



Perspectivas de mediano plazo  
**(2010-2015)**  
para el suministro de electricidad  
del sistema eléctrico nacional



**PLANES DE  
EXPANSIÓN**  
Sistema Eléctrico  
**Guatemalteco**  
UNA VISIÓN A LARGO PLAZO



## **Comisión Nacional de Energía Eléctrica**

### **Presidente**

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford

### **Director**

Ingeniero Enrique Moller Hernández

### **Director**

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández

### **Gerente General**

Ingeniero Sergio Oswaldo Velásquez Moreno

## **División de Proyectos Estratégicos**

### **Jefe de División de Proyectos Estratégicos**

Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso

### **Jefe Departamento de Planificación de Proyectos**

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira

### **Equipo de trabajo**

Ingeniero Edwin Roberto Castro Hurtarte

Ingeniero Gustavo Adolfo Ruano Martínez

Ingeniero Juan Carlos Morataya Ramos

Analista Alejandra Patricia Maldonado Castellanos

Analista Luis Fernando Rodríguez Santizo

# Índice General

|           |   |
|-----------|---|
| 4         | Índice general  |
| 6         | Índice de gráficas  |
| 7         | Índice de tablas  |
| 8         | Resumen ejecutivo   |
| 10        | Introducción  |
| 12        | Objetivos   |
| <b>14</b> | <b>Capítulo 1: Subsector eléctrico guatemalteco</b>       |
| 16        | Mercado eléctrico nacional                                |
| 18        | Marco legal   |
| 20        | Estructura del mercado eléctrico nacional                 |
| 22        | Demanda Firme y Oferta Firme Eficiente                    |
| 24        | Sistema de transmisión actual                             |
| 26        | Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018     |
| 30        | Indicadores del sistema nacional interconectado           |
| 35        | Sistema de distribución de electricidad                   |
| 38        | Energía y potencia  |
| 40        | Costo marginal de la demanda de corto plazo (precio spot) |
| 41        | Producto Interno Bruto                                    |
| 42        | Curva de duración de la demanda                           |
| <b>44</b> | <b>Capítulo 2 : Premisas del estudio</b>                  |
| 46        | Demanda   |
| 48        | Combustibles  |
| 50        | Centrales de generación nuevas                            |

|           |  |
|-----------|--|
| 52        | Casos simulados                            |
| 53        | Hidrología                                 |
| <b>54</b> | <b>Capítulo 3 : Resultados del estudio</b> |
| 56        | Caso 1                                     |
| 60        | Caso 2                                     |
| 64        | Caso 3                                     |
| 68        | Caso 4                                     |
| 72        | Caso 5                                     |
| 76        | Pérdidas nodales                           |
| 80        | Conclusiones                               |
| 82        | Bibliografía                               |
| 83        | Anexo A                                    |
|           | <i>Acrónimos</i>                           |
|           | <i>Unidades de medida</i>                  |
|           | <i>Múltiplos</i>                           |
| 84        | Anexo B Referencias Bibliográficas         |



