



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Angel Fernando Franco Clara
Asesorado por el Ing. José Rafael Argueta Monterroso

Guatemala, noviembre de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

ANGEL FERNANDO FRANCO CLARA
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ RAFAEL ARGUETA
MONTERROSO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultan Mejia
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Armando Rivera Carrillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 17 de abril de 2008.



Angel Fernando Franco Clara

Guatemala, 09 de octubre de 2008

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería


Señor Coordinador:

La presente es para hacer de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación que lleva como título "**MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**", redactado y desarrollado por el estudiante **Angel Fernando Franco Clara**.

Con la revisión y corrección del presente trabajo de graduación, hago constar que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo tanto el autor de este trabajo y mi persona, como asesor, nos hacemos responsables del contenido del mismo.

Sin otro particular, me suscribo a usted.

Atentamente,


Ing. José Rafael Argueta Monterroso
ASESOR

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 03 de NOVIEMBRE 2008.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, del estudiante: Angel
Fernando Franco Clara, que cumple con los requisitos establecidos
para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guastavo Buitrago Barrios
Coordinador Área de Energía



JGBB/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Angel Fernando Franco Clara, titulado: MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobar Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 05 DE NOVIEMBRE 2008.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.421.08

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, presentado por el universitario Angel Fernando Franco Clara, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, noviembre de 2008



/cc
cc. archivo

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. SITUACIÓN ECONÓMICA Y MERCADO ELÉCTRICO	1
1.1. Crecimiento de la economía	2
1.1.1. Producto Interno Bruto	2
1.2. Inflación	5
1.3. Subsector eléctrico	7
1.3.1. Marco legal	8
1.3.2. Marco institucional	8
1.4. El problema de la expansión	9
1.4.1. Evolución de la demanda de energía eléctrica	12
1.4.2. Interconexiones internacionales	14
1.4.2.1. Plan Puebla Panamá	16
2. INTRODUCCIÓN A LA PROGRAMACIÓN LINEAL	19
2.1. Modelo de programación lineal	20
2.1.1. Definición de variables	20
2.1.2. Planteamiento de restricciones	21
2.1.3. Planteamiento de la función objetivo	21
2.2. Solución grafica de la programación lineal	24
2.3. Métodos de solución en programación lineal	29
2.3.1. Método simplex	29

2.4.	Solución de problemas de programación lineal en computadoras	34
2.4.1.	Microsoft Excel ^{MR} Solver	34
3.	FORMULACIÓN DEL MODELO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	41
3.1.	Consideraciones preliminares para la formulación del modelo de expansión	41
3.1.1.	Valor presente del costo de inversión	43
3.1.2.	Variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto postulante	46
3.1.3.	Valor presente del costo operativo	47
3.1.4.	Generación de cada generador	48
3.2.	Formulación básica del modelo para la expansión de generación	49
3.3.	Formulación del modelo para la expansión de generación considerando restricciones ambientales	51
4.	EJEMPLOS DEL MODELO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	55
4.1.	Ejemplo 1 Modelo básico para expansión de la generación	55
4.1.1.	Construcción de las tablas en una hoja electrónica	55
4.1.2.	Aplicación del ejemplo 1 en Microsoft Excel ^{MR} Solver	60
4.1.3.	Resultados obtenidos del ejemplo 1	62
4.1.4.	Análisis de los resultados del ejemplo 1	67
4.2.	Ejemplo 2 Modelo para la expansión de la generación considerando restricciones ambientales	70
4.2.1.	Construcción de las tablas en una hoja electrónica	70
4.2.2.	Aplicación del ejemplo 2 en Microsoft Excel ^{MR} Solver	72
4.2.3.	Resultados obtenidos del ejemplo 2	73
4.2.4.	Análisis de los resultados del ejemplo 2	77

CONCLUSIONES	81
RECOMENDACIONES	83
BIBLIOGRAFÍA	85
APÉNDICE	87

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto	4
2	Participación de los bienes y servicios del PIB	5
3	Variación Interanual del IPC	6
4	Variación Acumulada del IPC	7
5	Proyección para la expansión de la potencia y energía eléctrica	12
6	Evolución de la demanda de energía eléctrica período 1999 – 2007	13
7	Evolución del tipo de tecnología para el año 1990	14
8	Evolución del tipo de tecnología para el año 2007	14
9	Ruta de interconexión, proyecto SIEPAC	17
10	Ilustración grafica del ejemplo 2.1	24
11	Región factible	25
12	Punto inicial de la solución óptima	26
13	Dirección de la componente x_1	27
14	Dirección de la componente x_2	28
15	Punto óptimo de la función objetivo $z = 2x_1 + x_2$	29
16	Cuadro de complementos para activar Solver	35
17	Cuadro de parámetros para la solución del problema planteado	36
18	Cuadro para agregar restricción	37
19	Cuadro de opciones de Solver	38
20	Construcción de la tabla de expansión óptima	56
21	Desarrollo de la tabla del cronograma de ingreso de cada proyecto	56

22	Costo total de la expansión	58
23	Costo del kilovatio instalado por cada planta (US\$/kW)	59
24	Potencia instalada máxima (MW)	59
25	Costos de inversión (US\$)	60
26	Opciones de Microsoft Excel ^{MR} Solver	61
27	Caja de dialogo de Microsoft Excel ^{MR} Solver XPRESS para el ejemplo 1	62
28	Solución para la expansión de la generación de energía eléctrica a) Primera parte. b) Segunda parte	63
29	Resultado obtenido del costo total de la expansión por año. a) Primera parte. b) Segunda parte	64
30	Resultado del cronograma de ingreso de operación del proyecto a) Primera parte. b) Segunda parte	65
31	Gráfica de la expansión óptima de energía eléctrica, por el tipo de combustible. a) anualmente. b) total	66
32	Cronograma de ingreso de los proyectos postulantes del ejemplo 1	68
33	Costo total de inversión y operación del plan de expansión	68
34	Construcción de la matriz de las constantes de emisión de CO ₂ para cada proyecto postulante	70
35	Construcción de la matriz del costo de la tonelada de CO ₂	70
36	Caja de diálogo de Microsoft Excel ^{MR} Solver XPRESS para el ejemplo 2	71
37	Solución para la expansión de la generación de energía eléctrica. a) Primera parte. b) Segunda parte	72
38	Resultado obtenido del costo total de la expansión por año. a) Primera parte. b) Segunda parte	73
39	Resultado del cronograma de ingreso de operación del proyecto. a) Primera parte. b) Segunda parte	74
40	Cronograma de ingreso de los proyectos postulantes del ejemplo 2	75

41	Gráfica de la expansión óptima de energía eléctrica. a) anualmente. b) total	76
42	Toneladas de CO ₂ emitidas por tipo de combustible	77
43	Toneladas de CO ₂ emitidas anualmente	77
44	Costo aproximado de inversión en millones de US\$ de los planes de expansión sin restricciones de CO ₂ y con restricciones de CO ₂	78
45	Solución para la expansión de la generación de energía eléctrica del apéndice ejemplo 1. a) Primera parte. b) Segunda parte	86
46	Resultado obtenido del costo total de la expansión por año para el apéndice ejemplo 1. a) Primera parte. b) Segunda parte	87
47	Comparación del costo total de expansión del Ejemplo 1 con el apéndice ejemplo 1, en millones de US\$	88
48	Solución para la expansión de la generación de energía eléctrica del apéndice ejemplo 2. a) Primera parte. b) Segunda parte	89
49	Resultado obtenido del costo total de la expansión por año para el apéndice ejemplo 2. a) Primera parte. b) Segunda parte	90
50	Resultado de las tCO ₂ emitidas por cada proyecto convocado para el apéndice ejemplo 2. a) Primera parte. b) Segunda parte	91
51	Comparación del costo total de expansión del Ejemplo 2 con el apéndice ejemplo 2, en millones de US\$	93

TABLAS

I	Proyectos de generación período 2007 – 2011	11
II	Forma estándar del método simplex	30
III	Ecuación S2 como elemento pivote	31
IV	Simplificación y desarrollo de la ecuación pivote S2	31
V	Resultado de ecuación de G	32
VI	Resultado de ecuación S1	32

VII	Resultado de ecuación de S3	32
VIII	Resultados de las operaciones de la ecuación pivote	33
IX	Resultados finales de optimización	33
X	Abreviatura para los proyectos postulantes	43
XI	Matriz de costos del kilovatio instalado por cada proyecto en US\$/kW	44
XII	Matriz de potencia instalada máxima en MW	45
XIII	Matriz de costos de inversión (US\$)	46
XIV	Tiempo mínimo de entrada en operación de cada proyecto	47
XV	Matriz del costo operativo de cada proyecto en US\$/MW	48
XVI	Energía máxima en GWh	49
XVII	Constante de emisión de CO ₂	52
XVIII	Matriz del costo de la tonelada de CO ₂	53
XIX	Energía proyectada	57

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
kW	kilo vatio
MW	Mega vatio
GW	Giga vatio
GWh	Giga vatio hora
kV	kilo Voltio
Z	Función objetivo
\tilde{x}	Punto factible de una función objetivo
x	Punto factible diferente de \tilde{x}
MR	Marca Registrada
$c(t, j)$	Valor presente del costo de inversión del proyecto j en la etapa t
$x(t, j)$	Variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$d(t, i)$	Valor presente del costo operativo del generador i en la etapa t
$g(t, i)$	Generación del generador i en la etapa t.
t	Indexa las etapas
j	Indexa los proyectos candidatos
i	Indexa los generadores
US\$	Dólares de Estados Unidos de América
CO₂	Dióxido de carbono
tCO₂	Tonelada métrica de dióxido de carbono
NO_x	Oxido de nitrógeno
SO₂	Oxido de azufre

tCO_2/MWh	Tonelada de dióxido de carbono por cada mega vatio hora
$CW(t, j)$	Costo del kilo vatio instalado del proyecto j en la etapa t
$P(t, j)$	Potencia instalada máxima del proyecto j en la etapa t
$\underline{w}(j)$	Capacidad instalada mínima del proyecto j
$\bar{w}(j)$	Capacidad instalada máxima del proyecto j
\in	Pertenece a
\notin	No pertenece a
\forall	Para todo
T	Conjunto de etapas del periodo de estudio
J	Conjunto de proyectos
\bar{t}	Fecha máxima para la decisión del proyecto j
\underline{t}	Fecha mínima para la decisión del proyecto j
$D(t)$	Demanda en la etapa t
$e(t, j)$	Valor presente del costo de la tCO_2 del proyecto j en la etapa t
$e(i)$	Constante de emisión de CO_2 del generador i
$E(t)$	Toneladas máximas de emisión de CO_2 en la etapa t

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CRE	Comisión Reguladora de Energía.
CRRIE	Comisión Reguladora Regional de Interconexión Eléctrica.
Despacho	Es el despacho económico de carga que realiza en período de tiempo determinado.
EIA	<i>Energy Information Administration.</i>
Energía Geotérmica	Es la energía producida mediante el aprovechamiento del calor que, en forma de vapor, emerge de las profundidades de la tierra.
Energía Hidráulica	Es la energía generada mediante la utilización de la energía potencial del agua. Es la forma más utilizada para producir energía eléctrica debido a sus bajos costos de operación y al poco riesgo que presentan sus instalaciones.

Energía Térmica	Es la forma de generar energía eléctrica mediante la utilización de los derivados del petróleo, siendo los más usados: el diesel, el bunker y el gas.
EOR	Ente Operador Regional.
Generador	Son máquinas sincrónicas utilizadas para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de corriente alterna.
INE	Instituto Nacional de Estadísticas.
IPC	Índice de Precio al Consumidor.
IVA	Impuesto al Valor Agregado.
LGE	Ley General de Electricidad.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
Mercado Mayorista	Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.
Método simplex	Es un algoritmo que converge a las solución optima en un numero finito de iteraciones y que esta diseñada para evitar ineficiencias.

NEAST	Norma de Estudios de Accesos al Sistema de Transporte y Sanciones.
NTAUCT	Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte.
Oferta firme	Es una característica técnica de cada unidad generadora que se calcula en función de su Potencia Máxima y de su disponibilidad.
Oferta firme disponible	Es la parte de la Oferta Firme de cada unidad generadora que se calcula considerándola indisponibilidad registrada en los periodos de máxima demanda del mes, de acuerdo con las Normas de Coordinación Operativa.
PIB	Producto Interno Bruto.
PN	Producto Neto.
PPA	<i>Power Purchase Agreement.</i>
PPL	Problema de Programación Lineal.
PPP	Plan Puebla Panamá.
Precio Spot	Es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la energía en cada hora, o en el periodo que defina la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecido por el Administrador del Mercado Mayorista, como resultado del Despacho.

Programación Lineal	Es una técnica poderosa para tratar el problema de asignación de recursos limitados entre actividades competidoras.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Solución factible	Es una solución para la que se satisfacen todas las restricciones.
Solución óptima	Es una solución factible que tiene el valor más favorable de la función objetivo.
Solver	Es un herramienta que se utiliza para optimizar y resolver ecuaciones mediante el uso de métodos numéricos de Microsoft Excel ^{MR} .
Variable de holgura	Es aquella que se introduce en las restricciones identificadas en la formulación del modelo con el propósito de convertir las desigualdades de la restricción, en igualdades o ecuaciones para el correcto funcionamiento del Método Simplex.
Variabes de decisión	Son aquellas variables que se encuentran bajo el control del decidor y representan alternativas para el director. Dentro de un modelo matemático, representan las incógnitas del modelo.

RESUMEN

El modelo de optimización que se propone en este trabajo de graduación, tiene como finalidad expandir la generación de energía eléctrica, considerando distintos aspectos económicos y eléctricos, utilizando el método de programación lineal.

Mediante las técnicas de programación lineal se escoge un programa que sea adecuado para resolver la optimización de los recursos que se dispone para expandir la generación de energía eléctrica. Tomando una de las herramientas de Microsoft Excel ^{MR} se escoge Solver, que utiliza el método Simplex para la solución de este modelo.

Este modelo considera diferentes escenarios, entre estas: las restricciones operativas como puede ser el suministro de la demanda, capacidades mínimas y máximas de unidades generadoras. Otra consideración para cada modelo son las restricciones de inversión como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos postulantes.

Se construye un modelo que considera, como tema de actualidad: el medio ambiente, la restricción que toma este modelo es la emisión de dióxido de carbono (CO_2) que emanan a la atmósfera las centrales eléctricas. En países desarrollados la mayor parte de emisiones de CO_2 proviene del sector energético y las estrategias de mitigación de este fenómeno se reducen a la situación de combustibles.

En algunos países en desarrollo, sobre todo en los que tienen bajos consumos de energía, la mayor cantidad de CO₂ proviene de la deforestación. El segundo modelo que se construye considera obtener el mínimo de toneladas métricas emitidas de CO₂.

Otra consideración que toma este modelo, es la optimización de los recursos renovables para producir energía eléctrica, por ejemplo: agua, gas natural, carbón mineral, por mencionar algunos son combustibles que ocupan las centrales eléctricas. Con esto se busca promover el ingreso de plantas de generación de energía eléctrica, con un costo de operación más barata que las plantas con combustible fósil.

OBJETIVOS

- **General:**

Diseñar un modelo de optimización para elaborar un plan de expansión de generación de energía eléctrica.

- **Específicos:**

1. Determinar un plan de expansión de la generación, mediante técnicas de programación lineal, que minimice la suma de los costos de inversión y el promedio de los costos de operación.
2. Diseñar un cronograma que indique la fecha óptima para el ingreso en operación de una planta, tomando en cuenta el plazo de construcción de la misma, para expandir la oferta en el mercado eléctrico y cubrir la demanda.

INTRODUCCIÓN

La generación actual de energía eléctrica no es suficiente para suplir las exigencias de demanda del mercado eléctrico, el crecimiento poblacional de Guatemala, según el informe anual del Instituto Nacional de Estadística (INE) es del 3.47% tomando como base el censo poblacional de 1994 al 2002 y el Producto Interno Bruto (PIB), actual es del 4.60%.

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) cuenta con un parque de generación de 1,836 MW de capacidad instalada y una demanda de 1,444 MW aproximadamente (información del Administrador del Mercado Mayorista). El informe estadístico anual del AMM se tiene que para el año 2005 el consumo local de energía alcanzó los 6,625.14 GWh, lo que significa un crecimiento de 4.8% respecto al año anterior; para el año 2006 se tubo 7,083.24 GWh de consumo de energía local, con un crecimiento del 6.9 % comparado con el año 2005, el ultimo informe que corresponde al año 2007; el consumo local de energía eléctrica alcanzo los 7,484.57 GWh, con un crecimiento del 5.66% con respecto al año 2006.

En el mercado eléctrico es necesario proveer señales económicas eficientes para la expansión de generación de energía eléctrica, ya que los agentes individuales, intentan maximizar sus ganancias lo cual nos lleva a la construcción de un plan de mínimo costo de inversión y un mínimo costo operativo. Es por ello que es necesario diseñar un modelo de optimización para expandir la generación, considerando el comportamiento de la demanda a futuro.

Se plantea el presente trabajo de diseño e investigación como un problema de actualidad, que proporcione una alternativa de un modelo de optimización para expandir la generación de energía eléctrica. Mediante la experiencia individual se ha observado el crecimiento de la demanda, y uno de los problemas mas grande a los que se enfrenta Guatemala, es no disponer con un parque de generación, para suplir dicha demanda.

Conforme se avanza, en cada capítulo es necesario que se tengan conocimientos de matemática, economía, computación y sobre todo en el campo de la energía eléctrica, como también conceptos de mercado eléctrico.

La investigación esta formada por cuatro capítulos, el capítulo uno se enfoca en conocer las situaciones actuales en que se encuentra la economía y el mercado eléctrico de Guatemala. El segundo capítulo es la base para entender el principio del modelo de expansión, utilizando la programación lineal en donde la solución puede realizarse mediante métodos gráficos o el método simplex, este ultimo es el que ocupa el programa *Solver* de Microsoft Excel^{MR} el cual se ocupa para construir el modelo de expansión.

El capítulo tres fórmula el modelo de expansión, en donde las constantes y variables forman parte de la función objetivo, para minimizar el costo total de expansión, este capítulo presenta las tablas que se construyen para formar las matrices que el modelo necesita dentro de *Solver*. El capítulo cuatro ejemplifica los modelos y se construyen las tablas dentro de una hoja electrónica, para diseñar el modelo del plan optimo de expansión de generación de energía eléctrica.

1. SITUACIÓN ECONÓMICA Y MERCADO ELÉCTRICO

Guatemala es un país de ingreso medio, multicultural, que enfrenta desafíos muy importantes en su desarrollo. La pobreza en Guatemala es grande y profunda y el país sufre de una grave desigualdad en la distribución del ingreso, los recursos y las oportunidades. Afortunadamente, Guatemala también tiene gran potencial para acelerar el crecimiento económico de amplia base y reducir la pobreza a través del comercio, la integración regional y el turismo.

Entre las prioridades económicas actuales están:

- Liberalizar el régimen de comercio.
- Reformar el sector de servicios financieros.
- Reformar las finanzas públicas.
- Simplificar la estructura tributaria, mejorar el cumplimiento de impuestos, y ampliar la base imponible.
- Mejorar el clima de inversión por medio de simplificaciones en procedimientos y regulaciones y adoptando el objetivo de concluir tratados para proteger las inversiones y los derechos de propiedad intelectual.

La inflación total al mes de octubre de 2007, según el Instituto Nacional de Estadística (INE) reportó un 7.72%, cifra por arriba del 3.85% observado el año anterior. El comportamiento de la inflación acumulada a octubre muestra el 5.74%, porcentaje ubicado dentro de la meta establecida para el año 2008. Entre los factores que inciden en el comportamiento de la inflación, se encuentra el precio del petróleo, que desde febrero 2007 reporta alzas y desde enero 2008 alcanza precios hasta de US\$110.00 por barril.

A estos agrega el incremento a los precios internacionales del maíz, por demanda para fabricación de etanol, y del trigo que se incrementó en relación con el año anterior. En relación al sector fiscal, el déficit alcanzó Q1, 811.8 millones, lo que equivale a un 0.7% del Producto Interno Bruto.

Estados Unidos sigue siendo el mayor socio comercial, con productos como el café, azúcar, banano y maquila. En cuanto a las importaciones, US\$9,926.3 millones con un crecimiento de 13%. Las remesas familiares hasta el 15 de noviembre del 2007 reportan un monto de US\$ 3, 619.0 millones que equivale a un crecimiento porcentual de 14.2%.

El crecimiento económico también se refleja en el ingreso de divisas que alcanzan los US\$990.1 millones, que significa un crecimiento de 17.7% respecto al 2006. Para el 2008 la estimación más reciente de crecimiento económico es de 5.5%, estimación que se basó en supuestos, como las tasas de crecimiento positivas en todas las ramas de actividad económica. Actualmente el Banco de Guatemala está en proceso de revisión de la estimación de crecimiento económico para 2008, en vista de que se han intensificado los factores externos adversos.

1.1. Crecimiento de la economía

1.1.1. Producto Interno Bruto

El PIB es el resultado de estimaciones y surge de las cuentas nacionales, cuya principal virtud es que son sistemáticas, consistentes, estandarizadas y comparables. El PIB puede verse desde tres perspectivas:

Por el método del gasto: el PIB es la suma de todas las erogaciones realizadas para la compra de bienes o servicios finales producidos dentro de la economía.

Por el valor agregado: el PIB es la suma de los valores agregados de las diversas etapas de producción y en todos los sectores de la economía.

