



FACULTAD DE POSTGRADO
TESIS DE POSTGRADO

Análisis comparativo del despacho económico en el sistema eléctrico de potencia hondureño considerando los contratos de compra de energía al 2017.

SUSTENTADO POR:

PABLO DE JESÚS MERAZ MATAMOROS

PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE

MÁSTER EN

GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Tegucigalpa, Francisco Morazán, HONDURAS, C.A.

Octubre, 2017

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

UNITEC

FACULTAD DE POSTGRADO

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR

MARLON ANTONIO BREVE REYES

SECRETARIO GENERAL

ROGER MARTÍNEZ MIRALDA

DECANO DE LA FACULTAD DE POSTGRADO

JOSÉ ARNOLDO SERMEÑO LIMA

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DESPACHO ECONÓMICO
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA HONDUREÑO
CONSIDERANDO LOS CONTRATOS DE COMPRA DE
ENERGÍA AL 2017.

TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MÁSTER EN GESTION DE ENERGÍA RENOVABLE.

ASESOR METODOLÓGICO

DR. WILFREDO CÉSAR FLORES CASTRO

ASESOR TEMÁTICO

DR. WILFREDO SIFUENTES

RESUMEN

Un aspecto crítico de los sistemas de potencia es el costo que representa para las centrales de generación producir la energía eléctrica que demandan los consumidores ya que finalmente este costo será reflejado en la factura mensual de consumo, un mal despacho producirá tarifas muy elevadas mientras que un despacho bien diseñado producirá los menores costos de generación y, por ende, las tarifas más bajas posibles. El propósito del presente estudio es precisamente diseñar una estrategia para encontrar cual es el plan de generación que produce los menores costos posibles para luego realizar una comparación entre un despacho económico óptimo que considere la generación y la transmisión sin contratos de energía vs el despacho que incluye los contratos de compra de energía al 2017 firmados por el estado de Honduras. Para lograr el objetivo, en este estudio se formula la ecuación de costos, las restricciones de capacidad y de las líneas de transmisión para luego aplicar técnicas de programación no lineal.

Palabras claves: Despacho Económico, Optimización, Contratos de Compra de Energía, Programación Lineal

ABSTRACT

A critical aspect of power systems is the generation cost for plants to produce the electrical energy demanded by consumers, this cost finally will be reflected in the monthly consumption bill, a bad dispatch will produce very high tariffs while a Well-designed dispatch will produce the lowest generation costs and, therefore, the lowest possible tariffs. The purpose of the present study is precisely to design a strategy to find the generation plan that produces the lowest possible costs and then make a comparison between an optimal economic dispatch that considers generation and transmission without energy contracts vs the dispatch that **includes** the 2017 energy purchase contracts signed by the state of Honduras. To achieve the objective, this study formulates the cost equation, capacity and transmission lines constraints, and then apply nonlinear programming techniques.

Keywords: Economic Dispatch, Optimization, Energy Purchase Agreements, Linear Programming

DEDICATORIA

A mi adorada esposa Nolvía Maribel por todo su amor y comprensión y a todos mis queridos hijos porque son mi fuente de inspiración.

AGRADECIMIENTO

Gracias a Dios por guiarme para la culminación de mis estudios y ser la fortaleza en que continuamente me apoyo.

A mi querida esposa Maribel que con sus palabras me motiva todos los días a seguir adelante.

Al Doctor Wilfredo Flores por su orientación oportuna, por sus consejos, por sus conocimientos y por la convicción y pasión que demuestra en los temas relacionados con el sector de la energía y la investigación científica en general.

Tabla de contenido

DEDICATORIA	ix
AGRADECIMIENTO	ix
INDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	2
1.4 OBJETIVO DEL PROYECTO:	2
1.4.1 Objetivos Generales:	2
1.4.2 Objetivos específicos:	2
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	4
2.1 Sistema Eléctrico Hondureño	4
2.1.1 La crisis energética	5
2.1.2. Desglose de Ley General de la Industria Eléctrica	7
2.2 Centro de Despacho de Guatemala	9
2.2.1 Metodología de costos variables y disponibilidad	11
2.2.2 Contratos Existentes.	11
2.2.3 Costo Total de Operación.	12
2.3 Centro de Despacho de El Salvador	13
2.3.1 Programación Anual	14
2.3.2 Programación Semanal	14
2.3.3 Programación diaria	14
2.3.4 Operación en Tiempo Real.	14

2.3.5 Función Objetivo de la Programación Anual, Semanal y Diaria.	15
2.4 Centro de Despacho de Panamá	15
2.5 Modelo de despacho económico	16
2.6 Métodos de optimización	17
2.6.1 Programación Lineal	17
2.6.2 Programación entera mixta	21
2.6.3 Técnicas de descomposición	22
2.6.4 Programación no lineal	22
CAPÍTULO III METODOLOGÍA	24
3.1 Adquisición de datos	25
3.2 Formulación de las ecuaciones con despacho económico	26
3.2.1 Ecuación de costos	26
3.2.2 Balance de potencia.	27
3.2.3 Capacidad de los generadores	27
3.2.4 Capacidad de las líneas de transmisión	27
3.2.5 Herramienta de cálculo GAMS	27
3.2.6 Datos para modelo GAMS	28
3.2.7	29
3.2.8 Comparación de resultados	29
3.2.9 Análisis de sensibilidad	30
3.2.10 Identificación de las variables:	30
CAPÍTULO IV RESULTADOS Y ANÁLISIS	31
4.1 Despacho Económico	31
4.2 Sistema por Unidad	32
4.3 Restricciones en la Capacidad de las Líneas de Transmisión.	32

4.4 Planteamiento del Problema de Optimización	33
4.5 Datos para programa GAMS:	35
4.5.1 Índices	35
4.5.2 Polinomio de costos de generación en p.u.	37
4.5.3 Demanda de Potencia	38
4.5.4 Capacidad de las plantas	39
4.5.5 Restricciones en la energía producida	40
4.5.6 Líneas de transmisión	41
4.5.7 Función objetivo en GAMS	46
4.5.8 Restricciones de capacidad	48
4.5.9 Restricciones por balance de energía	49
4.6 RESULTADOS DEL PROGRAMA	51
4.6,1 Despacho correspondiente al mes lluvioso de agosto de 2017	54
4.6.2 Despacho que toma en cuenta los contratos de compra de energía con fuentes renovables.	54
4.6.3 Análisis de sensibilidad del Costo Marginal con respecto a variaciones en los costos de generación debido a cambio de tecnología.	55
CAPÍTULO V CONCLUSIONES	57
5.1 Conclusiones	57
CAPÍTULO VI. TRABAJOS A FUTURO	58
ANEXO I PROGRAMA PARA GENERAR RESTRICCIONES DE BALANCE DE POTENCIA	60
ANEXO III REPORTE PROGRAMA GAMS	69
Bibliografía	71

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Principales Plantas de la red	36
Tabla 4.2 Coeficientes de costos de generación	37
Tabla 4.3 Coeficientes de costos en Sistema p.u.	37
Tabla 4.4 Líneas de Transmisión en 230, 138 y 69 kV	43
Tabla 4.5 Generación por planta	51
Tabla 4.6 Comparación de despacho económico entre mes seco y húmedo	54
Tabla 4.7 Comparación entre la generación en un mes seco y uno húmedo	54
Tabla 4.8 comparación entre un despacho económico y un despacho por contratos	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Optimización por método gráfico	19
Figura 2.2 Gráfica de restricciones	20
Figura 2.3 Líneas de maximización	21
Figura 3.1 Esquema general de la investigación	25
Figura 3.2 Formulación problema no lineal	29
Figura 4.1 Flujo de potencia	32
Figura 4.2 Curva de demanda del sistema nacional	39
Figura 4.3 Sistema Eléctrico Nacional	42
Figura 4.4 Despacho económico mostrado en una curva cronológica	52
Figura 4.5 Despacho económico mostrado en una curva clasificada de demanda	53
Figura 4.6 efecto sobre el costo marginal por cambio de tecnología	56

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente estudio, tiene por objetivo realizar una comparación entre un despacho económico óptimo que considere la generación y la transmisión sin contratos de energía vs el despacho que incluye los contratos de compra de energía al 2017 firmados por el estado de Honduras.

Con el objetivo de garantizar el suministro de la energía y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, previo a las reformas del sector eléctrico nacional, el estado emitió leyes con la finalidad de promover la generación con fuentes renovables, otorgando para ellos una serie de incentivos entre ellos un precio superior al costo marginal de generación de corto plazo y la obligatoriedad por parte del estado a comprar toda la energía producida. Los productores de energía pronto inundaron al sector con varias plantas de tipo eólico y solar y firmándose los contratos de compra de energía (Power Purchase Agreement, PPA) por períodos hasta de 20 años.

Es así como, se estima que los contratos mencionados anteriormente son un obstáculo para realizar un despacho económico ya que, por ley, estas centrales deben despacharse a pesar de tener costos de generación más altos.

En el capítulo 2 se muestra el estado actual del despacho de las plantas de generación y se ilustra cómo se hace en los países vecinos de Guatemala, El Salvador y Panamá.

Es ese mismo capítulo se mencionan algunas técnicas de programación que minimizan los costos de generación.

1.2 ANTECEDENTES

Honduras es un país ubicado en Centroamérica con una población de aproximadamente 8.3 millones de personas (INE, 2013) con un PIB de MUSD\$ 20.42 (Banco Mundial, 2015) con crecimiento del 3.6% anual.

El sector energía eléctrica en Honduras fue manejado por las municipalidades hasta 1957, cuando se creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se encargó totalmente de la generación y distribución del fluido eléctrico en el país. El sector eléctrico actualmente tiene una pequeña participación de aproximadamente el 11.2% (OLADE, 2005) en el balance energético nacional. (FAO, 2002)

1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad el despacho de las centrales de generación en Honduras se realiza de forma inapropiada principalmente debido a que no se toma en cuenta por un lado las restricciones de la propia red y por otro lado que el operador por ley debe despachar centrales cuyos precios son considerablemente más altos que otras plantas.

1.4 OBJETIVO DEL PROYECTO:

1.4.1 Objetivos Generales:

- Realizar una comparación entre un despacho económico óptimo que considere la generación y la transmisión sin contratos de energía vs el despacho que incluye los contratos de compra de energía al 2017 firmados por el estado de Honduras.

1.4.2 Objetivos específicos:

- Determinar la diferencia en costos entre un despacho óptimo y el que se realiza actualmente el cual considera contratos de compra de energía.
- Crear un modelo computacional que realice un despacho económico, tomando en cuenta las restricciones técnicas de la red y de la calidad de servicio.
- Determinar el impacto en la reducción del costo de generación al realizar cambios en la tecnología de generación considerando el término de los contratos.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

Honduras, al igual que otros países Centroamericanos, está teniendo una transformación en su respectivo mercado eléctrico debido principalmente a las nuevas exigencias de mercado y sobre todo por las políticas y planes del Estado por definir un sector tan estratégico como es el sector eléctrico. A manera de comparación se muestra a posteriormente los alcances de los centros de despacho de los países vecinos Guatemala, El Salvador y Panamá.

2.1 Sistema Eléctrico Hondureño

El subsector eléctrico en Honduras fue manejado por las municipalidades hasta 1957, cuando se creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se encargó totalmente de la generación, transmisión y distribución del fluido eléctrico en el país.

Con la inauguración del proyecto hidroeléctrico de El Cajón en 1985, Honduras resolvía aparentemente su déficit de energía, y principalmente la incómoda dependencia de más de 50% en la generación térmica basado en hidrocarburos. Este complejo hidroeléctrico con una capacidad de potencia instalada de 300 Megawatts, y un costo inicial de US\$ 700 millones y costo real del doble, fue a partir de entonces un orgullo para el país, pues era una extraordinaria obra de ingeniería, la cual pasaba a suplir cerca del 69% de la demanda eléctrica nacional. Honduras pasó entonces a exportar energía a los países vecinos.

En los últimos años de la década de los ochenta, la ENEE se dedicó casi exclusivamente a un ambicioso programa de ampliación de subestaciones y a obras de electrificación rural. Sin embargo, la ampliación de las instalaciones físicas de la ENEE no fue acompañada de un crecimiento y fortalecimiento institucional, por la falta de capacidad administrativa. Esto condujo a un consecuente deterioro en la calidad del servicio prestado y en un alto nivel de pérdidas.

2.1.1 La crisis energética

Debido a un crecimiento anual de la demanda de electricidad de 8%, las necesidades energéticas de Honduras rápidamente agotaron la gran oferta energética disponible. A partir de 1992, con un prolongado período de sequías en la región centroamericana, un mal manejo de las reservas de agua de la represa, además de fallas técnicas de construcción de la represa que permiten una significativa fuga de agua, la central hidroeléctrica de El Cajón perdió mucho de su reserva de agua. En 1993, con el evento de la campaña electoral, el gobierno de entonces pospuso la necesidad de un pequeño racionamiento de energía eléctrica. Con la elección de un nuevo gobierno de oposición en 1994, la nueva administración se afrontó con niveles muy bajos de reserva de agua, y fue obligada a empezar de inmediato con un fuerte programa de racionamiento de energía, con cortes diarios de hasta 12 horas por un período de ocho meses, de abril a diciembre de 1994.

Así, el año de 1994 se caracterizó por una marcada crisis de abastecimiento con un déficit energético de 120 MW y un agudo problema financiero, que hubiera resultado inmanejable para la ENEE sin el concurso entero de la ciudadanía. Además, el incremento de las pérdidas técnicas pasó de un 15% a un 29% y el manejo financiero no apropiado de los recursos, impactaron negativamente en el estado financiero de la empresa, lo que no permitió en este momento atender la deuda de aproximadamente US\$ 410 millones, ni incrementar la generación/transmisión/distribución y con ello atender la demanda de todos los sectores usuarios (FAO, 2002).

Con la crisis establecida, el gobierno retomó muy costosamente la operación de antiguas plantas térmicas existentes, que por falta de mantenimiento se encontraban en completo abandono o ya había sido vendida parcialmente. Estas antiguas plantas necesitaban significativos reparos y capital, lo que fue un proceso lento de restauración. También, bajo decreto presidencial, el

gobierno solicitó a la empresa privada, inversión de urgencia para instalar plantas térmicas con fines de solventar la crisis energética.

Además, de inmediato se observó la ausencia de una política energética nacional, que pudiera direccionar estratégicamente el desarrollo energético nacional. En este período de crisis, se propuso, discutió y aprobó en el Congreso Nacional una ley marco para el subsector eléctrico que básicamente abrió las oportunidades de generación, transmisión y distribución de energía al sector privado, desmonopolizando el papel del Estado en este subsector, y definiendo prioridades a mediano y a largo plazo para las fuentes renovables de energía. Además, se estableció la creación del gabinete energético, un consejo de ministros que definiría la política energética nacional, asesorado por un comité técnico permanente. Un análisis del marco regulatorio que se estableció y la crisis energética de entonces, se muestra en Flores, W. C. (2012).

Cabe mencionar que la primera experiencia de generación, transmisión y distribución a nivel privado en Honduras se desarrolló en 1992, cuando se constituyó la primera empresa privada para generación y distribución, la Roatán Electric Corporation, RECO, a la cual la ENEE vendió el sistema de las Islas de la Bahía. Entre 1985 y 1994 es apreciable en la matriz energética eléctrica del país, un incremento de participación de la energía térmica y comprada y el descenso de la participación de la energía hidráulica en los últimos tres años.

En 1994 se crea Ley de promoción a la generación de energía eléctrica basada en Recursos renovables la cual es conocida como la ley de incentivos. Como parte de los incentivo se exonera el pago de impuestos por equipo, materiales y servicios, Se firman contratos que obliga a la ENEE no solo a comprar el total de la energía producida, sino que también a pagar un extra del 10% sobre el costo marginal de corto plazo por un período de entre 15 y 20 años (Flores W, 2012).

Así las cosas, en enero de 2014, el Congreso Nacional de Honduras aprobó la nueva Ley General de la Industria Eléctrica, que cambia fundamentalmente la manera en que operará la ENEE y por primera vez abre el camino a la inversión privada en todos los sectores del mercado energético (generación, distribución, comercialización y transmisión).