## Índice de gráficas

|    |              |   |
|----|--------------|---|
| 20 | Gráfica 1 1  | Estructura del subsector eléctrico                          |
| 22 | Gráfica 1 2  | Demanda firme   |
| 23 | Gráfica 1 3  | Oferta firme eficiente por tipo de combustible              |
| 25 | Gráfica 1 4  | Propiedad de las líneas de transmisión de 230 kV y 69 kV    |
| 28 | Gráfica 1 5  | Propiedad de las líneas de transmisión de 230 kV, año 2013  |
| 29 | Gráfica 1 6  | Sistema actual de transporte 2009                           |
| 29 | Gráfica 1 7  | Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018       |
| 31 | Gráfica 1 8  | Generación de energía renovable (Gwh) años 2009, 08 y 07    |
| 32 | Gráfica 1 9  | Generación de energía no renovable (Gwh) años 2009, 08 y 07 |
| 37 | Gráfica 1 10 | Porcentaje de consumo de energía por participante           |
| 39 | Gráfica 1 11 | Histórico de energía consumida por distribuidora 1997-2009  |
| 39 | Gráfica 1 12 | Histórico de demanda firme por distribuidora 2002-2010      |
| 40 | Gráfica 1 13 | Comportamiento del spot 1998-2009                           |
| 41 | Gráfica 1 14 | Variación de demanda de energía frente al PIB 1997-2009     |
| 41 | Gráfica 1 15 | Variación de demanda de potencia frente al PIB 1997-2009    |
| 42 | Gráfica 1 16 | Curva de carga horaria, período 2006-2009                   |
| 43 | Gráfica 1 17 | Curva de carga horaria, período 1997-2006                   |
| 47 | Gráfica 2 1  | Escenarios de demanda de energía y potencia                 |
| 49 | Gráfica 2 2  | Proyección de los combustibles durante el período 2009-2015 |
| 56 | Gráfica 3 1  | Matriz energética (energía) año 2010 y 2015, caso 1         |
| 57 | Gráfica 3 2  | Despacho de energía, caso 1                                 |
| 58 | Gráfica 3 3  | Potencia disponible-demanda, caso 1                         |
| 59 | Gráfica 3 4  | Costo marginal para la demanda, caso 1                      |
| 60 | Gráfica 3 5  | Matriz energética (energía) año 2010 y 2015, caso 2         |
| 61 | Gráfica 3 6  | Despacho de energía, caso 2                                 |
| 62 | Gráfica 3 7  | Potencia disponible-demanda, caso 2                         |
| 63 | Gráfica 3 8  | Costo marginal para la demanda, caso 2                      |
| 64 | Gráfica 3 9  | Matriz energética (energía) año 2010 y 2015, caso 3         |
| 65 | Gráfica 3 10 | Despacho de energía, caso 3                                 |

|    |              |  |
|----|--------------|--|
| 66 | Gráfica 3 11 | Potencia disponible-demanda, caso 3                      |
| 67 | Gráfica 3 12 | Costo marginal para la demanda, caso 3                   |
| 68 | Gráfica 3 13 | Matriz energética (energía) año 2010 y 2015, caso 4      |
| 69 | Gráfica 3 14 | Despacho de energía, caso 4                              |
| 70 | Gráfica 3 15 | Potencia disponible-demanda, caso 4                      |
| 71 | Gráfica 3 16 | Costo marginal para la demanda, caso 4                   |
| 72 | Gráfica 3 17 | Matriz energética (energía) 2010 y 2015, caso 5          |
| 73 | Gráfica 3 18 | Despacho de energía, caso 5                              |
| 74 | Gráfica 3 19 | Potencia disponible-demanda, caso 5                      |
| 75 | Gráfica 3 20 | Costo marginal para la demanda, caso 5                   |
| 77 | Gráfica 3 21 | Factores de pérdidas nodales, nodos de carga en 69kV.    |
| 77 | Gráfica 3 22 | Factores de pérdidas nodales, nodos de carga en 69kV.    |
| 78 | Gráfica 3 23 | Factores de pérdidas nodales, nodos nuevos pet en 230kV. |
| 78 | Gráfica 3 24 | Factores de pérdidas nodales, nodos nuevos pet en 230kV. |
| 79 | Gráfica 3 25 | Factores de pérdidas nodales, nodos existentes en 230kV. |
| 79 | Gráfica 3 26 | Factores de pérdidas nodales, nodos existentes en 230kV. |

## Índice de tablas

|    |           |   |
|----|-----------|---|
| 22 | Tabla 1 1 | Demanda firme período 2010-2011                             |
| 23 | Tabla 1 2 | Oferta firme eficiente Período 2010-2011                    |
| 24 | Tabla 1 3 | Longitud (km) de líneas del SNI por nivel de voltaje        |
| 25 | Tabla 1 4 | Longitud (km) de líneas del SNI por Empresa Transportista   |
| 26 | Tabla 1 5 | Longitud (km) de líneas de transmisión del PET por lote     |
| 30 | Tabla 1 6 | Indicadores del SNI durante el año 2009                     |
| 36 | Tabla 1 7 | Empresas distribuidoras y región en la que operan           |
| 36 | Tabla 1 8 | Consumo de energía por participantes                        |
| 46 | Tabla 2 1 | Tasas de crecimiento del PIB (%) según escenario de demanda |
| 47 | Tabla 2 2 | Escenario de demanda 2010-2015                              |
| 49 | Tabla 2 3 | Precio inicial de los combustibles (promedio)               |
| 50 | Tabla 2 4 | Plantas Nuevas  |

# Resumen Ejecutivo

El objetivo de este estudio es determinar las perspectivas para el suministro de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional identificando los escenarios probables de su comportamiento en un mediano plazo (2010-2015).