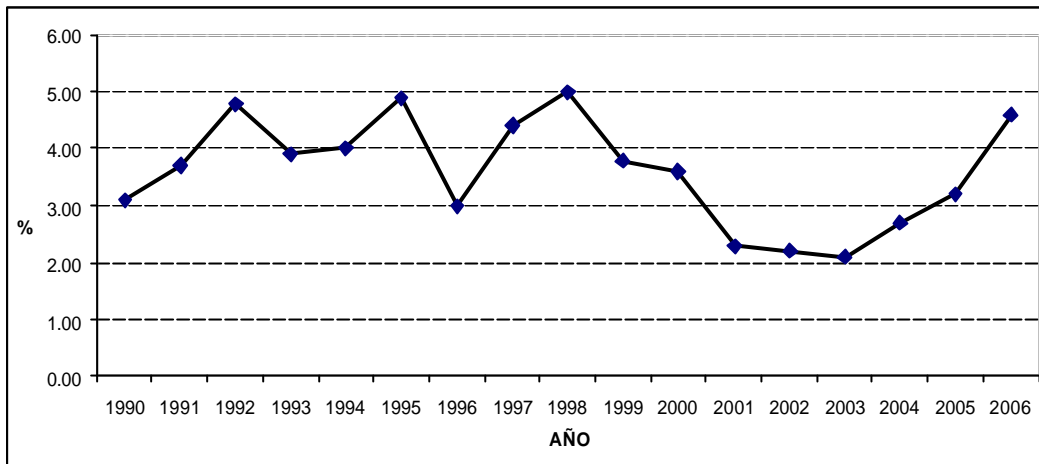
Por el ingreso o remuneración de factores: el PIB es la suma de los ingresos de los asalariados, las ganancias de las empresas y los impuestos al Estado. Esta perspectiva no siempre ha sido analizada públicamente.

La diferencia entre el producto bruto (PB) y el producto neto (PN) es la depreciación del capital. El PIB per cápita es el promedio de Producto Bruto por cada persona. Se calcula dividiendo el PIB total por la cantidad de habitantes de la economía. El uso del PIB per cápita como medida de bienestar se ha generalizado a nivel internacional. Sin embargo el PIB no tiene en cuenta la depreciación del capital, maquinaria, equipo y recursos naturales, e incluso del “capital humano”.

Por ejemplo, un país puede incrementar su PIB explotando en forma intensiva sus recursos naturales, pero el capital del país disminuirá, dejando para generaciones futuras menos capital disponible. Actividades que afectan negativamente a las familias y el bienestar general también pueden aumentar el PIB, como por ejemplo los divorcios y las actividades ilícitas.

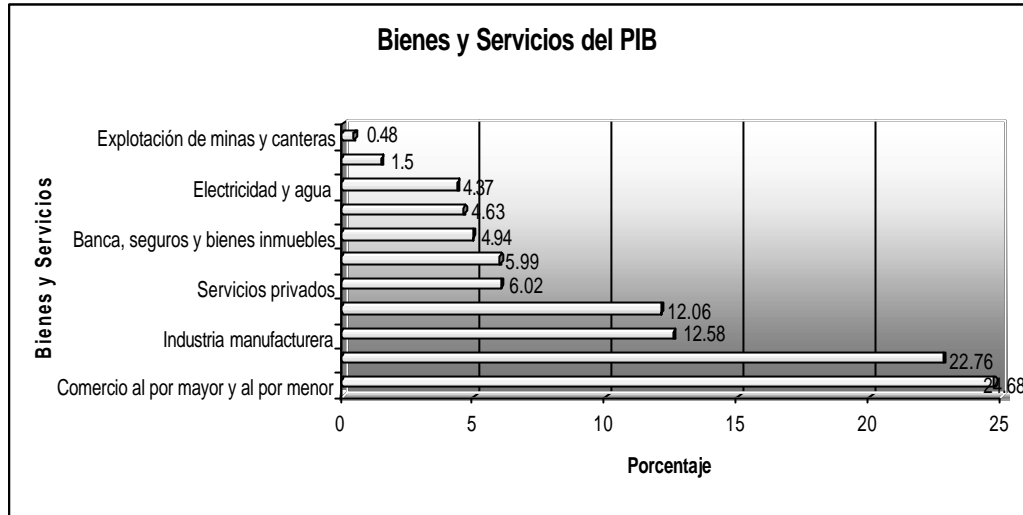
Con un aproximado de 12.7 millones de personas en Guatemala, el Producto Interno Bruto aun no es elevado, existe alto porcentaje de pobreza en general, en especial en la zona rural. La figura 1 muestra un cuadro de la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto.

Figura 1. Tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto



La participación mas notable del Producto Interno Bruto para el año 2005 en la rama de Servicios fue para el comercio al por mayor y menor que tiene un 24.68%, luego en la parte de Bienes fue la agricultura, silvicultura, caza y pesca con un 22.76%, luego sigue la industria manufacturera con 12.58%; transporte, almacenamiento y comunicaciones con el 12.06%; servicios privados 6.02%, administración publica y defensa 5.99%, banca, seguros y bienes inmuebles 4.94%; electricidad y agua 4.37%; construcción 1.50%, finalmente explotación de minas y canteras 0.48%. La gráfica siguiente se puede observar la participación de los bienes y servicios del Producto Interno Bruto.

Figura 2. Participación de los bienes y servicios del PIB



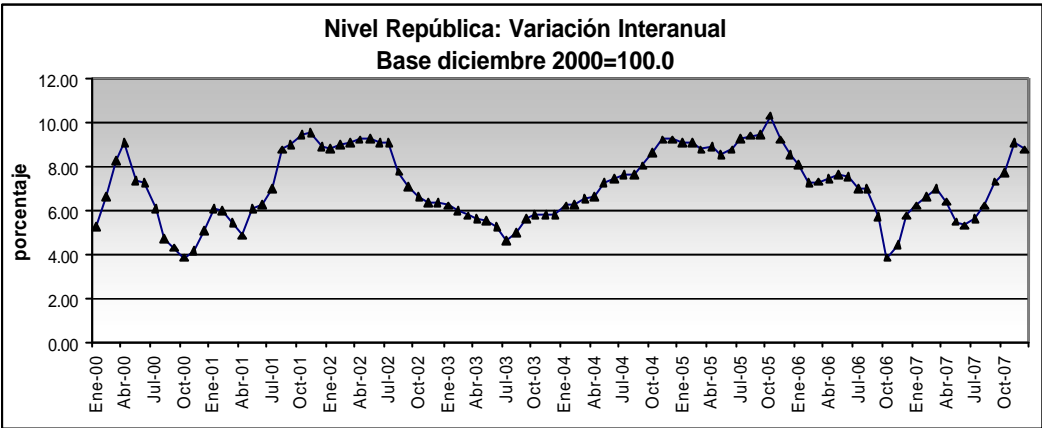
La gráfica muestra un crecimiento mayor para la clasificación de Servicios, con el comercio al por mayor y menor con un 24.68 % que refleja una cantidad de 1418.20 millones de quetzales. En cuanto a la clase de Bienes que corresponde a la agricultura, silvicultura, caza y pesca tiene una cantidad de 1157.90 millones de quetzales, esta última es la que mayor auge debe de tomar debido a las grandes extensiones de tierra y agua que tiene Guatemala, que corresponde a 108,890 kilómetros cuadrados.

1.2. Inflación

La noción de inflación subyacente ha jugado un papel muy importante en las discusiones de los diseñadores de política monetaria en los últimos veinticinco años. Sin embargo, a pesar del papel central de este concepto, todavía no hay consenso sobre cuál es la mejor manera de medirla. La forma más elemental es la de excluir ciertas categorías de precios de la tasa general de inflación, este método es el denominado *Exclusion food and energy*. Más recientemente sin embargo, ha habido múltiples esfuerzos, principalmente por parte del banco central, por estimar la inflación subyacente sobre bases más sólidas.

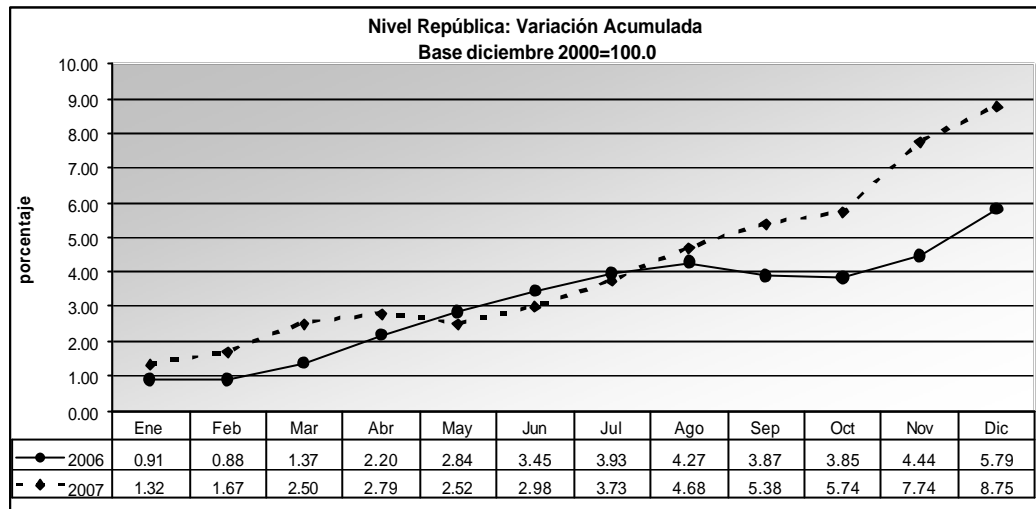
El Banco de Guatemala calcula la inflación subyacente, que es un índice de precios que, con el propósito de eliminar distorsiones, excluye los bienes y servicios cuyos precios son altamente volátiles, precisamente porque están sujetos a shocks externos, o que su variación no se explica por los cambios en la liquidez de la economía. En este sentido, la inflación subyacente a nivel república registró a diciembre de 2007 una variación interanual de 8.75%.

Figura 3. Variación Interanual del IPC



También, el Banco de Guatemala calcula la inflación núcleo, la cual se obtiene eliminando del IPC total, además de los bienes señalados para obtener la inflación subyacente, el efecto estacional de la variación de precios de los bienes y servicios, así como el impacto ocasionado por cambios en los impuestos; en este caso, el impacto que tuvo la variación de la tasa del IVA.

Figura 4. Variación Acumulada del IPC



1.3. Subsector eléctrico

El haber tomado en cuenta el desarrollo del sector energético en la Constitución de la República de Guatemala, propició las reformas al subsector eléctrico, cumpliendo así el objetivo de dejar sentadas las bases para electrificar el país. Con la reforma de la industria eléctrica de Guatemala que se inició en 1996, con la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE) partió de empresas estatales verticalmente integradas, que habían evolucionado al esquema de comprador único, hacia un esquema que propicia la libre competencia y la desintegración vertical. Con la vigencia de la LGE se establecieron las entidades que tienen bajo su responsabilidad los aspectos relacionados con la industria eléctrica en Guatemala, siendo ellos:

- El Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- La Comisión Nacional de Energía eléctrica (CNEE)
- El Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

1.3.1. Marco legal

El marco legal actual del subsector eléctrico se basa en:

- La Ley General de Electricidad aprobada en 1996 por el congreso de la Republica según el Decreto 93-96.
- La Ley de incentivos a Renovables, según Decreto 52.03 aprobada por el Congreso de la República.
- El reglamento de la Ley General de Electricidad, emitido en 1997 y reformado en el 2007.
- El reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, emitido en 1998 y reformado en el 2007.
- Las Normas Técnicas de Transmisión y Distribución.
- Las Normas de Coordinación Comercial y Operativa.
- El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de America Central firmado en 1996.
- El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

1.3.2. Marco institucional

Dentro del marco institucional se tiene:

- Ente Rector: Para el ente rector el Ministerio de Energía y Minas, que es el órgano del Estado y la máxima autoridad en el subsector eléctrico, es el encargado de dar las autorizaciones para generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

- Ente Regulador: La Comisión Nacional de energía Eléctrica es el ente regulador y técnico del Ministerio de energía y Minas con independencia funcional. De acuerdo con la LGE fue necesario establecer las normas jurídicas fundamentales para facilitar las actuaciones de los diferentes sectores del sistema eléctrico, buscando su máximo funcionamiento lo cual hace imperativo crear una comisión técnica calificada, elegida entre las propuestas por los sectores nacionales interesados en el desarrollo del subsector eléctrico.
- Ente Operador del Mercado y Sistema: El Administrador del Mercado Mayorista tiene la posición dentro del subsector eléctrico como el ente operador, y puede fungir algunas veces como ente regulador del mercado eléctrico y surge mediante el Artículo 44 de la Ley General de Electricidad, y se crea como una entidad sin fines de lucro.

1.4. El problema de la expansión

Uno de los inconvenientes a los que se enfrenta el subsector eléctrico de Guatemala, para la expansión de la generación, es el posible desarrollo del sistema de transporte de energía eléctrica, lo cual a limitado el aprovechamiento de los recursos hídricos y otros recursos renovables con que cuenta abundantemente Guatemala para la generación de energía eléctrica.

Dada las circunstancias descritas de implantar y desarrollar este plan, la primera etapa será elaborada y ejecutada por la Comisión Nacional de energía Eléctrica y tendrá como principal objetivo, satisfacer las necesidades urgentes del Sistema Nacional Interconectado. Las siguientes etapas serán realizadas por un Órgano técnico Especializado creado por el Ministerio de energía y Minas, contando con la participación de las instituciones que integran el subsector eléctrico.

Las actividades que comprende la Expansión de la Generación de energía Eléctrica esta:

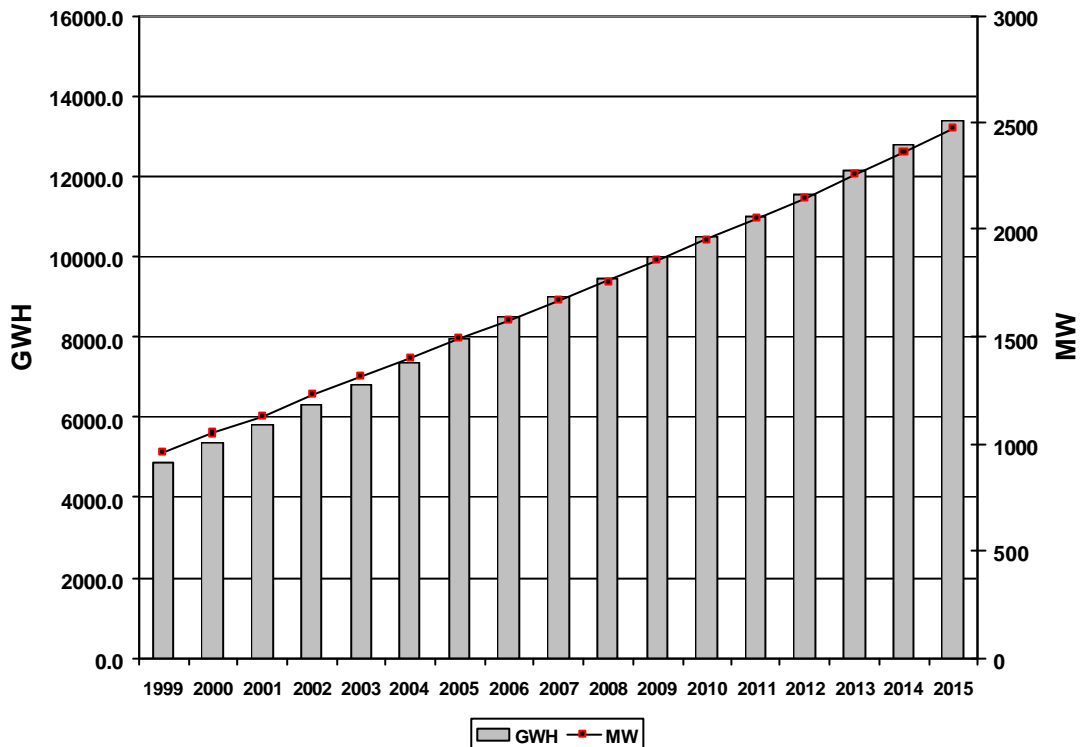
- Oferta firme eficiente.
- Uso óptimo del recurso hidráulico.
- Señales de largo plazo a la inversión: energía renovable, combustibles baratos.

De acuerdo a las solicitudes de los estudios eléctricos presentados al AMM, para el cumplimiento de las NEAST y NTAUCT, los proyectos de generación, conocidos en el AMM, son:

Tabla I. Proyectos de generación período 2007 – 2011.

PROYECTO	TECNOLOGÍA	POTENCIA MW
Ortitlan	Geotérmica	25.20
Arizona	Vapor	10.00
El Recreo	Hidro	29.24
Magdalena	Cogenerador	50.00
Textiles Amatitlán	Térmica	25.00
Gecsa II	Térmica	35.00
La Libertad	Térmica	22.00
El Sulín	Hidro	19.00
Pantaleón	Cogenerador	50.00
Trinidad	Cogenerador	10.00
Cuevamaría	Hidro	9.30
PHFL	Hidro	16.50
Santo Domingo	Hidro	10.00
La Esmeralda	Hidro	20.60
Palo Viejo	Hidro	80.00
Quixalito	Hidro	10.00
Cutzulchima	Hidro	11.14
La Perla	Hidro	4.20
Canuja	Hidro	17.75
Las Fuentes	Hidro	25.00
Negro	Hidro	20.30
Las Animas	Hidro	10.00
Hidro Xacbal	Hidro	94.00
El Ocosito	Hidro	35.00
Tecuamburro	Geotérmica	40.00

Figura 5. Proyección para la expansión de la potencia y energía eléctrica.



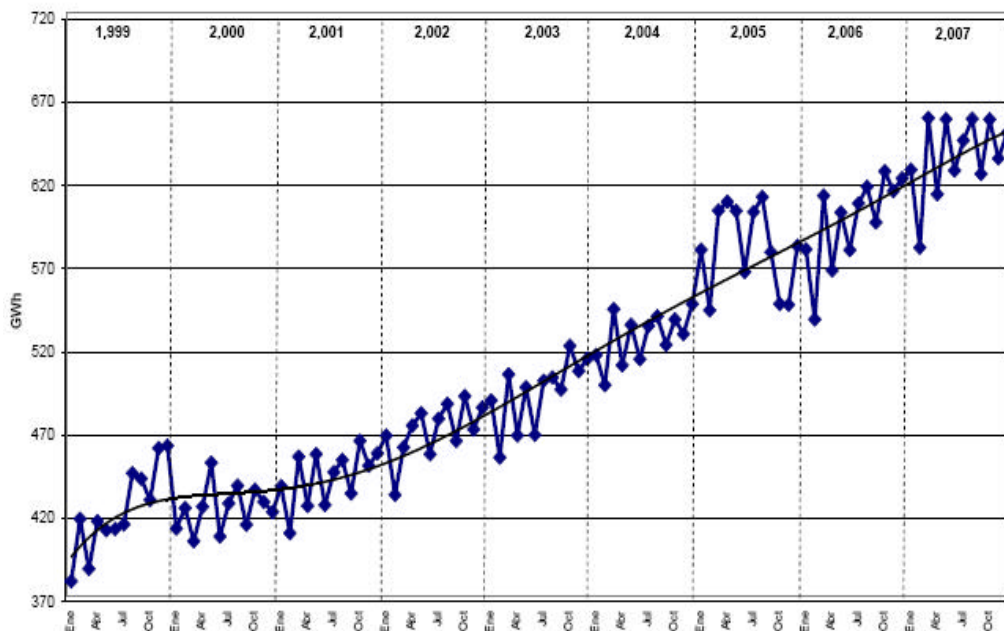
Un promedio de 125 MW anuales se necesitan durante los próximos 15 años para que Guatemala tenga una oferta firme eficiente para suplir la demanda del mercado eléctrico, la gráfica esta hecha tomando en cuenta un crecimiento del Producto Interno Bruto de 5.14 %.

1.4.1. Evolución de la demanda de energía eléctrica

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) cuenta actualmente con un parque de generación de 1,836 MW de capacidad instalada y una demanda de 1,444 MW aproximadamente, información del AMM.

Por lo tanto conforme al informe estadístico anual del AMM se tiene que para el año 2,005 el consumo local de energía alcanzó los 6,625.14 GWh, lo que significa un crecimiento de 4.8% respecto al año anterior; para el año 2,006 se tubo 7,083.24 GWh de consumo de energía local, con un crecimiento del 6.9 % comparado con el año 2,005, el último informe que corresponde al año 2,007; el consumo local de energía eléctrica alcanzo los 7,484.57 GWh, con un crecimiento del 5.66% con respecto al año 2,006.

Figura 6. Evolución de la demanda de energía eléctrica período 1999 – 2007.



Fuente. Administrador del Mercado Mayorista.

La evolución de la Energía Eléctrica en Guatemala, desde el punto de vista de la tecnología utilizada para la producción de la energía eléctrica, se cuenta con 65 % de combustible fósil y 35 % de energía renovable. Mientras que analizando el año de 1990 se contaba con un 8 % de combustible fósil y un 92 % de energía renovable.

Figura 7. Evolución del tipo de tecnología para el año 1990.

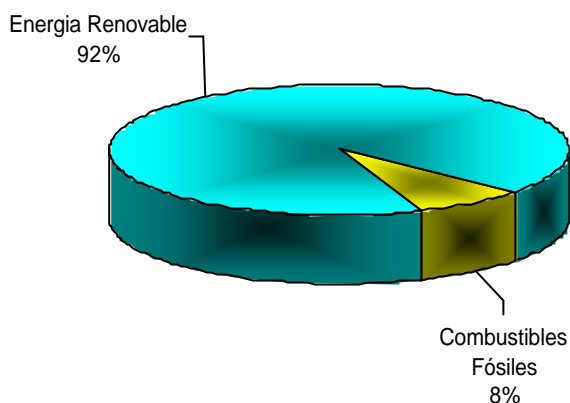
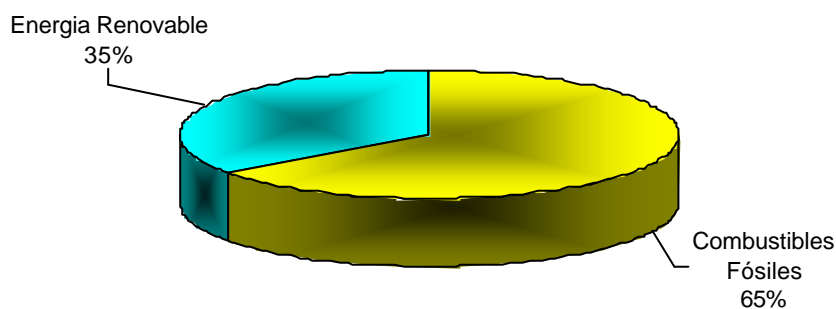


Figura 8. Evolución del tipo de tecnología para el año 2007.



