finito de regiones convexas compactas, donde cada región es determinada por una parametrización discreta diferente (Duran, 1986)

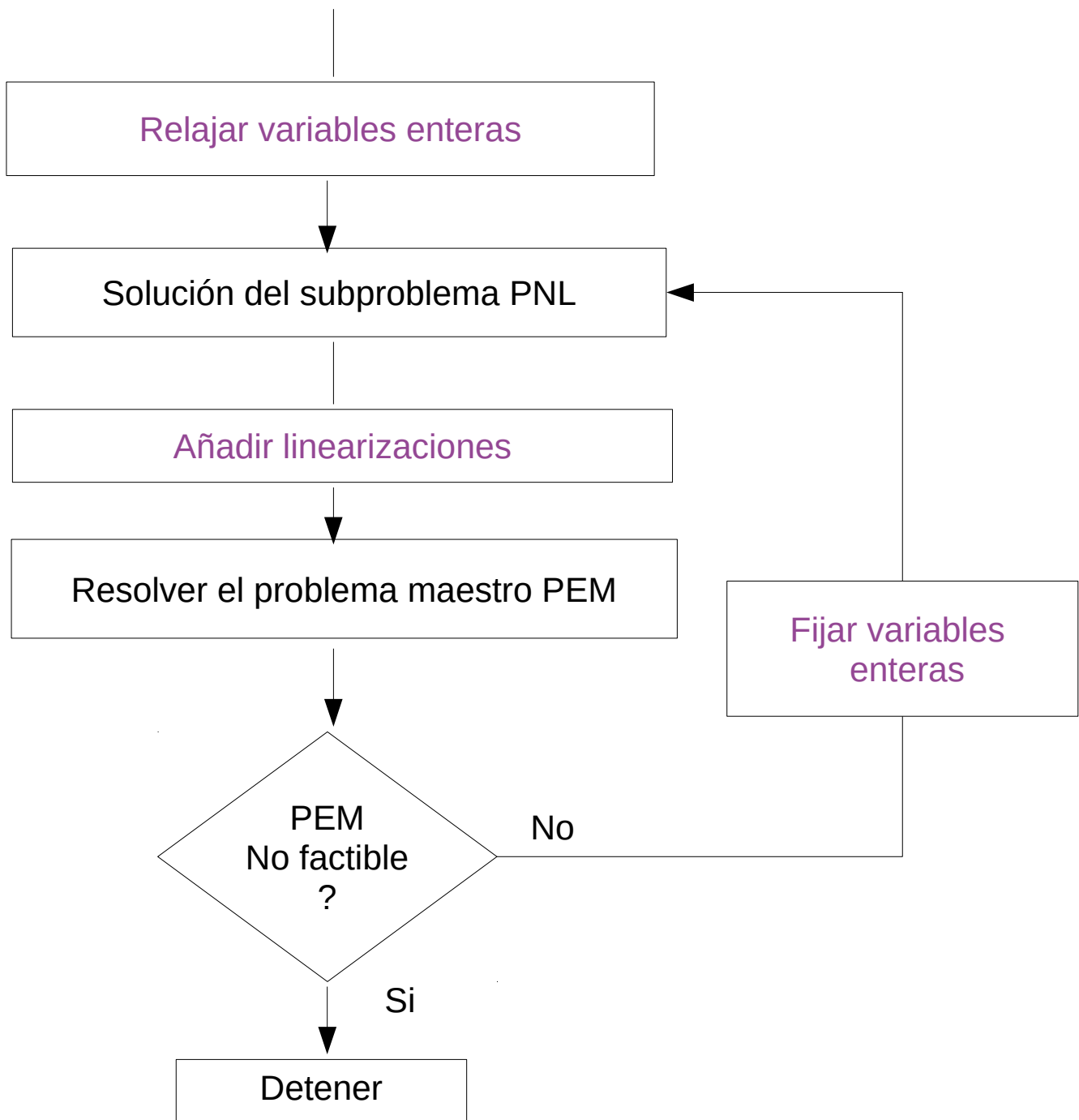


Ilustración 5: Diagrama de flujo del proceso de solución de problemas MINLP con el Algoritmo de Aproximación Exterior

→ Paso 3. Resuelva el problema entero-mixto M^1 relajado:

$$\begin{aligned}
 z^i &= \min c^t y + m y \\
 &\text{s.a.} \\
 (x, y) &\in \Omega^i \\
 z^{i-1} &\leq c^t y + \mu < z^* \\
 x &\in X, y \in U, \mu \in R^t \\
 v &\in (\text{conjunto cortes enteros})
 \end{aligned}$$

Uno de los siguientes casos debe ocurrir:

- El problema M^1 no tiene una solución entera-mixta factible. El problema tiene una solución óptima en los vectores (x^*, y^*) definida en la solución parametrizada en el paso 2.
- el problema M^1 tiene una solución finita (z^1, x, y) donde z^1 es un elemento en la secuencia monótonica de límites inferiores y y es una combinación entera a probar en el algoritmo. Luego $y(i+1) = y$, así como $i=i+1$ para indicar una nueva iteración.

Como se puede observar el algoritmo consiste en resolver una secuencia alternada de subproblemas no lineales y problemas maestros enteros-mixtos. Los criterios de convergencia y optimalidad, así como los sustentos matemáticos finos pueden ser vistos a detalle en *Duran (1986)*.

Nociones de convexidad

Para la mayoría de los algoritmos de solución de problemas no lineales y que incluyen variables enteras o binarias, se parte de la suposición de que existe convexidad en el espacio solución. Aunque esta suposición es fuerte (matemáticamente hablando), desde el punto de vista práctico no es restrictiva. Muchos de los problemas que se tratan en ingeniería tienen espacios convexos de solución cuando menos en la región donde se encuentran las soluciones que estamos buscando (*Conejo, 2006*).

Eficiencia de Pareto

También conocido como óptimo de Pareto, es un concepto que describe aquella situación en la que no es posible beneficiar a un individuo sin perjudicar a otros.

Para un problema de minimización la formalización del óptimo de Pareto requerirá que introduzcamos dos conceptos: la Dominancia de Pareto y la Optimalidad de Pareto. Para el primer caso, dado un vector $\mathbf{u}=(u_1, u_2, \dots, u_k)$, se dice que domina a otro vector $\mathbf{v}=(v_1, v_2, \dots, v_k)$, sí y solo sí:

$$\forall i \in \{1, \dots, k\}, u_i \leq v_i \text{ y } \exists i_0 \in \{1, \dots, k\} | u_{i_0} < v_{i_0}$$

La optimalidad de Pareto se define como la solución x^* si y sólo si no existe otro vector x tal que $v=f(x)=(v_1, v_2, \dots, v_k)$ domine a $u=f(x^*)=u=(u_1, u_2, \dots, u_k)$. Dicho de otro modo, se dice que el punto x^* es óptimo de Pareto si no existe otro vector x que haga mejorar alguno de los objetivos sin que perjudique de forma simultánea alguno de los otros.

En general la solución que se obtenga no es única. La solución está compuesta por el conjunto de puntos o vectores no dominados. A este conjunto se le conoce como conjunto de no dominados o frente de Pareto.

Aplicaciones al estudio

Existen varios trabajos que incluyen, en los modelos de despacho eléctrico, a los contaminantes. Desde la década de los setenta y hasta la década de los noventa se publicaron algunos trabajos que han servido de base a los que, a partir de entonces, y con el creciente interés en la conservación del medio ambiente, han sido desarrollados a lo largo del mundo.

Programación Matemática

Dada la gran dimensión y el carácter combinatorio del problema del despacho eléctrico, han habido grandes esfuerzos por desarrollar metodologías y modelos que permitan atacar el problema sin importar su escala. Los métodos desarrollados pueden ser clasificados en heurísticos y exactos.

La programación dinámica tiene la ventaja de que nos permite agregar restricciones que afectan en momentos determinados del despacho. Falla sensiblemente en la complejidad computacional que requiere, lo que normalmente orilla al programador a simplificar el problema y con ello encontrar soluciones subóptimas. El uso de la relajación lagrangiana ha sido empleada gracias a que su manejo permite incluir restricciones de cualquier tipo; la complejidad computacional del modelo varía de manera lineal según el número de unidades, lo que lo hace sensiblemente menos complejo que la programación dinámica. Para más información de algunos métodos heurísticos y sus cualidades se recomiendan los presentados por Salam (*Salam, 2007*).