Para realizar este estudio se establecieron los siguientes escenarios: demanda (media y alta) y tendencia de los precios de los combustibles (alta y de referencia). Se simuló el ingreso de las siguientes plantas: Duke Fase 1 (06/2010), hidroeléctrica Xacbal (07/2010), hidroeléctrica Santa Teresa (08/2010), Duke Fase 2 (01/2011), hidroeléctrica El Manantial (06/2011), hidroeléctrica El Cóbano (12/2011), hidroeléctrica Palo Viejo (06/2012), Esi (11/2012), hidroeléctrica San Cristóbal (06/2013), Jaguar (05/2013) e Interconexión Guatemala-México 80 MW (08/2013) (un aumento a la capacidad ya en operación de 120MW).

En la siguiente tabla se muestra la combinación de escenarios que se simularon con un modelo de despacho económico en el período 2010-2015.

| Caso | Tipo Demanda | Tendencia Combustible | Plantas Nuevas |
|------|--------------|-----------------------|----------------|
| 1    | Media        | Referencia            | Tabla 2-4      |
| 2    | Media        | Alta                  | Tabla 2-4      |
| 3    | Alta         | Referencia            | Tabla 2-4      |
| 4    | Alta         | Alta                  | Tabla 2-4      |
| 5    | Media        | Referencia            |                |

El quinto caso determinó el tipo de tecnología de generación que elimine la volatilidad del costo marginal para la demanda en la transición de la época seca a la época húmeda y que reduzca el costo marginal para la demanda después del año 2015.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados obtenidos indicando el porcentaje de generación por tipo de combustible para el año 2010 y el 2015, la generación con búnker al año 2015, el costo marginal promedio y el déficit de energía probable en el período de estudio. Se observa el aumento que se produce en la generación con combustible base debido al inicio de operación comercial de la central térmica Jaguar; esto junto con el inicio de operación comercial de las hidroeléctricas, Xacbal, San Cristóbal, Santa Teresa, El Manantial, El Cóbano y Palo Viejo las cuales reducen en un porcentaje considerable la generación con derivados del petróleo.

| Caso | Tipo Demanda | Tendencia Combustible | Carbón   |          | Búnker   |          | Hidro    |          | Generación con búnker año 2015 (GWh) | Costo marginal promedio 2010-2015 (US\$/MWh) | Déficit Probable 2010-2015 (MWh) |
|------|--------------|-----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------------------------------|--|----------------------------------|
|      |              |                       | 2010 (%) | 2015 (%) | 2010 (%) | 2015 (%) | 2010 (%) | 2015 (%) |                                      |  |                                  |
| 1    | Media        | Referencia            | 16.3     | 40.8     | 14.8     | 0.6      | 41.4     | 43.8     | 56.70                                | 93.11  | 0.00                             |
| 2    | Media        | Alta                  | 16.2     | 41.0     | 14.8     | 0.6      | 41.4     | 43.8     | 57.26                                | 114.47                                       | 0.00                             |
| 3    | Alta         | Referencia            | 15.9     | 41.0     | 17.0     | 1.3      | 40.2     | 41.1     | 141.40                               | 109.47                                       | 0.00                             |
| 4    | Alta         | Alta                  | 15.9     | 40.8     | 17.0     | 1.2      | 40.1     | 41.7     | 125.91                               | 131.55                                       | 0.00                             |

# Introducción

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la División de Proyectos Estratégicos presenta las "Perspectivas de mediano plazo (2010-2015) para el suministro de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional", en el cual se consideran las centrales de generación en operación comercial hasta la fecha, asimismo se incluyen proyectos de generación nuevos que se encuentran próximos a iniciar operaciones, entre ellos: la Interconexión con México (aumento a la capacidad existente de 120MW a 200MW), las hidroeléctricas Xacbal, San Cristóbal, Santa Teresa, El Manantial, El Cóbano y Palo Viejo y las centrales térmicas Jaguar, Esi y Duke.