2.1.2. Desglose de Ley General de la Industria Eléctrica

La legislación hondureña permitió la creación y operación de un mercado eléctrico el cual reconoce la participación del sector privado en la generación y en la distribución y a la vez permitiéndoles libre acceso a la red de transmisión (Flores, 2012).

Mediante el decreto 404-2013 se crea la ley general de la industria eléctrica. (La Gaceta, 2014) de la cual surge la Comisión Reguladora de Energía (CREE) como un ente con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para asegurar su capacidad técnica y financiera.

Los agentes del mercado son cuatro, quienes intervienen en el nuevo mercado: los generadores, el transportista, los distribuidores y los comercializadores de energía eléctrica. Hasta este momento estas actividades estaban agrupadas en una sola entidad: la ENEE. La nueva reforma energética supone el fin de los monopolios y la libertad de elección de los consumidores.

Los Generadores serán los encargados de generar la energía eléctrica en sus plantas de producción, y de inyectarla en la red de transporte de energía eléctrica. Estas plantas de producción pueden ser de varios tipos: centrales de gas, centrales térmicas convencionales, centrales nucleares, centrales hidráulicas o plantas de producción de electricidad que utilizan energías alternativas.

Las Empresas Transmisoras serán los encargados de transportar la energía en Alta Tensión, y de gestionar, mantener y reparar las infraestructuras que utilizan. Las empresas transmisoras no

pueden tener participación, ni directa ni indirecta, en empresas que ejerzan las actividades de generación, distribución o comercialización de electricidad. Las empresas transmisoras deberán dar un trato no discriminatorio a los usuarios de la red de transmisión. Toda instalación que forme parte de la red de transmisión en el territorio nacional estará sujeta a la dirección y control del Operador del Sistema.

Las Empresas Distribuidoras serán las encargadas de transportar la energía en Media y Baja Tensión, y de gestionar, mantener y reparar las infraestructuras que utilizan (responsables de asegurar un suministro eléctrico de calidad y sin interrupciones). Las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán de ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Se exceptúa de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras. Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia, si forman parte del Sistema Interconectado Nacional, estarán obligadas a constituir una o más empresas separadas para realizar la actividad de generación.

Sobre las instalaciones de distribución, será a cargo de las municipalidades pagar la diferencia entre el costo de una obra aérea y otra subterránea, cuando aquellas opten por la construcción de obras subterráneas.

Con la finalidad de comparar las realidades del despacho de energía de la regional, a continuación, se hace un resumen del despacho de energía eléctrica de algunos países de la región centroamericana que tienen avances significativos en su estructura de mercado.

2.2 Centro de Despacho de Guatemala

En el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Estado de Guatemala, 1998) emitido por el estado de Guatemala se define Despacho Económico como “El despacho de las unidades de generación optimizado al mínimo costo para garantizar el abastecimiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado y se calcula según lo establecido en las Normas de Coordinación.”

Los productos y servicios que se compran y venden en el Mercado Mayorista son:

- a) Potencia eléctrica, b) Energía eléctrica, c) Servicios de transporte de energía eléctrica y
- d) Servicios Complementarios.

Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista se realizan a través de:

a) Un Mercado de Oportunidad o Mercado Spot, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la Comisión, en caso de que la misma considere necesario reducir este período. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la Oferta Disponible.

b) Un Mercado a Término, para contratos entre Agentes o Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos. Los contratos de compra de potencia y energía eléctrica existentes antes de la vigencia de la Ley serán considerados como pertenecientes al Mercado a Término. Los contratos del Mercado a Término deberán de estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley, y sus reglamentos, y su coordinación comercial

y operativa será realizada por el Administrador del Mercado Mayorista. Estos contratos no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes.

c) Un Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia diarios y mensuales. En las Transacciones diarias, se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la Potencia Firme de los Participantes Productores, valoradas al Precio de Referencia de la Potencia, el que se utilizará en la liquidación mensual de dichas transacciones. En las Transacciones mensuales, se liquidan las diferencias entre la Demanda Firme Efectiva de cada Distribuidor, Gran Usuario o Exportador y su Demanda Firme efectivamente contratada durante el

Año Estacional correspondiente.

La metodología de cálculo de estos desvíos será establecida en las Normas de Coordinación de conformidad con lo establecido en este Reglamento.

El Despacho consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de operación, tomando en cuenta las condiciones de compra mínima de energía obligada de los Contratos Existentes, las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y de confiabilidad, de conformidad con los criterios, principios y metodología establecidos en las Normas de Coordinación.

El Despacho debe considerar como demanda a cubrir la correspondiente a los Participantes Consumidores y como oferta a despachar la correspondiente a los Participantes Productores.

El Despacho deberá considerar la existencia de demanda interrumpible y el costo de restricciones al suministro representado por las Máquinas de Falla.

2.2.1 Metodología de costos variables y disponibilidad

Para el Despacho, los Generadores con plantas hidroeléctricas semanalmente indicarán su potencia disponible y los aportes de agua previstos; para las plantas con embalse de regulación anual, indicarán el volumen de agua o el nivel del embalse y la cantidad de energía semanal que tienen disponible, para que el Administrador del Mercado Mayorista pueda calcular el valor del agua según la metodología descrita en las Normas de Coordinación; asimismo, durante la primera semana del mes de noviembre deberán enviar al Administrador del Mercado Mayorista y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las proyecciones mensuales de los aportes y la generación mensual prevista para el período de noviembre a junio. Los Generadores con plantas térmicas semanalmente indicarán su potencia disponible, su existencia de combustible y anualmente declararán la metodología para el cálculo de sus costos variables. Los importadores semanalmente indicarán en su declaración, la cantidad de energía y potencia ofrecidas y la metodología para el cálculo del costo variable correspondiente.

La energía producida por una unidad generadora será resultado del Despacho Económico. La actividad comercial de compra y venta de potencia y energía en el Mercado a Término **no incluirá condiciones que impliquen restricciones al Despacho Económico**. De existir excedentes o faltantes, entre lo despachado y lo contratado, estos se considerarán vendidos o comprados en el Mercado de Oportunidad, según corresponda.

2.2.2 Contratos Existentes.

Los Contratos Existentes, serán considerados como pertenecientes al mercado a término y serán administrados de conformidad con las estipulaciones contractuales contenidas en dichos

contratos, incluyendo las condiciones de compra mínima de energía obligada. En todo caso se deberán programar con sus restricciones tendiendo a un Despacho Económico.

Los costos diferenciales provenientes de los Contratos Existentes, con relación a los Precios de Referencia de Potencia, los precios del Mercado de Oportunidad de la energía suministrada, la potencia y energía no consumida por la demanda regulada de la distribuidora "y todos estos disponibles" del Mercado Mayorista, serán repartidos entre los Participantes Consumidores de dicho Mercado. La repartición de dichos costos se realizará de forma proporcional al consumo de cada Participante Consumidor. El Administrador del Mercado Mayorista incluirá estos costos en el Informe de Transacciones Económicas Mensual La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecerá mediante resolución, el mecanismo necesario para la implementación de lo aquí preceptuado.

2.2.3 Costo Total de Operación.

El costo total de la operación de generación del Mercado Mayorista está integrado por la suma de: a) Sus costos variables. b) Los costos por energía no suministrada. c) Los sobrecostos por compra mínima de energía obligada en los Contratos Existentes.

Los costos variables asociados a la operación de las unidades generadoras, térmicas e hidroeléctricas se refieren al nodo de la respectiva central; mientras que los asociados a las importaciones se refieren al nodo de la respectiva interconexión.

El Administrador del Mercado Mayorista calculará el costo variable de cada unidad generadora que esté disponible en el Mercado Mayorista, conforme a lo establecido en este Reglamento y en las Normas de Coordinación, de la siguiente manera:

a) Para cada unidad térmica, los costos deberán estar asociados al combustible, al costo de operación y mantenimiento, al costo de arranque y parada de las máquinas, así como a su eficiencia.

b) Para cada central hidroeléctrica con embalse de regulación anual, el costo variable será el valor del agua que calcule el Administrador del Mercado Mayorista y como mínimo será el costo de operación y mantenimiento. Para el resto de centrales generadoras hidroeléctricas, el costo variable será igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento. El Administrador del Mercado Mayorista optimizará el uso de recursos renovables disponibles.

c) Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, el costo variable será como mínimo sus respectivos costos de operación y mantenimiento. El Administrador del Mercado Mayorista optimizará el uso de recursos renovables disponibles.

d) Para cada bloque de importación de electricidad, el costo variable será el valor calculado según la metodología informada por el Importador según las tecnologías de generación descritas en las literales anteriores.

2.3 Centro de Despacho de El Salvador

De acuerdo al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (Diario Oficial de la República de El Salvador, 2011) el despacho económico se define como la “Programación de las unidades generadoras y/o Grupo Generador a Programar que resulta de minimizar los costos de operación y de déficit para una demanda dada a abastecer.”

El objeto de la programación de la operación es determinar, por parte de la Unidad de Transmisión, los planes de despacho de las centrales generadoras, cuya operación en coordinación

con la operación de los sistemas de transmisión, deben resultar en una operación que minimiza los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico, sujeto al cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio.

Se efectuará tres tipos de programación conforme el horizonte cubierto por los planes señalados, a saber, una programación anual, una programación semanal y una programación diaria, llamada también pre despacho.

2.3.1 Programación Anual

La programación anual deberá cubrir un período de cincuenta y dos semanas a partir del primer día de aplicación y se efectuará según un detalle semanal. Esta programación deberá actualizarse mensualmente.

2.3.2 Programación Semanal

La programación semanal deberá cubrir un período de siete días a partir del primer día de aplicación y se efectuará según un detalle horario.

2.3.3 Programación diaria

La programación diaria, denominada indistintamente pre despacho, es elaborada diariamente, efectuada conforme un detalle horario, y cubriendo el período de veinticuatro horas correspondiente al día siguiente al cual es efectuada. Esta programación deberá actualizarse conforme a lo establecido en el Reglamento.

2.3.4 Operación en Tiempo Real.

Las acciones realizadas por la Unidad de Transacciones en orden de cumplir el plan establecido en la programación diaria a través de las instrucciones de operación y coordinación

impartidas por ella a los participantes, en cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, se denominará operación en tiempo real.

2.3.5 Función Objetivo de la Programación Anual, Semanal y Diaria.

La Unidad de Transacciones elaborará la programación de la operación teniendo como objetivo determinar los despachos de las centrales y la operación de las instalaciones de transmisión que minimizan los costos totales de operación y déficit en el sistema eléctrico, preservando la seguridad y calidad de suministro. Esta operación se efectuará con independencia de la propiedad de las instalaciones de generación y transmisión señaladas, y con independencia de los compromisos comerciales de los participantes del mercado

2.4 Centro de Despacho de Panamá

De acuerdo al Centro Nacional de Despacho de Panamá («Centro Nacional de Despacho - ETESA -», 2017) “El Mercado Eléctrico es el ámbito donde se realizan las transacciones comerciales de corto, mediano y largo plazo entre participantes, para la compra-venta de energía o potencia. En otras palabras, es un mercado, que al igual que otros, funciona equilibrando la oferta y la demanda. Por lo tanto, el mercado eléctrico se basa en la competencia entre las empresas generadoras, y tiene como objetivo incrementar la calidad del suministro, la mejora del medio ambiente y hacer que los precios se autorregulen en un mercado libre.”

El estado de Panamá cuenta con un conjunto de Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad, (República de Panamá, 2002). Los productos que se comercian son la Energía, la Potencia y los servicios suministrados son los de transmisión, auxiliares y de operación.

El Mercado de Contratos es el ámbito donde se realizan las transacciones comerciales de mediano o largo plazo entre Participantes, para la compra / venta de energía y/o potencia con plazos, cantidades, condiciones y precios que resultan de acuerdos entre las partes.

La compra de los Participantes Consumidores con garantía de suministro se logra a través del Mercado de Contratos. Cada Distribuidor debe cumplir con la obligación de garantía de suministro mediante Compras en el Mercado de Contratos, de acuerdo con su obligación de contratar definido en las presentes Reglas Comerciales y las Reglas de Compra.

El Mercado Ocasional es el ámbito donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los apartamientos entre los compromisos contractuales y la realidad del consumo y de la generación. Cada hora, el CND debe administrar las transacciones de energía de cada Participante Consumidor. Las transacciones de energía y el cálculo de precio en el Mercado Ocasional se realizarán con paso horario. La Autoridad Nacional de Servicios Públicos podrá reducir este paso de cálculo en la medida que el sistema de medición lo permita y la realidad comercial y operativa demuestre la necesidad de un paso de cálculo menor.

2.5 Modelo de despacho económico

El Despacho Económico en un sistema eléctrico de potencia, consiste en determinar el nivel de generación en potencia activa de cada planta a disposición de tal forma que los costos de generación a mediano plazo sean mínimos. Para realizar lo anterior es necesario tener en cuenta una cierta cantidad de restricciones impuestas por el sistema, entre ellas la necesidad de que la suma de las potencias de todas las plantas sea igual a la demanda de potencia incluyendo las

pérdidas, las restricciones de capacidad de cada unidad, las limitaciones en las líneas de transmisión, calidad del servicio y de seguridad. (Leal Canté, 2005)

En términos matemáticos, el problema se puede plantear de forma muy precisa, o sea la función objetivo representa el costo total de suministrar una carga dada. El objetivo es minimizar esa función, respetando la restricción que la generación debe ser igual a la demanda (Wood & Wollenberg, 1996)

2.6 Métodos de optimización

Los objetivos de este trabajo están orientados hacia la realización de un Despacho Económico, el cual debe utilizar algunas técnicas de optimización. A continuación, se ilustran las técnicas utilizadas principalmente de acuerdo con el grado de complejidad.

2.6.1 Programación Lineal

La programación lineal es una herramienta de cálculo muy poderosa, su objetivo es establecer los valores de ciertas variables que hacen que se maximice o minimice algo, por ejemplo, que se maximicen las ganancias, o la producción, o los beneficios, o la aceptación de un producto o bien que se minimicen los costos, los productos defectuosos, los riesgos, el tiempo requerido para producir un producto.

Estas maximizaciones o minimizaciones bien aplicadas, puede y de hecho ha significado el ahorro de millones de dólares a las empresas. (Hillier, 2015)

La programación lineal utiliza un modelo matemático para describir el problema. El adjetivo lineal significa que todas las funciones matemáticas del modelo deben ser funciones lineales. En este caso, la palabra programación no se refiere aquí a términos computacionales. En

esencia es sinónimo de planeación. Por lo tanto, la programación lineal involucra la planeación de actividades para obtener un resultado óptimo, esto es, el resultado que mejor alcance la meta especificada, de acuerdo con el modelo matemático, entre todas las alternativas factibles.

Aún más, se dispone de un procedimiento de solución muy eficiente llamado método símplex para resolver estos problemas lineales, incluso los de gran tamaño. Estas son algunas razones del tremendo efecto de la programación lineal en las décadas recientes.

Forma estándar del modelo:

$$\text{Maximizar} \quad Z = \sum_{i=1}^n c_i x_i \quad (2.1)$$

$$\text{Sujeto a las restricciones} \quad \sum_{i=1}^n a_{j,i} x_i \leq b_j \quad \text{para } j = 1..m$$

$$x_j \geq 0 \quad \text{para } j = 1..n$$

En las fórmulas anteriores x_i son las variables, a las cuales se desea encontrar un valor tal que Z sea máximo, c_i , $a_{j,i}$, b_j son constantes cuyo valor lo determina las características del problema que se está resolviendo, m es la cantidad de restricciones y en este método, todas las variables deben ser positivas.