Despacho eléctrico con enfoque ambiental

En 1994 *Talaq y El-Hawary (Talaq, El-Hawary, 1994)* publicaron un primer trabajo como una síntesis de lo que hasta entonces habían sido las aproximaciones empleadas para resolver el problema del despacho eléctrico. En este artículo los autores plantean tres principales cuestiones que se enfrentan al abordar el tema del despacho: caracterizar la función de las emisiones, calcular la concentración de los contaminantes en la Tierra y determinar los costos de las externalidades.

El caracterizar una función de las emisiones es una cuestión sin duda compleja. Cada planta de generación, cada combustible (recordemos que una misma planta puede usar distintos combustibles), y cada situación de operación, arrojan distintas curvas de contaminación en función de la carga generada. Se ha encontrado por ejemplo, que la emisión de óxidos de azufre (SO_x) se comporta de manera parecida a las gráficas de potencia contra consumo de combustibles presentadas en el capítulo anterior. Por otro lado los óxidos nitrosos (NO_x) no se comportan de la misma manera y se ha buscado hacer aproximaciones que caractericen de la mejor manera posible el fenómeno (*Tsuji, 1981*).

La siguiente cuestión es la concentración de los contaminantes en la Tierra; ésta tiene la complejidad que el mismo fenómeno presenta a escala global y considerando que cualquier efecto sobre un punto va a afectar a otro dentro de este gran sistema. Para abordarla, se ha definido una función de dispersión de contaminantes:

$$\xi_i(X_i, Y_i) = M_i(X_i, Y_i) * E_i$$

donde i es el número de planta, M_i representa un coeficiente meteorológico y contiene parámetros como la velocidad del viento, la humedad, los bosques, entre otros. Por otro lado, E_i es una función de emisiones previamente explicada.

Por último la estimación del costo de las externalidades de cada contaminante implica darle un valor monetario a una serie de efectos negativos que tienen muchas componentes, entre ellas una fuerte componente ética difícil de calcular (*Ottinger, 1991*). Aún así, algunos estudios resumidos arrojan cuatro posibles aproximaciones para este cálculo:

1. Estimar la afectación potencial de cada contaminante. Esta afectación incluye los aspectos físicos, químicos y toxicológicos.
2. Consultar expertos en la materia y estudios previos. En este aspecto también se puede incluir los precios que los mercados establecidos en el Protocolo de Kyoto, pagan por cada contaminante.
3. Medir y cuantificar los daños económicos directos que provoca cada contaminante

Determinar el valor que le da la sociedad a la reducción de un cierto contaminante. Esto se basa en el incremento que la población está dispuesta a pagar por el mismo servicio, sabiendo que existe cierta reducción en las emisiones de un contaminante.

Las funciones que minimizan los costos, generalmente se contraponen con las funciones que minimizan las emisiones y no siempre es posible alcanzar los dos objetivos al mismo tiempo. Es entonces cuando se utilizan los modelos multicriterio y sus estrategias de modelación. Antes de entrar con más detalle a este tema, vamos a abordar las seis estrategias más comunes empleadas para resolver este problema.

La primer estrategia es plantear un modelo en el que se formula la función objetivo en términos de las emisiones de contaminantes, y las restricciones se refieren a la satisfacción de la demanda. Después de minimizar la función objetivo es de esperarse que los costos derivados del despacho de mínimas emisiones, no sean factibles y que el tomador de decisiones no esté dispuesto a afrontarlos.

La segunda estrategia es minimizar las emisiones de contaminantes, agregando en las restricciones un tope al costo, es decir un valor máximo, además de la restricción de la demanda; con esta estrategia se complementa la primera.

En tercer lugar la estrategia es minimizar los costos de despacho en los que se se agrega una restricción de la cantidad máxima permisible de contaminantes por emitir; esta estrategia permite calcular cuál sería el costo mínimo por cumplir algún tratado o alguna meta pactada.

En cuarto lugar se agrega una estrategia cuyo objetivo es minimizar la concentración de los contaminantes en la atmósfera. Como una ampliación de ésta última surge la quinta cuyo objetivo es minimizar los costos restringiendo la concentración atmosférica.

Por último surge la estrategia más empleada que es la de minimizar una función que pondere el costo de los combustibles y de las externalidades. Por lo que la función objetivo a minimizar sería de la forma:

$$C = \sum_{i=1}^n \alpha_{\text{combustible } i} * F_i + \alpha_{\text{emisiones } i} * E_i$$

Donde:

- $\alpha_{\text{combustible } i}$ se define como el factor de ponderación que se le da al costo del combustible de la planta i .
- $\alpha_{\text{emisiones } i}$ se define como el factor de ponderación que tiene el costo de externalidades de los

contaminantes para la planta i .

- F_i es la función de costo de combustible para la planta i .
- E_i es la función de costo de las emisiones en la planta i y puede ser de la forma:

$$E_i = \beta_{CO_2} * E_{CO_2} + \beta_{NO_x} * E_{NO_x} + \beta_{contaminante\ n} * E_{contaminante\ n}$$
 donde se suman los contaminantes seleccionados con una respectiva ponderación. En el caso de que todos los contaminantes impacten de la misma manera, las ponderaciones β toman el valor de $1/n$. Otra estrategia para definir esta función es utilizar los potenciales de calentamiento global de cada contaminante. De este modo cuando se valora únicamente los contaminantes relacionados con calentamiento global, pero hay otros contaminantes, se reduce a un solo contaminante equivalente (dióxido de carbono: $CO_{2equivalente}$)⁸

Debemos de resaltar que en todas las estrategias es necesario incluir las restricciones de carga mínima y máxima de cada una de las plantas y la capacidad de transmisión del sistema. Así mismo, y de acuerdo al objetivo, se pueden o no tomar en cuenta las pérdidas por transmisión. Todas las estrategias se resumen en la tabla 1.

Enfoque sistémico del problema

El problema del despacho instantáneo de carga se puede escribir como el problema de asignar las plantas de generación en el momento X_i para satisfacer la demanda de energía en el momento X_{i+1} .

Para ello se consideran como parámetros de entrada:

- las plantas de generación encendidas (PGE)
- Demanda en el tiempo X_{i+1} .
- Plantas despachables y Restricciones de encendido⁹
- Costos de operación y mantenimiento
- Costos diarios de combustible

8 Para presentar los resultados de una manera homogénea se emplea el concepto de Potencial de Calentamiento Global que es la contribución al calentamiento global de un determinado gas comparado con una el efecto del dióxido de carbono. El resultado de esta comparación se evalúa en unidades de masa de dióxido de carbono equivalente [gCO₂eq]. Los potenciales de calentamiento global fueron presentados por la IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change, por sus siglas en inglés) en 2007 y engloba más de 63 gases distintos y su potencial en tres escenarios distintos: 20, 100 y 500 años. (IPCC, 2007)

9 Las restricciones de encendido en este caso se refieren a las políticas determinadas sobre el encendido. En este rubro se pueden incluir políticas para las plantas hidroeléctricas para que solo enciendan en cargas puntas o intermedias. También se puede incluir la prioridad de despacho que pudieran tener algunas plantas por algún tipo de contrato.

- y se espera como salida una orden de despacho donde se indique qué plantas permanecen encendidas, que plantas encienden y que plantas salen del despacho con sus respectivas cargas de trabajo.

Para representar este sistema se ilustra la ilustración 6.