Este estudio técnico evalúa el despacho de energía, la disponibilidad de potencia de las centrales de generación, el costo marginal para la demanda y las matrices energéticas en un período de cinco años tomando en consideración la demanda de electricidad, hidrología y la tendencia de los precios de los combustibles. Para tal efecto se realizaron dos escenarios de demanda y dos tendencias para los precios de los combustibles.

Para la elaboración del estudio se realizaron las siguientes actividades:

- a) Se proyectó el crecimiento de la demanda para el periodo 2010 - 2015 en dos escenarios representativos.
- b) Se determinaron dos escenarios para los precios de los combustibles tomando en consideración las proyecciones realizadas por la *U.S. Energy Information Administration* de los Estados Unidos de América, EIA.
- c) Se tomó en consideración los proyectos de generación en construcción de los cuales se tiene una certeza de la fecha de inicio de operación comercial.
- d) Se determinaron las premisas de simulación para los diferentes escenarios de precios de los combustibles y de crecimiento de la demanda.
- e) Se simuló el despacho de energía de las centrales generadoras consideradas en el estudio iniciando operación en el tiempo especificado.



# Objetivos

- 1.** Determinar las perspectivas para el suministro de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional identificando los escenarios probables de su comportamiento en un mediano plazo (2010-2015).
- 2.** Estimar el costo marginal de la demanda de corto plazo (precio Spot) en el Sistema Nacional Interconectado considerando el ingreso de las centrales de generación nuevas en adición al parque generador existente.
- 3.** Determinar que el ingreso de las nuevas centrales de generación al Sistema Nacional Interconectado aumentarán la confiabilidad y mejorarán la calidad del suministro de energía eléctrica.
- 4.** Establecer la tecnología de generación que elimine la volatilidad del costo marginal para la demanda en el período de transición de la época seca a la húmeda y reduzca el costo marginal para la demanda después del año 2015.
- 5.** Ofrecer una guía técnica-económica al inversionista nacional y extranjero, para que se informe acerca de las perspectivas de crecimiento del subsector eléctrico facilitándole la toma de sus decisiones.
- 6.** Estimar los factores de pérdidas nodales en el Sistema Nacional Interconectado considerando la construcción de las obras pertenecientes al Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.

**CAPÍTULO 1**  
S U B S E C T O R  
E L É C T R I C O  
G U A T E M A L T E C O





## **Mercado Eléctrico Nacional**

El marco regulatorio en el que se apoya el subsector eléctrico de Guatemala está basado en un modelo de mercado competitivo de costos, que permite el acceso al Sistema Nacional Interconectado a cualquier persona individual o jurídica que así lo desee cumpliendo con los requisitos legales establecidos en la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, estableciendo un sistema equilibrado de precios de oferta y demanda para crear así las condiciones necesarias para la competencia. Las tarifas son fijadas por el ente regulador cuando se da la existencia de monopolios naturales, distribuidor o transportista.

En el subsector eléctrico guatemalteco se distinguen cinco participantes: Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores y Grandes Usuarios; el Artículo 6 de la Ley General de Electricidad establece las definiciones para cada uno de ellos, siendo estas:

- a)** Un Generador es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
- b)** El Transportista es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
- c)** El Distribuidor es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

**d)** Un Comercializador es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.

**e)** Un Gran Usuario es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento de la ley General de Electricidad (100kW de demanda máxima).

La generación se lleva a cabo en un contexto libre y competitivo conformado por un mercado de oportunidad o de corto plazo, que se basa en el despacho de energía a costo marginal, y por un mercado a término o de largo plazo, en donde se pactan libremente las condiciones en lo que se refiere al plazo, el precio, la cantidad de potencia y de energía eléctrica a contratar.

Las actividades de transmisión y distribución son reguladas por las normas que emite el ente regulador del sistema, en este caso la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico, y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala.

## Marco Legal

El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en lo siguiente:

- I. Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96
- II. Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas.
- III. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas.
- IV. Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- V. Normas de Coordinación Comercial y Operativa del Administrador del Mercado Mayorista.
- VI. Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de Energía Renovable, Decreto No. 52-2003.
- VII. Ley de Tarifa Social, Decreto No. 96-2000.