1.4.2. Interconexiones internacionales

El proceso de integración de la industria de energía eléctrica ha mostrado algunos avances, especialmente como resultado de los intercambios de energía eléctrica entre actores privados. Entre estos, es relevante el caso de las compras y ventas de electricidad entre Guatemala y El Salvador.

Dentro de este proceso de intercambio, han desempeñado un papel muy importante algunos productores privados que han suscrito contratos tipo PPA (*Power Purchase Agreement*) con empresas públicas o distribuidoras privadas. Por otro lado, estos contratos podrían convertirse en un serio obstáculo para la conformación de mercados competitivos, tanto en el ámbito nacional como en el regional.

En los cuatro países, desde principios de la década de los años noventa, las empresas públicas de electricidad prácticamente paralizaron sus programas de inversión en generación eléctrica, y utilizaron los esquemas de contratación PPA para satisfacer el crecimiento de la demanda y asegurar el suministro durante el período de reforma y transición de la industria eléctrica. Se reconocen como muy favorables las inversiones realizadas por el sector privado en el segmento de la producción de electricidad; sin embargo, por su magnitud, los compromisos de compra de energía referidos inciden de manera importante en el subsector eléctrico.

Casi todos los plazos de los contratos son de 15 años, aun cuando hay algunos de 18 y 20 años. No obstante, en Nicaragua se han acordado hasta por siete años. Todos los contratos termoeléctricos tienen obligación del pago de la potencia contratada. Salvo en los casos de contratación de potencia de punta (turbinas de gas) y en las contrataciones de Nicaragua, en el resto las características y condiciones de potencia y energía fueron establecidas en forma muy general, por lo que los productores no están obligados a garantizar un suministro de potencia firme, ni de los servicios complementarios asociados a la producción eléctrica, que deben ser suministrados por la parte compradora.

La obligación de los productores es entregar la energía en el nivel de voltaje determinado (subtransmisión o transmisión en 69, 115, 138 ó 230 kV). En El Salvador, Honduras y Nicaragua, las inversiones por concepto de transmisión fueron mínimas, ya que se trató de proyectos termoeléctricos muy cercanos a las subestaciones e instalaciones de las empresas públicas. Por el contrario, en Guatemala, casi todos los proyectos requirieron del desarrollo de líneas de transmisión, por lo que los contratos incluyeron la construcción de líneas de transmisión o bien el compromiso, por parte de las empresas estatales, de construir dicha infraestructura.

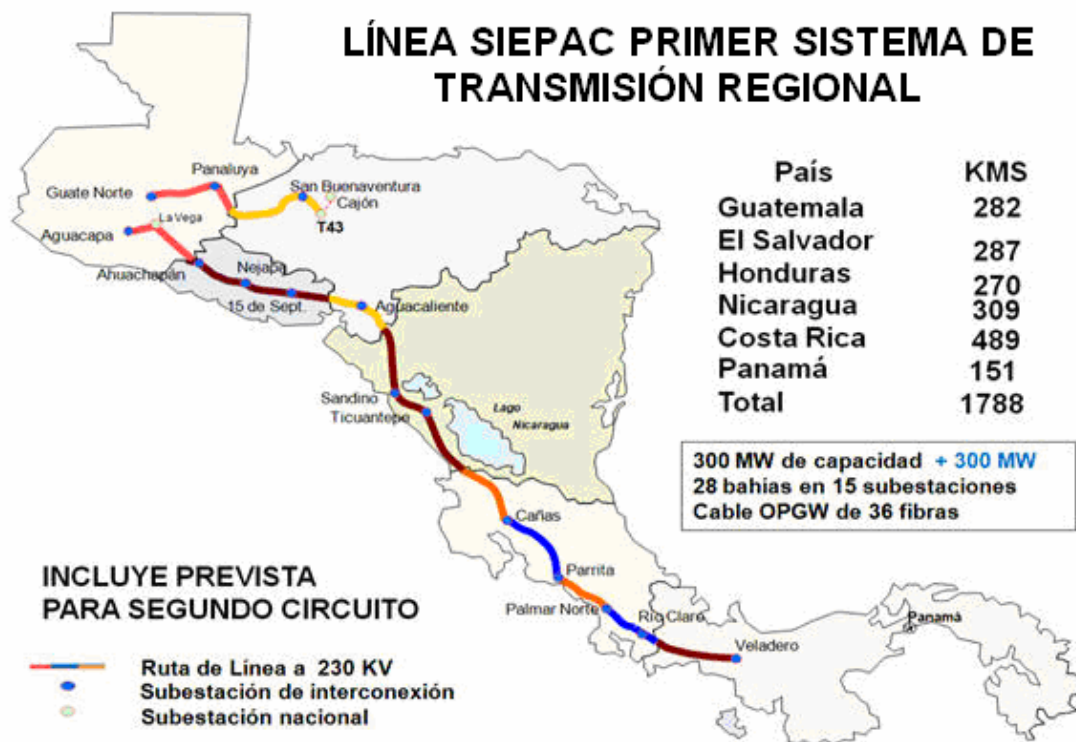
1.4.2.1. Plan Puebla Panamá

El proceso de "integración energética" de Centroamérica se ha desarrollado fundamentalmente como resultado de los contratos de compra-venta de electricidad, incluso internacionales (Guatemala y El Salvador). Como en el caso de México, la mayoría de los productores privados de la zona han suscrito jugosos contratos garantizados (PPA), en los cuales los generadores privados establecen contratos de venta no solo con las empresas públicas, sino también directamente con empresas distribuidoras privadas y grandes consumidores, esquema similar al que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) pretende implantar en México.

Estos contratos representan un "mercado" del orden de 1,458.4 MW (783 MW en Guatemala; 295.5 MW en Honduras; 249.9 MW en Nicaragua, y 130 MW en El Salvador), y tienen vigencia promedio de 15 años (aunque existen hasta 20 años). Todos los contratos con plantas termoeléctricas (Gas Natural) implican la obligación del estado de pagar íntegramente el importe de la potencia contratada, se use o no.

El MER es un proyecto que se construye desde 1997 en El Salvador, y que comenzó un año mas tarde en Guatemala y Panamá, cuando se implantaron dos tipos de mercado para la compra-venta de electricidad: uno de contratos fijos de largo plazo (venta en bloque) y otro de compraventa a corto plazo, mediante subastas (spot). Guatemala implantó adicionalmente un mercado “instantáneo”, destinado a mantener la calidad de la energía (de emergencia).

Figura 9. Ruta de interconexión, proyecto SIEPAC.



Fuente. Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central.

El esquema para la interconexión eléctrica centroamericana esta planteado en tres etapas:

1. Concluir la interconexión de los seis países de América Central (SIEPAC).
2. Construir la interconexión Guatemala-México.
3. Construir la interconexión Belice-Guatemala.

En el punto 2 del esquema para la interconexión eléctrica centroamericana. La construcción de la interconexión Guatemala – México, es un proyecto propio de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica (ETCEE) en conjunto con el Gobierno de Guatemala.

El proyecto SIEPAC (también apoyado por el BID) consiste básicamente en la construcción de una línea que unirá Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá.

El escenario se completa con las interconexiones México-Guatemala y Belice-Guatemala, lo cual implica finalmente un ambicioso proyecto para unir varios sistemas eléctricos. Para el efecto, se han implementado ya la Comisión Reguladora Regional de Interconexión Eléctrica (CRRIE) y el Ente Operador Regional (EOR), responsables de normar y administrar el mercado y de operar el sistema eléctrico, respectivamente.

La construcción de la línea México-Guatemala anunciada por la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) desde 1997 consiste en la ampliación de dos subestaciones (Tapachula en México y Los Brillantes en Guatemala) y la construcción de 88 Km. de línea de transmisión de 400 kV, lo cuál no representa mayor dificultad, dada la cercanía de las redes de ambos países. Comparativamente, solo en el 2001, la CFE informó haber construido 1,810 Km. de líneas de transmisión, que incrementaron en 5,850 MVA la capacidad de la red eléctrica.

2. INTRODUCCIÓN A LA PROGRAMACIÓN LINEAL

Es una herramienta de uso normal que ha ahorrado miles o millones de dólares a muchas compañías o negocios, incluyendo empresas medianas en los distintos países industrializados del mundo; su aplicación a otros sectores de la sociedad se está ampliando con rapidez. Una proporción muy grande de los cálculos científicos en computadoras esta dedicada al uso de la programación lineal.

El tipo más común de aplicación abarca el problema general de asignar recursos limitados entre actividades competitivas de la mejor manera posible (es decir, en forma óptima). De esa manera el modelo de expansión propuesto para la expansión de generación de energía eléctrica será aplicado con el objetivo de asignar los recursos necesarios a fin de minimizar el costo total de la expansión.

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 a programación en computadoras específicamente; en esencia es un sinónimo de planeación. Así, la programación lineal trata la planeación de las actividades para obtener un resultado óptimo, esto es, el resultado que mejor alcance la meta especificada (según el modelo matemático) entre todas las alternativas de la solución.

Aunque la asignación de recursos a las actividades es la aplicación más frecuente, la programación lineal tiene muchas otras posibilidades.

De hecho, cualquier problema cuyo modelo matemático se ajuste al formato general del modelo de programación lineal es un problema de programación lineal. Aún más, se dispone de un procedimiento de solución extraordinariamente eficiente llamado método simplex, para resolver estos problemas, incluso los de gran tamaño.

Una forma sencilla y bastante general de ordenar el proceso de modelación, consiste en dividirlo en tres partes:

- Definición de variables de decisión.
- Planteamiento de las restricciones del problema.
- Planteamiento de la función objetivo.

2.1. Modelo de programación lineal

2.1.1. Definición de variables

Para modelar ordenadamente un problema de optimización se debe distinguir que variables son aquellas sobre las que podemos tomar decisiones en el problema y darles un nombre, es decir, las variables están bajo control. A veces es necesario incluir variables que si bien se puede ejercer una decisión directa sobre dicha variable, puede servir como herramienta auxiliar ya sea para plantear restricciones o para escribir la función objetivo. Una variable de decisión se tomara como el despacho de generación de energía eléctrica necesaria para cumplir con una demanda proyectada y el cronograma de ingreso de los proyectos postulantes.

2.1.2. Planteamiento de restricciones

En un problema de optimización, se intenta buscar combinaciones de variables de decisión que generen un mejor valor de la función objetivo, pero en la práctica el problema está limitado por un gran número de restricciones físicas, económicas, técnicas, etc. Es por esto que en el planteamiento del problema se debe especificar que limitaciones tienen los valores que puedan tomar las variables de decisión. En síntesis, en el planteamiento de restricciones se deben escribir matemáticamente las limitaciones que se impone a la naturaleza del problema.

2.1.3. Planteamiento de la función objetivo

En general, se puede decir que en un problema de optimización se intenta encontrar el mejor valor de algo. Es por esto que se necesita especificar que criterio se usará para decir que una solución es mejor que otra. Para ello se debe especificar una función de Z en que una combinación de variables será mejor que otra si genera un mayor valor de la función en el caso de maximización y un menor valor de la función en el caso de minimización. Un ejemplo típico de una función objetivo viene dado por maximización de utilidades y minimización de costos, los que deben ser escritos en función de las variables del problema.

Problema de programación lineal. La forma más general de un problema de programación lineal (PPL) consiste en minimizar o maximizar:

$$Z = f(x) = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (2.1)$$

Sujeto a

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j = b_i, \quad i = 1, 2, 3, \dots, p-1$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \geq b_i, \quad i = p, \dots, q-1 \quad (2.2)$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq b_i, \quad i = q, \dots, m$$

Donde p , q , y m son enteros positivos tales que

$$1 \leq p \leq q \leq m$$

Lo que distingue un problema de programación lineal de cualquier otro problema de optimización es que todas las funciones que en él intervienen son lineales. Además se considera que los problemas tienen siempre un número finito de restricciones. La función 2.1 se denomina función objetivo, y es la función que ha de optimizarse. En la función 2.2 se presentan todas las posibles alternativas en lo que se refiere a los operadores que relacionan los dos términos de las restricciones lineales, dependiendo de los valores de p y q . Como caso especial, el problema puede tener exclusivamente restricciones de igualdad, de desigualdad de un tipo, desigualdad del otro tipo, desigualdades de ambos tipos, igualdades y desigualdades, etc.

Solución factible. Un punto $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ que satisface todas las restricciones de 2.2 se denomina solución factible. El conjunto de todas esas soluciones es la región factible.

Solución óptima. Un punto factible \bar{x} tal que $f(x) \geq f(\bar{x})$ para cualquier otro punto factible x se denomina una solución óptima del problema.

Ejemplo 2.1. Considérese el siguiente problema de programación lineal.

Maximizar:

$$Z = 3x_1 + x_2$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} -x_1 + x_2 &\leq 2 \\ x_1 + x_2 &\leq 6 \\ x_1 &\leq 3 \\ 2x_1 - x_2 &\leq 4 \\ -x_2 &\leq 0 \\ -x_1 - x_2 &\leq -1 \\ -x_1 &\leq 0 \end{aligned} \quad (2.3)$$

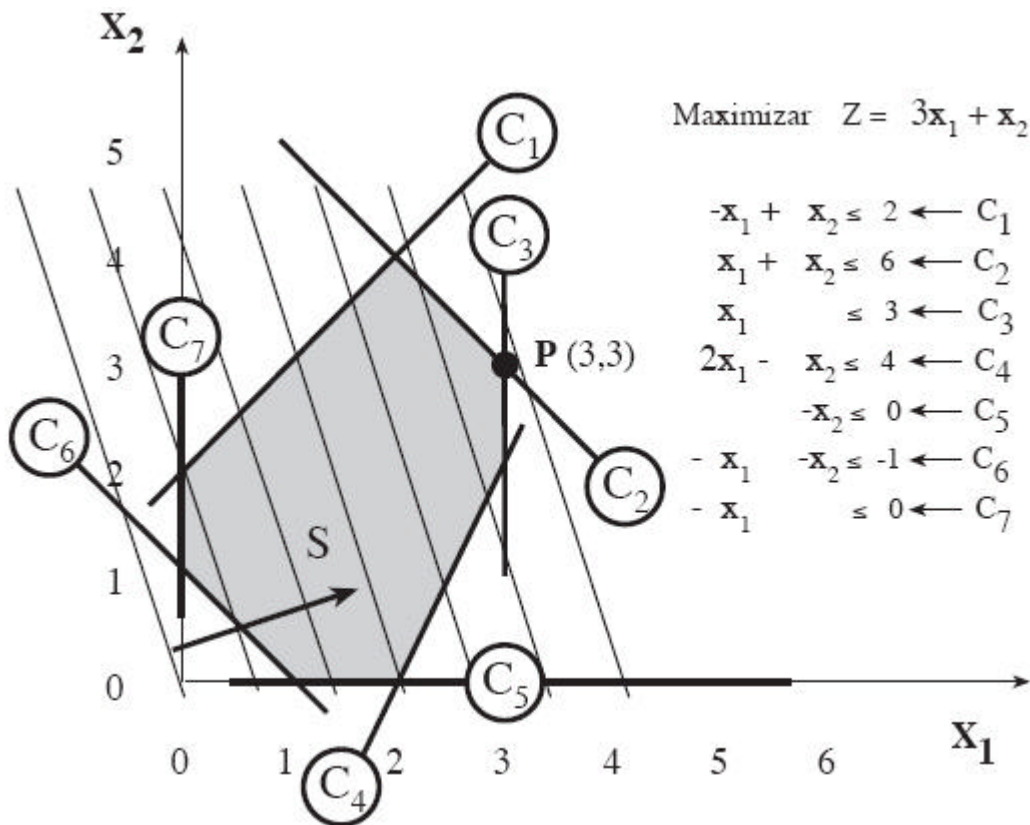
La figura 10 muestra la región factible (área sombreada), las curvas de nivel (líneas finas) de la función objetivo. La solución se alcanza en el punto P, dado que se encuentra en la última curva de nivel en la dirección indicada y en el último punto factible de la región de factibilidad. P es por tanto la intersección de las rectas:

$$\begin{aligned} x_1 + x_2 &= 6 \\ x_1 &= 3 \end{aligned}$$

Por lo tanto, al sustituir el máximo de la función objetivo, $Z=12$, se alcanza en el punto:

$$P = (3,3)$$

Figura 10. Ilustración gráfica del ejemplo 2.1



2.2. Solución gráfica de la programación lineal

Muchos problemas de administración, planificación y economía están relacionados con la optimización de una función sujeta a un sistema de igualdades o desigualdades. La función por optimizar es la función objetivo. Las funciones de ganancia y de costo son ejemplos de una función objetivo. El sistema de igualdades o desigualdades a las que esta sujeta la función objetivo reflejan las restricciones impuestas a la solución del problema. Los problemas de esta naturaleza se llaman problemas de programación matemática.

En particular, aquellas donde la función objetivo y las restricciones se expresan como ecuaciones o desigualdades lineales se llaman problemas de programación lineal.

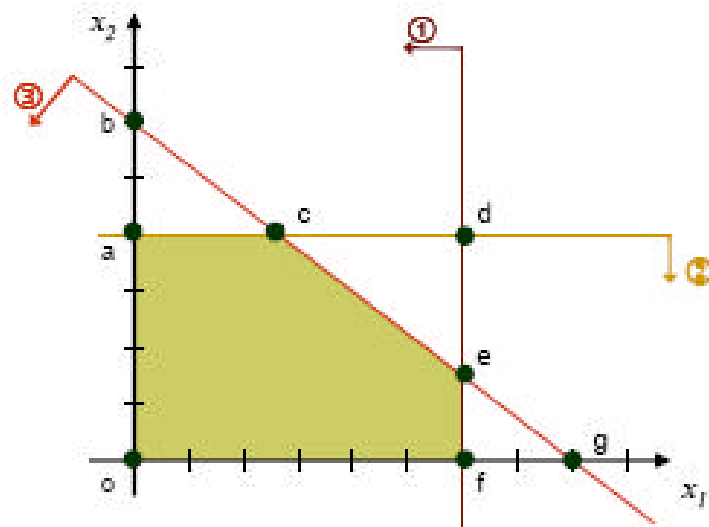
Para resolver los problemas de programación lineal por el método gráfico se procederá con un ejemplo:

$$\text{Max } Z = 2x_1 + x_2$$

Sujeta a:

$$\begin{aligned}x_1 &\leq 6 \quad (1) \\x_2 &\leq 4 \quad (2) \\6x_1 + 8x_2 &\leq 48 \quad (3) \\x_1 &\geq 0 \\x_2 &\geq 0\end{aligned}$$

La región factible es como se muestra en la figura:



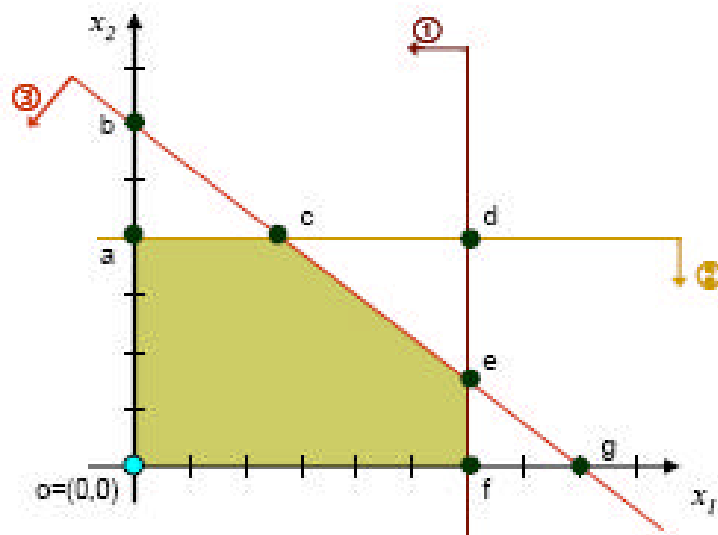
Trazando el gráfico de las curvas de nivel compuestas por las restricciones de las desigualdades 1,2 y 3, se construye la región factible de la función objetivo.

Siguiendo los pasos que se muestran se encuentra la solución óptima (Maximización) de la función objetivo:

- i. Encontrar una solución factible de en un punto esquina de la región.
- ii. Determinar si la solución actual es óptima.
- iii. Determinar un nuevo punto de mejoramiento para la función objetivo si no se cumple el punto anterior.

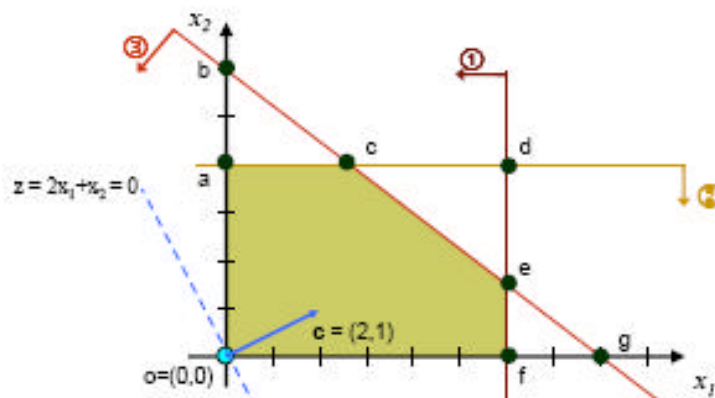
En el caso i cuando no se violan las restricciones del problema, se selecciona el punto esquina que corresponde el cero coordenado de la gráfica. Se grafica el punto inicial $o = (0,0)$.