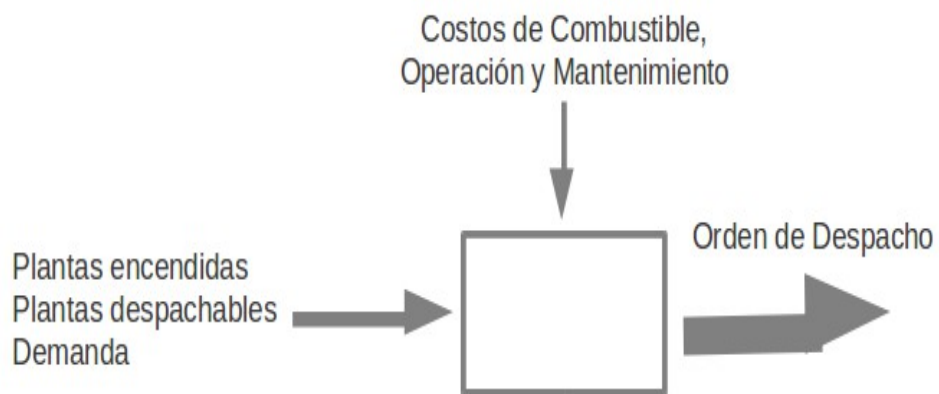


Ilustración 6: Esquema sistémico del Problema planteado

Estrategia	Función Objetivo	Restricciones	Limitaciones
1	Minimizar las emisiones	Satisfacción de la demanda.	No incluye los costos de los combustibles y de la generación.
2	Minimizar las emisiones	Satisfacción de la demanda. Restricción de costos máximos permisibles.	
3	Minimizar costos del combustible con emisiones controladas	Limitar emisiones. Satisfacción de la demanda Capacidad de las plantas.	Incluyen ubicaciones de las plantas, por lo que es posible variar las emisiones en puntos específicos del sistema.
4	Minimizar la concentración global de GEI	Difusión de la atmósfera. Satisfacción de la demanda. Capacidad de las plantas.	Esta estrategia surge como extensión de la primera. No incluye las pérdidas por transmisión en el sistema.
5	Minimizar el costo de despacho	Concentración atmosférica. Satisfacción de la demanda. Capacidad de las plantas.	Es una extensión de la estrategia tres que incluye la concentración atmosférica.
6	Minimizar la ponderación de costo y emisiones	Satisfacción de la demanda. Capacidad de las plantas. Restricción de emisiones.	Resuelve en gran medida el conflicto entre las emisiones y el costo.

Tabla 1: Resumen de las estrategias de modelación del problema del despacho eléctrico con consideraciones ambientales [Talaq, 1994]

Capítulo III

Modelo Matemático

Con base en el estado del arte presentado anteriormente, y según el objetivo trazado en el capítulo uno, pretendemos modelar una combinación de la asignación de unidades y el despacho eléctrico, para saber en un momento dado, qué unidades y con qué potencia debe despachar.

Nosotros para modelar lo anterior e incluir los aspectos ambientales que son motivo de este trabajo, se propone que se utilice el concepto de externalidad asociada. Esto implica que el productor asume el costo de emitir un cierto contaminante, de acuerdo a un parámetro que podría ser calculado o bien, obtenido de algún trabajo relacionado..

El problema del despacho económico de carga es un problema no lineal, entero-mixto y que debido a su complejidad computacional se cataloga como un problema NP-duro para el cuál no existen métodos exactos que proporcionen una solución óptima para sistemas de grandes dimensiones. En nuestro caso, debido a los datos conseguidos asumimos que las curvas de carga -que como ya se explicó se representan por una función cuadrática- son líneas rectas. Así que el problema se reduce a un problema lineal entero-mixto

A continuación se presenta la notación del modelo propuesto:

Subíndices y Conjuntos:

- i : i -ésima unidad de generación
- j : j -ésimo punto de consumo eléctrico, donde $j=1,2,\dots,9$

Variables:

- X_{ij} : la potencia generada en la planta i y entregada en la región j , dada en MW
- δ_i : variable conocida como delta de Dirac. Toma el valor de 0 si la unidad no está siendo despachada para ninguna región j , y el valor de 1 si la unidad está en funcionamiento. Es adimensional y es la variable de complicación¹⁰.

¹⁰ Las variables de complicación son aquellas que, al fijarles un valor definido, convierten el problema en uno de estructura conocida y de fácil solución. En el caso que nos ocupa, las variables de complicación son las variables binarias que definen el encendido o apagado de cada una de las plantas.

Parámetros

- C_{ij} Costo de transmisión entre la unidad i y la zona j . Está dado en unidades monetarias por unidad de generación [\$/MW]
- $Demanda_j$: La demanda de potencia eléctrica en la zona j . Dada en unidades de potencia [MW]
- K_{maxi} : Capacidad máxima de generación de la unidad i . Dada en unidades de potencia [MW]
- K_{mini} : Capacidad mínima de generación de la unidad i . Dada en unidades de potencia [MW]
- b_i, c_i : Parámetros de la función de costo por unidad de generación para la unidad i . Tienen unidades de [\$/MW] y [\$] respectivamente.
- e_i : Valor de la externalidad estimada para la unidad i . Dada en [\$/MW]

Funciones:

- Función de costo para cada unidad generadora:

$$\sum_{\forall j} b_i x_{ij} + c_i \delta_i \quad \forall i$$

- Criterio de optimización: **minimizar**
- Función de externalidades:

$$\sum_{\forall j} e_i x_{ij} \quad \forall i$$

Como se mencionó anteriormente, la función objetivo se compone de las funciones de externalidades y de costo. Esta nueva función debe de ser minimizada, para alcanzar ambos objetivos: minimizar emisiones y despachar al menor costo posible. Por lo tanto la función objetivo queda formulada de la siguiente manera:

$$\sum_{\forall i} \sum_{\forall j} C_{ij} \delta_i (f_{costo}(x_{ij}) + f_{externalidad}(x_{ij}))$$

Esta función se encuentra restringida por la satisfacción de la demanda de cada zona de consumo j y también por los límites mínimo y máximo de cada una de las unidades generadoras. Las restricciones en términos matemáticos quedan formuladas de la siguiente manera:

Restricción de satisfacción de la demanda

$$\sum_{\forall i} \delta_i x_{ij} \geq Demanda_j \quad \forall j$$

Restricción de la capacidad de cada unidad

$$k_{min\ i} \leq \sum_{\forall j} x_{ij} \leq k_{max\ i} \quad \forall i$$

Restricciones de encendido

$$\sum_{i \in P} \delta_i \geq 1$$

Restricciones de no negatividad

$$x_{ij} \geq 0$$
$$\delta_i : 0,1$$

Entorno de Modelación AIMMS



Ilustración 7: Logo del programa

Para resolver el modelo existen diversos programas computacionales que podrían auxiliarnos. Con el objeto de proponer un nuevo programa distinto al conocido durante los cursos ordinarios de la maestría, presentamos el entorno AIMMS.

La herramienta matemática AIMMS fue lanzada por la empresa *Paragon Decisión Technology* en 1993 y consiste en una combinación de lenguaje de modelación con una interfaz gráfica muy amable para el usuario y solucionadores numéricos (entre

los que destacan *BARON, CPLEX, CONOPT, GURONI, KNITRO, LGO, PATH, SNOPT Y XA*). Es considerado uno de los entornos de programación más avanzados para construir y resolver modelos que soporten la toma de decisiones.

El programa cuenta con una licencia de uso académico, además de estar disponible para su uso comercial. Dentro de las empresas que utilizan AIMMS como herramienta se encuentran: *Bayer, Lufthansa, Repsol, Shell, Unilever* entre otras (*AIMMS, The User's Guide, 2010*).

La organización del programa en el entorno AIMMS resulta muy sencilla y ordenada. A continuación se describe la estructura del programa y se acompaña de algunas imágenes ilustrativas. Cabe mencionar que no pretende ser un instructivo de uso general.

En primer lugar se pueden definir los conjuntos que son empleados. Como se vio en el subtema anterior, en nuestro problema utilizamos el conjunto de plantas de generación expresado con el subíndice (*i*) y el conjunto de zonas geográficas expresado con el subíndice (*j*). Ambos conjuntos permiten que el usuario ingrese el nombre de cada uno de sus elementos. Posteriormente definimos las variables de nuestro modelo: la carga que pertenece a ambos conjuntos y la variable binaria de encendido que pertenece únicamente al conjunto *i*. Luego se escriben los parámetros del modelo y a qué conjunto hacen referencia para poder ingresar los parámetros ya sea de cada planta o de cada zona de manera particular. Para continuar se escriben y definen las restricciones y se escribe la función objetivo como una variable. Por último se escriben los detalles de programación como el algoritmo, los datos de inicio y los detalles de inicio y término del programa.