Para la solución del problema de optimización propuesto anteriormente, resulta muy ilustrativo utilizar un método gráfico para encontrar la respuesta, por ejemplo si el sistema que se desea resolver es: (Hillier, 2015)

$$\begin{aligned} \text{Maximizar } Z &= 3x_1 + 5x_2, \\ \text{Sujeto a : } &0 \leq x_1 \leq 4, \quad 0 \leq x_2 \leq 6 \quad \text{y} \quad 3x_1 + 2x_2 \leq 18 \end{aligned} \quad (2.2)$$

Ya que este problema solo depende de dos variables, es factible recurrir al método gráfico, si fueran 3 variables, las gráficas son gráficas tridimensionales muy complejas. En la gráfica se coloca con cada variable en uno de los dos ejes. Las restricciones se muestran gráficas sombreadas que precisamente limitan la cantidad de soluciones posibles. Inicialmente las soluciones son todo el plano cartesiano, ya que tanto x_1 como x_2 son positivos, la solución se limita al primer cuadrante. La figura 2.1 ilustra lo anterior, la zona sombreada son las posibles soluciones luego de considerar que tanto x_1 como x_2 son positivas y que además x_1 es menor o igual a cuatro.

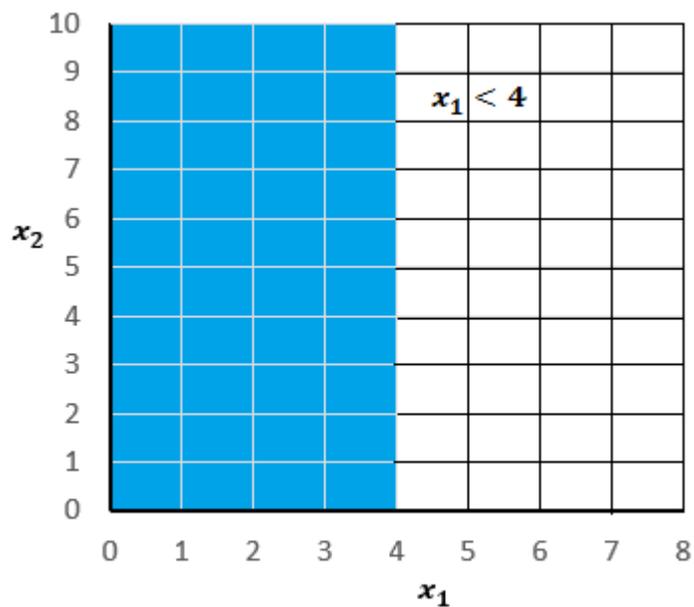


Figura 2.1. Optimización por método gráfico. El área sombreada representa las posibles soluciones, una vez que se ha aplicado las restricciones de que tanto x_1 como x_2 deben ser positivas y además x_1 es menor o igual a cuatro.

En la figura 2.2 se han aplicado el resto de restricciones, el área sombreada se ha reducido. Cada punto del área sombreada cumple con las restricciones. Solamente hace falta encontrar qué punto maximiza la función.

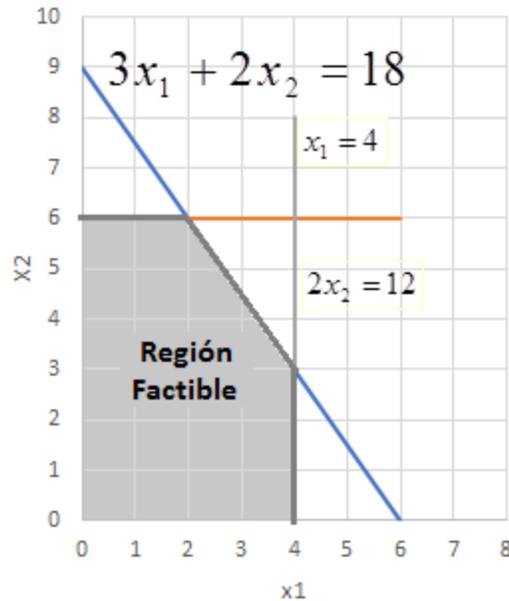


Figura 2.2 Gráfica de Restricciones. El área sombreada representa las posibles soluciones una vez que se han aplicado todas las restricciones.

Ahora se debe encontrar el valor máximo de la expresión mostrada en la ecuación 2.4, para ello podemos asignar a Z un valor arbitrario y encontrar los valores de x_1 y x_2 correspondientes, éstos evidentemente forman una línea recta que está ilustrada en la figura 2.3, como existen muchos puntos que pertenecen tanto a la línea recta como a la zona sombreada, Se puede probar con un valor de Z mayor por ejemplo 20, lo cual produce también una línea recta la cual es paralela a la primera y así se puede seguir incrementando el valor de Z, trazando rectas paralelas, pero teniendo el cuidado de no salirse del área sombreada. Siguiendo este proceso se encuentra que $Z=36$ es el valor más alto que se puede alcanzar.

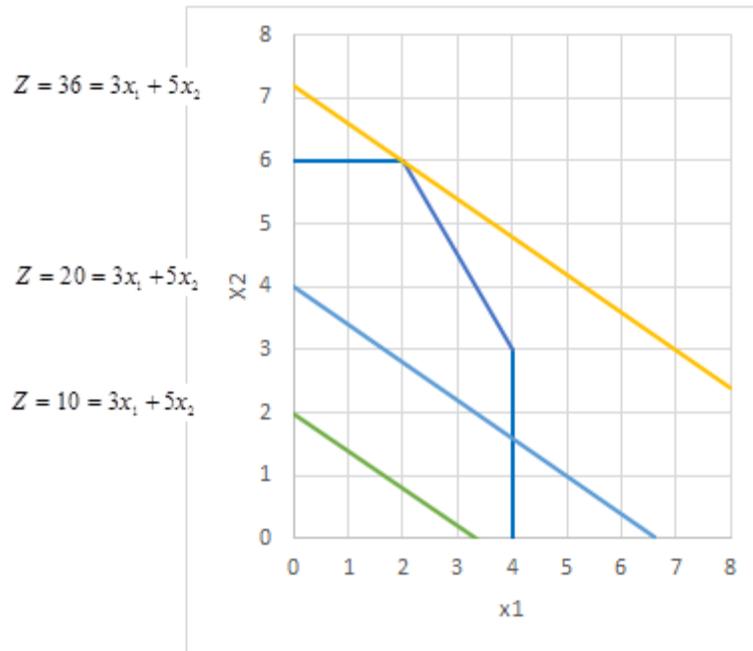


Figura 2.3 Líneas de maximización Se muestran líneas correspondientes a $Z=10$, 20 y 36 . Todas ellas son paralelas. La solución ocurre para $Z=36$, $x_1=2$ y $x_2=6$. Una línea adicional para un valor de Z superior a 36 se saldría del área sombreada y a pesar de que maximizaría Z , no cumpliría con las restricciones.

2.6.2 Programación entera mixta

Un problema de programación lineal entero mixto (MIP) es un problema lineal (LP) con algunas variables enteras, este tipo de problemas son más difíciles de resolver que los problemas de programación lineal, el primer algoritmo de resolución fue formulado por Ralph Gomory en 1958 (La Fuente O'connor, 1998)

Existen varios métodos de solución entre ellos la Relajación lineal y discretización,

Enumeración exhaustiva, Ramificación y acotamiento (branch and bound), Método de los planos de corte, Ramificación y corte (branch and cut). («Optimización Lineal Entero Mixta, Universidad Pontificia de Comillas Madrid», s. f.)

2.6.3 Técnicas de descomposición

El algoritmo de descomposición de Benders ha sido aplicado con mucho éxito a un rango de problemas cuya solución es extremadamente complicada. (Rahmaniani, Crainic, Gendreau, & Rei, 2017)

El algoritmo fue propuesto por Benders en 1962, Con el objetivo principal de abordar problemas muy complicados, los cuales una vez reorganizados las variables, conducen a problemas que significativamente son mucho más fáciles de resolver. Este método también se conoce como descomposición de variables y linealización externa. En la actualidad se utiliza por ser uno de los métodos más eficientes y exactos reduciendo a la vez considerablemente la carga computacional, sus aplicaciones las podemos encontrar en diversos campos, incluyendo la planificación, transporte, telecomunicaciones, energía, administración de recursos y en procesos químicos.

Un problema planteado de la siguiente manera puede ser resuelto utilizando la descomposición de Benders:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f^T y + c^T x \\ \text{Sujeto a :} & Ay = b \\ & By + Dx = d \\ & x \geq 0 \\ & y \geq 0, \text{ además los valores de las variables } y \text{ son enteros.} \end{array} \quad (2.3)$$

2.6.4 Programación no lineal

Fundamentalmente, la programación no lineal es muy similar a la programación lineal en cuanto a la formulación de un problema, la diferencia radica en que, en este último caso, por lo

menos una de las restricciones o la misma función de minimización no muestra un comportamiento lineal. (Bazaraa, 2006)

Otras diferencias con la programación lineal es que la solución no siempre está ubicada en un extremo impuesto por una restricción, es factible encontrar óptimos locales, pueden existir zonas no convexas. (Cantú, 1996)

Para problemas de programación no lineal, en ocasiones no se encuentra la solución exacta, pero que a través de un método iterativo es posible converger hacia ella, el proceso termina cuando se encuentra una solución que bajo ciertos criterios prácticos se encuentra suficientemente cerca de la solución (Luenberger, 2008).

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

En este capítulo se describe la metodología a utilizar con el propósito de lograr los objetivos planteados en el capítulo I. En resumen, esta metodología consiste en la recolección de datos relativos al proceso de optimización, los cuales deberán de adaptarse para introducirlos a la herramienta de cálculo tanto en forma de datos como de ecuaciones y restricciones. Posteriormente realizar las corridas necesarias en la herramienta de cálculo la cual es el programa de optimización GAMS y finalmente se modificarán los datos para realizar corridas adicionales con el propósito de cumplir cada uno de los objetivos de esta tesis.

En las secciones posteriores se describe con más detalle cada uno de los procesos de la metodología mencionada.

La figura 3.1 ilustra los procesos requeridos de acuerdo con los objetivos del presente estudio.

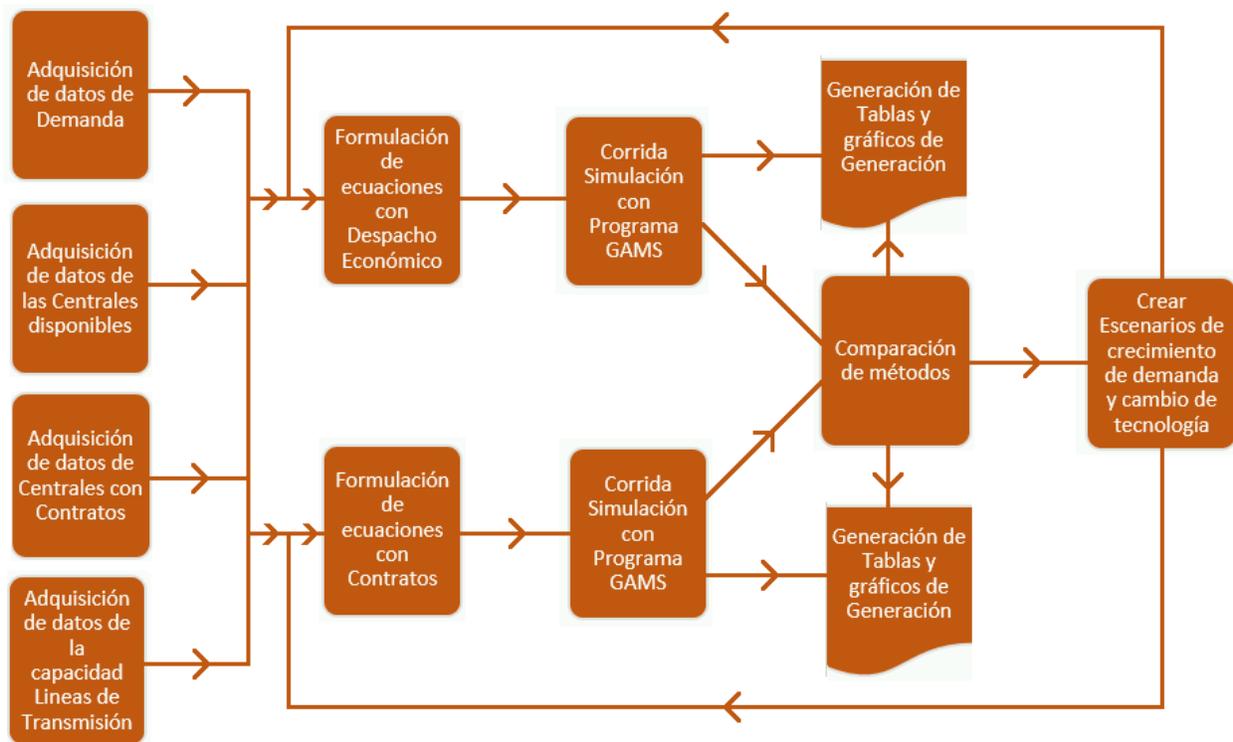


Figura 3.1 Esquema general de la investigación

3.1 Adquisición de datos

Un aspecto muy importante para cumplir con los objetivos del presente estudio es la correcta adquisición de datos. Estos datos los clasificamos de la siguiente manera:

- Datos de demanda nacional: Curva típica de demanda diaria para días laborales, días feriados, sábados, domingos. Tasa de crecimiento mensual y anual, estacionalidad de la demanda.
- Plantas generadoras:
 - Tecnología
 - Ubicación

- Precio nodal de la energía
- Curva de costos de generación
- Potencia mínima y máxima
- Energía máxima para un período
- Características de arranque: Costo, horas mínimas de operación, Horas mínimas de paro.
- Líneas de transmisión: Nivel de tensión, impedancia de la línea, capacidad máxima
- Ley de incentivos a la generación (Decreto 138-2013)

3.2 Formulación de las ecuaciones con despacho económico

3.2.1 Ecuación de costos

El objetivo del presente trabajo es minimizar los costos de generación de energía eléctrica, esto implica la escritura de una fórmula que represente los costos de generación y que mediante el planteamiento de un problema de programación no lineal se logre encontrar los valores de las variables que hagan mínima la expresión.

Básicamente esta fórmula es la suma de los costos de generación en cada una de las horas del período, siendo el costo de una hora en particular a su vez la suma de los costos de generación de cada generador correspondiente al nivel de generación según el despacho.

Lo anterior se puede escribir matemáticamente de la siguiente manera:

$$\text{costo} = \sum_{ih} \sum_{igen} C(g_{igen,ih}) \quad (3.1)$$

En la cual ih es un índice para cada una de las horas del período de estudio, $igen$ es el índice que recorre a cada uno de los generadores, $g_{igen,ih}$ es la energía óptima por despachar según el modelo para un generador y una hora en particular. Y finalmente

3.2.2 Balance de potencia.

En una red eléctrica debe cumplirse en todo momento que la suma de las potencias generadas sea igual a la demanda más las pérdidas ya sea técnicas como no técnicas.

Para cumplir con este requisito debe alimentarse el modelo con una serie de ecuaciones las cuales reciben el nombre de restricciones.

3.2.3 Capacidad de los generadores

Cada generador tiene límites específicos de operación, todos tienen un límite máximo de potencia. Durante cada hora del estudio, la potencia generada debe ser inferior a esta cota. Todo lo anterior resulta en la escritura de una serie de inecuaciones las cuales deben introducirse al modelo en forma de restricciones.

3.2.4 Capacidad de las líneas de transmisión

También las líneas de transmisión poseen límites tanto de potencia como de caída de tensión. Lo anterior también resulta en más restricciones para el modelo.

3.2.5 Herramienta de cálculo GAMS

La herramienta seleccionada para resolver el problema de optimización matemática es el programa GAMS, que significa “Sistema de modelado algebraico general”, es un sistema de modelado de alto nivel, diseñado para modelar y resolver problemas de optimización lineal, no lineal y entero mixtos. El sistema está diseñado para aplicaciones de modelado a gran escala

complejas y permite al usuario construir grandes modelos que pueden adaptarse a nuevas situaciones. El sistema está disponible para su uso en distintas plataformas informáticas. Los modelos son portátiles desde una plataforma a otra. GAMS fue el primer lenguaje de modelado algebraico y su estructura es similar a la utilizada en otros lenguajes de programación de cuarta generación. GAMS contiene un entorno de desarrollo integrado.