La Ley General de Electricidad, es la ley fundamental en materia de electricidad y se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan:

I. Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio de Energía y Minas, cuando la potencia de la central exceda de 5MW.

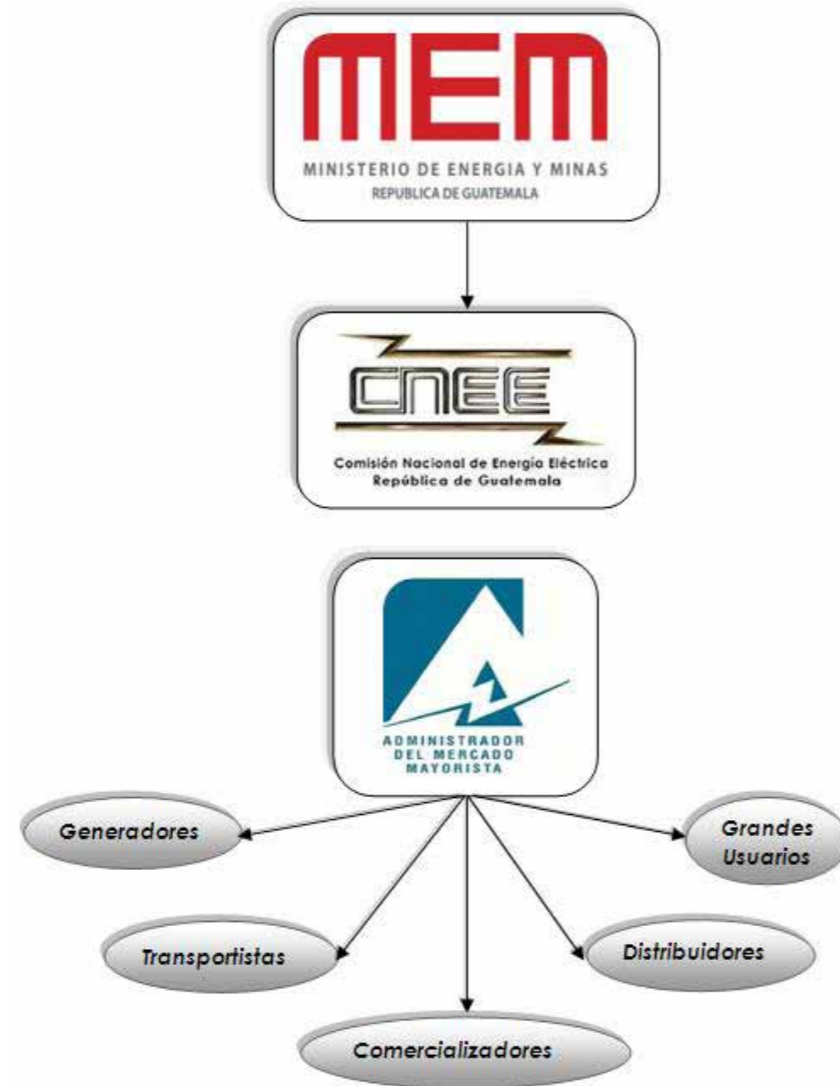
II. Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada.

III. El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.

IV. Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del Mercado Mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

## Estructura del mercado eléctrico nacional

El sector eléctrico guatemalteco se encuentra estructurado de la siguiente manera:



**MEM** Es el órgano del Estado responsable de elaborar y coordinar políticas energéticas, planes de estado y programas indicativos relativos al sector eléctrico. Encargado de velar que el proceso de autorización de instalación de centrales y prestación del servicio de Transporte y Distribución se realice conforme a la Ley. Así mismo le concierne atender lo que se refiere al régimen jurídico de la Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía; los hidrocarburos y la explotación minera.

**CNEE** Ente regulador del sub-sector eléctrico responsable de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos con funciones de planificación; licitando nueva Generación y ampliando el Sistema de Transporte para satisfacer las necesidades del SNI. Crea condiciones de acuerdo a lo establecido en la Ley para que cualquier persona individual o jurídica pueda desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución o comercialización; fortaleciendo estas actividades con la emisión de normas técnicas y medidas disciplinarias, así como definir las tarifas y la metodología de cálculo.