Figura 12. Punto inicial de la solución óptima.



En el paso ii se logra a partir de revisar las componentes del vector de coeficientes de la función objetivo y determinar si es posible lograr un mejor valor en la función objetivo, o bien por la observación de que es posible trazar una línea para un mejor valor de la función.

Figura 13. Dirección de la componente x_1 .



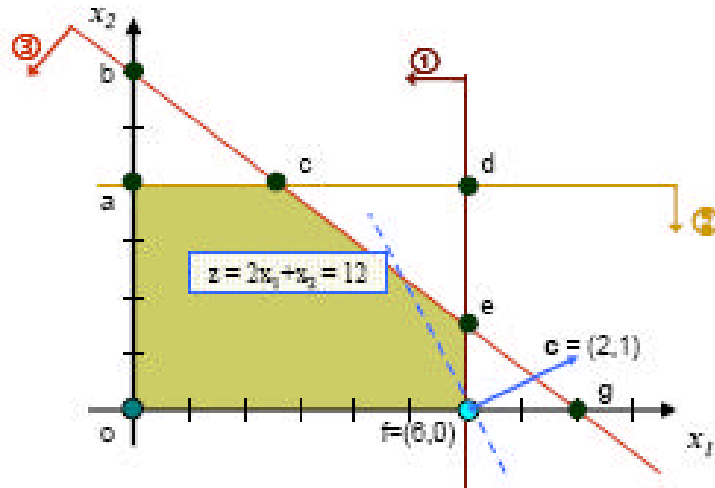
Si el objetivo es maximizar, se selecciona aquella dirección de una sola componente que incremente en mayor proporción la función objetivo, en este caso la dirección de x_1 pues $c_1 = 2 > c_2 = 1$.

En la dirección de x_1 (0,1) se encuentran los puntos f y g, para mantener la factibilidad del punto solo se desplazara hasta un valor de z que sea permisible.

Para determinar las coordenadas del punto se resuelven simultáneamente las rectas que definen, para este caso al punto f,

$$x_1 = 6; x_2 = 0 \quad f = (6,0)$$

Figura 14. Dirección de la componente x_2 .



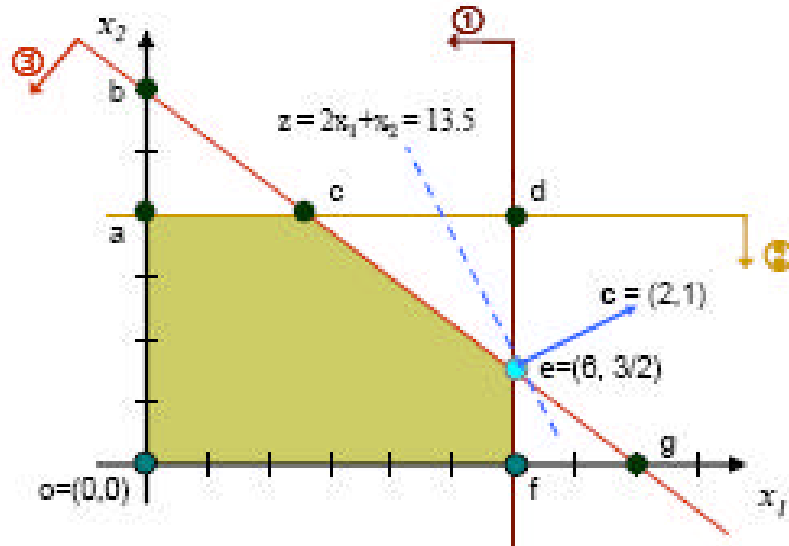
Continuando con el objetivo, se selecciona aquella dirección de una sola componente que incremente en mayor proporción la función objetivo, para este caso la dirección de x_2 .

En la dirección x_2 (0,1) se encuentran los puntos e y d, para mantener la factibilidad del punto solo se desplazar hasta un valor de z que sea permisible.

Para determinar las coordenadas del punto se resuelven simultáneamente las rectas que definen al punto e,

$$x_1 = 6; 6x_1 + 8x_2 = 48; e = (6, 3/2)$$

Figura 15. Punto óptimo de la función objetivo $z = 2x_1 + x_2$.



Es así como se alcanza el punto óptimo, para este caso es el punto e.

2.3. Métodos de solución en programación lineal

2.3.1. Método Simplex

En la solución de problemas de programación lineal se utiliza el método Simplex, este es una herramienta algebraica que permite localizar de manera eficiente el óptimo entre los puntos extremos de una solución a un problema de programación lineal.

El método simplex comienza en una solución básica factible y después trata de encontrar otra solución básica factible que mejore el valor de la función objetivo.

El siguiente ejemplo muestra la solución óptima para la función objetivo mostrada a continuación.

Maximizar $G = 300P + 500V$

Sujeto a:

$$\begin{aligned}P + S1 &= 4 \\2V + S2 &= 12 \\3P + 2V + S3 &= 18 \\P, V, S1, S2, S3 &= 0\end{aligned}$$

Tabla II. Forma estándar del método simplex.

BASICA	G	P	V	S1	S2	S3	Solución
G	1	-300	-500	0	0	0	0
S1	0	1	0	1	0	0	4
S2	0	0	2	0	1	0	12
S3	0	3	2	0	0	1	18

En la tabla se observa las variables básicas actuales S1, S2 y S3 cuyos valores de solución se observan en la columna solución como 4, 12, 18. Con esto supone que los valores de las variables no básicas P y V son cero, y por lo tanto la solución es 0.

Pasos del método simplex:

1. Usando la forma estándar (con los segundos miembros no negativos), determinar una solución básica factible.
2. Seleccionar una variable entrante entre las variables actuales no básicas, usando la condición de optimidad.
3. Determinar los valores de las nuevas variables actuales básicas, haciendo a la variable entrante básica y a la variable saliente no básica.

Variable entrante = V (coeficiente mas negativo)

Variable saliente = S2 (menor valor en la intersección)

Tabla III. Ecuación S2 como elemento pivote.

BASICA	G	P	V	S1	S2	S3	Solución
G	1	-300	-500	0	0	0	0
S1	0	1	0	1	0	0	4
S2	0	0	2	0	1	0	12
S3	0	3	2	0	0	1	18

(12/2) = 6
(18/2) = 9

La ecuación S2 es el pivote y V es el elemento pivote.

Con el método de Gauss – Jordan se efectúa un cambio de base empleando operaciones de cálculo.

Tabla IV. Simplificación y desarrollo de le ecuación pivote S2.

BASICA	G	P	V	S1	S2	S3	Solución
G							
S1							
V	0	0	1	0	1/2	0	6
S3							

Desarrollando la matriz y utilizando el método de Gauss – Jordan a continuación se muestra como queda cada ecuación:

Ecuación de G: multiplicando por 500 la ecuación pivote y restando la ecuación de G se tiene la nueva ecuación de G.

Tabla V. Resultado de ecuación de G.

G	1	-300	-500	0	0	0	0
V	0	0	500	0	250	0	3000
Nueva G	1	-300	0	0	250	0	3000

Ecuación de S1: se mantiene igual, para mantener la igualdad de la ecuación S1 se multiplica la ecuación pivote por 0 y se suma algebraicamente con S1.

Tabla VI. Resultado de ecuación S1.

S1	0	1	0	1	0	0	4
V	0	0	0	0	0	0	0
Nueva S1	0	1	0	1	0	0	4

Ecuación de S3: multiplicando por -2 la ecuación pivote y sumando algebraicamente la ecuación S3se tiene la nueva ecuación de S3.

Tabla VII. Resultado de ecuación de S3.

S3	0	3	2	0	0	1	18
V	0	0	-2	0	-1	0	-12
Nueva S3	0	3	0	0	-1	1	6

Se llega a la siguiente tabla resultante:

Tabla VIII. Resultados de las operaciones de la ecuación pivote.

BASICA	G	P	V	S1	S2	S3	Solución
G	1	-300	0	0	250	0	3000
S1	0	1	0	1	0	0	4
V	0	0	1	0	1/2	0	6
S3	0	3	0	0	-1	1	6

Utilizando el mismo procedimiento anterior con un nuevo pivote, que es P. Se llega a la tabla resultante:

Tabla IX. Resultados finales de optimización.

BASICA	G	P	V	S1	S2	S3	Solución
G	1	0	0	0	150	100	3600
S1	0	0	0	1	1/3	-2/3	2
V	0	0	1	0	1/2	0	6
P	0	1	0	0	-1/3	1/3	2

La tabla IX muestra la columna solución, donde:

P: cantidad de puertas que se deben producir	P = 2
V: cantidad de ventanas que se deben producir	V = 6
G: Ganancia total	G = 3600
S1: cantidad de recursos que no se utilizaron	S1 = 2

2.4. Solución de problemas de programación lineal en computadoras

2.4.1. Microsoft Excel^{MR} Solver

La herramienta *Solver* se utiliza para optimizar y resolver ecuaciones mediante el uso de métodos numéricos. Con *Solver*, se puede buscar el valor óptimo para una celda, denominada celda objetivo, en donde se escribe la formula de la función objetivo $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$.

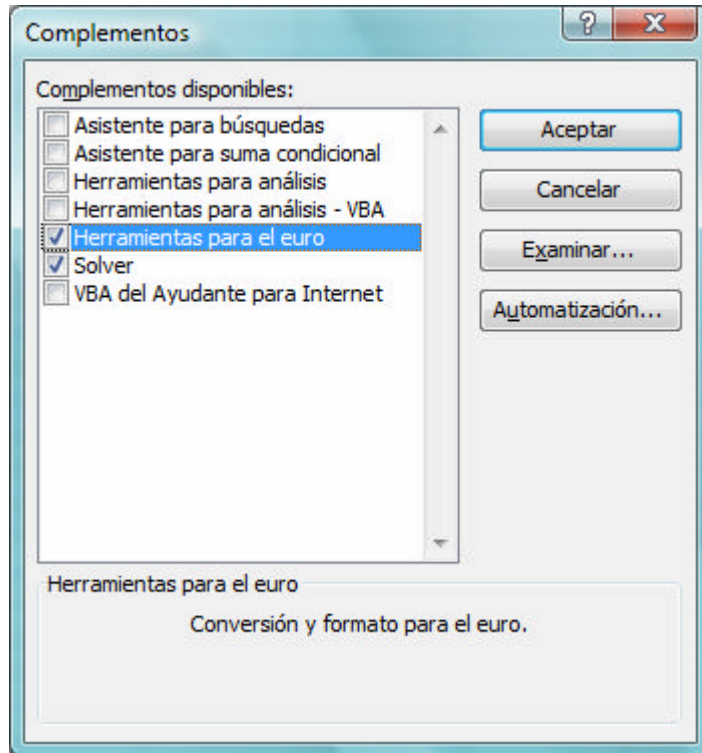
Solver cambia los valores de un grupo de celdas, denominadas celdas cambiantes, y que estén relacionadas, directa o indirectamente, con la formula de la celda objetivo. En estas celdas se encuentran los valores de las variables controladas x_1, x_2, \dots, x_n .

Puede agregar restricciones a *Solver*, escribiendo una formula $g_j(x_1, x_2, \dots, x_n)$ en una celda, y especificando que la celda deberá ser mayor o igual que (\geq), igual (=), menor o igual que (\leq), otra celda que contiene la constante C_j .

También puede especificar que los valores sean enteros, para evitar dar resultados absurdos de algunos problemas, tal es caso que se necesiten 3.5 empleados. *Solver* ajustara los valores de las celdas cambiantes, para generar el resultado específico en la formula de la celda objetivo.

La herramienta *Solver* de Microsoft Excel^{MR} se encuentra en el menú Herramientas, complementos y aparecerá la siguiente pantalla, activar la casilla de *Solver* y Aceptar.

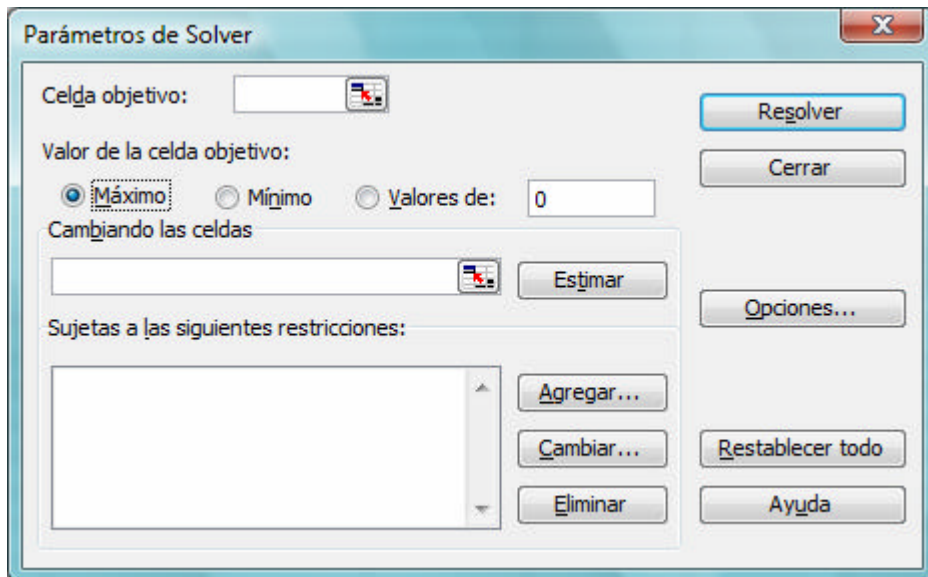
Figura 16. Cuadro de complementos para activar Solver



Microsoft Excel^{MR} Solver utiliza diversos métodos de solución dependiendo de las operaciones que seleccione.

- Para los problemas de Programación Lineal utiliza el método Simplex.
- Para problemas lineales enteros utiliza el método de ramificación y limite, implantado por John Watson y Dan Fylstra de Frontline Systems Inc.
- Para problemas no lineales utiliza el código de optimización no lineal (GRG2) desarrollado por la Universidad de León Lasdon de Austin (Texas) y la Universidad Allen Waren (Cleveland).

Figura 17. Cuadro de parámetros para la solución del problema planteado.



La figura muestra la ventana de parámetros de Solver, se utiliza para describir el problema de optimización que se necesita de un problema planteado.

Celda objetivo: contiene la celda donde se encuentra la función objetivo correspondiente al problema en cuestión.

Máximo o Mínimo: seleccionar uno de las dos opciones si se desea hallar el máximo o mínimo de la función objetivo.

Valores de: esta opción tratará de hallar un valor de la celda igual al valor del campo que se encuentra a la derecha de la selección.

Cambiando las celdas: contendrá la ubicación de las variables de decisión para el problema planteado.

Sujetas a las siguientes restricciones: en este cuadro se deben especificar las restricciones del problema.

Agregar: este botón agrega las restricciones del problema.

Cambiar: permite modificar las restricciones recién introducidas.

Eliminar: sirve para borrar las restricciones precedentes.

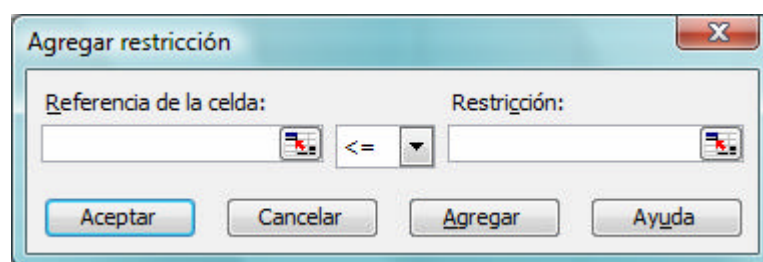
Reestablecer todo: borra el problema en curso y restablece todos los parámetros a sus valores por defecto.

Opciones: se accede a las opciones de **Solver**.

Resolver: se utiliza finalmente para resolver el problema planteado.

Al presionar el botón **Agregar** aparecerá la siguiente ventana:

Figura 18. Cuadro para agregar restricción.



Referencia de la celda: especifica la ubicación de una celda (por lo general, una celda con una fórmula).

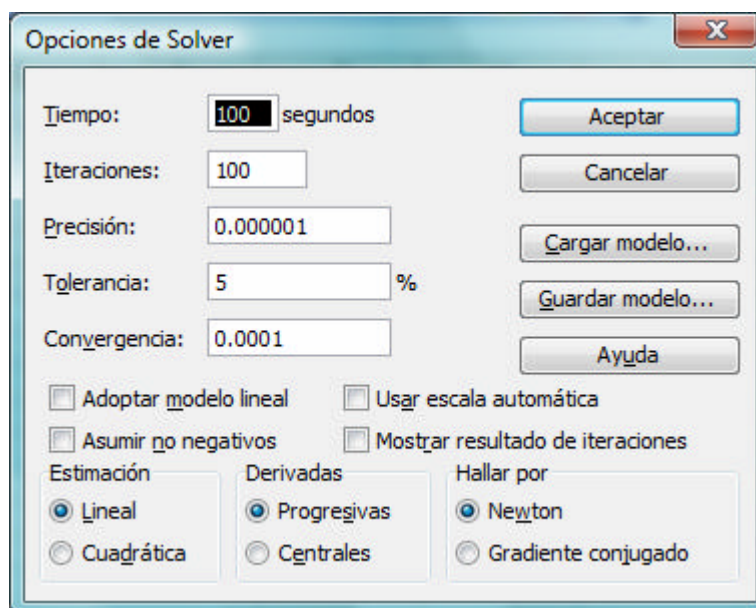
Restricción: puede llevar una fórmula de celdas, una simple referencia a una celda o un valor numérico.

Agregar: añade la restricción especificada al modelo existente y vuelve a la ventana Agregar restricción.

Aceptar: añade la restricción al modelo y vuelve a la ventana parámetros de Solver.

Si en la ventana parámetros de Solver se presiona el botón Opciones, aparece la siguiente ventana:

Figura 19. Cuadro de opciones de Solver.



Tiempo: permite especificar el número de segundos antes de que Solver se detenga.

Iteraciones: permite especificar el número máximo de iteraciones, antes de que el programa se detenga.

Precisión: es el grado de exactitud del algoritmo Solver.

Tolerancia: se utiliza para programación entera, especifica un porcentaje dentro del cual se garantiza la optimalidad de la solución.

Adoptar modelo lineal: se selecciona esta casilla para que el programa utilice el algoritmo Simplex.

Asumir no negativos: si se desea que todos los valores de las celdas cambiantes sean mayor o igual que cero.

Mostrar resultado de iteraciones: se selecciona si interesa ver la información de cada iteración.

Usar escala Automática: se utiliza si el modelo tiene una escala defectuosa (si las entradas son de orden de magnitud completamente diferentes).

2.4.1.1. Informes de Solver

Solver genera tres informes para programas lineales:

Informe de Respuestas: proporciona el valor inicial y final de la celda de destino y de todas las celdas ajustables así como un listado de cada restricción y su estado.

Informe de Sensibilidad: proporciona el valor óptimo de cada celda ajustable, su costo reducido, el coeficiente de función objetivo, el aumento y la disminución de este para el cual la solución en curso permanece óptima.

Informe de Límites: proporciona los límites superior e inferior de cada celda ajustable manteniendo el resto de las celdas ajustables en su valor actual y cumpliendo las restricciones.

3. FORMULACIÓN DEL MODELO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

La formulación de un modelo de expansión de la generación de energía eléctrica lleva en cuenta diferentes escenarios, entre estas: las restricciones operativas como puede ser el suministro de la demanda, capacidades mínimas y máximas de unidades generadoras. Otra consideración para cada modelo son las restricciones de inversión como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos.

3.1. Consideraciones preliminares para la formulación del modelo de expansión

El modelo de expansión de generación de energía eléctrica que se propone para el presente trabajo de graduación, esta formado por 13 proyectos de plantas generadoras con distintas tecnologías, que ingresaran en el transcurso del período de tiempo, 5 plantas generadoras base, estas existentes ya en el sistema.

Para el período de tiempo de la expansión, considerando que es de largo plazo, se hará para 15 años partiendo como punto inicial el año 2008 y como punto final de la expansión el año 2022.

Se hace referencia a lo anterior para formular el modelo para la expansión de la generación de energía eléctrica, debido a que el modelo se ejecutara con *Solver* de Microsoft Excel ^{MR} mediante la programación lineal, se crearan matrices de 15 filas y 19 columnas.

El objetivo del plan de expansión, es determinar las inversiones de generación que minimizan la suma de los costos de construcción y operación, para cubrir la demanda de energía eléctrica año con año.

El plan óptimo se plantea como un problema de programación matemática donde la función objetivo es:

$$\text{Minimizar } \sum_t \sum_j c(t, j) \times x(t, j) + \sum_t \sum_j d(t, i) \times g(t, i) \quad (3.1)$$

Cada una de las constantes y variables son matrices compuestas por una serie filas y columnas de datos que logran concatenarse para obtener el mínimo costo total de la expansión de la generación de energía eléctrica.

Antes de mostrar la parte representativa de las matrices que se consideran en el modelo de expansión, se indicara la abreviatura que se utiliza para definir cada proyecto postulante.

Tabla X. Abreviatura para los proyectos postulantes.