Este programa además de las cualidades antes descritas, tiene el algoritmo AOA previamente cargado y programado, lo que constituye una de sus más importantes aportaciones.¹¹

11 De acuerdo a Marcel Hunting (Hunting, 2011), el Algoritmo de Aproximación Exterior programado en el entorno AIMMS es capaz de resolver problemas enteros mixtos lineales y no lineales. Esto lo hace un algoritmo suficientemente robusto para poder resolver nuestra propuesta, pero también para resolver problemas futuros en donde se empleen las funciones cuadráticas de generación de energía eléctrica.

Cabe mencionar que una de las principales facilidades del programa es que nos permite ingresar de manera textual el modelo en función de los conjuntos, lo cual ahorra muchas líneas de programación.

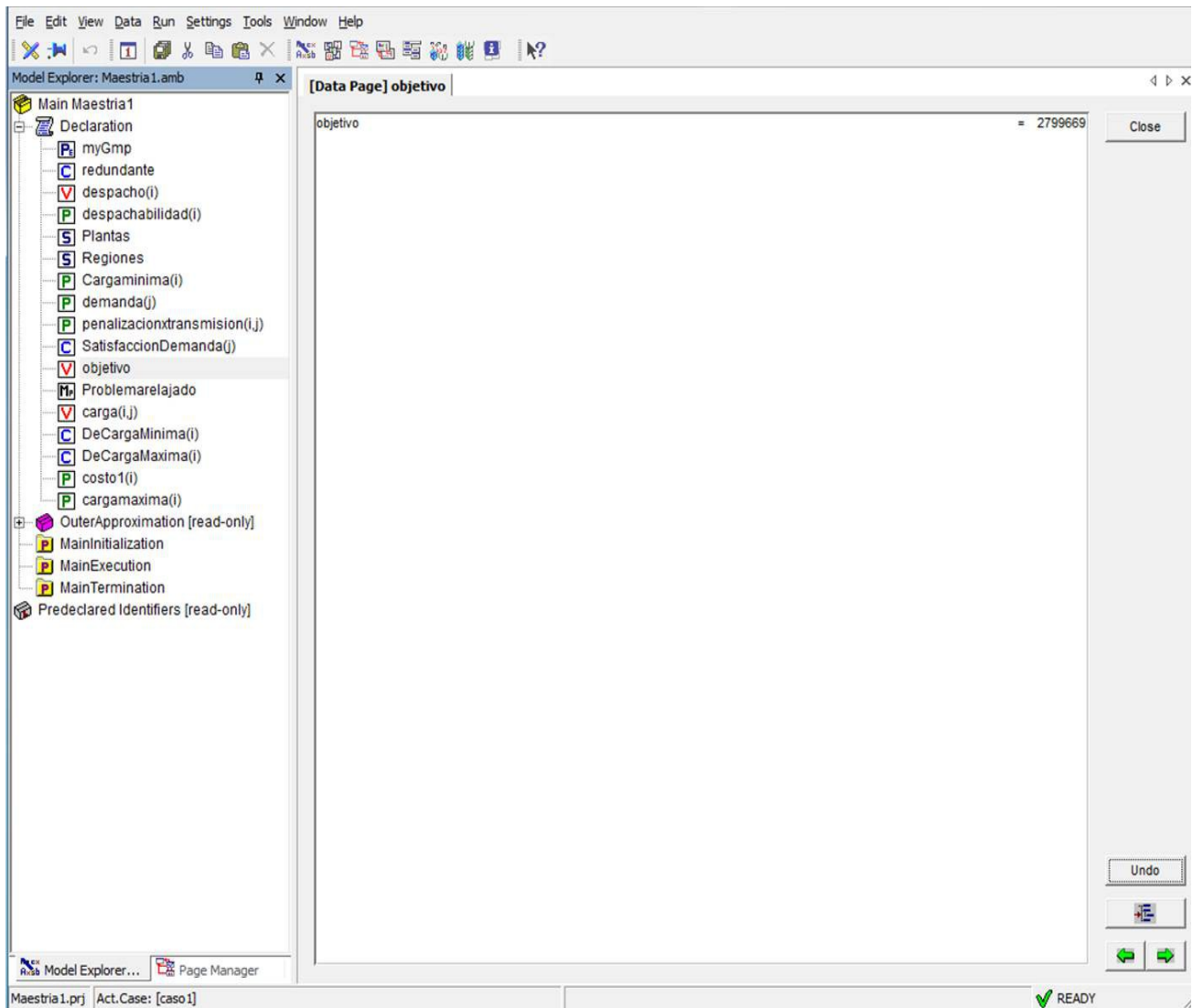


Ilustración 8: Corrida del programa

Capítulo IV

Prueba del Modelo Para el Sistema Eléctrico Nacional

El sistema eléctrico está dividido para su operación en nueve regiones con un centro de control cada una. Estas regiones y sus centros de control se muestran en la tabla, de donde debemos resaltar que el macizo continental (regiones de la 1 a la 6 y la región 9) están interconectadas mientras que las dos regiones de la península (7 y 8) se mantienen como un sistema aislado que solamente se interconecta para importación y exportación con Estados Unidos de Norteamérica.

Región	Centro de Control
1. Central	Ciudad de México
2. Oriental	Puebla
3. Occidental	Guadalajara
4. Noroeste	Hermosillo
5. Norte	Gómez Palacio
6. Noreste	Monterrey
7. Baja California	Mexicali
8. Baja California Sur	Mexicali
9. Peninsular	Mérida

Tabla 2: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional

Transmisión

La red de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad cuenta con más de 803,712 km de líneas de transmisión (POISE,2008), divididos o clasificados según la tensión a la que transmite, en cinco:

1. Red troncal
2. Redes de subtransmisión
3. Redes de distribución en media tensión
4. Redes de distribución en baja tensión
5. Red de la extinta Luz y Fuerza del Centro

para los fines académicos de nuestro estudio nos aproximaremos considerando como restricción la transmisión de energía a través de la red troncal, es decir entre las regiones del sistema. Además esta red se integra por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de 400 y 230 [kW] y es la encargada de transportar grandes cantidades de energía entre las siete regiones interconectadas.

Generación

De acuerdo con el informe anual de la CFE (POISE, 2011-2025), existen en el país 66 centrales generadoras de las cuales 6 están en la región central, 12 en la región oriental, 9 en la región occidental, 8 en la región noroeste, 6 en la región norte, 9 en la región noreste, 5 en las regiones de Baja California y Baja California Sur y 5 en la región peninsular. En el apéndice X se muestra una tabla con las centrales, su ubicación, su tecnología, combustible, y otros detalles importantes para el lector.

Costos de Operación y Combustible

Los costos de operación de una central eléctrica se pueden desagregar en el costo de producción y el costo de mantenimiento. El costo de producción es un costo variable que depende directamente del costo del combustible y de la energía producida por lo que normalmente se expresa en unidades monetarias sobre unidades de energía generadas ($\$/\text{kWh}_{\text{generado}}$). El costo de mantenimiento es un costo que a su vez tiene una componente fija y una componente variable; la componente fija es un costo anual que solamente depende de la potencia instalada en un periodo de tiempo y la componente variable sí considera el mantenimiento preventivo y correctivo, producto de la operación de la planta y de su potencia generada.

Para fines de planificación del sector eléctrico, la Secretaría de Energía y la CFE utilizan un documento intitulado Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2011, Generación (COPAR 2011). En este documento se presenta un resumen de los costos por combustibles y de operación y mantenimiento para algunas de las tecnologías de generación. Cabe resaltar que los costos de combustibles son volátiles, y cambian prácticamente día con día, por lo que este documento es útil en casos de planificación o académicos como el nuestro.

En el citado documento de referencia se considera el costo de combustible como precios de referencia domésticos. Para el caso de la operación y el mantenimiento se considera tanto el componente fijo como el variable en un horizonte de un año y los presenta por un lado agrupados y por otro lado desagregados.