3.2.6 Datos para modelo GAMS

Los datos se deben introducir en hojas de cálculo debido a que son muy fáciles de manejar, posteriormente mediante un programa computacional escrito en Python, estos serán convertidos para adecuarse al programa GAMS.

A continuación, se ilustra el uso del programa GAMS para la solución de un problema de programación no lineal:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar } & F = 13x_1 + 6x_1x_2 + 5x_2 + 1/x_2 & (3.2) \\ \text{sujeto a : } & 2x_1^2 + 4x_2 \leq 90 \\ & x_1 + 2x_1^3 \leq 75 \\ & 8x_1 - 2x_2 \leq 61 \\ & x_1, x_2 \geq 0 \end{aligned}$$

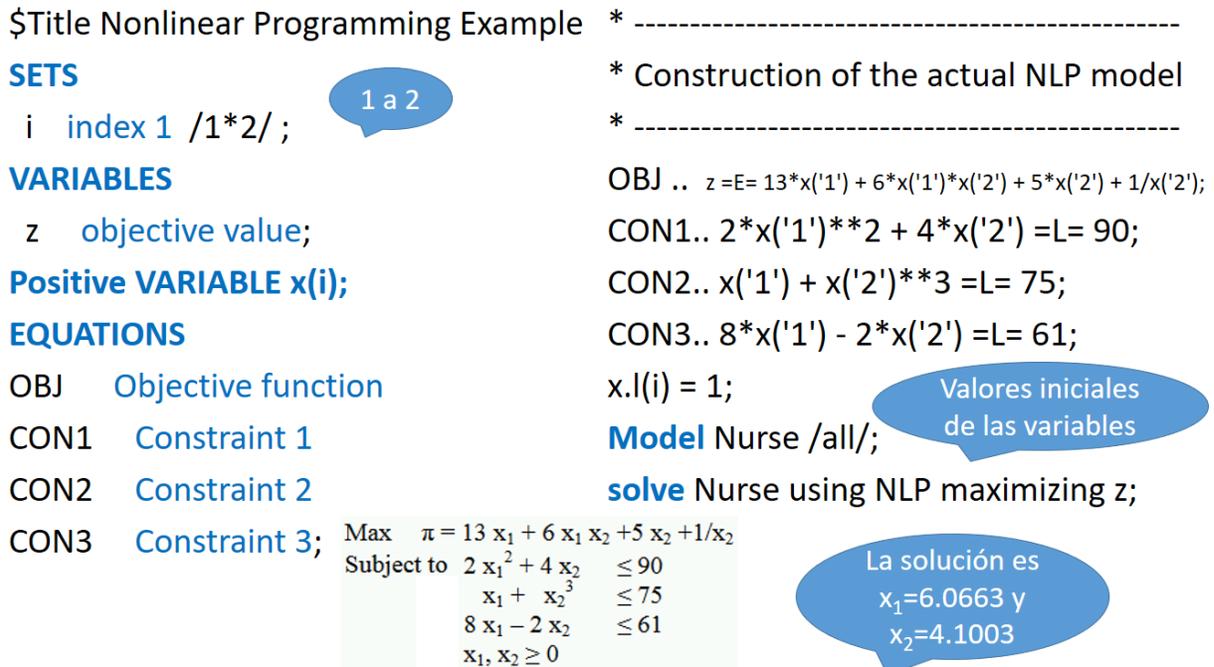


Figura 3.2 Formulación de un problema de programación no lineal utilizando GAMS

3.2.7 Ejecución de programa GAMS con despacho económico y con contratos

Es necesario correr dos modelos, uno que simule un despacho económico puro y otro que considere los contratos de compra de energía PPA. los cuales consisten en contratos entre dos entes, uno de los cuales genera electricidad y el otro necesita comprar esta electricidad. A través del PPA se definen todos los términos comerciales relacionados con la compraventa de energía, incluyendo la definición de la fecha inicial de operación comercial, plan de entrega de energía, penalizaciones por incumplimiento, términos de pago y finalización. En el despacho económico el orden de mérito de las centrales generadoras será de acuerdo con sus costos reales de generación, en cambio cuando se consideran contratos de compra, la prioridad la dará precisamente las cláusulas del contrato que imponen la forma de despacharse dicha central.

3.2.8 Comparación de resultados

Con los resultados de las corridas del programa GAMS mencionadas en la sección 3.2.6, se procederá a realizar la comparación entre un despacho económico vs la generación que considera contratos, lo cual es el objetivo del presente estudio. A partir de estos resultados, se obtendrán también importantes conclusiones.

3.2.9 Análisis de sensibilidad

Para cumplir objetivos específicos del presente estudio, será necesario modificar los datos introducidos para crear varios escenarios los cuales incluyen variaciones en la demanda, vencimiento de contratos con plantas, cambio de tecnología etc.

3.2.10 Identificación de las variables:

- Variable dependiente:
 - Costo de Generación
- Variables independientes:

n : Cantidad de Generadores

G_i : Potencia máxima del generador i

a_i, b_i, c_i : Curva de costos cuadrática del generador i

nt : Cantidad de líneas de transmisión

T_i : Capacidad máxima de la línea de transmisión i

h : Hora de la demanda

D_h : Demanda de energía para la hora h

CAPÍTULO IV RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 Despacho Económico

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, el despacho económico consiste en ejecutar un plan de generación que, en principio, además de satisfacer la demanda instantánea, produzca los menores costos posibles.

El período considerado para este estudio es de forma horaria durante una semana, para cubrir diferentes escenarios tanto de disponibilidad de generación como de variaciones de la demanda. Se incluye una semana que corresponde a un mes en el cual es considerado de la época seca ya que durante ese período son muy escasas las lluvias y otro correspondiente a la época lluviosa. Los meses considerados respectivamente son marzo y agosto.

El objetivo de este despacho es determinar cuál es el plan de despacho que produce los menores costos posibles.

El despacho considerado es un despacho DC, que tiene la ventaja de ser un método que sigue un algoritmo de flujo de potencia no iterativo y lineal. Una característica de este método es suponer que la magnitud del voltaje es 1 por unidad. El flujo de potencia DC calcula el flujo de potencia activa en las líneas de transmisión y transformadores. Este método no permite realizar el cálculo de la caída de tensión en los nodos, ni tampoco del flujo de potencia reactiva. La ventaja de este método radica precisamente en que su formulación y solución es mucho más simple y rápida.

Es importante considerar las restricciones técnicas del sistema, siendo una de ellas las limitaciones en la capacidad de las líneas de transmisión, la cual se describe en la siguiente sección

4.2 Sistema por Unidad

Para este análisis se utiliza el sistema por unidad (p.u.) en el cual se ha seleccionado las siguientes bases:

$$S_{base}=100\text{MVA}, V_{base}=230\text{kV}, Z_{base}=529\Omega$$

Donde S_{base} es la potencia aparente base, V_{base} es el nivel de voltaje base y Z_{base} es la impedancia base.

4.3 Restricciones en la Capacidad de las Líneas de Transmisión.

En la figura 4.1 muestra una línea de transmisión, la cual está conectada a dos nodos de la red, o sea dos subestaciones y que se denominarán el nodo i y el nodo j

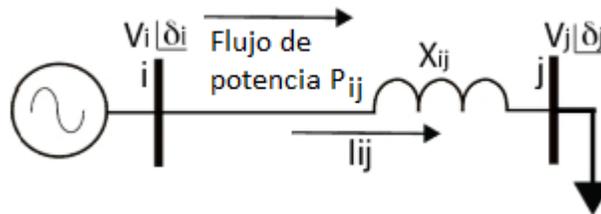


Figura 4.1 Sección de un sistema eléctrico que muestra la relación entre los voltajes nodales y el flujo de Potencia

La corriente entre el nodo i y el nodo j es:

$$i_{ij} = \frac{V_i \angle \delta_i - V_j \angle \delta_j}{X_j} \quad (4.1)$$

En la ecuación anterior,

i_{ij} es la corriente que fluye del nodo i al nodo j

$V_i \angle \delta_i$ Es el voltaje del nodo i o j dependiendo del índice y que especifica tanto su magnitud como su ángulo de desfase

X_j Es la reactancia de la línea

La potencia que fluye del nodo i al j es entonces:

$$S_{ij} = V_i \angle \delta_i \times i_{i,j}^* = V_i \angle \delta_i \frac{(V_i \angle (-\delta_i) - V_j \angle (-\delta_j))}{-X_j} = \frac{|V|^2}{X} (1 \angle 90 - 1 \angle (90 + \delta_i - \delta_j)) \quad (4.2)$$

$$P_{ij} = \text{Re}(S_{ij}) = \frac{|V|^2}{X} \text{sen}(\delta_i - \delta_j) \approx \frac{|V|^2}{X} (\delta_i - \delta_j) \quad (4.3)$$

En la ecuación anterior:

- $s_{i,j}$ Es la potencia que fluye del nodo i al nodo j
- $V_i \angle \delta_i$ Es el voltaje con su magnitud y ángulo del nodo i
- $i_{i,j}^*$ Es el conjugado de la corriente que fluye del nodo i al nodo j
- X_j Es la reactancia de la línea

En la ecuación 4.3, la función seno desaparece, ya que esta función es igual al argumento, cuando éste es muy pequeño.

4.4 Planteamiento del Problema de Optimización

El problema de optimización se puede resumir entonces de la siguiente manera:

Minimizar

$$\sum_h \sum_i C_{i,h} \quad (4.4)$$

Sujeto a :

$$0 \leq g_{i,h} \leq Pmax_i \text{ para cada generador } i \text{ y cada hora } h \quad (4.5)$$

$$\sum_h g_{i,h} \leq \text{Energía}_i \text{ para cada generador } i \quad (4.6)$$

$$g_{n,h} = f_{n,h} + d_{n,h} \text{ para cada nodo } n \text{ y hora } h \quad (4.7)$$

$$|p_{i,j,h}| \leq PMAX_L \quad (4.8)$$

La ecuación 4.4, representa el costo total de generación el cual es básicamente la suma para cada uno de los generadores y cada una de las horas del estudio del costo de generación. Específicamente $C_{i,h}$ representa el costo de que el generador i a la hora h produzca una generación específica.

En la ecuación 4.5 $g_{i,h}$ Es la generación determinada en el proceso de optimización para el generador i a la hora h .

$Pmax_i$ Es la capacidad máxima en potencia del generador i

La ecuación 4.6 especifica que la energía total producida por el generador i debe ser menor o igual a cierta cantidad de energía (energía_i) de acuerdo con el plan de generación.

La ecuación 4.7 se interpreta de la siguiente manera: para cada uno de los 58 nodos que se consideran en este estudio y cada una de las 168 horas que comprende el período considerado (una semana) , se debe satisfacer que la energía inyectada al nodo debido a la presencia de uno o más generadores (si no hay, entonces es cero) debe ser igual a la demanda de electricidad en el nodo más la suma de todas las potencias que fluyen de ese nodo hacia otros nodos (si más bien entra energía entonces tiene signo negativo).

En esta ecuación:

$g_{n,h}$ es la generación inyectada al nodo n en la hora h . Es posible que un nodo no tenga ningún generador conectado (en este caso $g_{n,h}$ sería cero) o tener 1 o varios.

$f_{n,h}$ es el flujo neto de energía desde el nodo i hacia otros nodos. Si sale del nodo es positivo, si entra al nodo es negativo.

$d_{n,h}$ es la demanda del nodo n , si un nodo en particular no tiene líneas de distribución, entonces su demanda es cero.

La ecuación 4.8 establece que cada línea de transmisión tiene un límite en la cantidad de energía que puede fluir a través de ella.

En esta ecuación 4.8:

$P_{i,j,h}$ representa el flujo de potencia del nodo i al nodo j en la hora h , este flujo puede ser positivo o negativo.

4.5 Datos para programa GAMS:

4.5.1 Índices

Para dimensionar las tablas de parámetros es necesario crear índices, a continuación, se muestran los índices definidos en esta aplicación:

```
sets
  igen /1* 11/
  ih /1*168/
  icoef /1* 3/
  ilineas /1* 78/
  inodos /1* 57/
  ith /2* 57/
```

igen es un índice relacionado con los generadores, *ih* es el índice de las horas de estudio, *icoef* es el índice relacionado con los coeficientes del polinomio de costos de generación, *ilineas* está relacionado con las líneas de transmisión, *inodos* con la cantidad de nodos e *ith* está relacionado con los ángulos del voltaje (*theta*) en cada uno de los nodos.

En el presente estudio se consideran los 11 generadores más importantes del sistema eléctrico, la notación /1*11/ para *igen*, precisamente indica que este índice tomará los valores entre 1 y 11. La tabla 4.1 muestra los datos de estas plantas:

Tabla 4.1 Principales plantas de la red (ENEE, 2017)

Indice	Nombre	Tecnología	Potencia Instalada MW
1	EL CAJÓN	Hidroeléctrica	300
2	CAÑAVERAL RIO LINDO	Hidroeléctrica	109
3	ENERSA	Combustión Interna	230
4	LUFUSSA	Combustión Interna	323.5
5	ELCOSA	Combustión Interna	80
6	BECOSA	Carbón	60
7	HONDURAS HPGC	Biomasa	45
8	MESOAMÉRICA	Eólica	125
9	SAN MARCOS DE COLÓN	Eólica	50
10	VARIOS SOLARES EN EL SUR	Solar	319
11	EMCE	Combustión Interna	60

ih es el índice de las horas. Ya que el estudio considera una semana como el tiempo de estudio, *ih* toma valores entre 1 y 168 que es precisamente la cantidad de horas de una semana.

icoef se refiere a los coeficientes de un polinomio cuadrático de costos de cada generador. En los casos que el generador tenga un costo por MW constante e independiente de la potencia generada, entonces del polinomio solamente se utiliza el coeficiente de grado 1, tomando el resto de coeficientes el valor de cero. La tabla 4.2 muestra los coeficientes mencionados

Tabla 4.2 Coeficientes de costos de generación. (ENEE, 2017)

Indice	Nombre	a \$/MW ²	b \$/MW	c \$
1	EL CAJÓN	0.000000	0.00000	0.00000
2	CAÑAVERAL RIO LINDO	0.000000	0.00000	0.00000
3	ENERSA	0.011927	69.47974	56.15321
4	LUFUSSA	0.063708	56.44809	472.08980
5	ELCOSA	0.000000	86.05200	0.00000
6	BECOSA	0.000000	29.88000	0.00000
7	HONDURAS HPGC	0.000000	50.00000	0.00000
8	MESOAMÉRICA	0.000000	0.00000	0.00000
9	SAN MARCOS DE COLÓN	0.000000	0.00000	0.00000
10	VARIOS SOLARES EN EL SUR	0.000000	0.00000	0.00000
11	EMCE	0.000000	102.26900	0.00000

4.5.2 Polinomio de costos de generación en p.u.

En el sistema p.u. los coeficientes del polinomio de costos cambian, el coeficiente a se multiplica por S_{base}^2 , b por S_{base}^1 y c por S_{base}^0 quedando de la siguiente manera:

Tabla 4.3 Coeficientes de costos en sistema p.u. (ENEE, 2017)

Indice	Nombre	a \$	b \$	c \$
1	EL CAJÓN	0.00	0.000	0.00000
2	CAÑAVERAL RIO LINDO	0.00	0.000	0.00000
3	ENERSA	119.27	6947.974	56.15321
4	LUFUSSA	637.08	5644.809	472.08980
5	ELCOSA	0.00	8605.200	0.00000
6	BECOSA	0.00	2988.000	0.00000
7	HONDURAS HPGC	0.00	5000.000	0.00000
8	MESOAMÉRICA	0.00	0.000	0.00000
9	SAN MARCOS DE COLÓN	0.00	0.000	0.00000
10	VARIOS SOLARES EN EL SUR	0.00	0.000	0.00000
11	EMCE	0.00	10226.900	0.00000

Estos coeficientes se introducen al programa GAMS de la siguiente manera:

Table coef(igen,icoef)