Abreviatura	Significado
H	Hidroeléctrica
G	Geotérmica
C	Carboeléctrica
B	Motor Bunker
D	Motor Diesel
H1	Hidroeléctrica 1
H2	Hidroeléctrica 2
H3	Hidroeléctrica 3
G1	Geotérmica 1
G2	Geotérmica 2
C1	Carboeléctrica 1
C2	Carboeléctrica 2
C3	Carboeléctrica 3
B1	Motor Bunker 1
B2	Motor Bunker 2
B3	Motor Bunker 3
D1	Motor Diesel 1
D2	Motor Diesel 2
DEFICIT	Déficit

En la tabla X muestra los 19 proyectos que conforma la planificación para la expansión de generación, dentro de esta se encuentra un Déficit, el que se hará énfasis a continuación.

Déficit: se interpreta como el faltante de un proyecto que tiene que ingresar o carga a desconectar, para cumplir con la demanda de energía eléctrica para el año en que esta sea convocada.

3.1.1. Valor presente del costo de inversión

El costo de inversión esta definido por factores que dependen del tipo de tecnología, el costo del kilovatio instalado y la potencia instalada de la planta.

Para construir la matriz del valor presente del costo de inversión, cada factor mencionado en el párrafo anterior, esta formada también por matrices de 15 x 19.

$$CW(t, j) = \begin{bmatrix} CW_{1,1} & \cdot & \cdot & \cdot & CW_{1,19} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ CW_{15,1} & \cdot & \cdot & \cdot & CW_{15,19} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Tabla XI. Matriz de costos del kilovatio instalado por cada proyecto en US\$/kW

AÑO	B	D	H1	H2	H3	G1
2008	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2009	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2010	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2011	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2012	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2013	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2014	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2015	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2016	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2017	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2018	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2019	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2020	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2021	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000
2022	0	0	2,500	2,400	2,600	3,000

La ecuación 3.2 se formula como el costo por kilovatio instalado para el proyecto j en la etapa t.

La tabla XI muestra la forma en que se deben de construir las matrices dentro de una hoja electrónica, las primeras cinco columnas son la base de la generación que se tiene antes del proceso de expansión. En algunas tablas no se muestra. Tienen un valor de 0, debido a que estas plantas ya están en operación por lo tanto también tienen un costo de inversión de 0.

$$P(t, j) = \begin{bmatrix} P_{1,1} & \cdot & \cdot & \cdot & P_{1,19} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ P_{15,1} & \cdot & \cdot & \cdot & P_{15,19} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Tabla XII. Matriz de potencia instalada máxima en MW

AÑO	B	D	H1	H2	H3	G1
2008	417.38	1.95	320	395	263	17
2009	417.38	1.95	320	395	263	17
2010	417.38	1.95	320	395	263	17
2011	417.38	1.95	320	395	263	17
2012	417.38	1.95	320	395	263	17
2013	417.38	1.95	320	395	263	17
2014	417.38	1.95	320	395	263	17
2015	417.38	1.95	320	395	263	17
2016	417.38	1.95	320	395	263	17
2017	417.38	1.95	320	395	263	17
2018	417.38	1.95	320	395	263	17
2019	417.38	1.95	320	395	263	17
2020	417.38	1.95	320	395	263	17
2021	417.38	1.95	320	395	263	17
2022	417.38	1.95	320	395	263	17

La ecuación 3.3 es la potencia instalada máxima para el proyecto j en la etapa t.

Solamente se muestran una parte de todas las matrices para fines prácticos, ya que el modelo utiliza 19 columnas y 15 filas.

$$c(t, j) = \begin{bmatrix} P_{1,1} * CW_{1,1} & \cdot & \cdot & \cdot & P_{1,19} * CW_{1,19} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ P_{15,1} * CW_{15,1} & \cdot & \cdot & \cdot & P_{15,19} * CW_{15,19} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Finalmente llegamos a la ecuación 3.4, el valor presente del costo de inversión del proyecto j en la etapa t.

Tabla XIII. Matriz de costos de inversión en US\$

AÑO	B	D	H1	H2	H3	G1
2008	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2009	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2010	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2011	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2012	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2013	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2014	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2015	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2016	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2017	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2018	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2019	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2020	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2021	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000
2022	0	0	800,000,000	948,000,000	683,800,000	51,000,000

3.1.2. Variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto postulante

Esta variable es la que define si se ejecuta el proyecto j en la etapa t, para suplir la demanda de energía eléctrica para el año que se este analizando.

Por ser una variable binaria, solo puede tener dos valores:

- “1”: significa que el proyecto se puede realizar en el período en que el modelo disponga para suplir la demanda de energía eléctrica.
- “0”: significa que el proyecto no se realiza, por no satisfacer con las condiciones del sistema y no es económicamente rentable.

Para la correcta validación de esta variable binaria es necesario crear una matriz que contenga el tiempo mínimo de entrada de cada proyecto postulado, en forma matricial.

Tabla XIV. Tiempo mínimo de entrada en operación de cada proyecto.

AÑO	B	D	H1	H2	H3	G1
2008	0	0	1	1	1	1
2009	0	0	1	1	1	1
2010	0	0	1	1	1	1
2011	0	0	1	1	1	1
2012	0	0	0	1	1	1
2013	0	0	0	1	1	0
2014	0	0	0	1	0	0
2015	0	0	0	1	0	0
2016	0	0	0	1	0	0
2017	0	0	0	1	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0

Para que el modelo funcione correctamente esta matriz que se muestra en la tabla XIV funciona de forma diferente a la variable binaria $x(t, j)$. Así el 0 indica que el proyecto puede ingresar en operación en cualquier año que el modelo decida, y 1 indica que en esa fecha el modelo de optimización no puede escoger ese proyecto.

3.1.3. Valor presente del costo operativo

Esta constante depende del tipo de tecnología que se utilice para generar energía eléctrica, la tabla XV muestra una parte de la matriz que tiene los valores usados para el modelo de expansión:

Tabla XV. Matriz del costo operativo de cada proyecto en US\$/MW.

AÑO	B	D	H1	H2	H3	G1
2008	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2009	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2010	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2011	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2012	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2013	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2014	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2015	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2016	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2017	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2018	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2019	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2020	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2021	131.37	285.41	0	0	0	1.17
2022	131.37	285.41	0	0	0	1.17

Hay que aclarar que para los proyectos hidroeléctricos, el modelo ocupara un costo operativo de 0 US\$/MW.

3.1.4. Generación de cada generador

Debido a que la expansión se realiza con un período de tiempo anual, para este modelo, la expansión se realizara con energía y no con potencia.

Esta variable es la que se desea encontrar si el proyecto postulado es convocado. Para el programa Solver de Microsoft Excel^{MR}, esta variable es una celda cambiante.

La energía y potencia mínima es 0GWh y 0MW respectivamente. La tabla XVI muestra la energía máxima de cada proyecto.

Tabla XVI. Energía máxima en GWh.

AÑO	B	D	H1	H2	H3	G1
2008	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2009	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2010	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2011	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2012	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2013	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2014	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2015	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2016	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2017	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2018	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2019	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2020	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2021	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149
2022	3,656	17	2,803	3,460	2,304	149

3.2. Formulación básica del Modelo para la expansión de generación

La información presentada anteriormente, se utiliza en este punto para formular el modelo básico de expansión de generación.

Como el modelo se plantea como un problema de programación lineal, la función objetivo se plantea como la ecuación 3.1 y las restricciones que se deben considerar para la elaboración del modelo básico están sujetas como:

- Restricción de capacidad instalada mínima y máxima.

$$\sum_{t=1}^{15} \sum_{j=1}^{19} w(j) \times x(t, j) \geq 0 \quad (3.5)$$

$$\sum_{t=1}^{15} \sum_{j=1}^{19} \bar{w}(j) \times x(t, j) \leq g(t, i) \quad (3.6)$$

La capacidad instalada máxima de cada proyecto, esta dada por la característica de cada unidad generadora. Para la formulación de la ecuación 3.5, la magnitud de esta restricción esta dada en GWh. La capacidad instalada mínima es de 0 GWh, que es la restricción 3.6.

- Restricción de integridad de la variable de decisión.

$$x(t, j) \in \{0,1\}, \forall t \in T, \forall j \in J \quad (3.7)$$

Esta restricción indica en que momento el modelo de expansión, será necesario el ingreso en operación del proyecto postulante. Siendo una variable binaria; el ingreso en operación indicara un 1, y 0 para que el proyecto no se tome en cuenta dentro de la expansión.

- Fechas de decisión mínima y máxima.

$$x(t, j) = 0, \forall t \notin [\underline{t}(j), \bar{t}(j)] \quad (3.8)$$

Todo proyecto postulante, declara un tiempo de construcción para ingresar en operación, la restricción que muestra la ecuación 3.8 considera esta fecha de decisión creando una matriz de tiempo mínimo de entrada en operación del proyecto.

- Restricciones de suministro de energía a la demanda proyectada.

$$\sum_{i \in I} g(t, i) = D(t) \quad (3.9)$$

Una de las principales restricciones dentro del modelo es la ecuación 3.9, la que tiene que cumplir con cubrir en su totalidad la demanda de energía proyectada para cada año.

3.3. Formulación del modelo para la expansión de generación considerando restricciones ambientales

Dentro de las consideraciones ambientales, la que se considera en este modelo es la emisión de dióxido de carbono (CO₂), cada proyecto produce anualmente toneladas de dióxido de carbono (tCO₂) dependiendo del tipo de tecnología.

El medio ambiente también es dañado por emisiones de oxido de nitrógeno (NO_x) y oxido de azufre (SO₂), estas emisiones no son tomadas en cuenta para este modelo.

Se considera una restricción mas, lo cual hace que la energía producida durante un año sea menos contaminante, así el modelo optimizara también los recursos de las plantas derivadas del bunker y carbón, teniendo prioridad las plantas con recursos renovables.

Para formular el modelo considerando las emisiones de CO₂, como un modelo de programación lineal se describe como sigue:

Minimizar

$$\sum_t \sum_j c(t, j) \times x(t, j) + \sum_t \sum_j d(t, i) \times g(t, i) + \sum_t \sum_j e(t, j) \times x(t, j) \quad (3.10)$$

Sujeto a:

$$\sum_{t=1}^{15} \sum_{j=1}^{19} w(j) \times x(t, j) \geq 0 \quad (3.5)$$

$$\sum_{t=1}^{15} \sum_{j=1}^{19} \bar{w}(j) \times x(t, j) \leq g(t, i) \quad (3.6)$$

$$x(t, j) \in \{0,1\}, \forall t \in T, \forall j \in J \quad (3.7)$$

$$x(t, j) = 0, \forall t \notin [\underline{t}(j), \bar{t}(j)] \quad (3.8)$$

$$\sum_{i \in I} g(t, i) = D(t) \quad (3.9)$$

$$\sum e(i) \times g(t, i) \leq E(t) \quad (3.11)$$

La restricción que se agrega al modelo de expansión, considerando las emisiones de CO₂, es la que se muestra en la ecuación 3.11.

Esta restricción indica que la multiplicación de la constante de emisión de CO₂, que se muestra en la tabla XVII se multiplica por la energía despachada que el modelo convoque, cumpliendo con el mínimo costo global de la expansión de generación, dando como resultado las tCO₂ emitidas.

Tabla XVII. Constante de emisión de CO₂

Combustible	tCO₂/MWh
Diesel	0.263
Bunker	0.274
Gas Natural	0.202
Carbón	0.342
Hidráulicas	0.014

Fuente. *Intergovernmental Panel on Climate Change 1996.*

El costo por la emisión por cada tonelada de CO₂ es de US\$ 30, como un costo variable adicional en la función objetivo de la ecuación 3.10.

Tabla XVIII. Matriz del costo de la tonelada de CO₂

AÑO	H	G	C	B	D	H1
2008	30	30	30	30	30	30
2009	30	30	30	30	30	30
2010	30	30	30	30	30	30
2011	30	30	30	30	30	30
2012	30	30	30	30	30	30
2013	30	30	30	30	30	30
2014	30	30	30	30	30	30
2015	30	30	30	30	30	30
2016	30	30	30	30	30	30
2017	30	30	30	30	30	30
2018	30	30	30	30	30	30
2019	30	30	30	30	30	30
2020	30	30	30	30	30	30
2021	30	30	30	30	30	30
2022	30	30	30	30	30	30

4. EJEMPLOS DEL MODELO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Los ejemplos que se realizan en este capítulo se basan en la formulación que se presentó en el capítulo 3, para cada modelo ejemplificado se usará Microsoft Excel^{MR} Solver.

4.1. Ejemplo 1 Modelo básico para la expansión de la generación

La presentación de este modelo básico, se trató en el capítulo anterior, mediante la formulación de cada escenario de estudio, cada ejemplo se hará por medio del programa de Microsoft Excel^{MR} Solver. Los datos que aparecen en cada tabla pueden ser constantes o variables, en su momento se especificará cada uno.

4.1.1. Construcción de las tablas en una hoja electrónica

Se deben elaborar las tablas en una hoja electrónica, MS Microsoft Excel^{MR}. El modelo necesita de tablas donde se muestre la solución óptima de la función objetivo, que serán interpretadas como:

- i. La expansión de energía eléctrica para los años de estudio.

Figura 20. Construcción de la tabla de expansión óptima

	H	G	C	B	D	H	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	DEFICIT	Energía Total	Energía Programada (EPM)	
1993																											0.00	1012.1	
1994																												0.00	1071.2
1995																												0.00	1024.3
1996																												0.00	1066.4
1997																												0.00	1044.5
1998																												0.00	1055.6
1999																												0.00	1066.7
2000																												0.00	1077.8
2001																												0.00	1088.9
2002																												0.00	1099.0
2003																												0.00	1110.1
2004																												0.00	1121.2
2005																												0.00	1132.3
2006																												0.00	1143.4
2007																												0.00	1154.5
2008																												0.00	1165.6
2009																												0.00	1176.7
2010																												0.00	1187.8
2011																												0.00	1198.9
2012																												0.00	1210.0
2013																												0.00	1221.1
2014																												0.00	1232.2
2015																												0.00	1243.3
2016																												0.00	1254.4
2017																												0.00	1265.5
2018																												0.00	1276.6
2019																												0.00	1287.7
2020																												0.00	1298.8

ii. El tiempo de entrada en operación de cada proyecto.

Figura 21. Desarrollo de la tabla del cronograma de ingreso de cada proyecto.

	H	G	C	B	D	H	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	DEFICIT	
1993																											
1994																											
1995																											
1996																											
1997																											
1998																											
1999																											
2000																											
2001																											
2002																											
2003																											
2004																											
2005																											
2006																											
2007																											
2008																											
2009																											
2010																											
2011																											
2012																											
2013																											
2014																											
2015																											
2016																											
2017																											
2018																											
2019																											
2020																											

La figura 20 muestra las celdas donde el modelo de expansión deberá colocar la energía necesaria para cumplir con las restricciones planteadas en el capítulo 3.

En la columna U de la hoja electrónica que aparece en la figura 20, indicara la suma de la energía de cada proyecto convocado de ese año, para que pueda cumplir con la restricción de la ecuación 3.9, que indica que la sumatoria de la energía total de la etapa t sea igual a la demanda de energía proyectada que se muestra en la columna V.

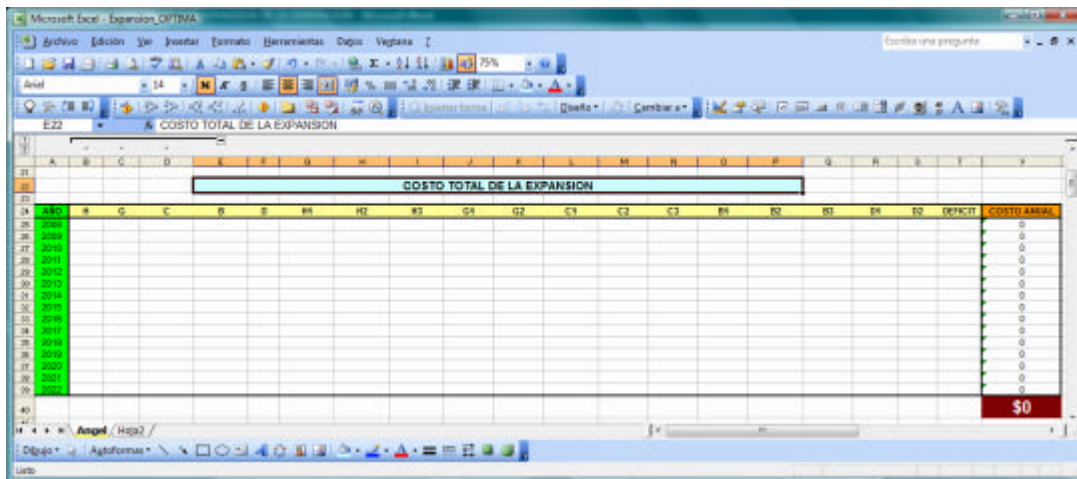
Tabla XIX. Energía proyectada

Energía Proyectada (GWh)
8172.7
8713.2
9128.3
9586.4
10044.6
10513.5
10992.8
11482.4
11982.1
12491.7
13011.2
13540.3
14079.1
14627.3
15184.9

En la figura 21 el modelo mostrará los resultados de la variable de decisión binaria que indica si el proyecto postulante entra en operación para ese año. Las dos tablas que se construyen como se muestra en las figuras anteriores, son las variables de decisión dentro del modelo de programación lineal, estas serán ingresadas en el programa de Microsoft Excel ^{MR} Solver, como celdas cambiantes, como se describe en el capítulo 2.

iii. El costo total de la expansión de generación de energía eléctrica.

Figura 22. Costo total de la expansión.



Una de las tablas más importantes que generará el modelo, es sin duda, el costo total de la expansión de la generación de energía eléctrica, en donde la función objetivo será el mínimo costo global. En la figura 22 se muestra que la función objetivo es la sumatoria del costo total para cada año de estudio, y se ubica en la celda V40.

Las tablas que se muestran en el capítulo 3, también se construyen dentro de la misma hoja electrónica que se desarrolla en este capítulo. Todas son matrices de 15 x 19. Las figuras 23, 24 y 25 muestran algunas tablas que se integran dentro del modelo de expansión.

Figura 23. Costo del kilovatio instalado por cada planta (US\$/kW).

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following structure:

- Worksheet Name:** COSTO DEL KILOVATIO INSTALADO (US\$/KW)
- Columns:** A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z, AA, AB, AC, AD, AE, AF, AG, AH, AI, AJ, AK, AL, AM, AN, AO, AP, AQ, AR, AS, AT, AU, AV, AW, AX, AY, AZ, BA, BB, BC, BD, BE, BF, BG, BH, BI, BJ, BK, BL, BM, BN, BO, BP, BQ, BR, BS, BT, BU, BV, BW, BX, BY, BZ, CA, CB, CC, CD, CE, CF, CG, CH, CI, CJ, CK, CL, CM, CN, CO, CP, CQ, CR, CS, CT, CU, CV, CW, CX, CY, CZ, DA, DB, DC, DD, DE, DF, DG, DH, DI, DJ, DK, DL, DM, DN, DO, DP, DQ, DR, DS, DT, DU, DV, DW, DX, DY, DZ, EA, EB, EC, ED, EE, EF, EG, EH, EI, EJ, EK, EL, EM, EN, EO, EP, EQ, ER, ES, ET, EU, EV, EW, EX, EY, EZ, FA, FB, FC, FD, FE, FF, FG, FH, FI, FJ, FK, FL, FM, FN, FO, FP, FQ, FR, FS, FT, FU, FV, FW, FX, FY, FZ, GA, GB, GC, GD, GE, GF, GG, GH, GI, GJ, GK, GL, GM, GN, GO, GP, GQ, GR, GS, GT, GU, GV, GW, GX, GY, GZ, HA, HB, HC, HD, HE, HF, HG, HH, HI, HJ, HK, HL, HM, HN, HO, HP, HQ, HR, HS, HT, HU, HV, HW, HX, HY, HZ, IA, IB, IC, ID, IE, IF, IG, IH, II, IJ, IK, IL, IM, IN, IO, IP, IQ, IR, IS, IT, IU, IV, IW, IX, IY, IZ, JA, JB, JC, JD, JE, JF, JG, JH, JI, JJ, JK, JL, JM, JN, JO, JP, JQ, JR, JS, JT, JU, JV, JW, JX, JY, JZ, KA, KB, KC, KD, KE, KF, KG, KH, KI, KJ, KK, KL, KM, KN, KO, KP, KQ, KR, KS, KT, KU, KV, KW, KX, KY, KZ, LA, LB, LC, LD, LE, LF, LG, LH, LI, LJ, LK, LL, LM, LN, LO, LP, LQ, LR, LS, LT, LU, LV, LW, LX, LY, LZ, MA, MB, MC, MD, ME, MF, MG, MH, MI, MJ, MK, ML, MM, MN, MO, MP, MQ, MR, MS, MT, MU, MV, MW, MX, MY, MZ, NA, NB, NC, ND, NE, NF, NG, NH, NI, NJ, NK, NL, NM, NN, NO, NP, NQ, NR, NS, NT, NU, NV, NW, NX, NY, NZ, OA, OB, OC, OD, OE, OF, OG, OH, OI, OJ, OK, OL, OM, ON, OO, OP, OQ, OR, OS, OT, OU, OV, OW, OX, OY, OZ, PA, PB, PC, PD, PE, PF, PG, PH, PI, PJ, PK, PL, PM, PN, PO, PP, PQ, PR, PS, PT, PU, PV, PW, PX, PY, PZ, QA, QB, QC, QD, QE, QF, QG, QH, QI, QJ, QK, QL, QM, QN, QO, QP, QQ, QR, QS, QT, QU, QV, QW, QX, QY, QZ, RA, RB, RC, RD, RE, RF, RG, RH, RI, RJ, RK, RL, RM, RN, RO, RP, RQ, RR, RS, RT, RU, RV, RW, RX, RY, RZ, SA, SB, SC, SD, SE, SF, SG, SH, SI, SJ, SK, SL, SM, SN, SO, SP, SQ, SR, SS, ST, SU, SV, SW, SX, SY, SZ, TA, TB, TC, TD, TE, TF, TG, TH, TI, TJ, TK, TL, TM, TN, TO, TP, TQ, TR, TS, TT, TU, TV, TW, TX, TY, TZ, UA, UB, UC, UD, UE, UF, UG, UH, UI, UJ, UK, UL, UM, UN, UO, UP, UQ, UR, US, UT, UU, UV, UW, UX, UY, UZ, VA, VB, VC, VD, VE, VF, VG, VH, VI, VJ, VK, VL, VM, VN, VO, VP, VQ, VR, VS, VT, VU, VV, VW, VX, VY, VZ, WA, WB, WC, WD, WE, WF, WG, WH, WI, WJ, WK, WL, WM, WN, WO, WP, WQ, WR, WS, WT, WU, WV, WW, WX, WY, WZ, XA, XB, XC, XD, XE, XF, XG, XH, XI, XJ, XK, XL, XM, XN, XO, XP, XQ, XR, XS, XT, XU, XV, XW, XX, XY, XZ, YA, YB, YC, YD, YE, YF, YG, YH, YI, YJ, YK, YL, YM, YN, YO, YP, YQ, YR, YS, YT, YU, YV, YW, YX, YY, YZ, ZA, ZB, ZC, ZD, ZE, ZF, ZG, ZH, ZI, ZJ, ZK, ZL, ZM, ZN, ZO, ZP, ZQ, ZR, ZS, ZT, ZU, ZV, ZW, ZX, ZY, ZZ.
- Rows:** 43 through 68.
- Content:** The spreadsheet contains a grid of numerical values, likely representing the cost per kW for different plants or configurations. The values are organized in a structured manner, possibly representing different plant sizes or configurations.