Los datos de costos que se pueden obtener de COPAR están dados en términos de la tecnología y el combustible que emplea cada planta. Los datos se presentan en intervalos máximos y mínimos, pero no es posible conocer el costo exacto de operación de cada planta. Es por eso que, utilizando los intervalos de COPAR, así como un número aleatorio entre cero y uno, obtenemos un costo de operación para cada una de las plantas, asumiendo una distribución uniforme.

$$Costo_{planta i} = Costo_{minimo COPAR} + X_{aleatoria} * (Costo_{maximo COPAR} - Costo_{minimo COPAR})$$

Tecnología	Abreviatura	Costo Combustible		Costo operación y mantenimiento	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Termoeléctrica Convencional	TC	89.84	110.01	7.04	13.97
Turbogas	TG	49.88	147.74	6.59	31.32
Ciclo combinado	CC	38.09	38.87	4.88	7.05
Combustión interna	CI	80.44	99.19	25.88	39.13
Carboeléctrica	CAR	29.3	30.83	9.29	9.87
Nuclear	NUC	5.3	5.3	15.41	15.41
Geotermoeléctrica	GEO	51.33	52.35	9.22	9.79
Hidroeléctricas	HID	0.23	3.82	2.43	7.96
USD/MWh					

Tabla 3: Parámetros máximos y mínimos obtenidos de COPAR [2011]

Costo Ambiental

El costo ambiental es aquel que está asociado a la externalidad que provoca la operación de cierta planta de generación eléctrica. Al igual que en el caso de los costos de operación y mantenimiento, para estimar el costo de las externalidades se utiliza una variable aleatoria uniforme para cada tecnología.

En la siguiente tabla se expresa para cada tecnología abreviada sus costos mínimos y máximos, así como la diferencia entre cada uno de ellos. Es importante recordar la fórmula expresada anteriormente, adecuando los subíndices al caso que nos atañe:

$$Costo_{Externalidad}_{planta i} = Costo_{minimo EXTERNE} + X_{aleatoria} * (Costo_{maximo EXTERNE} - Costo_{minimo EXTERNE})$$

Cabe señalar que para cada una de las 66 plantas se asignó una variable aleatoria uniforme entre cero y uno, utilizando la hoja de cálculo de *OpenOffice* y esa misma variable se utilizó para estimar los tres costos involucrados en el problema, dentro de los intervalos impuestos.

Combustible	Máximo	Mínimo
CAR	150	20
CI	110	30
TG	75	20
TC	62.5	11.25
CC	40	10
NUC	50	2.5
HID	10	0.3
	USD/MWh	

Ilustración 9: Costos de externalidad obtenidos de EXTERNE

Datos de Entrada

Nombre	Tecnología	Capacidad Efectiva	Carga Mínima	Aleatorio Asignado	Costo de Combustible	Costo de Operación y Mantenimiento	Costo de contaminantes
Infiernillo	HID	1000		0.36	1.53	4.43	29.27
La Villita	HID	300		0.07	0.49	2.83	6.15
Tula	TC	2035	750	0.90	107.97	13.27	57.31
Valle de México	CC	999	43	0.31	38.33	5.55	50.01
Necaxa	HID	109		0.23	1.06	3.70	18.74
Jorge Luque	TC	224	82	0.22	94.38	8.60	22.78
LyFC	TG	288	288	0.63	111.07	22.05	54.39
Angostura	HID	900		0.01	0.26	2.48	1.05
Chicoasen	HID	2400		0.57	2.29	5.60	46.18
Malpaso	HID	1080		0.52	2.10	5.32	42.08
Peñitas	HID	420		0.64	2.53	5.97	51.46
Temascal	HID	354		0.26	1.18	3.89	21.38
Caracol	HID	600		0.28	1.22	3.96	22.39
Humeros	GEO	40	35	0.64	51.99	9.59	0.00
La Venta	EOL	85		0.99	0.00	0.00	0.00
Laguna Verde	NUC	1365	1365	0.57	5.30	15.41	48.46
Dos Bocas	CC	452	226	0.69	38.62	6.37	99.12
Tuxpan	TG	2263	1290	0.62	110.67	21.95	54.16
Tuxpan 2,3,4,5	CC	1973	363.3	0.93	38.82	6.90	131.24
Aguamilpa	HID	960		0.30	1.30	4.08	24.10
El Cajón	HID	750		0.70	2.74	6.29	56.16
Zimapán	HID	292		0.24	1.10	3.77	19.63
Manzanillo I y II	TC	1900	1040	0.49	99.70	10.43	36.31
Salamanca	TC	866	460	0.72	104.34	12.02	48.08
Villa de Reyes	TC	700	400	0.76	105.25	12.33	50.41
Petacalco	CAR	2100	1675	0.27	29.72	9.45	55.74
El Sauz	CC	603	230	0.79	38.71	6.60	113.08
El Sauz Bajío	CC	495	124	0.13	38.19	5.16	26.82
Los Aúfres	Geo	195	194.5	0.02	51.35	9.23	0.00
El Novillo	HID	135		0.45	1.85	4.93	36.48

Tabla 4: Datos de Entrada (1/2)

Tabla 5: Datos de Entrada (2/2)

Huites	HID	422		0.51	2.05	5.23	40.82
Puerto Libertad	TC	632	320	0.39	97.62	9.71	31.02
Guaymas II	TC	484	240	0.53	100.44	10.68	38.17
Mazatlán II	TC	616	310	0.41	98.01	9.85	32.02
Topolobampo II	TC	320	160	0.69	103.83	11.85	46.79
Hermosillo	CC	227	90	0.61	38.57	6.21	89.73
Hermosillo PIE	CC	250		0.41	38.41	5.78	63.79
Naco Nogales PIE	CC	258		0.52	38.50	6.01	77.81
Francisco Villa	TC	300	160	0.95	108.91	13.59	59.72
Lerdo	TC	320	160	0.16	93.01	8.13	19.32
Samalayuca I y II	CC	838	550	0.33	38.34	5.59	52.40
Gomez Palacio	CC	240	170	0.32	38.34	5.57	51.27
El Encino	CC	619	290	0.78	38.70	6.57	111.25
La Laguna II	CC	498	28	0.35	38.36	5.64	55.31
Chihuahua III	CC	259		0.90	38.79	6.83	126.60
Altamira	TC	800	540	0.63	102.55	11.41	43.55
Rio Escondido	CAR	1200	900	0.69	30.36	9.69	109.70
Carbón II	CAR	1400	960	0.75	30.45	9.73	118.01
Huinala I y II	TG	978	530	0.00	50.24	6.68	20.20
Saltillo PIE	CC	248		0.73	38.66	6.46	104.84
Rio Bravo	CC	511		0.30	38.32	5.53	48.79
Rio Bravo II, III, IV	CC	1490	602	0.04	38.12	4.97	15.50
Monterrey III	CC	449	120	0.63	38.58	6.24	91.66
Altamira II, III, IV, V	CC	2652		0.36	38.37	5.66	56.55
Tamazunchale	CC	1135	283	0.61	38.57	6.21	89.56
Presidente Juarez	CC	1026	150	0.08	38.15	5.05	20.02
Mexicali	CC	489	31	0.31	38.33	5.55	50.17
Cerro Prieto	Geo	720	670	0.19	51.53	9.33	0.00
Punta Prieta	TC	113	0	0.02	90.25	7.18	12.30
San Carlos	CI	104	32	0.52	90.24	32.80	71.79
Baja California I	CI	79	9	0.79	95.18	36.29	92.88
Valladolid	TC	295		0.07	91.34	7.55	15.05
Mérida II	TC	198	115	0.37	97.21	9.57	29.98
Valladolid III	CC	525	131.3	0.75	38.67	6.50	107.34
Campeche	CC	252	120	0.66	38.60	6.31	95.71
Mérida III	CC	484	120	0.38	38.38	5.70	59.03

Una vez modelado el sistema para el escenario que corresponde a la demanda punta en cada una de las regiones del sistema se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla 8.