**AMM** Entidad privada encargada de realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación del Sistema nacional Interconectado -SNI-, dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el pos-despacho y la administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista. Su objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del SNI y de las interconexiones.

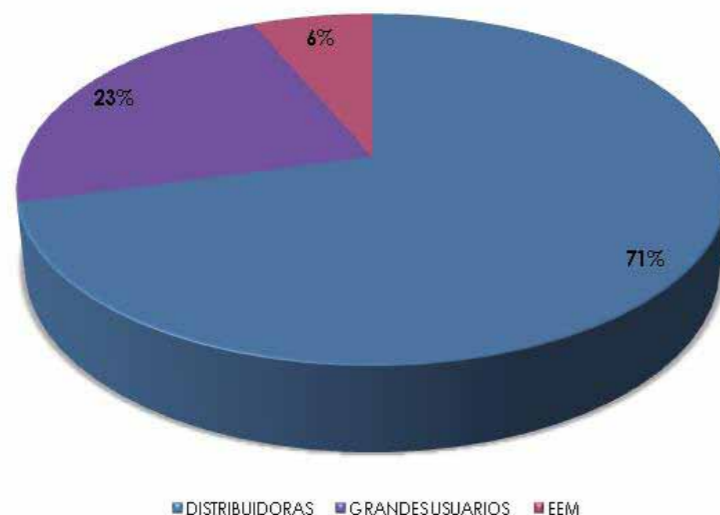
## Demanda Firme y Oferta Firme Eficiente

A continuación se muestra la Demanda Firme<sup>1</sup> 2010-2011:

Tabla 1 1 Demanda Firme período 2010-2011

| Demanda Firme 2010-2011         |         |      |
|---------------------------------|---------|------|
| Participantes                   | MW      | %    |
| Empresas Eléctricas Municipales | 103.90  | 6%   |
| Grandes Usuarios                | 358.94  | 23%  |
| Distribuidoras                  | 1125.93 | 71%  |
| Total                           | 1588.77 | 100% |

Gráfica 1 2 Demanda Firme



Fuente: AMM, Demanda firme 2010-2011

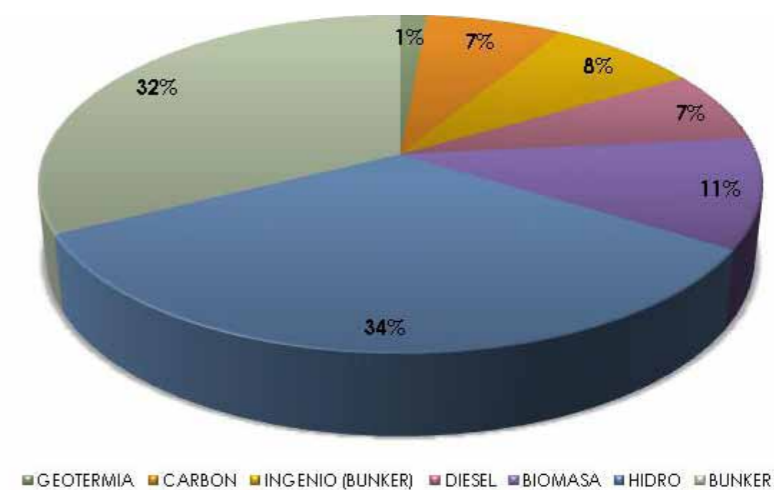
1: Demanda Firme: Es la demanda de potencia calculada por el AMM que debe ser contratada por cada Distribuidora o Gran Usuario.

A continuación se describe la Oferta Firme Eficiente<sup>2</sup> por tipo de combustible 2010-2011:

Tabla 1 2 Oferta Firme Eficiente Período 2010-2011

| Oferta Firme Eficiente 2010-2011 |         |      |
|----------------------------------|---------|------|
| Tipo de Combustible              | MW      | %    |
| Geotermia                        | 27.69   | 1%   |
| Carbón                           | 143.45  | 7%   |
| Ingenio (bunker, no zafra)       | 157.10  | 8%   |
| Diesel                           | 135.27  | 7%   |
| Biomasa (zafra)                  | 208.02  | 11%  |
| Hidro                            | 665.97  | 34%  |
| Bunker                           | 642.74  | 32%  |
| Total                            | 1980.24 | 100% |

Gráfica 1 3 Oferta Firme Eficiente por tipo de combustible



Fuente: AMM, Oferta firme eficiente 2010-2011

2: Oferta Firme Eficiente: Es la cantidad que una central generadora puede comprometer en contratos para cubrir Demanda Firme, y se calcula en función de su potencia máxima, de su disponibilidad y su eficiencia.