	1	2	3
1	0	0	0
2	0	0	0
3	119.2723	6947.974	56.1532
4	637.08	5644.81	472.08
5	0	8605.20	0
6	0	2988.0	0
7	0	5000	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	10226.90	0

4.5.3 Demanda de Potencia

A continuación, se introducen los datos de la demanda correspondiente a la semana de estudio, en la cual se han considerado dos semanas correspondientes a un mes que se considera seco ya que no hay lluvias (marzo de 2017) y a un mes húmedo donde son muy frecuentes las lluvias (agosto de 2017). La demanda consiste en 168 valores correspondientes a la cantidad de horas que tiene una semana. Para la obtención de los datos de estas semanas se tomó en cuenta patrones de demanda de años anteriores, Factores de Carga del sistema y proyecciones de crecimiento de la demanda de un 5% anual. Para diferenciar la demanda entre días hábiles se generaron para cada día variaciones siguiendo una curva de distribución normal. La figura 4.2 muestra las curvas de demanda correspondientes al mes de marzo, 2017

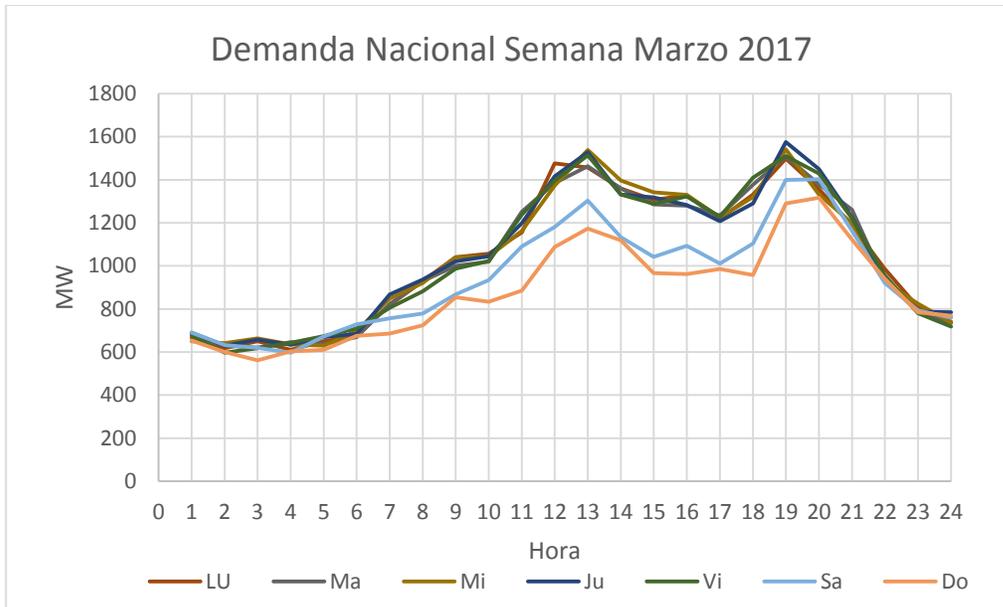


Figura 4.2 Curvas de demanda del sistema nacional correspondiente a una semana de marzo, 2017

Estos datos se introducen al programa GAMS de la siguiente manera:

* Datos de la demanda correspondiente al mes de marzo, 2017

parameter dem(ih)

```

/ 1    6.62
  2    5.91
  3    6.34
  4    5.92
  5    6.80
  ....
  ....
 166   8.92
 167   7.38
 168   7.37 /

```

Observar que las demandas se introducen, respetando el sistema por unidad, mencionado anteriormente.

4.5.4 Capacidad de las plantas

En el programa GAMS también se debe introducir datos correspondientes a la capacidad de las centrales, como se ilustra a continuación:

pmax(igen)		
/	1	3.00
	2	1.09
	3	2.30
	4	3.235
	5	0.80
	6	0.60
	7	0.45
	8	1.25
	9	0.50
	10	3.19
	11	0.60/

Se aprecia nuevamente, que esta información se introduce en el acostumbrado sistema por unidad.

4.5.5 Restricciones en la energía producida

Es necesario también introducir los límites de energía de las plantas, algunas plantas tienen un factor de planta elevado, cercano al 100% y la única limitación es su capacidad multiplicada por las 168 horas, pero otras como las hidroeléctricas por motivos de operación del embalse y aportes hidrológicos tienen una limitación de energía y las fotovoltaicas y eólicas que tienen esta limitación debido a su intrínseco factor de planta relativamente bajo. La información debe introducirse utilizando el sistema p.u. como se muestra a continuación, aquellas plantas con factores de planta del 100% no se les introducen ninguna restricción en el modelo.

```
*****
*Restricciones de energía
*****
*Restricciones de energía
rene1..    sum(ih,gen('1',ih))    =L=    184.6    ;
```

rene2..	sum(ih,gen('2',ih))	=L=	107.9	;
rene6..	sum(ih,gen('6',ih))	=L=	137.0	;
rene8..	sum(ih,gen('8',ih))	=L=	67	;
rene9..	sum(ih,gen('9',ih))	=L=	28.5	;
rene10..	sum(ih,gen('10',ih))	=L=	127.7	;

4.5.6 Líneas de transmisión

En el sistema de la red, se han identificado 78 líneas de transmisión correspondientes a los tres niveles de tensión más elevados, 230, 138 y 69 kV. La siguiente figura muestra esta distribución.

Tabla 4.4 Líneas de Transmisión en 230, 138 y 69 kV (ENEE, 2017)

No.	Línea	Distancia (km)	Sub 1	Sub 2	Reactancia p.u.	Limite MW
1	L404	46.28	Sulzer	Bermejo	4.47E-01	70
2	L406	5.05	Santa Fe	La Leona	4.55E-02	70
3	L409	7.56	La Leona	Suyapa	7.00E-02	70
4	L410	16.66	El Progreso	La Lima	1.59E-01	70
5	L412	25.2	El Progreso	Morazan	2.42E-01	70
6	L414	14.6	Morazan	Cuyamapa	1.39E-01	70
7	L414x	43.7	Cuyamapa	Yoro	4.22E-01	70
8	L420	5.21	Suyapa	Lainez	4.71E-02	70
9	L421	4.17	Santa fe	Lainez	3.70E-02	70
10	L422	22.2	Suyapa	Zamorano	2.13E-01	70
11	L423	38.49	Zamorano	Danli	3.71E-01	70
12	L424	33.4	Danli	Chichicaste	3.22E-01	70
13	L429	57.38	El Nispero	Cañaveral	5.55E-01	70
14	L430	36.68	Las Flores	El Nispero	3.54E-01	70
15	L431	58.5	Las Flores	Erandique	5.66E-01	70
16	L441	81	Santa Fe	Guaimaca	7.85E-01	70
17	L442	72	Juticalpa	Guaimaca	6.97E-01	70
18	L443	41.03	Catacamas	Juticalpa	3.96E-01	70
19	L501	8.4	Rio Lindo	Cañaveral	2.61E-02	160
20	L502	14.1	Rio Lindo	CAR	3.85E-02	160
21	L503	48.7	El Progreso	Rio Lindo	1.14E-01	160
22	L504	21.22	Villanueva	CAR	5.40E-02	160
23	L505	13.93	San Pedro Sula Sur	La Puerta	3.81E-02	160
24	L506	5.02	La Puerta	Bellavista	1.87E-02	160
25	L507	10.94	San Pedro Sula Sur	La Puerta	3.16E-02	160
26	L508	3.9	Bermejo	Circunvalacion	1.63E-02	160
27	L509	16.43	San Pedro Sula Sur	Bermejo	4.35E-02	160
28	L510	7.7	Bermejo	Bellavista	2.45E-02	160
29	L511	0.23	Elcosa	Sulzer	8.27E-03	160
30	L512	8.185	Choloma	Bermejo	2.56E-02	160
31	L513	35.54	Sulzer	Choloma	8.51E-02	160
32	L514	2	Bermejo	GPP	1.21E-02	160
33	L515	23.03	El progreso	Guaymas	5.79E-02	160
34	L515x	34.37	Guaymas	Tela	8.26E-02	160
35	L516	93.66	Tela	Ceiba Termica	2.12E-01	160

Tabla 4.4 Líneas de Transmisión en 230, 138 y 69 kV (continuación)

No.	Línea	Distancia (km)	Sub 1	Sub 2	Reactancia p.u.	Limite MW
36	L518	60.36	Ceiba Termica	Reguleto	1.39E-01	160
37	L519	44.7	Reguleto	Coyoles Central	1.05E-01	160
38	L520	14.1	Reguleto	Isletas	3.85E-02	160
39	L521	54.3	Isletas	Bonito Oriental	1.26E-01	160
40	L523	23.7	San Pedro Sula Sur	Naco	5.94E-02	160
41	L525	1.108	Choloma	Enersa	1.02E-02	160
42	L526	28.28	Enersa	San Pedro Sula Sur	6.93E-02	160
43	L527	28.28	Enersa	San Pedro Sula Sur	6.93E-02	160
44	L528	4.41	San Pedro Sula Sur	La Lima	1.74E-02	160
45	L529	13.93	La Lima	El Progreso	3.81E-02	160
46	L530	11.77	San Pedro Sula Sur	Circunvalacion	3.34E-02	160
47	L531	8.937	San Pedro Sula Sur	Villanueva	2.72E-02	160
48	L536	5	Becosa	GPP	1.87E-02	160
49	L550	80.348	Cañaveral	Piedras Azules	1.83E-01	160
50	L551	11.9	Piedras Azules	Comayagua	3.37E-02	160
51	L552	17.1	Suyapa	Santa Fe	4.50E-02	160
52	L553	8.3	Miraflores	Suyapa	2.58E-02	160
53	L554	10.89	Santa Fe	Toncontin	3.15E-02	160
54	L555	6.09	Toncontin	La Cañada	2.10E-02	160
55	L556	5.18	La Cañada	Miraflores	1.90E-02	160
56	L557	10.89	Amarateca	Santa Fe	3.15E-02	160
57	L558	66.3	Comayagua	Amarateca	1.52E-01	160
58	L563	4.63	Becosa	GPP	1.78E-02	160
59	L564	30.28	Sulzer	Becosa	7.37E-02	160
60	L602	49.9	El Progreso	La Vegona	3.55E-02	400
61	L603	9	La Vegona	El Cajon	6.80E-03	400
62	L608	143.3	El Cajon	Amarateca	1.01E-01	400
63	L609	143.28	San Buena Ventura	Amarateca	1.01E-01	400
64	L610	77.62	Toncontin	Agua Caliente	5.50E-02	400
65	L611	77.62	Toncontin	Agua Caliente	5.50E-02	400
66	L612	37.7	Amarateca	Suyapa	2.69E-02	400
67	L613	37.7	Amarateca	Suyapa	2.69E-02	400
68	L614	21	Suyapa	Cerro de Hula	1.52E-02	400
69	L615	19	Pavana	Santa Lucia	1.38E-02	400
70	L619	56.9	Cerro de Hula	Pavana	4.04E-02	400

Tabla 4.4 Líneas de Transmisión en 230, 138 y 69 kV (continuación)

No.	Línea	Distancia (km)	Sub 1	Sub 2	Reactancia p.u.	Limite MW
71	L620	0.235	Pavana	Lufussa Valle	6.47E-04	800
72	L622	27.7	El Cajón	San Buena Ventura	1.99E-02	400
73	L624	0.04	Lufussa Valle	Lufussa 3	5.10E-04	400
74	L625	0.04	Lufussa Valle	Lufussa 3	5.10E-04	400
75	L626	3.42	Pavana	Agua Caliente	2.88E-03	400
76	L630	32	Amarateca	Toncontin	2.29E-02	400
77	L631	32	Amarateca	Toncontin	2.29E-02	400
78	L637	17.1	Santa Lucia	Los Prados	1.25E-02	400

Cada una de esas líneas tiene asociado una reactancia, que como hemos mencionado anteriormente, este parámetro está relacionado con la capacidad máxima de las líneas. A continuación, se ilustra la forma como se introduce este parámetro al programa GAMS:

```
x(ilneas)
/
1    4.470E-01
2    4.552E-02
3    6.996E-02
4    1.586E-01
....
....
74   5.097E-04
75   2.882E-03
76   2.294E-02
77   2.294E-02
78   1.248E-02
```

Para determinar la demanda en cada nodo se ha definido el parámetro de factor de demanda, basado en la cantidad de líneas de distribución que posee cada nodo. A continuación, las líneas ingresadas al programa GAMS:

fd(inodos)		20	0.016		41	0.010
/		21	0.000		42	0.016
1	0.000	22	0.000		43	0.005
2	0.021	23	0.010		44	0.000
3	0.000	24	0.000		45	0.000
4	0.052	25	0.036		46	0.005
5	0.016	26	0.010		47	0.036
6	0.021	27	0.021		48	0.021
7	0.021	28	0.016		49	0.000
8	0.005	29	0.026		50	0.036
9	0.016	30	0.016		51	0.005
10	0.016	31	0.021		52	0.021
11	0.000	32	0.036		53	0.036
12	0.010	33	0.052		54	0.000
13	0.041	34	0.000		55	0.031
14	0.062	35	0.026		56	0.016
15	0.000	36	0.031		57	0.016
16	0.021	37	0.010		/	
17	0.047	38	0.010			
18	0.000	39	0.000			
19	0.021	40	0.041			

4.5.7 Función objetivo en GAMS

La función objetivo se introduce en GAMS de la siguiente manera: continuación:

```
objetivo.. costo =E= sum(ih, sum(igen, gen(igen,ih)**2 * coef(igen,'1') + gen(igen , ih) *
coef(igen,'2') + coef(igen,'3')) +
sum(inodos , sum(ih,d(inodos,ih))) * 15430;
```

Con el propósito de facilitar su comprensión, la fórmula anterior puede ser expresada de la siguiente manera,

$$\text{costo} = \sum_{ih} \left(\sum_{igen} (a_{igen} \times g_{igen,ih}^2 + b_{igen} \times g_{igen,ih} + c_{igen}) \right) + (\text{Total Deficit}) \times 15340 \quad (4.8)^1$$

En la fórmula anterior:

a_{igen} , b_{igen} y c_{igen} representan el polinomio cuadrático de costos

$g_{igen,ih}$ Es la potencia generada por el generador $igen$ en la hora ih

Total déficit: Representa la suma de un probable déficit utilizado como última instancia para lograr satisfacer el balance de potencia en cada nodo. El modelo evita utilizar déficit ya que éste tiene un costo superior al generador más caro del sistema y el valor de 153.40 \$/MWh (en el modelo es 15340 ya que la potencia está e p.u.) es el costo de la energía importada de sistemas vecinos.

Esta fórmula corresponde a la ecuación 4.4, expresa que el costo es igual a la sumatoria para cada una de las 168 horas del producto de la suma de generaciones y el costo de generación. Adicionalmente se incrementa con el costo del déficit al precio de la importación.

En GAMS, la suma se realiza a través de la instrucción **sum**, la expresión **=E=** significa igualdad (equal),

Luego del proceso de optimización en el cual GAMS ha determinado el valor de generación para cada generador en cada hora, es posible que el mismo software determine el valor del costo marginal horario a través de la siguiente fórmula:

¹ Esta ecuación se obtuvo con la colaboración del Dr. Wilfredo Sifuentes, Comité de operación económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú (COES)

$$ecmh(ih).. cmh(ih) = E = \text{smax}(igen, (\text{gen}(igen, ih) ** 2 * \text{coef}(igen, '1') + \text{gen}(igen, ih) * \text{coef}(igen, '2') + \text{coef}(igen, '3')) * \text{sign}(\text{gen}(igen, ih) - 0.001) / (\text{gen}(igen, ih) + 0.001));$$

El costo marginal horario, debe calcularse precisamente para cada hora. La ecuación anterior realiza este cálculo utilizando la función *smax*, la cual determina el valor máximo de una serie de valores indexados, en este caso los valores indexados lo constituyen los costos unitarios (\$/MWh) de cada uno de los generadores en una hora particular. Existen dos problemas, el primero es que la función de costos no produce costos unitarios, sino que globales y, en segundo lugar, los generadores que no fueron despachados no deben ser considerados para determinar el costo marginal. Para obtener el costo unitario, simplemente se divide el costo global por la generación, produciendo nuevamente el potencial error de dividir por cero, es por eso por lo que, en la fórmula se agrega a la generación un valor muy pequeño de 0.001. La misma fórmula garantiza que los generadores que no producen energía no participen en el cálculo de costo marginal, eso se logra por medio de la función signo, la cual en caso de generación cero, devuelve valores menores o iguales a cero.