Respecto a las plantas que efectivamente se encienden podemos obtener la siguiente relación en la tabla 9 donde en la primer columna se encuentra el nombre de la planta, en la segunda columna el número uno representa si la planta está encendida o no, en la tercer columna el precio sombra de dicha variable y en la tercer columna su condición de básica o no:

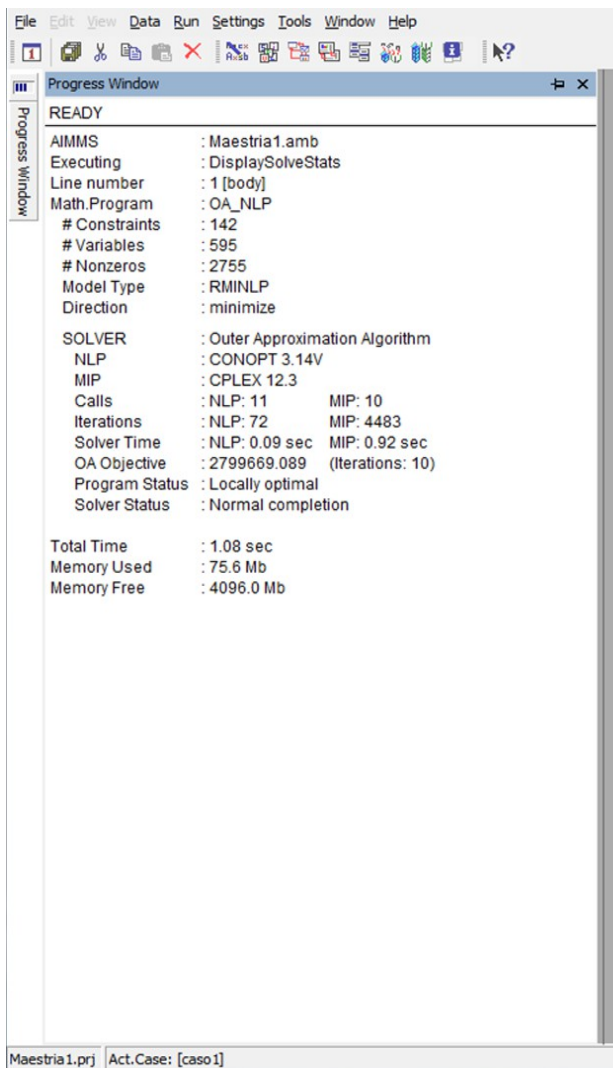


Ilustración 10: Pantalla de resultados del programa

representa el costo por entregar la carga máxima en el sistema durante una hora.

El programa utilizado arroja un mensaje final de las operaciones realizadas así como de los recursos utilizados a manera de síntesis. De esos datos es importante recordar algunos:

El problema tiene 142 restricciones con 595 variables; es un problema entero mixto no lineal cuyo criterio es minimizar. Se utiliza el optimizador con base en base al algoritmo de aproximación externa (OAA) el cual utiliza a su vez CONOPT en su versión 3.14 para resolver el problema no lineal y el CPLEX 12.3 para resolver la parte entera mixta del mismo problema.

Así mismo para resolver el problema no lineal, el sistema utiliza setenta y dos iteraciones mientras que para el problema entero mixto utiliza cuatro mil cuatrocientas ochenta y tres iteraciones que suceden en 1.08 segundos y utilizan una memoria de 75.6 [Mb].

El valor de la función objetivo final resulta en \$2,799,669.089, el cual es un óptimo local¹². Esto

¹² Se considera que una solución es un óptimo local cuando alrededor de un vecindario, el problema arroja una solución óptima; en contraste al óptimo global, el cual garantiza ser óptimo alrededor de todo el conjunto de soluciones posibles.

En cuanto a las variables de carga para cada una de las plantas, así como sus totales se muestran a continuación en la tabla 8. En la primer columna se encuentra el nombre de cada una de las plantas. En las columnas de la segunda a la octava, la cantidad de carga que envía dicha planta a cada una de las zonas geográficas, y por último la carga total que resulta de sumar las cargas enviadas a cada zona por una misma planta.

Se presenta de manera esquemática el diagrama de redes de flujos por las nueve zonas del sistema y cuánta energía exportan e importan para satisfacer su demanda en este escenario dado.

Resaltamos que están encendidas 57 de las 66 plantas que se incluyeron en el sistema, lo cual era de esperarse considerando que se modeló de acuerdo a la demanda máxima registrada. Aún así tenemos nueve plantas de reserva con una capacidad en conjunto de hasta 7,289 [MW], es decir, el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) está sobre dimensionado en un 14% porque están con la demanda punta satisfecha, existe la posibilidad aún de generar energía. A continuación se muestran las plantas que no encendieron y sus características:

Nombre	Tecnología	Capacidad Efectiva	Costo de Combustible	Costo de Operación y Mantenimiento	Costo de contaminantes
Tula	TC	2035	107.97	13.27	57.31
LyFC	TG	288	111.07	22.05	54.39
Tuxpan	TG	2263	110.67	21.95	54.16
Villa de Reyes	TC	700	105.25	12.33	50.41
Francisco Villa	TC	300	108.91	13.59	59.72
Altamira	TC	800	102.55	11.41	43.55
Cerro Prieto	Geo	720	51.53	9.33	0.00
San Carlos	CI	104	90.24	32.80	71.79
Baja California I	CI	79	95.18	36.29	92.88

Tabla 6 Características de las plantas de generación de energía eléctrica que no fueron incluidas por el modelo y que se consideran como una reserva energética.

En cuanto hace a la exportación, encontramos que solamente seis plantas de generación eléctrica exportan energía a otras regiones, siendo la región occidental la que más energía recibe con 842 [MW] a partir de dos plantas de generación (Río Bravo y Altamira), ambas instaladas en la región colindante noreste. Cabe destacar que existen cuatro regiones que no reciben energía importada¹³.

Tabla 7 Energía importada por cada región del Sistema Eléctrico Nacional.

Región	Energía Recibida
central	3 5 9
oriental	3 1 3
occidental	8 4 2
noroeste	0
norte	4 7 4
noreste	0
Baja	0
Peninsular	0

En cuanto a la potencia máxima de las plantas destacamos que la gran mayoría funcionan a su máxima capacidad y solamente dos de ellas (Mexicali y Carbón 2) funcionan bajo regímenes menores al máximo. Esto era un resultado esperado; el sistema opera de esta manera por los altos costos en los que incurre por mantenimiento (encendido y puesta en marcha) de una planta. De manera cotidiana, el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) prefiere utilizar a máxima potencia las plantas con lo que además aumenta su eficiencia de manera considerable.

Como se explicó en el capítulo 2, generalmente las plantas de generación eléctrica tienen curvas de operación exponenciales, para este estudio hicimos una aproximación lineal a las curvas de potencia de las plantas de generación eléctrica. En dichas curvas se aprecia que el óptimo de cada planta se encuentra en su máxima capacidad y esta aproximación se justifica al observar que el modelo prefirió

¹³ Recordemos que la región de Baja California no puede recibir ni exportar energía por no encontrarse interconectada al sistema eléctrico nacional. El modelo respetó esta condición y se incluye como una de las regiones que no importa ni exporta energía al sistema.

encender las plantas y operarlas en sus cargas máximas.

Recordemos la suposición inicial que indicaba que todas las plantas se encontraban listas para despachar. Es decir que todo el sistema hidroeléctrico tenía suficiente agua en reserva, el viento soplaba en condiciones óptimas de operación, existía abasto suficiente de todos los combustibles y el mantenimiento correctivo y preventivo de las plantas no estaba programado en ese instante¹⁴.

Por ello es importante resaltar que todas las plantas hidroeléctricas están encendidas y a su máxima capacidad. Esto se explica debido a sus bajos costos de operación y mantenimiento y ambientales, así como sus nulos costos de combustible. Este esquema de operación es probable en épocas de estiaje, donde las presas alcanzan su máxima capacidad y estas mismas instaladas en sistemas de operación hidroeléctricos, controlan los afluentes de los ríos y optimizan la generación eléctrica.¹⁵

14 Esta suposición, a pesar de ser poco probable en la operación cotidiana del Sistema, se puede subsanar a partir de la condición de despachabilidad que se estableció en la programación del modelo. Es decir, si una planta no se encuentra despachable en un momento dado, el sistema puede asignarle un cero a la variable binaria desde el inicio.