Figura 24. Potencia instalada máxima (MW).

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following structure:

- Worksheet Name:** POTENCIA MAXIMA (MW)
- Columns:** A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z, AA, AB, AC, AD, AE, AF, AG, AH, AI, AJ, AK, AL, AM, AN, AO, AP, AQ, AR, AS, AT, AU, AV, AW, AX, AY, AZ, BA, BB, BC, BD, BE, BF, BG, BH, BI, BJ, BK, BL, BM, BN, BO, BP, BQ, BR, BS, BT, BU, BV, BW, BX, BY, BZ, CA, CB, CC, CD, CE, CF, CG, CH, CI, CJ, CK, CL, CM, CN, CO, CP, CQ, CR, CS, CT, CU, CV, CW, CX, CY, CZ, DA, DB, DC, DD, DE, DF, DG, DH, DI, DJ, DK, DL, DM, DN, DO, DP, DQ, DR, DS, DT, DU, DV, DW, DX, DY, DZ, EA, EB, EC, ED, EE, EF, EG, EH, EI, EJ, EK, EL, EM, EN, EO, EP, EQ, ER, ES, ET, EU, EV, EW, EX, EY, EZ, FA, FB, FC, FD, FE, FF, FG, FH, FI, FJ, FK, FL, FM, FN, FO, FP, FQ, FR, FS, FT, FU, FV, FW, FX, FY, FZ, GA, GB, GC, GD, GE, GF, GG, GH, GI, GJ, GK, GL, GM, GN, GO, GP, GQ, GR, GS, GT, GU, GV, GW, GX, GY, GZ, HA, HB, HC, HD, HE, HF, HG, HH, HI, HJ, HK, HL, HM, HN, HO, HP, HQ, HR, HS, HT, HU, HV, HW, HX, HY, HZ, IA, IB, IC, ID, IE, IF, IG, IH, II, IJ, IK, IL, IM, IN, IO, IP, IQ, IR, IS, IT, IU, IV, IW, IX, IY, IZ, JA, JB, JC, JD, JE, JF, JG, JH, JI, JJ, JK, JL, JM, JN, JO, JP, JQ, JR, JS, JT, JU, JV, JW, JX, JY, JZ, KA, KB, KC, KD, KE, KF, KG, KH, KI, KJ, KK, KL, KM, KN, KO, KP, KQ, KR, KS, KT, KU, KV, KW, KX, KY, KZ, LA, LB, LC, LD, LE, LF, LG, LH, LI, LJ, LK, LL, LM, LN, LO, LP, LQ, LR, LS, LT, LU, LV, LW, LX, LY, LZ, MA, MB, MC, MD, ME, MF, MG, MH, MI, MJ, MK, ML, MM, MN, MO, MP, MQ, MR, MS, MT, MU, MV, MW, MX, MY, MZ, NA, NB, NC, ND, NE, NF, NG, NH, NI, NJ, NK, NL, NM, NN, NO, NP, NQ, NR, NS, NT, NU, NV, NW, NX, NY, NZ, OA, OB, OC, OD, OE, OF, OG, OH, OI, OJ, OK, OL, OM, ON, OO, OP, OQ, OR, OS, OT, OU, OV, OW, OX, OY, OZ, PA, PB, PC, PD, PE, PF, PG, PH, PI, PJ, PK, PL, PM, PN, PO, PP, PQ, PR, PS, PT, PU, PV, PW, PX, PY, PZ, QA, QB, QC, QD, QE, QF, QG, QH, QI, QJ, QK, QL, QM, QN, QO, QP, QQ, QR, QS, QT, QU, QV, QW, QX, QY, QZ, RA, RB, RC, RD, RE, RF, RG, RH, RI, RJ, RK, RL, RM, RN, RO, RP, RQ, RR, RS, RT, RU, RV, RW, RX, RY, RZ, SA, SB, SC, SD, SE, SF, SG, SH, SI, SJ, SK, SL, SM, SN, SO, SP, SQ, SR, SS, ST, SU, SV, SW, SX, SY, SZ, TA, TB, TC, TD, TE, TF, TG, TH, TI, TJ, TK, TL, TM, TN, TO, TP, TQ, TR, TS, TT, TU, TV, TW, TX, TY, TZ, UA, UB, UC, UD, UE, UF, UG, UH, UI, UJ, UK, UL, UM, UN, UO, UP, UQ, UR, US, UT, UU, UV, UW, UX, UY, UZ, VA, VB, VC, VD, VE, VF, VG, VH, VI, VJ, VK, VL, VM, VN, VO, VP, VQ, VR, VS, VT, VU, VV, VW, VX, VY, VZ, WA, WB, WC, WD, WE, WF, WG, WH, WI, WJ, WK, WL, WM, WN, WO, WP, WQ, WR, WS, WT, WU, WV, WW, WX, WY, WZ, XA, XB, XC, XD, XE, XF, XG, XH, XI, XJ, XK, XL, XM, XN, XO, XP, XQ, XR, XS, XT, XU, XV, XW, XX, XY, XZ, YA, YB, YC, YD, YE, YF, YG, YH, YI, YJ, YK, YL, YM, YN, YO, YP, YQ, YR, YS, YT, YU, YV, YW, YX, YY, YZ, ZA, ZB, ZC, ZD, ZE, ZF, ZG, ZH, ZI, ZJ, ZK, ZL, ZM, ZN, ZO, ZP, ZQ, ZR, ZS, ZT, ZU, ZV, ZW, ZX, ZY, ZZ.
- Rows:** 69 through 78.
- Content:** The spreadsheet contains a grid of numerical values, likely representing the maximum installed power for different plants or configurations. The values are organized in a structured manner, possibly representing different plant sizes or configurations.

Figura 25. Costos de inversión (US\$).

The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet with the following visible data structure:

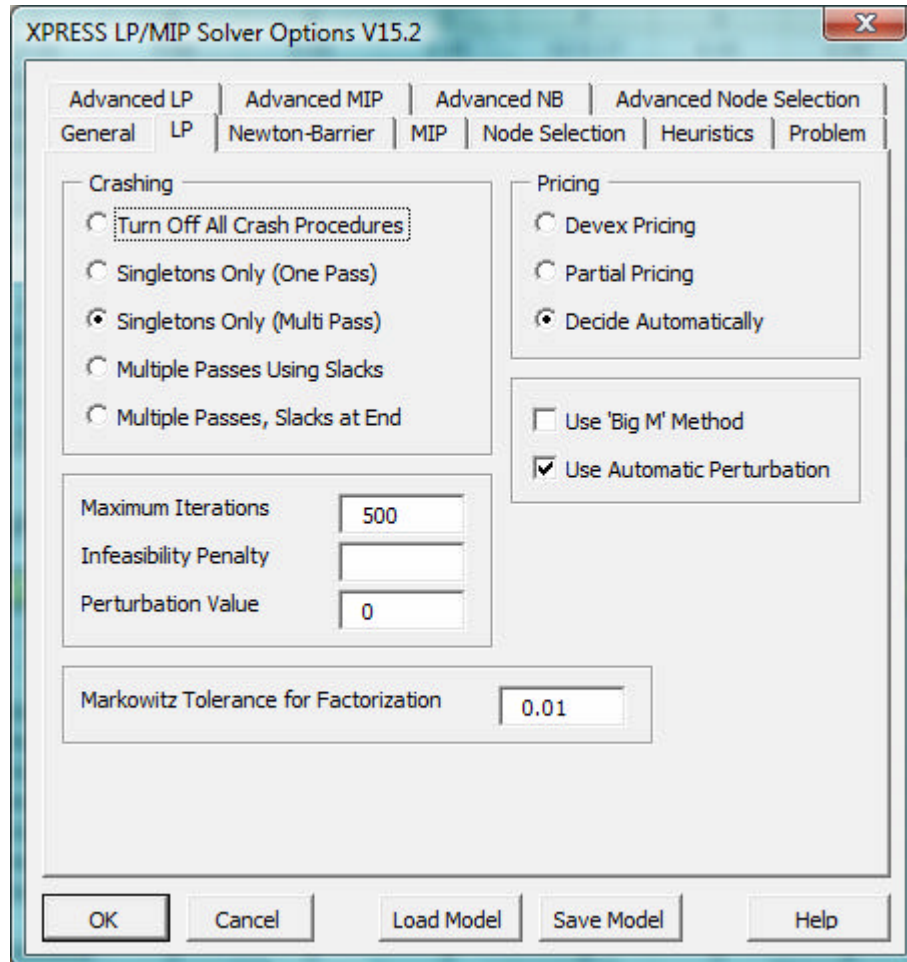
Row	Column	Value
30	A	0
31	A	0
32	A	0
33	A	0
34	A	0
35	A	0
36	A	0

The spreadsheet title is "COSTO DE INVERSION US\$". The interface includes the Microsoft Excel menu bar (Archivo, Edición, Insertar, Formato, Herramientas, Datos, Ventana) and a toolbar with various icons for editing and formatting. The status bar at the bottom shows "Anexo1 - Hoja2" and "Dibujo - Autoformas".

4.1.2. Aplicación del ejemplo 1 en Microsoft Excel^{MR} Solver

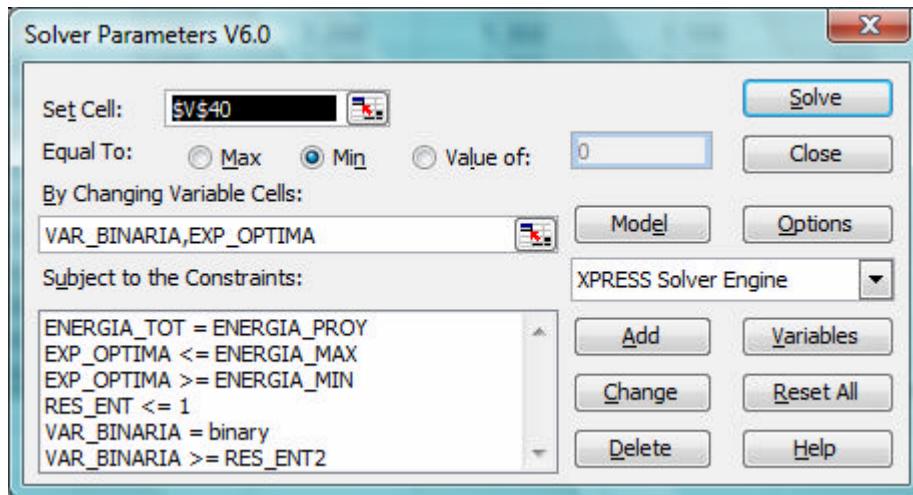
Teniendo construidas las tablas que se utilizan dentro del modelo de Microsoft Excel^{MR} Solver, se procede a demostrar la aplicación del modelo. Antes de continuar se modifica un dato dentro de las opciones de Microsoft Excel^{MR} Solver, como se muestra en la figura 26.

Figura 26. Opciones de Microsoft Excel^{MR} Solver.



Se modifica la casilla *Maximum Iterations*, a un valor donde el modelo pueda ejecutarse sin ningún problema. Por contener este modelo, un número de variables mayor a las que el modelo de Microsoft Excel^{MR} Solver puede soportar se cambia a la versión de prueba de Microsoft Excel^{MR} Solver XPRESS que para fines de esta investigación es adecuado.

Figura 27. Caja de dialogo de Microsoft Excel^{MR} Solver XPRESS para el ejemplo 1.



En la caja de diálogo de Microsoft Excel^{MR} Solver XPRESS que se muestra en la figura 27, aparece la celda objetivo del modelo que se ubicada en V40. Las celdas cambiantes son: la variable binaria y la expansión óptima de generación, sujeto a las restricciones que se muestran en el capítulo 3 para este ejemplo.

4.1.3. Resultados obtenidos del ejemplo 1.

Al resolver el ejemplo 1, el modelo indica los resultados siguientes:

Figura 28. Solución para la expansión de la generación de energía eléctrica del ejemplo 1. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	H1	H2	H3	G1	G2	C1
2008	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011	2986.02	234.68	1038.15	3172.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	271.56	1883.40
2012	2986.02	234.68	1038.15	827.56	0.00	2803.20	0.00	0.00	0.00	271.56	1883.40
2013	2986.02	234.68	1038.15	1147.53	0.00	2803.20	0.00	0.00	148.92	271.56	1883.40
2014	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	0.00	2303.88	148.92	271.56	1206.40
2015	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	0.00	2303.88	148.92	271.56	1696.01
2016	2986.02	234.68	1038.15	312.29	0.00	2803.20	0.00	2303.88	148.92	271.56	1883.40
2017	2986.02	234.68	1038.15	821.92	0.00	2803.20	0.00	2303.88	148.92	271.56	1883.40
2018	2986.02	234.68	802.71	0.00	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	0.00
2019	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	293.70
2020	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	832.44
2021	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	1380.66
2022	2986.02	234.68	1038.15	54.86	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	1883.40

a)

	C2	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	Energia Total	Energia Proyectada (GWh)
2008	0.00	0.00	0.00	257.60	0.00	0.00	0.00	0.00	8172.70	8172.7
2009	0.00	0.00	0.00	796.15	0.00	0.00	0.00	0.00	8713.25	8713.2
2010	0.00	0.00	0.00	1213.17	0.00	0.00	0.00	0.00	9128.27	9128.3
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9586.41	9586.4
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10044.57	10044.6
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10513.46	10513.5
2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10992.81	10992.8
2015	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11482.41	11482.4
2016	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11982.10	11982.1
2017	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12491.72	12491.7
2018	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13011.17	13011.2
2019	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13540.31	13540.3
2020	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14079.05	14079.1
2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14627.27	14627.3
2022	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15184.87	15184.9

b)

Otra tabla que también es parte de la solución, es la del costo total de la planificación de la expansión como también el tiempo de entrada en operación de cada proyecto convocado.

Figura 29. Resultado obtenido del costo total de la expansión por año para el ejemplo 1. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	H1	H2	H3	G1	G2	C1
2008	0	244,068	53,433,457	480,321,405	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	244,068	53,433,457	480,321,405	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	244,068	53,433,457	480,321,405	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	244,068	53,433,457	416,784,376	0	0	0	0	0	93,312,294	649,091,450
2012	0	244,068	53,433,457	108,716,617	0	800,000,000	0	0	0	312,294	111,591,450
2013	0	244,068	53,433,457	150,751,439	0	0	0	0	51,174,236	312,294	111,591,450
2014	0	244,068	53,433,457	0	0	0	0	683,800,000	174,236	312,294	71,479,471
2015	0	244,068	53,433,457	0	0	0	0	0	174,236	312,294	100,488,337
2016	0	244,068	53,433,457	41,025,459	0	0	0	0	174,236	312,294	111,591,450
2017	0	244,068	53,433,457	107,974,991	0	0	0	0	174,236	312,294	111,591,450
2018	0	244,068	41,315,289	0	0	0	948,000,000	0	174,236	312,294	0
2019	0	244,068	53,433,457	0	0	0	0	0	174,236	312,294	17,402,019
2020	0	244,068	53,433,457	0	0	0	0	0	174,236	312,294	49,322,306
2021	0	244,068	53,433,457	0	0	0	0	0	174,236	312,294	81,804,377
2022	0	244,068	53,433,457	7,207,461	0	0	0	0	174,236	312,294	111,591,450

a)

C2	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	COSTO ANUAL
0	0	0	230,450,008	0	0	0	0	764,448,938
0	0	0	129,978,876	0	0	0	0	663,977,805
0	0	0	197,564,786	0	0	0	0	731,563,715
0	0	0	0	0	0	0	0	1,212,865,645
0	0	0	0	0	0	0	0	1,074,297,886
0	0	0	0	0	0	0	0	367,506,944
0	0	0	0	0	0	0	0	809,443,526
0	0	0	0	0	0	0	0	154,652,392
0	0	0	0	0	0	0	0	206,780,964
0	0	0	0	0	0	0	0	273,730,496
0	0	0	0	0	0	0	0	990,045,887
0	0	0	0	0	0	0	0	71,566,074
0	0	0	0	0	0	0	0	103,486,361
0	0	0	0	0	0	0	0	135,968,432
0	0	0	0	0	0	0	0	172,962,966
								\$7,733,298,030

b)

El último resultado que arroja el modelo es el cronograma de ingreso de cada proyecto si este es convocado para cumplir con todas las restricciones impuestas. La figura 30 muestra este resultado.

Figura 30. Resultado del cronograma de ingreso de operación del proyecto para el ejemplo 1. a) Primera parte. b) Segunda parte

ANO	H	G	C	B	D	H1	H2	H3	G1	G2
2008	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
2009	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
2010	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
2011	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1
2012	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1
2013	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1
2014	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
2015	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
2016	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2022	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

a)

C1	C2	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT
0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	0	0	0

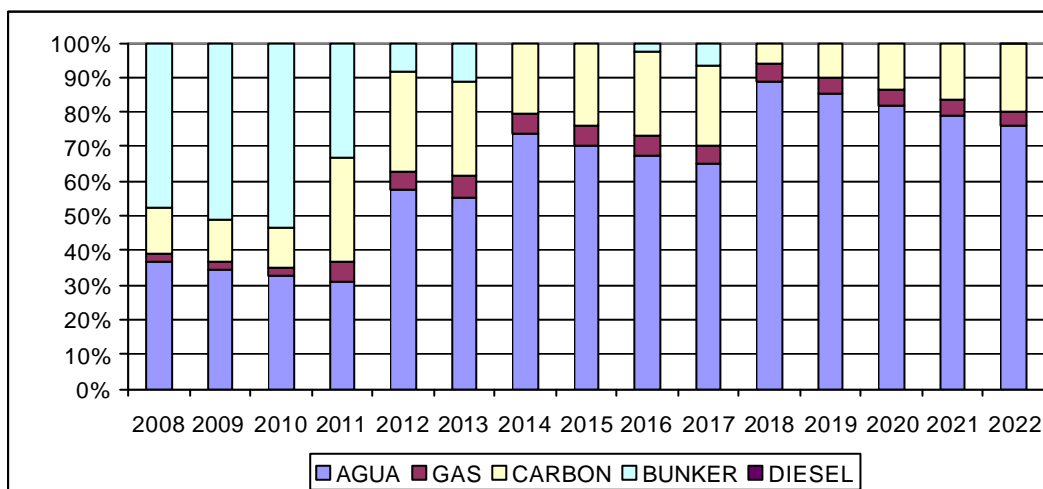
b)

4.1.4. Análisis de los resultados del ejemplo 1.

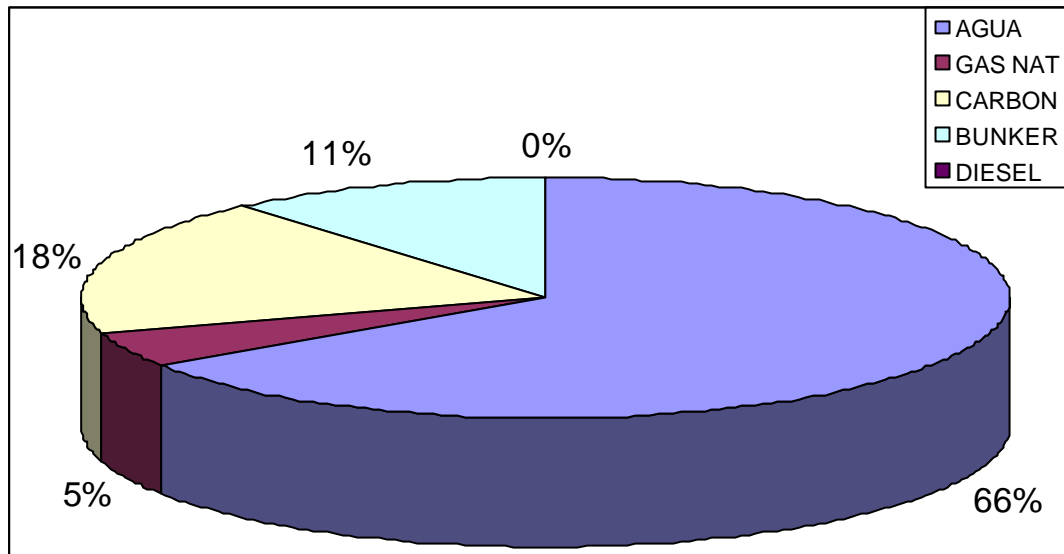
Los datos que muestra la figura 31, es la expansión óptima de generación optimizando los recursos naturales, ya que estos por su costo de operación resulta bastante económico a pesar que su inversión es bastante alta.