El costo marginal para cada hora se calcula tomando en cuenta el costo de la planta de mayor costo que se despachó a esa hora precisamente. Los sistemas de potencia tienden a despachar entonces los generadores con menores costos primero, para luego despachar generadores con costos cada vez mayores.

El costo marginal global puede calcularse fácilmente una vez que se cuenta con los costos marginales horarios:

$$ecostomarginal.. costomarginal = E = \text{sum}(ih, \text{sum}(igen, \text{gen}(igen, ih)) * cmh(ih)) + \text{sum}(inodos, \text{sum}(ih, d(inodos, ih))) * 15430;$$

4.5.8 Restricciones de capacidad

Con respecto a las restricciones de capacidad representadas en la ecuación 4.5, originalmente solamente se escribió 11 ecuaciones, expresando cada una de ellas que el valor máximo de los 168 valores de generación de cada generador debía ser inferior o igual a su potencia máxima. De acuerdo con pruebas realizadas se encontró que además de incrementar el tiempo de proceso, los resultados no eran los esperados. Por lo anterior se prefirió introducir una cantidad de restricciones individuales. Como son 11 generadores y 168 horas, esto produce 1,848 restricciones. Debido a la gran cantidad de desigualdades, éstas se generaron automáticamente utilizando el programa EXCEL

```
L1..    gen('1','1') =L= pmax('1');
L2..    gen('1','2') =L= pmax('1');
rene....
....
L169..  gen('2','1') =L= pmax('2');
....
....
L1847.. gen('11','167') =L= pmax('11');
L1848.. gen('11','168') =L= pmax('11');
```

4.5.9 Restricciones por balance de energía

A continuación, se introducen las restricciones de balance de energía en cada nodo las cuales se han sintetizado en la ecuación 4.7. Tomando en cuenta que existen 58 nodos y el balance se debe satisfacer para cada una de las 168 horas entonces son $58 \times 168 = 9744$.

Estas ecuaciones no son idénticas ya que cada nodo tiene conexión con diferentes nodos. Para lograr escribir esta gran cantidad de restricciones se creó un programa en el lenguaje Python, cuyo listado se puede consultar en el anexo 1.

A continuación, una muestra de las ecuaciones generadas:

r1.. $d('1','1') - \text{dem}('1') * \text{fd}('1') - (0 - \text{th}('52','1')) / x('64') - (0 - \text{th}('52','1')) / x('65') - (0 - \text{th}('40','1')) / x('75') = E = 0;$

r2.. $d('2','1') - \text{dem}('1') * \text{fd}('2') - (\text{th}('2','1') - \text{th}('47','1')) / x('56') - (\text{th}('2','1') - \text{th}('19','1')) / x('57') - (\text{th}('2','1') - \text{th}('15','1')) / x('62') - (\text{th}('2','1') - \text{th}('46','1')) / x('63') - (\text{th}('2','1') - \text{th}('50','1')) / x('66') - (\text{th}('2','1') - \text{th}('50','1')) / x('67') - (\text{th}('2','1') - \text{th}('52','1')) / x('76') - (\text{th}('2','1') - \text{th}('52','1')) / x('77') = E = 0;$

r3.. $d('3','1') + \text{gen}('6','1') - \text{dem}('1') * \text{fd}('3') - (\text{th}('3','1') - \text{th}('25','1')) / x('48') - (\text{th}('3','1') - \text{th}('25','1')) / x('58') - (\text{th}('3','1') - \text{th}('53','1')) / x('59') = E = 0;$

....

....

r9576.. $d('57','168') - \text{dem}('168') * \text{fd}('57') - (\text{th}('57','168') - \text{th}('50','168')) / x('10') - (\text{th}('57','168') - \text{th}('20','168')) / x('11') = E = 0;$

4.5.10 Restricciones por capacidad en las líneas de transmisión

Cada línea de transmisión tiene asociada una capacidad de potencia máxima que puede circular a través de ella. En la sección 4.2 se estableció que la potencia entre dos nodos es proporcional a la diferencia entre los ángulos de los voltajes e inversamente proporcional a la reactancia entre ellas. La restricción correspondiente es entonces:

$$\frac{\delta_i - \delta_j}{X_{i,j}} \leq P_{\max L} \quad (4.9)$$

En la ecuación anterior, $P_{\max L}$ es la capacidad de la línea de transmisión. La restricción anterior se debe satisfacer para las 78 líneas identificadas en este estudio y en cada una de las 168 horas de la semana. Se considera además que el flujo puede ser positivo o negativo por lo que la cantidad de restricciones es de $78 \times 168 \times 2 = 26,208$ desigualdades.

Auxiliado con una hoja de cálculo, se generaron las restricciones mencionadas, a continuación, se muestra una pequeña porción de estas ecuaciones:

G1.. $(\text{th}('4','1') - \text{th}('53','1')) / x('1') = L = p_{\max l}('1');$!! L404
G2.. $(\text{th}('31','1') - \text{th}('47','1')) / x('2') = L = p_{\max l}('2');$!! L406
G3.. $(\text{th}('31','1') - \text{th}('50','1')) / x('3') = L = p_{\max l}('3');$!! L409
G4.. $(\text{th}('30','1') - \text{th}('42','1')) / x('4') = L = p_{\max l}('4');$!! L410....

....

 G26205.. (0-th('40','168'))/x('75') =G= -pmaxl('75'); !! L626
 G26206.. (th('2','168')-th('52','168'))/x('76') =G= -pmaxl('76'); !! L630
 G26207.. (th('2','168')-th('52','168'))/x('77') =G= -pmaxl('77'); !! L631
 G26208.. (th('43','168')-th('48','168'))/x('78') =G= -pmaxl('78'); !! L637

4.6 RESULTADOS DEL PROGRAMA

4.6.1 Programa GAMS con despacho de costo económico

En el Anexo 3, se muestran un reporte del programa GAMS.

Resultados más importantes:

Costo de Generación:	\$ 8,266,600.00
Costo del despacho a costo marginal	\$ 14,521,000.00
Energía despachada:	\$ 168.605 GWh/1 semana
Precio promedio de la energía:	86.12 \$ /MWh = 0.0861 \$ / kWh

Resumen de energía generada por planta:

Tabla 4.5 Generación por planta

Central	MWh
EL CAJÓN	18,459.81
CAÑAVERAL RIO LINDO	10,789.90
ENERSA	36,640.00
LUFUSSA	47,942.50
ELCOSA	12,810.70
BECOSA	10,080.00
HONDURAS HPGC	7,560.00
MESOAMÉRICA	6,700.02
SAN MARCOS DE COLÓN	2,852.80
VARIOS SOLARES EN EL SUR	12,770.01
EMCE	-
Total	168,605.74

Las siguientes dos figuras muestran la forma como se despacha la demanda en una curva de demanda clasificada y en una curva de despacho normal.

En esta gráfica el eje vertical está en p.u. siendo la demanda máxima aproximadamente 1580MW. Se ha colocado Enersa en la base ya que como se puede observar, durante el período de estudio, mantiene un generación constante. Debido a sus precios relativos bajos, Becosa y HPGC también mantienen su generación a lo largo del período. La centrales con limitación de energía, aparecen en las horas pico. EMCE, debido a sus altos costos no fue despachado.

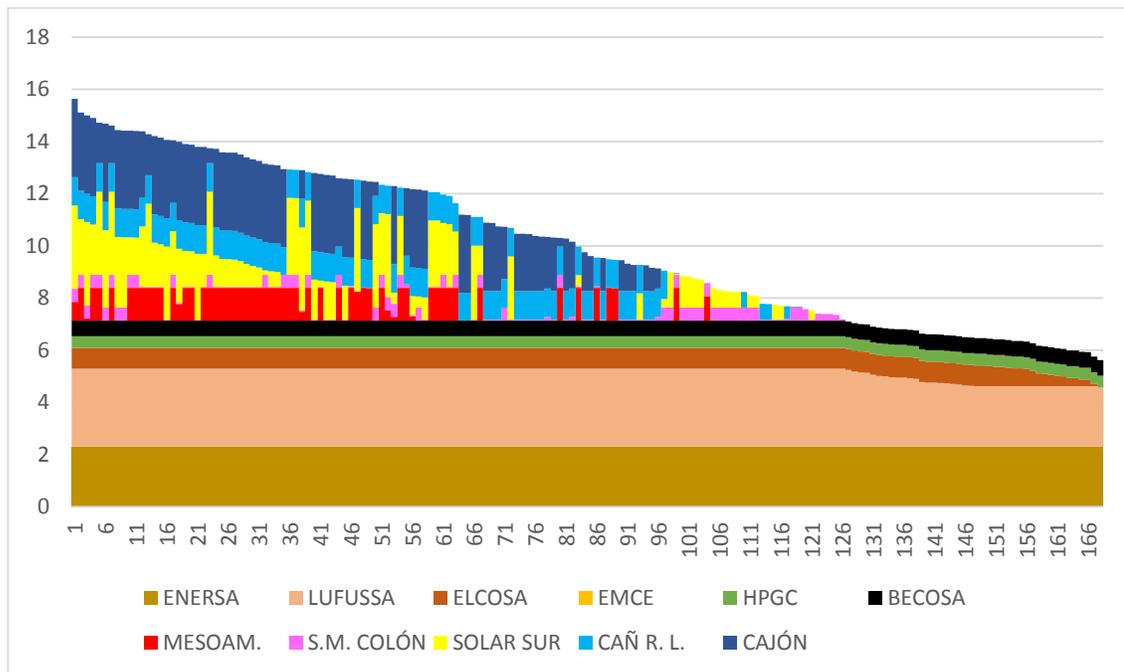


Figura 4.4 Despacho económico mostrado en una curva clasificada de demanda. Semana de marzo 2017

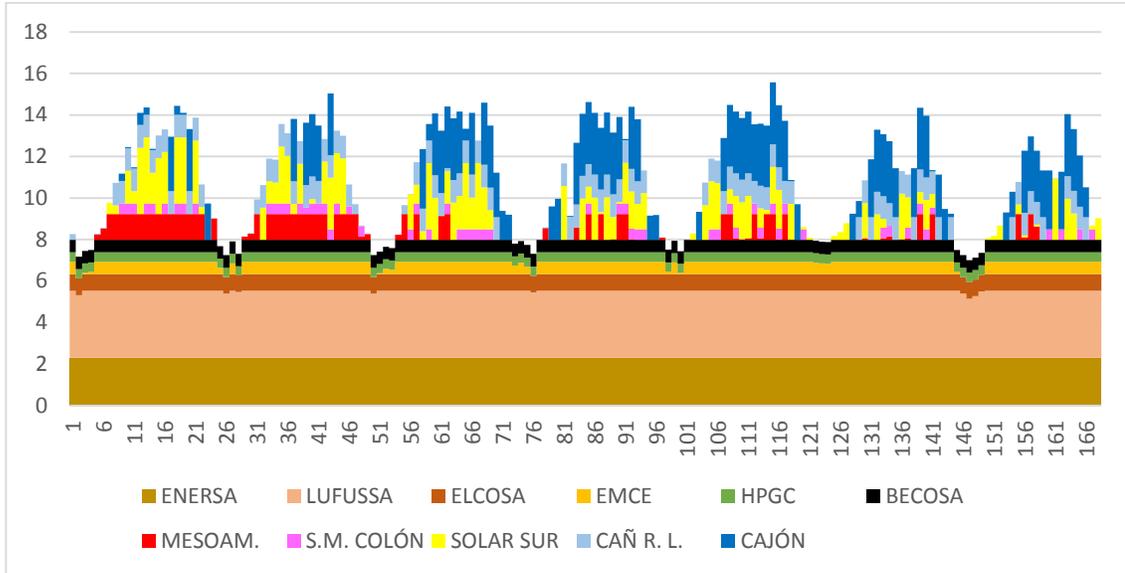


Figura 4.5 Despacho económico mostrado en la curva de demanda correspondiente a una semana de marzo / 2017

4.6,1 Despacho correspondiente al mes lluvioso de agosto de 2017

La siguiente tabla muestra una comparación entre los resultados más importantes cuando se ejecuta el modelo con un mes considerado seco y otro mes lluvioso.

Tabla 4.6 Comparación de despacho económico entre mes seco y húmedo

	Marzo, 2017	Agosto, 2017
Costo de Generación US\$	8,266,600.00	10,218,000.00
Costo del despacho a costo marginal US\$	14,521,000.00	19,167,000.00
Energía despachada GWh	168.605	184.533
Costo promedio \$/MWh	86.12	103.87

De la tabla anterior concluimos que el costo promedio de generación se mantiene aproximadamente constante a pesar de un incremento de aproximadamente 10.8% en la energía.

La tabla siguiente permite comparar la generación entre el mes seco de marzo y el mes húmedo de agosto.

Tabla 4.7 Comparación entre la generación en un mes seco y uno húmedo

	Marzo MW	Agosto MW
EL CAJÓN	18,459.81	18,458.30
CAÑAVERAL RIO LINDO	10,789.90	10,789.70
ENERSA	38,640.00	38,640.00
LUFUSSA	47,942.50	54,202.40
ELCOSA	12,810.70	13,440.00
BECOSA	10,080.00	10,080.00
HONDURAS HPGC	7,560.00	7,560.00
MESOAMÉRICA	6,700.02	6,699.60
SAN MARCOS DE COLÓN	2,852.80	2,850.00
VARIOS SOLARES EN EL SUR	12,770.01	12,769.80
EMCE		9,040.70
Total	168,605.74	184,530.50

4.6.2 Despacho que toma en cuenta los contratos de compra de energía con fuentes renovables.

Con el objetivo de promover la generación con fuentes renovables, el estado creó un plan de incentivos, esto de hecho produjo una avalancha en la implementación de plantas con tecnología fotovoltaica y eólica.

El incentivo consiste en reconocer el costo de la energía de estas fuentes con el valor del costo marginal de corto plazo, incrementado en un 10% y agregado a lo anterior un precio adicional de tres centavos de dólares, lo que resulta en un costo total de US\$ 0.18 / kWh equivalente a US\$ 180 / MWh

Por otro lado, además de ese elevado costo de la energía el estado está obligado a comprar toda la energía producida. Esto efectivamente produce una distorsión en los costos totales de generación.

Con el objetivo de calcular esa distorsión se efectuó una corrida adicional del modelo obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 4.8 Comparación entre despacho económico y uno por PPA

	Despacho económico	Despacho PPA
Energía MWh	168,605.60	168,605.60
Costo del Despacho US\$/semana	14,521,000.00	19,934,000.00
Costo Marginal US\$/MWh	86.12	118.23

Existe un incremento significativo entre ambos despachos de \$ 5,413,000 / semana que equivale a US\$ 282,249,286/año.

4.6.3 Análisis de sensibilidad del Costo Marginal con respecto a variaciones en los costos de generación debido a cambio de tecnología.

En esta sección se analiza el efecto sobre el costo marginal de generación debido a la sustitución de una planta existente debido a vencimiento de contrato por otra planta con nuevos costos de generación.

Para este estudio se consideró la sustitución de la planta de LUFUSSA, la cual tiene una capacidad en conjunto de 323.5 MW, teniendo la nueva planta exactamente la misma capacidad, pero diferente costo de generación.

La siguiente gráfica muestra la forma como varía el costo marginal dependiendo del costo de generación de una nueva tecnología que sustituya las planta de LUFUSSA, se observa que, si este costo es inferior a 60, la reducción del costo marginal es significativo, a partir de ese valor el costo marginal se va aproximando al costo de generación de la nueva planta.