15 Aunque no es materia de este estudio, es importante puntualizar que los sistemas hidroeléctricos en nuestro país han sido instalados con dos objetivos primordiales: la generación de energía eléctrica y el control de los afluentes. En particular en el caso del sistema hidroeléctrico instalado en el cauce del río Grijalva compuesto por las presas: Angostura, Belisario Domínguez, Chicoasén, Malpaso y Peñitas han sido motivo de constantes cuestionamientos debido a las constantes fallas producidas en el control de avenidas, lo que ha provocado importantes inundaciones en ciudades como Villahermosa, Tabasco. Lo importante que debemos resaltar es que de cumplirse el objetivo y operar las plantas de manera óptima, tendría una repercusión social importante, al evitar las inundaciones antes referidas.

Tabla 8: Energía generada por cada planta, para cada una de las regiones (1/2)

j	central	oriental	occident	noroeste	norte	noreste	Baja	Peninsula	Total
Infiernillo	1000								1000
villita	300								300
tula	750								750
valle de mexico	999								999
necaxa	109								109
jorge luque	224								224
Luz y Fuerza	288								288
Angostura	900								900
Chicoasen	262	2138							2400
Malpaso	1080								1080
Peñitas		420							420
Temascal	354								354
Caracol	600								600
Humeros		40							40
La Venta	85								85
Laguna Verde		1365							1365
Dos Bocas		452							452
Tuxpan		1290							1290
Tuxpan 2		1973							1973
Aguamilpa	960								960
El Cajón	750								750
Zimapán	292								292
Manzanillos			1900						1900
Salamanca			866						866
Villa de Reyes			400						400
Petalcalco			2100						2100
Sauz	38		565						603
Sauz bajo	495								495
Los Azúfres	195								195
El Novillo	59			76					135
Huites				422					422
Puerto Libertad				632					632
Guaymas 2				484					484
Mazatlán 2				616					616
Topolobambo				320					320
Hermosillo				227					227
Hermosillo PIE				250					250
Naco Nogales				258					258
Francisco Villa					160				160
Lerdo					320				320

Salamayuca					838				838
Gomez Palacio					240				240
El Encino					619				619
La laguna					498				498
Chihuahua					259				259
Altamira						540			540
Rios Escondido						1200			1200
Carbon 2						1029			1029
Huinala						978			978
Saltillo PIE						248			248
Rio Bravo			37		474				511
Rio bravo 2			1490						1490
Monterrey						449			449
Airamira 2			805			1847			2652
Tamazunchale						1135			1135
Presidente Juarez							1026		1026
Mexicali							74		74
Cerro Prieto							670		670
Punta Prieta									0
San Carlos							32		32
Baja califomia 1							9		9
Valladolid								295	295
Merida 2								198	198
Valladolid 3								525	525
Campeche								252	252
Merida		313						171	484
Total	9740	7991	8163	3285	3408	7426	1811	1441	43265

Tabla 9: Energía generada por cada planta, para cada una de las regiones (2/2)

En la primer columna se presentan los nombres de las plantas (correspondientes a las variables j del problema). En la segunda columna se presenta si la planta enciende; este es el resultado de la variable delta de dirac, así que si es 1 quiere decir que el sistema eligió esta planta para encenderse y se incluye en los costos. La tercer columna representa el costo por encender (en el caso de que la planta estuviera apagada) o el costo de apagar la planta (que representaría por ende encender otra planta para seguir satisfaciendo la demanda). Por último la cuarta columna expresa la condición de la variable, si es básica o no (necesaria para la solución).

Nombre	Encendido	Costo reducido	Basico
Infiernillo	1	-162807	NonBasic
villita	1	-50471.1	NonBasic
tula		4479.75	NonBasic
valle de mexico	1	-109357.533	NonBasic
necaxa	1	-18015.193	NonBasic
jorge luque	1	-10487.008	NonBasic
Luz y Fuerza		4300.704	NonBasic
Angostura	1	-152210.7	NonBasic
Chicoasen	1	-377884.8	NonBasic
Malpaso	1	-171188.64	NonBasic
Peñitas	1	-65604.84	NonBasic
Temascal	1	-58008.21	NonBasic
Caracol	1	-98160.6	NonBasic
Humeros	1	-4385.28	NonBasic
La Venta	1	-14669.045	NonBasic
Laguna Verde	1	-164758.23	NonBasic
Dos Bocas	1	-43230.184	NonBasic
Tuxpan		20108.52	NonBasic
Tuxpan 2	1	-172641.446	NonBasic
Aguamilpa	1	-156634.56	NonBasic
El Cajón	1	-116150.25	NonBasic
Zimapán	1	-47980.272	NonBasic
Manzanillos	1	-34631.3	NonBasic
Salamanca	1	-196.582	NonBasic
Villa de Reyes		1329.2	NonBasic
Petacalco	1	-146489.7	NonBasic
Sauz	1	-51596.901	NonBasic
Sauz bajo	1	-54263.88	NonBasic
Los Azufres	1	-33652.515	NonBasic
El Novillo	1	-21284.91	NonBasic
Huites	1	-66104.612	NonBasic
Puerto Libertad	1	-19456.752	NonBasic
Guaymas 2	1	-9605.464	NonBasic
Mazatlán 2	1	-18015.536	NonBasic

Tabla 10: Concentrado de encendido de las plantas y característica de las variables (1/2)

Topolobambo	1	-2136.32	NonBasic
Hermosillo	1	-21782.012	NonBasic
Hermosillo PIE	1	-25634	NonBasic
Naco Nogales	1	-25535.808	NonBasic
Francisco Villa		2808.48	NonBasic
Lerdo	1	-14146.24	NonBasic
Salamayuca	1	-84593.586	NonBasic
Gomez Palacio	1	-24296.88	NonBasic
El Encino	1	-53256.903	NonBasic
La laguna	1	-49908.066	NonBasic
Chihuahua	1	-21276.073	NonBasic
Altamira		-372.6	NonBasic
Rios Escondido	1	-10128	NonBasic
Carbon 2	1	zero	NonBasic
Huinala	1	-79276.68	NonBasic
Saltillo PIE	1	-20132.64	NonBasic
Rio Bravo	1	-48844.957	NonBasic
Rio bravo 2	1	-156257.79	NonBasic
Monterrey	1	-37949.48	NonBasic
Alramira 2	1	-247749.84	NonBasic
Tamazunchale	1	-96543.1	NonBasic
residente Juare	1	-7838.64	NonBasic
Mexicali	1	zero	NonBasic
Cerro Prieto		-1541	NonBasic
Punta Prieta	1	zero	NonBasic
San Carlos		4213.76	NonBasic
Baja california 1		1450.8	NonBasic
Valladolid	1	-14962.99	NonBasic
Merida 2	1	-5524.596	NonBasic
Valladolid 3	1	-45686.55	NonBasic
Campeche	1	-22672.944	NonBasic
Merida	1	-48042.808	NonBasic

Tabla 11: Concentrado de encendido de las plantas y característica de las variables (2/2)

Capítulo V

Conclusión y Aportaciones Futuras

Por cuanto hace al cumplimiento de los objetivos de la tesis podemos hacer notar que se cumplió el objetivo general. En primer lugar se propuso un modelo matemático de optimización que considera, además de los costos por operación, los costos de externalidad, mismos que fueron estimados considerando datos internacionales. Este modelo puede ser útil en el siguiente trabajo, para desarrollar una metodología para uso del propio CENACE.

Dado que el objetivo de la tesis no fue el de calcular datos precisos de externalidades o de operación y mantenimiento, ésta sería una futura línea de investigación dirigida a aquellos estudiantes de ramas afines a la eléctrica. Destacamos la precisión de los datos empleados, ya que por un lado provienen de los propios ejercicios de planeación de la CFE y en otros casos de datos validados internacionalmente.