También se observa la forma en que cumple con la restricción de la ecuación 3.9 que se muestra en la figura 28 b).

Figura 31. Gráfica de la expansión óptima de energía eléctrica, por el tipo de combustible para el ejemplo 1. a) anualmente. b) total.



a)



b)

La figura 31 a) es clara frente a una optimización en la que se desplaza el bunker por otro tipo de combustible, en este caso lo hacen las carboeléctricas e hidroeléctricas.

Como muestra la figura 31 b), el 66 % de toda la energía eléctrica del plan de expansión, es generada por hidroeléctricas, dejando solamente un 18 % para las plantas con carbón y un 11 % para las plantas con bunker.

Si los proyectos de gas natural fuesen de mayor capacidad de energía eléctrica desplazarían mayor generación bunker y carbón, considerando el tiempo de ingreso en operación.

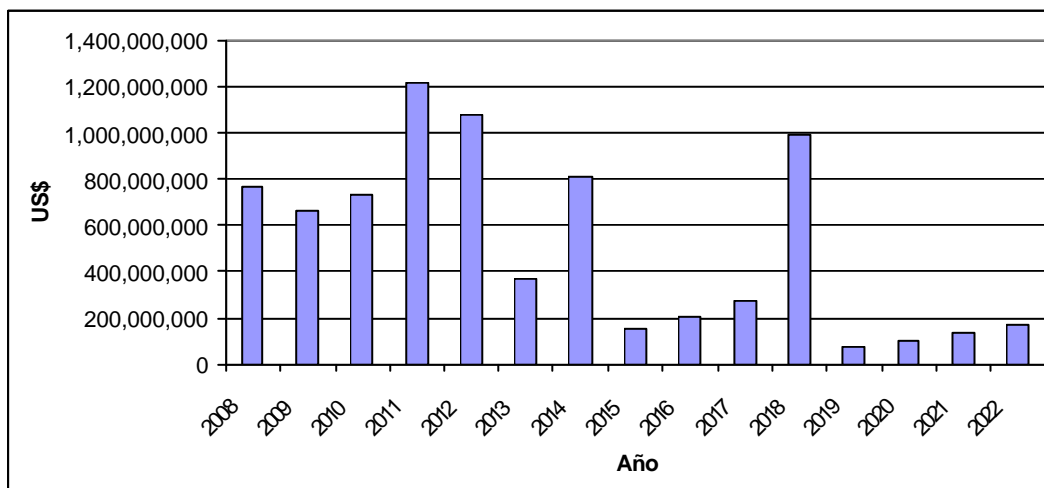
Un dato interesante es lo que sucede en el año 2014, 2015 y 2018 al 2021. La planta de bunker base (B), no es despachada para estos años, porque el modelo considera otro tipo de tecnología mas barata que el bunker.

Es convocada la hidroeléctrica 3 (H3) y luego la hidroeléctrica 2 (H2). Esta unidad de bunker (B) es despachada nuevamente para el último año, para cubrir la demanda de energía eléctrica de 15184.9 GWh.

Figura 32. Cronograma de ingreso de los proyectos postulantes del ejemplo 1.

PROYECTO	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
H	340.87	■														
G	26.79															
C	118.51															
B	417.38	■														
B2	145.00	■														
G2	31.00				■											
C1	215.00				■											
H1	320.00					■										
G1	17.00						■									
H3	263.00							■								
H2	395.00											■				

Figura 33. Costo total de inversión y operación del plan de expansión para el ejemplo 1.



Para los años 2011 y 2019 se dan los costos máximos y mínimos respectivamente considerando la inversión y operación, para el 2011 se tiene un costo total de US\$ 1,212 millones en cuanto al 2019 con US\$ 71 millones. Esto se da porque en el 2011 ingresan en operación plantas con un elevado costo de inversión como el caso de la Carbonera 1 (C1) con US\$ 537 millones, y la Geotérmica 2 (G2) con US\$ 93 millones.

En el año 2019 se nota que el costo total es de US\$ 71 millones, esto se da por que la mayor parte de energía generada en ese año es por plantas hidroeléctricas.

4.2. Ejemplo 2 Modelo para la expansión de generación considerando restricciones ambientales

En países desarrollados, la mayor parte de emisiones de CO₂ proviene del sector energético y las estrategias de mitigación de este fenómeno se reducen a la situación de combustibles.

En algunos países en desarrollo, sobre todo en los que tienen bajos consumos de energía comparados con estos países desarrollados e industrializados, la mayor cantidad de CO₂ proviene de la deforestación.

Con el fin de que este modelo considera una nueva restricción como son las emisiones de CO₂ se construyen nuevas tablas en la misma hoja electrónica de MS Microsoft Excel^{MR}.

4.2.1. Construcción de las tablas en una hoja electrónica.

La tabla XVII se crea como una matriz mas para este modelo, como lo muestra la figura 34.

Figura 34. Construcción de la matriz de las constantes de emisión de CO₂ para cada proyecto postulante.

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled 'CONSTANTE DE EMISION (tCO2/MWh)'. The data is organized in a grid with columns labeled H through T and rows representing years from 2008 to 2022. The values are constant across all years and projects, indicating a uniform emission factor.

ANO	H	G	C	B	D	H1	H2	H3	G1	G2	C1	C2	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT
2008	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2009	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2010	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2011	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2012	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2013	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2014	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2015	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2016	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2017	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2018	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2019	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2020	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2021	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0
2022	0.014	0.202	0.342	0.274	0.263	0.014	0.014	0.014	0.202	0.202	0.342	0.342	0.342	0.274	0.274	0.274	0.263	0.263	0

Figura 35. Construcción de la matriz del costo de la tonelada de CO₂.

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled 'COSTO DE TONELADAS DE CO2 (US\$/tCO2)'. The data is organized in a grid with columns labeled H through T and rows representing years from 2008 to 2022. The values are constant across all years and projects, indicating a uniform cost of 30 US\$/tCO₂.

ANO	H	G	C	B	D	H1	H2	H3	G1	G2	C1	C2	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT
2008	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2009	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2010	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2011	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2012	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2013	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2014	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2015	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2016	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2017	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2018	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2019	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2020	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2021	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
2022	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0

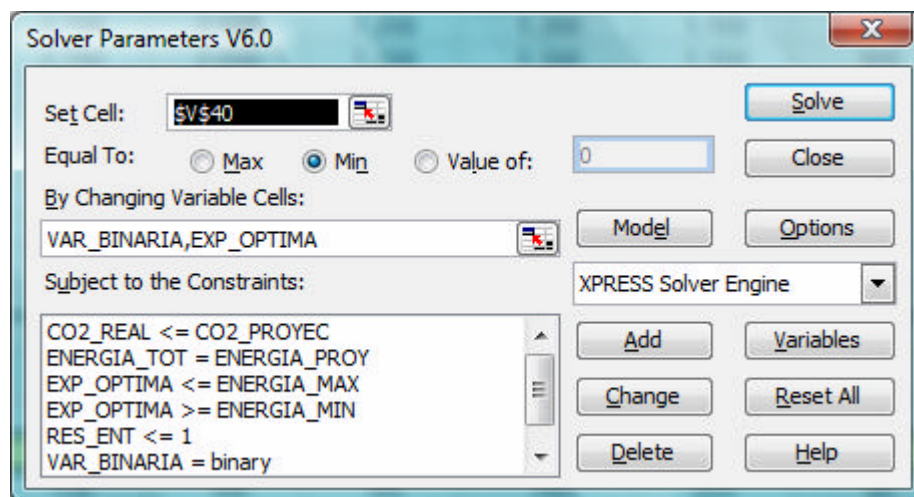
Otra de las matrices que se consideran en este ejemplo, es el costo de la tonelada de dióxido de carbono, esta sin importar el tipo de tecnología del proyecto es una constante más de 30 US\$/tCO₂.

La matriz de la figura 34 y 35 es agregada a misma hoja electrónica donde se construyeron las del ejemplo 1.

4.2.2. Aplicación del ejemplo 2 en Microsoft Excel^{MR} Solver.

En la figura 36 se muestra la nueva caja de dialogo de Microsoft Excel^{MR} Solver XPRESS

Figura 36. Caja de diálogo de Microsoft Excel^{MR} Solver XPRESS para el ejemplo 2.



Como se procedió en ejemplo 1, presionamos el botón Solve de de la caja de dialogo de Microsoft Excel^{MR} Solver XPRESS, para obtener la expansión óptima de generación de energía eléctrica, considerando las emisiones de CO₂.

Entre las restricciones de este ejemplo 2, se tiene una cantidad constante de tCO₂ anuales que tiene que respetar el modelo, para este modelo se tiene 1, 830,000 de tCO₂ que no se puede sobrepasar año con año.

4.2.3. Resultados obtenidos del ejemplo 2.

Los resultados que se obtienen, se muestran con las figuras adjuntas, cabe recordar que esta nueva restricción tiene también una nueva función objetivo que se presento en la sección 3.3 del capítulo 3.

Figura 37. Solución para la expansión de la generación de energía eléctrica del ejemplo 2. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	H1	H2	H3	G1	G2	C1
2008	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011	2986.02	234.68	237.34	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	271.56	0.00
2012	2986.02	234.68	1038.15	827.56	0.00	2803.20	0.00	0.00	0.00	271.56	1883.40
2013	2986.02	234.68	1038.15	1147.53	0.00	2803.20	0.00	0.00	148.92	271.56	1883.40
2014	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	0.00	2303.88	148.92	271.56	1206.40
2015	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	0.00	2303.88	148.92	271.56	1696.01
2016	2986.02	234.68	1038.15	312.29	0.00	2803.20	0.00	2303.88	148.92	271.56	1883.40
2017	2986.02	234.68	1038.15	821.92	0.00	2803.20	0.00	2303.88	148.92	271.56	1883.40
2018	2986.02	234.68	802.71	0.00	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	0.00
2019	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	293.70
2020	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	832.44
2021	2986.02	234.68	1038.15	0.00	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	1380.66
2022	2986.02	234.68	1038.15	54.86	0.00	2803.20	3460.20	2303.88	148.92	271.56	1883.40

a)

AÑO	C2	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	Energia Total	Energia Proyectada (GWh)
2008	0.00	0.00	0.00	257.60	0.00	0.00	0.00	0.00	8172.70	8172.7
2009	0.00	0.00	0.00	796.15	0.00	0.00	0.00	0.00	8713.25	8713.2
2010	0.00	0.00	0.00	1213.17	0.00	0.00	0.00	0.00	9128.27	9128.3
2011	0.00	0.00	930.36	1270.20	0.00	0.00	0.00	0.00	9586.41	9586.4
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10044.57	10044.6
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10513.46	10513.5
2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10992.81	10992.8
2015	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11482.41	11482.4
2016	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11982.10	11982.1
2017	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12491.72	12491.7
2018	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13011.17	13011.2
2019	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13540.31	13540.3
2020	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14079.05	14079.1
2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14627.27	14627.3
2022	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15184.87	15184.9

b)

Se remarco el año 2011, que es donde se nota una variación de energía eléctrica, que será analizada en la sección 4.2.4.

Figura 38. Resultado obtenido del costo total de la expansión por año para el ejemplo 2. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	H1	H2	H3	G1	G2	C1
2008	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	0	0	0	0	0	0
2009	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	0	0	0	0	0	0
2010	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	0	0	0	0	0	0
2011	1,254,129	1,666,231	14,650,780	510,375,770	0	0	0	0	0	94,957,948	0
2012	1,254,129	1,666,231	64,084,851	115,519,164	0	801,177,344	0	0	0	1,957,948	668,415,134
2013	1,254,129	1,666,231	64,084,851	160,184,162	0	1,177,344	0	0	52,076,692	1,957,948	130,915,134
2014	1,254,129	1,666,231	64,084,851	0	0	1,177,344	0	684,767,630	1,076,692	1,957,948	83,857,182
2015	1,254,129	1,666,231	64,084,851	0	0	1,177,344	0	967,630	1,076,692	1,957,948	117,889,355
2016	1,254,129	1,666,231	64,084,851	43,592,478	0	1,177,344	0	967,630	1,076,692	1,957,948	130,915,134
2017	1,254,129	1,666,231	64,084,851	114,731,134	0	1,177,344	0	967,630	1,076,692	1,957,948	130,915,134
2018	1,254,129	1,666,231	49,551,055	0	0	1,177,344	949,453,284	967,630	1,076,692	1,957,948	0
2019	1,254,129	1,666,231	64,084,851	0	0	1,177,344	1,453,284	967,630	1,076,692	1,957,948	20,415,432
2020	1,254,129	1,666,231	64,084,851	0	0	1,177,344	1,453,284	967,630	1,076,692	1,957,948	57,863,181
2021	1,254,129	1,666,231	64,084,851	0	0	1,177,344	1,453,284	967,630	1,076,692	1,957,948	95,969,996
2022	1,254,129	1,666,231	64,084,851	7,858,442	0	1,177,344	1,453,284	967,630	1,076,692	1,957,948	130,915,134

a)

AÑO	C2	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	COSTO ANUAL
2008	0	0	0	232,567,473	0	0	0	0	809,948,454
2009	0	0	0	136,539,676	0	0	0	0	713,920,657
2010	0	0	0	207,537,046	0	0	0	0	784,918,027
2011	0	0	393,074,907	217,293,114	0	0	0	0	1,233,272,878
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	1,654,074,801
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	413,316,490
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	839,842,006
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	190,074,179
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	246,692,436
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	317,831,092
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	1,007,104,311
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	94,053,540
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	131,501,289
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	169,608,103
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	212,211,684
									\$8,818,369,946

b)

Figura 39. Resultado del cronograma de ingreso de operación del proyecto para el ejemplo 2. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	H1	H2	H3	G1	G2
2008	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
2009	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
2010	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
2011	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1
2012	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1
2013	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1
2014	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
2015	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
2016	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2022	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

a)

ANO	C1	C2	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT
2008	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2011	0	0	0	1	1	0	0	0	0
2012	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2013	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2014	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2016	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2017	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2018	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2019	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2020	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2021	1	0	0	1	1	0	0	0	0
2022	1	0	0	1	1	0	0	0	0

b)

4.2.4. Análisis de los resultados del ejemplo 2

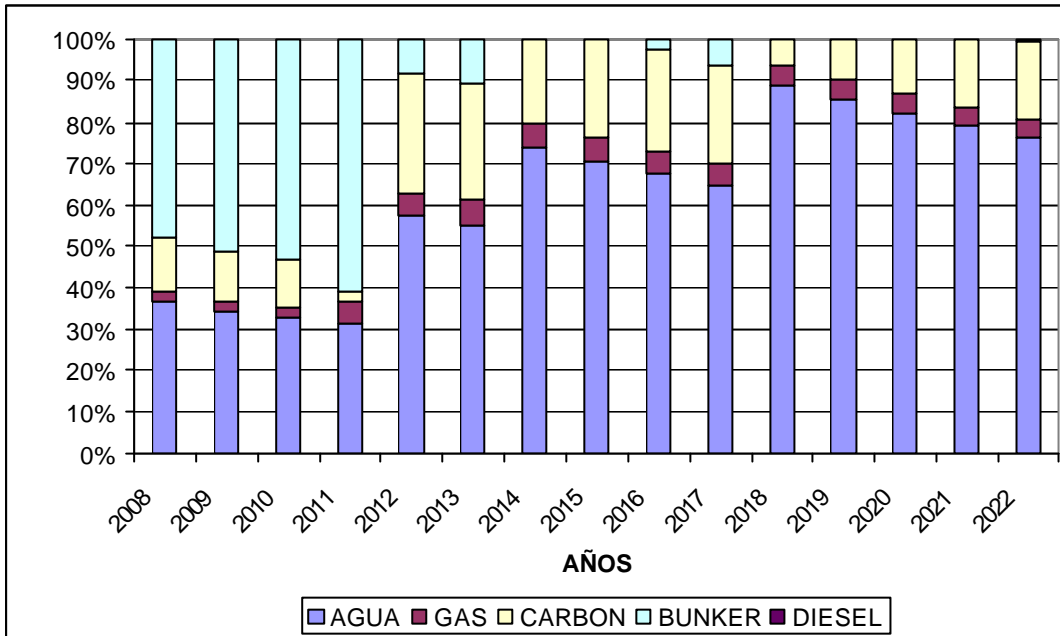
El resultado que muestra el modelo para el año 2011 se nota que solamente convoca la planta bunker 1 (B1) para cumplir con la restricción impuesta de emitir solamente 1, 850,000 tCO₂. A pesar de que puede ingresar a operar la planta de carbón 1 para ese año, no lo hace debido a que es una tecnología que emite más tCO₂ que el bunker.

Figura 40. Cronograma de ingreso de los proyectos postulantes del ejemplo 2.

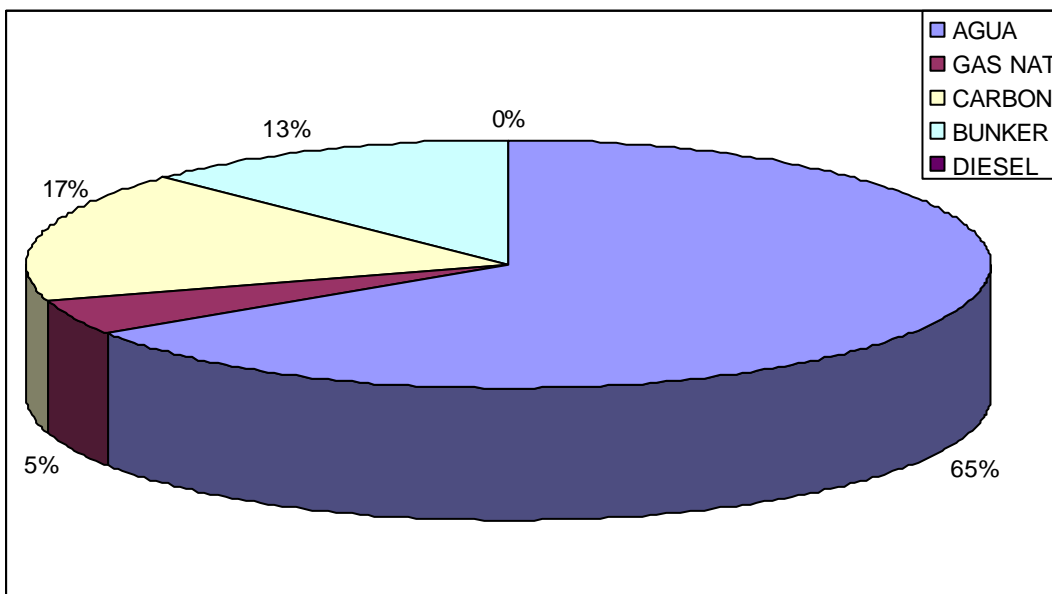
PROYECTO	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
H	340.87	█														
G	26.79	█														
C	118.51	█														
B	417.38	█														
B2	145.00	█														
G2	31.00				█											
B1	185.00				█											
H1	320.00					█										
C1	215.00						█									
G1	17.00							█								
H3	263.00								█							
H2	395.00											█				

Figura 41. Gráfica de la expansión óptima de energía eléctrica.

a) anualmente para el ejemplo 2. b) total.



a)



b)

Figura 42. Toneladas de CO₂ emitidas por tipo de combustible.