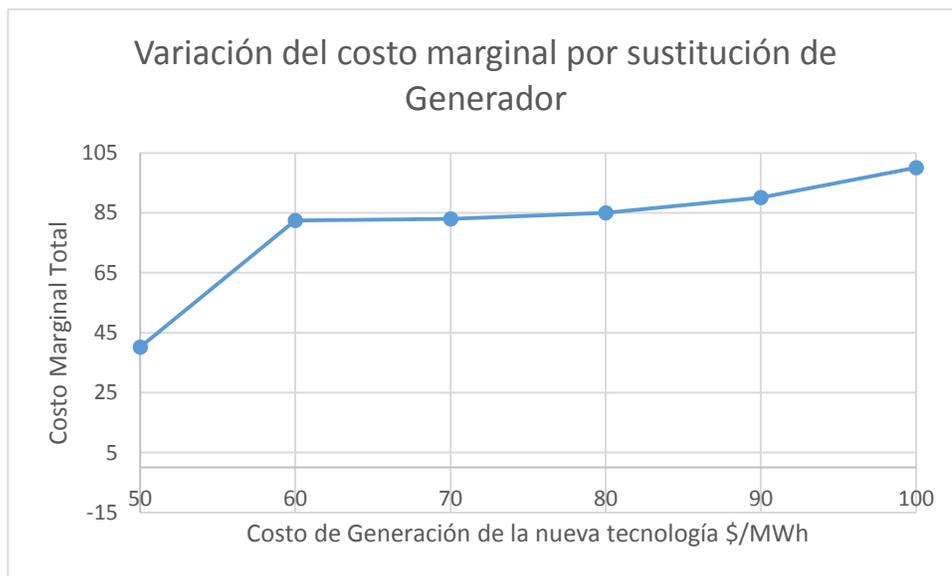


Figura 4.6 Efecto sobre el costo marginal de un cambio de tecnología con nuevos costos de generación.

CAPÍTULO V CONCLUSIONES

5.1 Conclusiones

De acuerdo con la metodología planteada en el capítulo III, en este estudio se han realizado exitosamente cada uno de los pasos. Durante el seguimiento de la metodología se han tenido presente, los objetivos planteados en el capítulo I. A continuación, se exponen las importantes conclusiones del estudio.

- Los contratos de compra de energía con las plantas solares producen una fuerte distorsión en el despacho. En especial si se compara con un despacho económico el cual sigue ciertos criterios basados principalmente en un mercado perfecto de oferta y demanda.
- Existe una diferencia de costos entre un despacho económico, en el cual las plantas se despachan de acuerdo con la demanda horaria y principalmente en el orden de sus costos tomando en cuenta las restricciones de capacidad de los generadores y de las líneas de transmisión y otro despacho en el cual se siguen los mismos criterios del despacho económico excepto que la ENEE está obligada a despachar toda la producción de centrales de energía renovable, en especial de tipo fotovoltaica y eólica. **La diferencia es de US\$ 5,143,000.00 / semana equivalente a aproximadamente US\$ 23,200,000 / mes y a US\$ 282,250,000 / año**
- La sustitución de plantas generadoras por vencimiento de contratos puede significar reducciones importantes en el costo marginal de generación en especial si la planta representa una fracción significativa del parque de generación y su costo de producción es inferior al costo marginal promedio.

CAPÍTULO VI. TRABAJOS A FUTURO

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, este estudio solamente pretende realizar un modelo reducido de la realidad con el cual se pueden obtener importantes conclusiones. Existen grandes posibilidades de ampliar el horizonte del estudio, tomar en cuenta la red completa del sistema nacional con todos los nodos, todos los niveles de tensión, todos los perfiles de generación de plantas con energía renovable, flujos de potencia, caídas de tensión en las líneas.

Sifuentes & Vargas (2007) mencionan que el despacho a corto plazo es una tarea de optimización relacionada con los sistemas de potencia de mucha complejidad. Se han utilizado para la solución una serie de técnicas de programación lineal, descomposición Lagrangeana y métodos de descomposición de Benders. Al utilizar un modelo simplificado de la red, resulta en despachos no realizables debido a limitaciones de la red al no considerar el sistema en AC,

La simplificación no solamente resulta en planteamientos matemáticos más simples, sino que se obtiene una reducción significativa en los tiempos de proceso. Debido a la anterior para realizar un despacho más cercano a la realidad, no solamente debe incrementarse la cantidad de información introducida al modelo sino también idear métodos que minimicen los tiempos de proceso.

A continuación, se detalla una lista de tareas que se pueden realizar adicionalmente para obtener resultados más amplios, más exactos y más actualizados.

1. Realizar un despacho AC en el cual se consideren las caídas de tensión y pérdidas en el sistema.
2. Incluir todas las subestaciones del sistema
3. Incluir todas las líneas de transmisión y distribución.

4. Incluir un método que agilice los tiempos de proceso, por ejemplo, las técnicas de descomposición de BENDERS
5. Crear un programa de cómputo que facilite la introducción de datos. Para generar las líneas de códigos del actual estudio, de hecho, se utilizó software para su generación. Pero estos fueron módulos aislados y específicos al problema. El programa que se propone en esta sección debe ser más general y cuya salida debe ser precisamente el código fuente para las corridas de GAMS.
6. Un plan de ejecución y publicación periódico del modelo para monitorear la evolución de esta comparación a medida que va transcurriendo el tiempo.
7. Utilización del modelo para analizar, estudiar o predecir el comportamiento de la red con respecto a cambios futuros en las líneas de transmisión, e la tecnología de generación etc.

ANEXO I PROGRAMA PARA GENERAR RESTRICCIONES DE BALANCE DE POTENCIA

El balance de potencia deba satisfacerse en cada uno de los 58 nodos del sistema en cada una de las 168 hora. Lo anterior representa 9748 ecuaciones que no siguen un patrón idéntico ya que cada nodo está conectado con una cantidad que en general es diferente a nodos también diferentes. A continuación, el listado del programa:

```
def leading(i,posiciones):
    r=str(i)
    while len(r)<posiciones:
        r=" "+r
    return r

def numnodo(codigo):
    for i in range(1,inodo+1):
        if nodcod[i-1]==codigo:
            return i
    return -1

f=open("restricciones.txt","r")
estado=0;
gennod=[]
global nodcod
nodcod=[] que
nodpc=[]
linnod1=[]
linnod2=[]
igen=0
inodo=0
ilinea=0

for linea in f:
    cuenta=0;
    linea=linea.split("\n")[0]
    if linea=="=G":
```

```

    estado=1;continue;
if linea=="=N":
    estado=2;continue;
if linea=="=L":
    estado=3;continue;
if linea=="=F":
    estado=0;continue;
if estado==1:
    igen=igen+1;
    gennod.append(linea);
    continue;
if estado==2:
    partes=linea.split("\t");
    nodcod.append(partes[0]);
    nodpc.append(float(partes[1]));
    inodo=inodo+1;
    continue
if estado==3:
    partes=linea.split("\t");
    linnod1.append(partes[0]);
    linnod2.append(partes[1]);
    ilinea=ilinea+1
    continue
gs="";
for i in range(0,168*inodo):
    if (i-1) % 13==12:
        print gs
        gs=""
        s="r"+str(i+1)
        while len(s)<5: s=s+" "
        s=s+", "
        gs=gs+s;
if gs!="": print gs

for h in range(1,169+0*2):
    print "*****"
    print "*"
    print "* Hora "+str(h)
    print "*"
    print "*****"

for n in range(1,inodo+1):
    s="";
    for g in range(1,igen+1):
        if gennod[g-1]==nodcod[n-1]:
            if s != "":

```

```

        s=s+" + ";
        s=s+"gen("+str(g)+", "+str(h)+")"
if nodpc[n-1]>=0.0001:
    s=s+"-dem("+str(h)+")*fd("+str(n)+")"

for l in range(1,ilinea+1):
    if linnod1[l-1]==nodcod[n-1]:
        i1=numnodo(linnod1[l-1]);
        i2=numnodo(linnod2[l-1]);
    else:
        if linnod2[l-1]==nodcod[n-1]:
            i1=numnodo(linnod2[l-1]);
            i2=numnodo(linnod1[l-1]);
        else: continue;

    if i1==1:
        s1="0"
    else:
        s1="th("+str(i1)+", "+str(h)+")"
    if i2==1:
        s2="0"
    else:
        s2="th("+str(i2)+", "+str(h)+")"
    s=s+"-("+s1+"-"+s2+)/x("+str(l)+")";
s=s+" =E= 0"
cuenta=cuenta+1
print "r"+str(cuenta)+".. ",s+";";
f.close();

```

El programa requiere del archivo “restricciones.txt” el cual se lista a continuación a tres columnas:

=G	BER 0.052	DAN 0.016
CJN	BOR 0.016	ELC 0.000
RLN	BVI 0.021	ENR 0.000
ENR	CAR 0.021	ERA 0.010
LUT	CAT 0.005	GMC 0.000
ELC	CCE 0.016	GPP 0.036
BCO	CDA 0.016	GUA 0.010
GPP	CDH 0.000	ISL 0.021
CDH	CHI 0.010	JUT 0.016
SLU	CHM 0.041	LFL 0.026
LUT	CIR 0.062	LIM 0.016
CHM	CJN 0.000	LLN 0.021
=N	CRL 0.021	LNZ 0.036
AGC 0.000	CTE 0.047	LPT 0.052
AMT 0.021	CUY 0.000	LUT 0.000
BCO 0.000	CYG 0.021	LUV 0.026

MFL	0.031	CHI	DAN	SPS	VNU
MOR	0.010	CRL	NIS	BCO	GPP
NCO	0.010	ERA	LFL	CRL	PAZ
NIS	0.000	GMC	SFE	CYG	PAZ
PAV	0.041	GMC	JUT	SFE	SUY
PAZ	0.010	CAT	JUT	MFL	SUY
PGR	0.016	CRL	RLN	SFE	TON
PRD	0.005	CAR	RLN	CDA	TON
RGU	0.000	PGR	RLN	CDA	MFL
RLN	0.000	CAR	VNU	AMT	SFE
SBV	0.005	LPT	SPS	AMT	CYG
SFE	0.036	BVI	LPT	BCO	GPP
SLU	0.021	LPT	SPS	BCO	TSZ
SPS	0.000	BER	CIR	PGR	VEG
SUY	0.036	BER	SPS	CJN	VEG
TEL	0.005	BER	BVI	AMT	CJN
TON	0.021	ELC	TSZ	AMT	SBV
TSZ	0.036	BER	CHM	AGC	TON
VEG	0.000	CHM	TSZ	AGC	TON
VNU	0.031	BER	GPP	AMT	SUY
YOR	0.016	GUA	PGR	AMT	SUY
ZAM	0.016	GUA	TEL	CDH	SUY
=L		CTE	TEL	PAV	SLU
BER	TSZ	CTE	RGU	CDH	PAV
LLN	SFE	CCE	RGU	LUV	PAV
LLN	SUY	ISL	RGU	CJN	SBV
LIM	PGR	BOR	ISL	LUT	LUV
MOR	PGR	NCO	SPS	LUT	LUV
CUY	MOR	CHM	ENR	AGC	PAV
CUY	YOR	ENR	SPS	AMT	TON
LNZ	SUY	ENR	SPS	AMT	TON
LNZ	SFE	LIM	SPS	PRD	SLU
SUY	ZAM	LIM	PGR	=F	
DAN	ZAM	CIR	SPS		

En la primera sección con la etiqueta “=G” se especifica a qué nodo está conectado cada uno de los 11 generadores, en la segunda sección con la etiqueta “=N” vienen los 58 nodos, para cada uno de ellos se especifica un código y el porcentaje de la demanda y en la última sección vienen las 77 líneas de transmisión indicando cual es el nodo en cada uno de sus extremos.

ANEXO II CORRIDA DEL PROGRAMA GAMS

Los datos a continuación representan una corrida del programa GAMS, en algunas secciones la información fue recortada ya que la corrida completa ocupa aproximadamente 28,000 líneas fórmulas las cuales requerirían demasiadas páginas del presente documento.

```
option decimals=8;
option iterlim=50000;
```

sets

```
igen      /1* 11/
ih        /1*168/
icoef     /1* 3/
ilineas   /1* 78/
inodos    /1* 57/
ith       /2* 57/
```

Parameter

Table coef(igen,icoef)

	1	2	3
1	0	0	0
2	0	0	0
3	119.2723	6947.974	56.1532
4	637.08	5644.81	472.08
5	0	8605.20	0
6	0	2988.0	0
7	0	5000	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	10226.90	0

* Datos de la demanda correspondiente al mes de marzo, 2017

parameter dem(ih)

/ 1	6.62	9	9.95	17	12.9
2	5.91	10	10.28	18	13.72
3	6.34	11	12.21	19	15.82
4	5.92	12	14.42	20	13.56
5	6.8	13	15.11	21	12.04
6	7.17	14	12.89	22	9.14
7	8.55	15	12.47	23	8.05
8	8.81	16	13.12	24	7.34

25	6.37	71	8.21	117	12.67
26	6.42	72	7.64	118	9.29
27	6.52	73	6.4	119	7.69
28	6.48	74	6.1	120	7.56
29	6.85	75	6.45	121	6.76
30	6.83	76	6.04	122	6.54
31	8.21	77	6.45	123	6.47
32	9.44	78	6.97	124	6.34
33	10.44	79	8.29	125	6.59
34	11.17	80	9.43	126	7.37
35	12.18	81	10.43	127	7.67
36	13.85	82	10.66	128	8.2
37	15.23	83	11.61	129	8.97
38	14.03	84	14.45	130	9.51
39	12.43	85	14.67	131	10.87
40	13.23	86	13.06	132	11.89
41	12.8	87	12.91	133	12.77
42	13.76	88	13.08	134	11.08
43	14.45	89	12.13	135	10.29
44	13.76	90	14.05	136	10.44
45	12.32	91	14.79	137	10.26
46	9.53	92	13.55	138	10.33
47	8.09	93	12.54	139	14.75
48	7.52	94	9.47	140	13.96
49	6.79	95	7.63	141	12.14
50	6.15	96	7.72	142	9.24
51	6.25	97	6.74	143	7.75
52	5.97	98	5.97	144	7.76
53	6.58	99	6.32	145	6.56
54	6.89	100	6.4	146	5.61
55	8.69	101	6.59	147	6.06
56	9.03	102	7.08	148	5.74
57	9.73	103	8.36	149	6.13
58	10.85	104	9.11	150	6.79
59	11.94	105	10.32	151	6.98
60	13.69	106	11.16	152	7.02
61	14.43	107	12.27	153	8.25
62	13.36	108	13.47	154	8.73
63	12.42	109	14.3	155	8.82
64	12.28	110	13.54	156	10.71
65	12.69	111	12.52	157	11.08
66	13.87	112	12.51	158	10.72
67	14.47	113	12.04	159	10.35
68	14.14	114	13.29	160	10.13
69	12.73	115	15	161	9.25
70	9.59	116	14.21	162	9.25

163	12.56		166	8.92		168	7.37
164	12.87		167	7.38	/		
165	12.09						

pmax(igen)

/		5	0.80	10	3.19
1	3.00	6	0.60	11	0.60/
2	1.09	7	0.45		
3	2.30	8	1.25		
4	2.90	9	0.50		

*Restricciones de energía para una semana del mes de marzo,2017

pmaxl(ilineas)