El modelo contribuyó a una primer programación matemática de carácter público, desarrollada en un entorno gráfico amigable con el usuario. Este pequeño programa es capaz de delimitar las plantas que están listas para generar energía; además de limitar las capacidades máximas (cuando alguna unidad no esté despachable pero el resto de la planta sí, por ejemplo); puede restringir y variar las demandas por región del país y de considerar los costos de porteo (mismos que también, solamente fueron estimados por exceder los objetivos del presente trabajo). Una siguiente aportación sería el desarrollo del entorno aún más amigable, mismo que requeriría que la CFE adquiriera la licencia de uso comercial de AIMMS y que afine los datos de entrada en cuanto a costos en general. Para validar el modelo se atendió a expertos en el ramo, así mismo se consideraron modelos similares aplicados en otros países y referenciados en los antecedentes. Para los datos de entrada recurrimos a las fuentes oficiales en sus publicaciones anuales, mismas que tienen sus propios criterios de validación.

En los primeros dos capítulos conocimos el estado del arte de la programación matemática en la solución de este tipo de problemas. Destacamos aportaciones nacionales e internacionales al respecto y resaltamos que existe poca información disponible al respecto. También abordamos el despacho eléctrico nacional como se resuelve hasta hoy y cuáles son sus limitantes legales y gubernamentales en cuestiones de políticas públicas.

Resulta ambicioso poder concluir si nuestro modelo es o no más eficiente que el que se emplea actualmente. Recordemos que el despacho eléctrico en México es catalogado como un asunto de

seguridad nacional, por lo que no resultó posible comparar el modelo actual, al simplemente no conocerlo. Lo que sin duda vale la pena resaltar es la inclusión de los aspectos ambientales, con lo que sin duda subsanamos el segundo objetivo particular planteado en este trabajo que es proponer un nuevo modelo de despacho eléctrico que incluya aspectos y costos ambientales.

En el tercer capítulo se mostró el modelo propuesto al mismo tiempo que se explicó el procedimiento de solución basado en el entorno gráfico seleccionado. Vale la pena recordar que se desarrolló un modelo NP-duro, cuya solución se encuentra a partir de modelos de aproximación. Se utilizó el algoritmo de aproximación externa (OA) el cuál consta de dos etapas: la relajación de las variables enteras, y posteriormente la solución del problema relajado; la iteración de estas etapas arrojan un resultado óptimo local.

Por último hacia el cuarto capítulo se desarrollaron los datos de entrada, mismos que como ya se explicó ampliamente requirieron ser ajustados y aproximados. Inmediatamente después se ingresaron los datos al sistema de programación y se obtuvieron los resultados de costos, tiempo de solución, parámetros de linealidad, entre otros. Estos resultados fueron discutidos y se hicieron las anotaciones al respecto.

La propuesta de modelación puede ser fácilmente aplicable y sin duda, cubre con las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. La metodología es suficientemente robusta en su concepción para ser adaptada a datos más fidedignos e incluso para agregar parámetros que no se hayan considerado.

La prospectiva del estudio sería el sistema sin considerar la aproximación lineal en el funcionamiento de las plantas. Esta orientación no tiene por que afectar el funcionamiento del programa matemático, debido a que éste tiene los solucionadores necesarios para enfrentar este tipo de problemas con mayor complejidad.

Bibliografía

- A.J. Wood, B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, John Wiley & Sons, Segunda Edición, 1996
- Alonso Marcelo, Finn Edward; Física Volúmen II Campos y Ondas. Fondo Educativo Interamericano. 1970
- Comisión Federal de Electricidad. Página electrónica.
<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/queEsCFE/Paginas/Misi%C3%B3nyvisi%C3%B3n.aspx> Consultada el 1-XI-2010.
- Comisión Federal de Electricidad. Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico, POISE 2010-2024.
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 1992. En internet: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>. Fecha de consulta 3 de mayo de 2008.
- Duan Li, Xiaoling Sun. NonLinear Mixed Integer Programming. International Series in Operations Research & Management, 2006.
- Expansión. Las 500 de Expansión. Octubre 2010.
- Forster, P., V. Ramaswamy, P. Artaxo, T. Berntsen, R. Betts, D.W. Fahey, J. Haywood, J. Lean, D.C. Lowe, G. Myhre, J. Nganga, R. Prinn, G. Raga, M. Schulz and R. Van Dorland, 2007: Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Gobierno Federal. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. México.
- Hernández-Sampieri Roberto, Fernández-Collado Carlos, Baptista-Lucio Pilar. Metodología de la Investigación. Quinta Edición, McGrawHill 2010.
- Hunting, Marcel. The AIMMS Outer Approximation Algorithm for MINLP. Paragon Decision Technology, 2011.
- Instituto Nacional de Ecología. Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. México: INE-SEMARNAT, 2006
- Lamont J.W., Obessis E.V. Emission Dispatch Models And Algorithms for the 1990's. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, 1995.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Última Reforma 01-Junio-2011. Diario Oficial de la Federación.

- M. S. Bazaraa, Hanif D. Sherali, C. M. Shetty Nonlinear programming: theory and algorithms. Wiley Interscience, 2006
- Marmolejo Saucedo José Antonio. Programación óptima de Unidades Termoeléctricas Mediante una Estrategia de Descomposición. Tesis de Grado: Doctor en Ingeniería Sistemas Investigación de Operaciones. 2011.
- Martín del Campo Cecilia, M., Juan Luis François L. Sustentabilidad de Fuentes de Generación Eléctrica: Indicadores y Calificación Global Empleando Lógica Difusa. XVI Congreso Anual de la SNM, 2005.
- Ottinger, R L. et al, "Environmental Costs of Electricity", Oceana Press, New York, 1991.
- Rudnick Hugh, Silva Carlos, Palma Rodrigo. Apuntes de Ingeniería, volumen 18, número 4. Universidad Católica de Chile, 1995.
- Sagredo González Jesus. Las contingencias en la optimización de sistemas eléctricos: modelo de costes y probabilidades. Servicio de Publicaciones Universidad de Burgos, 2007.
- Salam Sayeed. Unit Commitment Solution Methods. World Academy of Science, Engineering and Technology, 2007.
- Salazar Espino Moises. Notas del Curso: "Despacho Económico y Flujos Óptimos". Departamento de Enlace de Despacho, CFE. 2011.
- Talaq J.H., El-Hawary F y M.E. A Summary of Environmental/Economic Dispatch Algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, No. 3, 1994.
- Tsuji, A. Optimal Fuel Mix and Load Dispatching under Environmental Constraints. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-100, 1981.

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen de las estrategias de modelación del problema del despacho eléctrico con consideraciones ambientales [Talaq, 1994].....	40
Tabla 2: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	48
Tabla 3: Parámetros máximos y mínimos obtenidos de COPAR [2011].....	50
Tabla 4: Datos de Entrada (1/2).....	52
Tabla 5: Datos de Entrada (2/2).....	53
Tabla 6 Características de las plantas de generación de energía eléctrica que no fueron incluidas por el modelo y que se consideran como una reserva energética.....	55
Tabla 7 Energía importada por cada región del Sistema Eléctrico Nacional.....	56
Tabla 8: Energía generada por cada planta, para cada una de las regiones (1/2).....	58
Tabla 9: Energía generada por cada planta, para cada una de las regiones (2/2).....	59
Tabla 10: Concentrado de encendido de las plantas y característica de las variables (1/2).....	60
Tabla 11: Concentrado de encendido de las plantas y característica de las variables (2/2).....	61

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Porcentaje de generación por combustible. Elaboración propia con datos de POISE, 2010-2024.....	17
Ilustración 2: Distribución del consumo eléctrico nacional por sector. Porcentaje de POISE 2010-2024.	18
Ilustración 3: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional. Obtenida de: POISE 2010-2024.....	19
Ilustración 4: comportamiento estándar de la carga a lo largo de un periodo de 24 horas (Obtenida de Salazar 2011).....	27
Ilustración 5: Diagrama de flujo del proceso de solución de problemas MINLP con el Algoritmo de Aproximación Exterior.....	32
Ilustración 6: Esquema sistémico del Problema planteado.....	38
Ilustración 7: Logo del programa.....	43
Ilustración 8: Corrida del programa.....	45
Ilustración 9: Costos de externalidad obtenidos de EXTERNE.....	50
Ilustración 10: Pantalla de resultados del programa.....	53