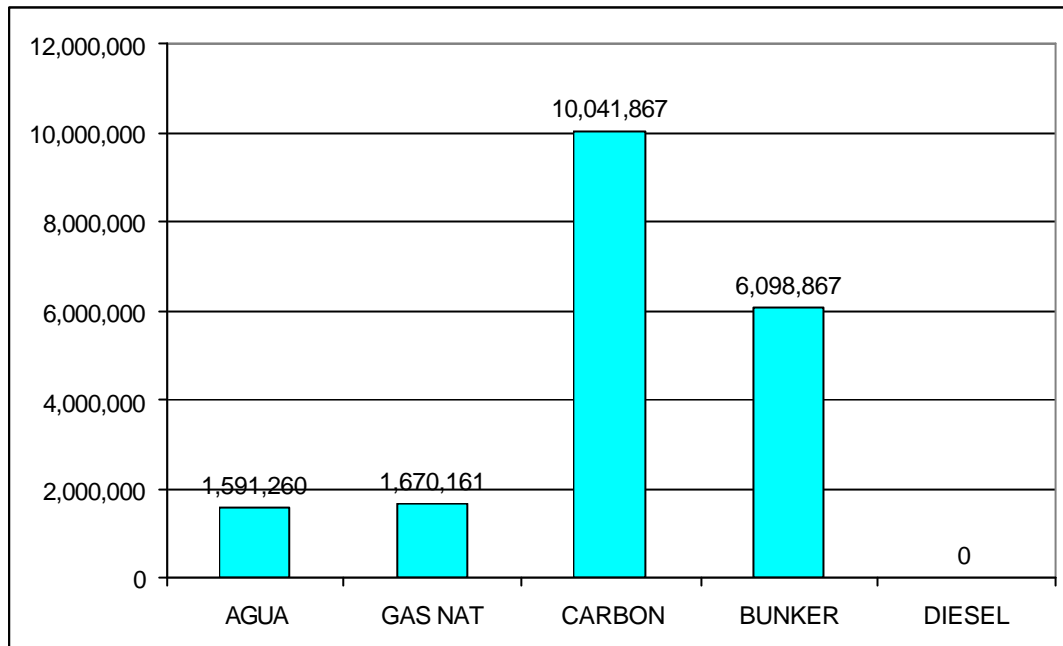
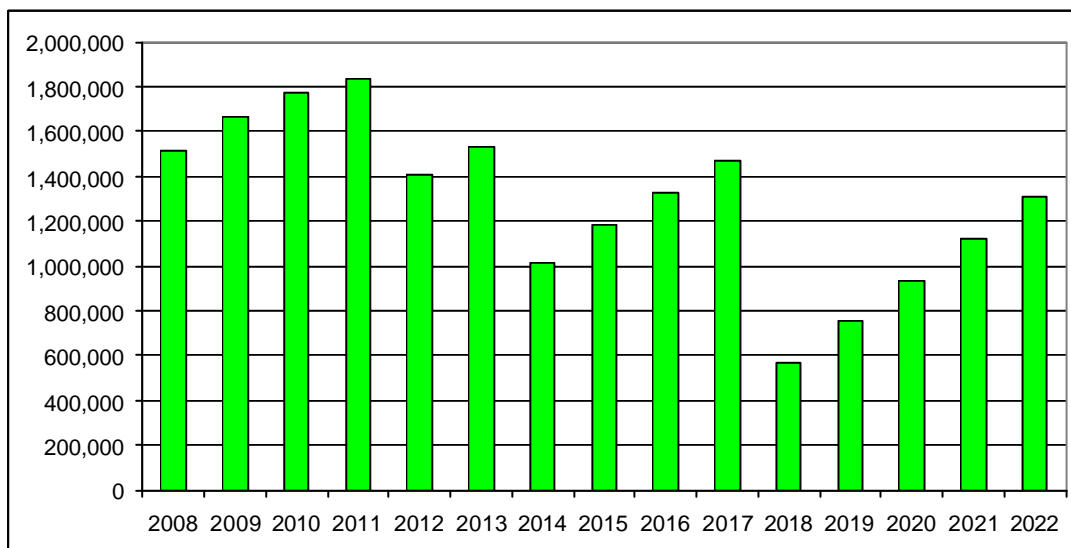
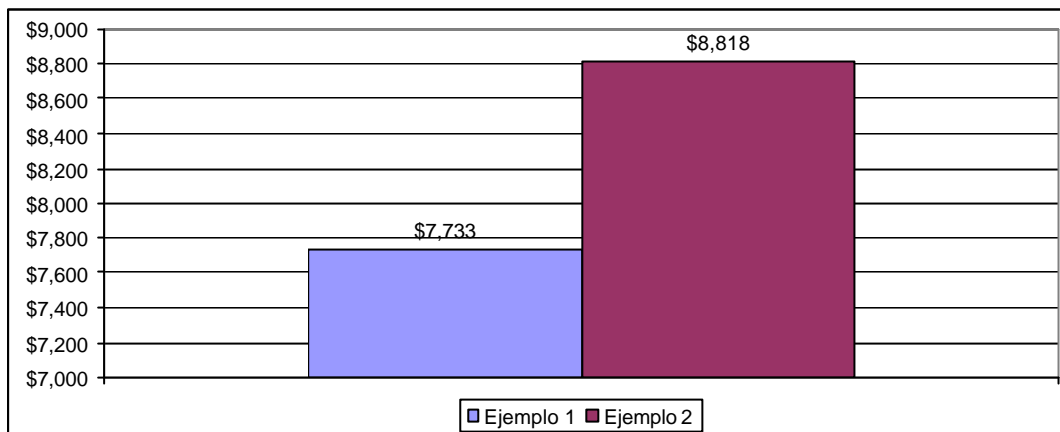


Figura 43. Toneladas de CO₂ emitidas anualmente.



Comparando los ejemplos 1 y 2, la función objetivo para cada ejemplo se muestra en la figura 44.

Figura 44. Costo aproximado de inversión en millones de US\$ de los planes de expansión sin restricciones de CO₂ y con restricciones de CO₂.



CONCLUSIONES

1. El programa *Solver* de Microsoft Excel ^{MR} es una herramienta para resolver y optimizar ecuaciones lineales mediante el uso de métodos numéricos.
2. El hecho de mantener una oferta energética fuertemente dependiente de los precios del combustible fósil y de contratos onerosos para Guatemala, hace altamente vulnerable el precio de la energía eléctrica.
3. Una tarea básica del plan óptimo de la expansión de generación de energía eléctrica es determinar un cronograma de construcción para los nuevos proyectos que minimicen la suma de los costos de inversión y operación a lo largo del período de estudio.
4. La generación actual de energía eléctrica emite un alto número de toneladas métricas de dióxido de carbono por la dependencia de los combustibles fósiles.

RECOMENDACIONES

1. Para ejecutar este modelo de optimización de expansión para la generación de energía eléctrica, es necesario instalar una versión de *Premium Solver Platform* para Microsoft Excel^{MR}.
2. El modelo de optimización propuesto en este trabajo de graduación es aplicado para cualquier mercado eléctrico que desee optimizar un plan de expansión de generación de energía eléctrica.
3. Para obtener mejores resultados económicos del modelo, hay que realizar un estudio financiero en donde se enfoque el método y cálculo de amortización de cada proyecto postulante.

BIBLIOGRAFÍA

1. Manual de Usuario; Modelo SUPER® OLADE-BID. Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional.
2. Solver User's Guide; Frontline System, Inc. Estados Unidos, Frontline System, Inc.
3. Análisis Numérico.; Richard L. Burden y J Douglas Faires. Editorial Iberoamérica.
4. Ley General de Electricidad; Diario de Centroamérica, Guatemala 21 de noviembre de 1,996.
5. Reglamento de la ley General de Electricidad; Diario de Centroamérica, Guatemala 2 de abril de 1,997.
6. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; Diario de Centroamérica, Guatemala 1 de junio de 1,998.
7. Investigación de Operaciones; Hamdy A. Taha. Segunda edición. Editorial Alfaomega.
8. Introducción a la Investigación de Operaciones; Frederik Hillier, Gerald J. Lieberman. Tercera edición. Editorial McGraw Hill.
9. Introducción a la Investigación de Operaciones y su Aplicación en la Toma de Decisiones Gerenciales; Jorge Morales Dávila. Tercera edición.

APÉNDICE

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL EJEMPLO 1

Para ampliar un poco los resultados que se obtiene con el modelo de expansión realizado en este trabajo de graduación, se modificaran datos de entrada para analizar el comportamiento del modelo.

Se crea un nuevo escenario, en donde no se dispone de proyectos hidroeléctricos, y el tiempo mínimo de construcción del proyecto Bunker 2 (B2) será de 3 años, con estos cambios las matrices se reducen a 16 columnas y 15 filas. Se garantiza que solamente estos datos se modifican dentro del modelo, el resto continua sin ningún cambio.

Resultados obtenidos

Estos resultados son los que arroja el modelo, luego de resolver todas las variables que contempla la expansión de generación de energía eléctrica, optimizando la función objetivo.

Figura 45. Solución para la expansión de la generación de energía eléctrica del apéndice ejemplo 1. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	G1	G2	C1	C2	C3
2008	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	17.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	17.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011	2986.02	234.68	1038.15	3172.60	0.00	0.00	271.56	1883.40	0.00	0.00
2012	2986.02	234.68	1038.15	2351.80	0.00	0.00	271.56	1883.40	0.00	1278.96
2013	2986.02	234.68	1038.15	2871.77	0.00	148.92	271.56	1883.40	0.00	1278.96
2014	2986.02	234.68	1038.15	2012.32	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96
2015	2986.02	234.68	1038.15	2501.93	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96
2016	2986.02	234.68	1038.15	3001.61	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96
2017	2986.02	234.68	1038.15	3511.24	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96
2018	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96
2019	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96
2020	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96
2021	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96
2022	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	148.92	271.56	1883.40	1138.80	1278.96

a)

AÑO	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	Energia Total	Energia Proyectada (GWh)
2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	240.52	8172.70	8172.7
2009	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	781.07	8713.25	8713.2
2010	1213.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9128.27	9128.3
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9586.41	9586.4
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10044.57	10044.6
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10513.46	10513.5
2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10992.81	10992.8
2015	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11482.41	11482.4
2016	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11982.10	11982.1
2017	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12491.72	12491.7
2018	374.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13011.17	13011.2
2019	0.00	903.58	0.00	0.00	0.00	0.00	13540.31	13540.3
2020	172.12	1270.20	0.00	0.00	0.00	0.00	14079.05	14079.1
2021	720.34	1270.20	0.00	0.00	0.00	0.00	14627.27	14627.3
2022	1277.94	1270.20	0.00	0.00	0.00	0.00	15184.87	15184.9

b)

Figura 46. Resultado obtenido del costo total de la expansión por año para el apéndice ejemplo 1. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	G1	G2	C1	C2
2008	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	5,010,151	0	0	0	0
2009	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	5,010,151	0	0	0	0
2010	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	0	0	0	0
2011	1,254,129	1,666,231	64,084,851	442,863,143	0	0	94,957,948	668,415,134	0
2012	1,254,129	1,666,231	64,084,851	328,287,826	0	0	1,957,948	130,915,134	0
2013	1,254,129	1,666,231	64,084,851	372,952,823	0	52,076,692	1,957,948	130,915,134	0
2014	1,254,129	1,666,231	64,084,851	280,900,387	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	429,565,812
2015	1,254,129	1,666,231	64,084,851	349,243,806	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	78,565,812
2016	1,254,129	1,666,231	64,084,851	418,994,657	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	78,565,812
2017	1,254,129	1,666,231	64,084,851	490,133,313	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	78,565,812
2018	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	78,565,812
2019	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	78,565,812
2020	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	78,565,812
2021	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	78,565,812
2022	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	1,076,692	1,957,948	130,915,134	78,565,812

a)

AÑO	C3	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	COSTO ANUAL
2008	0	0	0	0	0	0	33,183,619,481	33,766,010,612
2009	0	0	0	0	0	0	5,467,482,364	6,049,873,496
2010	0	445,077,757	0	0	0	0	0	1,022,458,739
2011	0	0	0	0	0	0	0	1,273,241,435
2012	465,814,694	0	0	0	0	0	0	993,980,812
2013	86,214,694	0	0	0	0	0	0	711,122,501
2014	86,214,694	0	0	0	0	0	0	997,635,877
2015	86,214,694	0	0	0	0	0	0	714,979,296
2016	86,214,694	0	0	0	0	0	0	784,730,146
2017	86,214,694	0	0	0	0	0	0	855,868,803
2018	86,214,694	68,850,154	0	0	0	0	0	944,961,414
2019	86,214,694	0	343,074,774	0	0	0	0	1,219,186,034
2020	86,214,694	31,648,540	217,293,114	0	0	0	0	1,125,052,914
2021	86,214,694	132,455,345	217,293,114	0	0	0	0	1,225,859,719
2022	86,214,694	234,986,693	217,293,114	0	0	0	0	1,328,391,067
								\$53,013,352,866

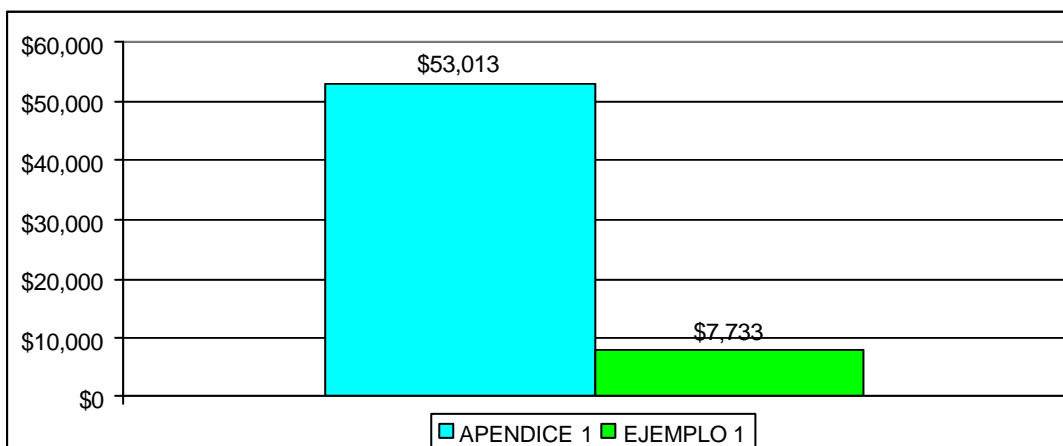
b)

Análisis de los resultados

Los resultados obtenidos luego que el modelo optimizará la función objetivo del ejemplo 1, se observa que la figura 45 a) convoca la planta Diesel (D) con la energía máxima. En la figura 45 b) el modelo despacha 240.52 GWh para el año 2008 y 781.07 GWh para el siguiente año de DEFICIT, esto es porque la energía disponible de los proyectos postulantes con los que puede contar el modelo no son lo suficientemente grandes en potencia instalada, así como no existe ningún otro proyecto que ingrese en estas fechas.

En la figura 46 b) aparece el costo que representa el DEFICIT para los años en que es despachado, reflejándose el alto costo que resulta anualmente y sobre todo el costo total de la expansión con US\$ 53,053 millones.

Figura 47. Comparación del costo total de expansión del Ejemplo 1 con el apéndice ejemplo 1, en millones de US\$.



La figura 47 aparece gráficamente el gran incremento que provoca el no disponer de proyectos hidroeléctricos ni de una planta que ingrese en el año 2008.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL EJEMPLO 2

Este apéndice considera el análisis de sensibilidad para el ejemplo 2, donde la restricción que se agrega es la reducción de la emisión de las toneladas métricas de dióxido de carbono. Manteniendo las mismas condiciones del análisis de sensibilidad ejecutado en el apéndice 1.

Resultados obtenidos

Considerando las emisiones de CO₂ que emite cada proyecto postulante, se mostrara la forma que el modelo optimiza los recursos que tiene disponibles para expandir la generación, minimizando la función objetivo.

Figura 48. Solución para la expansión de la generación de energía eléctrica del apéndice ejemplo 2. a) Primera parte. b) Segunda parte.

	A	B	C	D	E	F	J	K	L	M	N
4	AÑO	H	G	C	B	D	G1	G2	C1	C2	C3
5	2008	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	17.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	2009	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	17.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	2010	2986.02	234.68	1038.15	3656.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	2011	2986.02	234.68	531.45	3656.25	0.00	0.00	271.56	0.00	0.00	0.00
9	2012	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	0.00	271.56	0.00	0.00	0.00
10	2013	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
11	2014	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
12	2015	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
13	2016	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
14	2017	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
15	2018	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
16	2019	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
17	2020	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
18	2021	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00
19	2022	2986.02	234.68	0.00	3656.25	17.08	148.92	271.56	0.00	0.00	0.00

a)

AÑO	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	Energia Total	Energia Proyectada (GWh)
2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	240.52	8172.70	8172.7
2009	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	781.07	8713.25	8713.2
2010	1213.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9128.27	9128.3
2011	636.24	1270.20	0.00	0.00	0.00	0.00	9586.41	9586.4
2012	610.53	1270.20	0.00	700.80	0.00	297.45	10044.57	10044.6
2013	500.74	1270.20	0.00	700.80	0.00	727.21	10513.46	10513.5
2014	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	1180.89	10992.81	10992.8
2015	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	1670.49	11482.41	11482.4
2016	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	2170.17	11982.10	11982.1
2017	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	2679.80	12491.72	12491.7
2018	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	3199.24	13011.17	13011.2
2019	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	3728.39	13540.31	13540.3
2020	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	4267.13	14079.05	14079.1
2021	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	4815.35	14627.27	14627.3
2022	0.00	1157.13	0.00	700.80	639.48	5372.95	15184.87	15184.9

b)

Figura 49. Resultado obtenido del costo total de la expansión por año para el apéndice ejemplo 2. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	G1	G2	C1	C2	C3
2008	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	5,010,151	0	0	0	0	0
2009	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	5,010,151	0	0	0	0	0
2010	1,254,129	1,666,231	64,084,851	510,375,770	0	0	0	0	0	0
2011	1,254,129	1,666,231	32,806,662	510,375,770	0	0	94,957,948	0	0	0
2012	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	0	1,957,948	0	0	0
2013	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	52,076,692	1,957,948	0	0	0
2014	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0
2015	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0
2016	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0
2017	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0
2018	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0
2019	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0
2020	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0
2021	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0
2022	1,254,129	1,666,231	0	510,375,770	5,010,151	1,076,692	1,957,948	0	0	0

a)

AÑO	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	COSTO ANUAL
2008	0	0	0	0	0	33,183,619,481	33,766,010,612
2009	0	0	0	0	0	5,467,482,364	6,049,873,496
2010	445,077,757	0	0	0	0	0	1,022,458,739
2011	116,992,554	405,793,114	0	0	0	0	1,163,846,407
2012	112,264,246	217,293,114	0	364,555,968	0	2,082,131,181	3,296,508,737
2013	92,076,477	217,293,114	0	292,555,968	0	5,090,454,653	6,264,721,132
2014	0	197,951,044	0	292,555,968	319,650,298	8,266,206,269	9,597,704,498
2015	0	197,951,044	0	292,555,968	253,950,298	11,693,414,041	12,959,212,271
2016	0	197,951,044	0	292,555,968	253,950,298	15,191,200,075	16,456,998,304
2017	0	197,951,044	0	292,555,968	253,950,298	18,758,580,207	20,024,378,437
2018	0	197,951,044	0	292,555,968	253,950,298	22,394,684,553	23,660,482,783
2019	0	197,951,044	0	292,555,968	253,950,298	26,098,709,002	27,364,507,231
2020	0	197,951,044	0	292,555,968	253,950,298	29,869,882,158	31,135,680,387
2021	0	197,951,044	0	292,555,968	253,950,298	33,707,426,371	34,973,224,600
2022	0	197,951,044	0	292,555,968	253,950,298	37,610,621,049	38,876,419,279
							\$266,612,026,912

b)

Figura 50. Resultado de las tCO₂ emitidas por cada proyecto convocado para el apéndice ejemplo2. a) Primera parte. b) Segunda parte.

AÑO	H	G	C	B	D	G1	G2	C1	C2	C3
2008	41,804	47,405	355,046	1,001,812	4,493	0	0	0	0	0
2009	41,804	47,405	355,046	1,001,812	4,493	0	0	0	0	0
2010	41,804	47,405	355,046	1,001,812	0	0	0	0	0	0
2011	41,804	47,405	181,757	1,001,812	0	0	54,855	0	0	0
2012	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	0	54,855	0	0	0
2013	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2014	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2015	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2016	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2017	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2018	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2019	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2020	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2021	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0
2022	41,804	47,405	0	1,001,812	4,493	30,082	54,855	0	0	0

a)

AÑO	B1	B2	B3	D1	D2	DEFICIT	tCO2	Restricción (tCO2)
2006	0	0	0	0	0	0	1,450,561	1,850,000
2009	0	0	0	0	0	0	1,450,561	1,850,000
2010	332,409	0	0	0	0	0	1,778,477	1,850,000
2011	174,331	348,035	0	0	0	0	1,850,000	1,850,000
2012	167,285	348,035	0	184,310	0	0	1,850,000	1,850,000
2013	137,203	348,035	0	184,310	0	0	1,850,000	1,850,000
2014	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000
2015	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000
2016	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000
2017	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000
2018	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000
2019	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000
2020	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000
2021	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000
2022	0	317,055	0	184,310	168,183	0	1,850,000	1,850,000

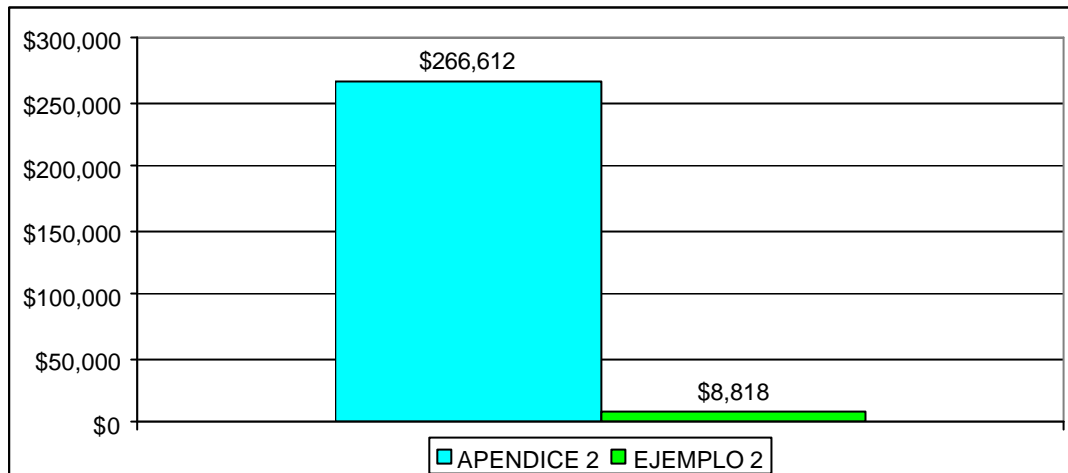
b)

Análisis de los resultados

Estos resultados son más interesantes que el análisis de sensibilidad que se presentó en el apéndice 1, porque la figura 48 a) muestra que no despacha ninguna planta de carbón de los proyectos postulantes.

El motivo es por la restricción que tiene el modelo de no sobrepasar 1,850,000 tCO₂, como DEFICIT no produce emisiones de CO₂ a la atmósfera el modelo lo convoca para satisfacer la demanda proyectada, aunque el costo de inversión y operación de DEFICIT sea demasiado alto, esto se demuestra con la figura 50, donde a partir del año 2011 DEFICIT es convocado para cumplir con la restricción impuesta no sobrepasar el límite de emisión de CO₂.

Figura 51. Comparación del costo total de expansión del Ejemplo 2 con el apéndice ejemplo 2, en millones de US\$.



La figura 51 muestra el costo total de expansión comparando los dos resultados obtenidos, donde se observa que en realidad no sería idóneo ejecutar el plan de expansión por el alto costo que este genera. Para este análisis se concluye que es necesaria la generación de energía eléctrica con plantas hidroeléctricas, para no elevar el costo del plan de expansión.