/

1	0.7	28	1.6	55	1.6
2	0.7	29	1.6	56	1.6
3	0.7	30	1.6	57	1.6
4	0.7	31	1.6	58	1.6
5	0.7	32	1.6	59	1.6
6	0.7	33	1.6	60	4
7	0.7	34	1.6	61	4
8	0.7	35	1.6	62	4
9	0.7	36	1.6	63	4
10	0.7	37	1.6	64	4
11	0.7	38	1.6	65	4
12	0.7	39	1.6	66	4
13	0.7	40	1.6	67	4
14	0.7	41	1.6	68	4
15	0.7	42	1.6	69	4
16	0.7	43	1.6	70	4
17	0.7	44	1.6	71	8
18	0.7	45	1.6	72	4
19	1.6	46	1.6	73	4
20	1.6	47	1.6	74	4
21	1.6	48	1.6	75	4
22	1.6	49	1.6	76	4
23	1.6	50	1.6	77	4
24	1.6	51	1.6	78	4
25	1.6	52	1.6	/	
26	1.6	53	1.6		
27	1.6	54	1.6		

x(ilneas) /		26	3.95E-02	52	3.15E-02
1	4.47E-01	27	1.85E-02	53	8.48E-03
2	5.04E-02	28	5.53E-04	54	1.38E-02
3	7.03E-02	29	3.33E-02	55	3.15E-02
4	1.59E-01	30	9.88E-02	56	1.52E-01
5	2.41E-01	31	5.51E-02	57	1.29E-02
6	1.40E-01	32	5.74E-02	58	8.42E-02
7	4.17E-01	33	8.47E-02	59	3.55E-02
8	3.19E-02	34	2.31E-01	60	6.80E-03
9	3.64E-02	35	1.39E-01	61	1.01E-01
10	2.22E-01	36	1.05E-01	62	1.01E-01
11	3.85E-01	37	3.85E-02	63	5.70E-02
12	3.22E-01	38	1.40E-01	64	5.70E-02
13	5.35E-01	39	5.94E-02	65	2.69E-02
14	5.66E-01	40	2.85E-03	66	2.69E-02
15	7.89E-01	41	6.80E-02	67	1.91E-02
16	6.98E-01	42	6.80E-02	68	1.38E-02
17	4.03E-01	43	1.74E-02	69	3.34E-02
18	2.11E-02	44	3.81E-02	70	1.18E-04
19	4.07E-02	45	2.83E-02	71	1.99E-02
20	1.20E-01	46	2.15E-02	72	5.10E-04
21	5.54E-02	47	1.29E-02	73	5.10E-04
22	3.35E-02	48	1.41E-01	74	2.44E-03
23	1.21E-02	49	2.94E-02	75	2.29E-02
24	3.35E-02	50	4.22E-02	76	2.29E-02
25	2.56E-02	51	2.58E-02	77	1.25E-02

fd(inodos)					
/		18	0.000	36	0.031
1	0.000	19	0.021	37	0.010
2	0.021	20	0.016	38	0.010
3	0.000	21	0.000	39	0.000
4	0.052	22	0.000	40	0.041
5	0.016	23	0.010	41	0.010
6	0.021	24	0.000	42	0.016
7	0.021	25	0.036	43	0.005
8	0.005	26	0.010	44	0.000
9	0.016	27	0.021	45	0.000
10	0.016	28	0.016	46	0.005
11	0.000	29	0.026	47	0.036
12	0.010	30	0.016	48	0.021
13	0.041	31	0.021	49	0.000
14	0.062	32	0.036	50	0.036
15	0.000	33	0.052	51	0.005
16	0.021	34	0.000	52	0.021
17	0.047	35	0.026	53	0.036

54 0.000 56 0.016
 55 0.031 57 0.016

/

variables

Costo, gen(igen,ih),th(ith,ih),sumdef,totxgen(igen),totgen,costomarginal,cmh(ih);

positive variables

gen(igen,ih),gen(igen,ih),d(inodos,ih),defhora(ih),defnodo(inodos);

equations

objetivo,esumdef,tgen1,tgen2,tgen3,tgen4,tgen5,tgen6,tgen7,tgen8,tgen9,tgen10,

tgen11,estgen,ecostomarginal, ecmh(ih),edefhora(ih),edefnodo(inodos),

L1 ,L2 ,L3 ,L4 ,L5 ,L6 ,L7 ,L8 ,L9 ,L10,

L11 ,L12 ,L13 ,L14 ,L15 ,L16 ,L17 ,L18 ,L19 ,L20,

L21 ,L22 ,L23 ,L24 ,L25 ,L26 ,L27 ,L28 ,L29 ,L30,

....

....

L1841,L1842,L1843,L1844,L1845,L1846,L1847,L1848,

rene1,rene2,rene8,rene9,rene10,

r1 ,r2 ,r3 ,r4 ,r5 ,r6 ,r7 ,r8 ,r9 ,r10 ,r11 ,r12 ,r13 ,

r14 ,r15 ,r16 ,r17 ,r18 ,r19 ,r20 ,r21 ,r22 ,r23 ,r24 ,r25 ,r26 ,

....

....

r9569, r9570, r9571, r9572, r9573, r9574, r9575, r9576,

G1 ,G2 ,G3 ,G4 ,G5 ,G6 ,G7 ,G8 ,G9 ,G10 ,

G11 ,G12 ,G13 ,G14 ,G15 ,G16 ,G17 ,G18 ,G19 ,G20 ,

....

....

G26201,G26202,G26203,G26204,G26205,G26206,G26207,G26208;

edefhora(ih).. defhora(ih) =E= sum(inodos,d(inodos,ih));

edefnodo(inodos).. defnodo(inodos) =E= sum(ih ,d(inodos,ih));

objetivo.. costo =E= sum(ih, sum(igen,gen(igen,ih)) * smax(igen,(gen(igen,ih)**2 * coef(igen,'1') + gen(igen,ih) * coef(igen,'2') + coef(igen,'3')) * sign(gen(igen,ih)-0.001)));

ecostomarginal.. costomarginal =E= sum(ih,sum(igen,gen(igen,ih))*cmh(ih))

+sum(inodos,sum(ih,d(inodos,ih)))*15430;

objetivo.. costo =E= sum(ih, sum(igen,gen(igen,ih)**2*coef(igen,'1')+gen(igen,ih)*coef(igen,'2')+coef(igen,'3')) +sum(inodos,sum(ih,d(inodos,ih)))*15430;

ecmh(ih).. cmh(ih) =E= smax(igen, (gen(igen,ih)**2 * coef(igen,'1') gen(igen,ih)*coef(igen,'2') + coef(igen,'3')) * sign(gen(igen,ih)-0.00001) / (gen(igen,ih)+0.0001));

esumdef.. sumdef =E=sum(inodos,sum(ih,d(inodos,ih)));

tgen1.. totxgen('1') =E= sum(ih,gen('1',ih));
tgen2.. totxgen('2') =E= sum(ih,gen('2',ih));
tgen3.. totxgen('3') =E= sum(ih,gen('3',ih));
tgen4.. totxgen('4') =E= sum(ih,gen('4',ih));
tgen5.. totxgen('5') =E= sum(ih,gen('5',ih));
tgen6.. totxgen('6') =E= sum(ih,gen('6',ih));
tgen7.. totxgen('7') =E= sum(ih,gen('7',ih));
tgen8.. totxgen('8') =E= sum(ih,gen('8',ih));
tgen9.. totxgen('9') =E= sum(ih,gen('9',ih));
tgen10.. totxgen('10') =E= sum(ih,gen('10',ih));
tgen11.. totxgen('11') =E= sum(ih,gen('11',ih));
estgen.. totgen =E= sum(igen,totxgen(igen));

*Restricciones de energía

*Restricciones de energía

rene1.. sum(ih,gen('1',ih)) =L= 184.6 ;
rene2.. sum(ih,gen('2',ih)) =L= 107.9 ;
rene8.. sum(ih,gen('8',ih)) =L= 67 ;
rene9.. sum(ih,gen('9',ih)) =L= 28.5 ;
rene10.. sum(ih,gen('10',ih)) =L= 127.7 ;

L1.. gen('1','1') =L= pmax('1');
L2.. gen('1','2') =L= pmax('1');
L3.. gen('1','3') =L= pmax('1');
L4.. gen('1','4') =L= pmax('1');

....

....

L1845.. gen('11','165') =L= pmax('11');
L1846.. gen('11','166') =L= pmax('11');
L1847.. gen('11','167') =L= pmax('11');
L1848.. gen('11','168') =L= pmax('11');

*

* Hora 1

*

r1.. d('1','1')-dem('1')*fd('1')-(0-th('52','1'))/x('64')-(0-th('52','1'))/x('65')-(0-
th('40','1'))/x('75') =E= 0;
r2.. d('2','1')-dem('1')*fd('2')-(th('2','1')-th('47','1'))/x('56')-(th('2','1')-th('19','1'))/x('57')-
(th('2','1')-th('15','1'))/x('62')-(th('2','1')-th('46','1'))/x('63')-(th('2','1')-
th('50','1'))/x('66')-(th('2','1')-th('50','1'))/x('67')-(th('2','1')-th('52','1'))/x('76')-
(th('2','1')-th('52','1'))/x('77') =E= 0;

```

r3..  d('3','1)  +  gen('6','1)-dem('1)*fd('3)-(th('3','1)-th('25','1'))/x('48')-(th('3','1)-
      th('25','1'))/x('58')-(th('3','1)-th('53','1'))/x('59') =E= 0;
r4..  d('4','1)-dem('1)*fd('4')-(th('4','1)-th('53','1'))/x('1')-(th('4','1)-th('14','1'))/x('26')-
      (th('4','1)-th('49','1'))/x('27')-(th('4','1)-th('6','1'))/x('28')-(th('4','1)-
      th('13','1'))/x('30')-(th('4','1)-th('25','1'))/x('32') =E= 0;
....
....
r9573..d('54','168')-dem('168)*fd('54')-(th('54','168')-th('42','168'))/x('60')-(th('54','168')-
      th('15','168'))/x('61') =E= 0;
r9574..d('55','168')-dem('168)*fd('55')-(th('55','168')-th('7','168'))/x('22')-(th('55','168')-
      th('49','168'))/x('47') =E= 0;
r9575..d('56','168')-dem('168)*fd('56')-(th('56','168')-th('18','168'))/x('7') =E= 0;
r9576..d('57','168')-dem('168)*fd('57')-(th('57','168')-th('50','168'))/x('10')-(th('57','168')-
      th('20','168'))/x('11') =E= 0;
*
$oneolcom
G1..  (th('4','1)-th('53','1'))/x('1') =L= pmaxl('1'); !! L404
G2..  (th('31','1)-th('47','1'))/x('2') =L= pmaxl('2'); !! L406
G3..  (th('31','1)-th('50','1'))/x('3') =L= pmaxl('3'); !! L409
G4..  (th('30','1)-th('42','1'))/x('4') =L= pmaxl('4'); !! L410
....
....
G26205.. (0-th('40','168'))/x('75') =G= -pmaxl('75'); !! L626
G26206.. (th('2','168')-th('52','168'))/x('76') =G= -pmaxl('76'); !! L630
G26207.. (th('2','168')-th('52','168'))/x('77') =G= -pmaxl('77'); !! L631
G26208.. (th('43','168')-th('48','168'))/x('78') =G= -pmaxl('78'); !! L637
model problema /all/

```

solve problema using DNLP minimizing costo;

ANEXO III REPORTE PROGRAMA GAMS

GENERATION TIME = 2.750 SECONDS 25 Mb WIN235-235 Jul 2, 2010

EXECUTION TIME = 2.797 SECONDS 25 Mb WIN235-235 Jul 2, 2010
GAMS Rev 235 WEX-VS8 23.5.1 x86/MS Windows 16.09.17 21:12:12 Page 5
General Algebraic Modeling System
Solution Report SOLVE problema Using DNLP From line 42516

S O L V E S U M M A R Y

MODEL problema	OBJECTIVE Costo
TYPE DNLP	DIRECTION MINIMIZE
SOLVER CONOPT	FROM LINE 42516

**** SOLVER STATUS 1 Normal Completion
**** MODEL STATUS 2 Locally Optimal
**** OBJECTIVE VALUE 8266637.7153

RESOURCE USAGE, LIMIT	41.375	1000.000
ITERATION COUNT, LIMIT	1310	50000
EVALUATION ERRORS	0	0

C O N O P T 3 version 3.14U
Copyright (C) ARKI Consulting and Development A/S
Bagsvaerdvej 246 A
DK-2880 Bagsvaerd, Denmark

Using default options.

The model has 21240 variables and 38046 constraints with 152459 Jacobian elements, 3360 of which are nonlinear. The Hessian of the Lagrangian has 1008 elements on the diagonal, 4368 elements below the diagonal, and 2016 nonlinear variables.

** Warning ** The variance of the derivatives in the initial point is large (= 4.4). A better initial point, a better scaling, or better bounds on the variables will probably help the optimization.

** Optimal solution. Reduced gradient less than tolerance.

CONOPT time Total	42.026 seconds
of which: Function evaluations	0.982 = 2.3%
1st Derivative evaluations	0.326 = 0.8%
2nd Derivative evaluations	0.005 = 0.0%
Directional 2nd Derivative	0.005 = 0.0%

Workspace	=	108.86 Mbytes
Estimate	=	108.86 Mbytes
Max used	=	55.60 Mbytes

Bibliografía

- Banco Mundial. (2015). Panorama General de Honduras. Recuperado 9 de junio de 2017, a partir de <http://www.bancomundial.org/es/country/honduras>
- Bazaraa, M. S. (2006). *Non Linear Programming* (3rd. Edition). Atlanta, Georgia: John Wiley & Sons, Incorporated.
- Cantú, R. (1996). Programación no Lineal. Universidad Autónoma de Nuevo Leon.
- Centro Nacional de Despacho - ETESA -. (2017). Recuperado 1 de junio de 2017, a partir de http://www.cnd.com.pa/que_es_mercado.php
- Diario Oficial de la República de El Salvador. (2011). Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.
- Estado de Guatemala. (1998). Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Recuperado a partir de http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=23
- FAO. (2002). Depósito de Documentos. Recuperado 2 de junio de 2017, a partir de <http://www.fao.org/docrep/T2363s/t2363s0x.htm>
- Flores, W. C. (2012). Analysis of regulatory framework of electric power market in Honduras: Promising and essential changes. *ELSEVIER, Volumen 20*(Issue 1), 46-51. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2011.11.006>
- Hillier, F. S. (2015). *Investigación de operaciones* (10.^a ed.). México: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- INE. (2013). Portal de Estadísticas y Censos de la República de Honduras. Recuperado 9 de junio de 2017, a partir de <http://www.ine.gob.hn/index.php/component/content/article?id=81>

- La Fuente O'Connor, J. L. (1998). *Técnicas de Cálculo para sistemas de ecuaciones, Programación Lineal y programación Entera*. (2a. Edición). Madrid, España: Editorial Reverté, S. A.
- La Gaceta. (2014). Ley General de la Industria Eléctrica. Recuperado a partir de <http://www.tsc.gob.hn/leyes/LEY%20GENERAL%20DE%20LA%20INDUSTRIA%20ELECTRICA.pdf>
- Leal Canté, E. N. (2005). DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA CONSIDERANDO RESTRICCIONES EN LA RED DE TRANSPORTE CON EL USO DE TÉCNICAS DE PROGRAMACIÓN LINEAL.
- Luenberger, D. G. (2008). *Linear and Nonlinear Programming* (Third Edition). USA: Springer.
- OLADE. (2005). Capacidad instalada de Generación Eléctrica. Recuperado 29 de mayo de 2017, a partir de <http://sier.olade.org/consultas/tablero-capacidad-instalada-electricidad.aspx?or=606&ss=2&v=3>
- Optimización Lineal Entero Mixta, Universidad Pontificia de Comillas Madrid*. (s. f.). España. Recuperado a partir de file:///C:/Users/Pablo.Meraz/AppData/Roaming/Mozilla/Firefox/Profiles/gceh0314.default/zotero/storage/IQ7XXK54/t_mip_ar.pdf
- Rahmaniani, R., Crainic, T. G., Gendreau, M., & Rei, W. (2017). The benders decomposition algorithm: A literature review. ELSEVIER.
- República de Panamá. (2002). Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad. Recuperado a partir de <http://www.cnd.com.pa/documentos.php?sec=1>

Sifuentes, W. S., & Vargas, A. (2007). Hydrothermal Scheduling Using Benders Decomposition: Accelerating Techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3), 1351-1359.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901751>

Wood, A. J., & Wollenberg, B. F. (1996). *Power Generation Operation and Control* (Second Edition). United States of America: Wiley Interscience.