## Sistema de transmisión actual

El Sistema de Transmisión en Guatemala cuenta con una infraestructura que permite el abastecimiento de la energía eléctrica desde los principales centros de generación a los centros de consumo, como se muestra en la Tabla 1 3 mediante una red de aproximadamente 1063 km de longitud en tensiones de 138 kV y 230 kV, y una capacidad de transformación en 230 kV de 1445 MVA y 319 MVA en 138 kV.

Para el nivel de voltaje de 69 kV son cerca de 2687 km de líneas de transmisión que permiten abastecer a los sistemas de Distribución y los Grandes Usuarios, la capacidad de transformación en 69 kV asciende a 760 MVA.

En Guatemala, son cuatro las empresas las que prestan el servicio de transporte de energía eléctrica, siendo las que tienen mayor número de kilómetros en propiedad la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE) y Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC). No obstante, el sistema de transporte también cuenta con líneas de transmisión que son propiedad de Agentes del Mercado Mayorista que tienen como objeto conectarlas al Sistema Nacional Interconectado.

Tabla 1 3 Longitud (km) de líneas del SNI por nivel de voltaje

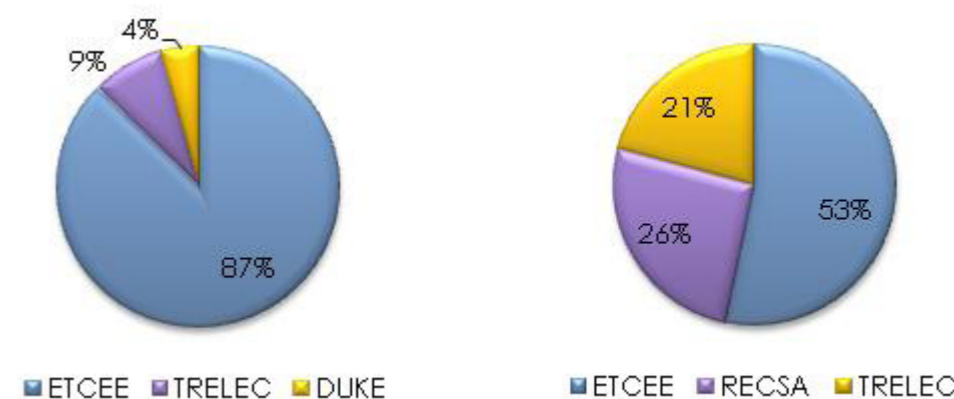
| Voltaje (kV) | Longitud (km) |
|--------------|---------------|
| 230          | 766           |
| 138          | 297           |
| 69           | 2687          |
| Total        | 3750          |

Tabla 1 4 Longitud (km) de líneas del SNI por Empresa Transportista

| Empresa Transportista                                | Longitud (km) por nivel de Voltaje |        |       |       |
|--|------------------------------------|--------|-------|-------|
|  | 230 kV                             | 138 kV | 69 kV | Total |
| Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica | 669                                | 297    | 1432  | 2398  |
| Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A.              | -                                  | -      | 696   | 696   |
| Duke Energy Intenational Transmision Guatemala, Ltda | 33                                 | -      | -     | 33    |
| Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.        | 64                                 | -      | 559   | 623   |
| Total  | 766                                | 297    | 2687  |       |

La gráfica siguiente muestra en porcentajes la propiedad de las líneas para los niveles de tensión 230 y 69 kV; el 100% de las líneas de 138 kV pertenecen a los activos de ETCEE.

Gráfica 1 4 Propiedad de las líneas de transmisión de 230 kV y 69 kV, respectivamente



## PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2008-2018



El Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET) se basó en satisfacer las necesidades del SNI en cuanto al transporte de energía eléctrica. Se identificaron los puntos críticos en el sistema y se plantearon proyectos nuevos de líneas de transmisión, subestaciones y sus respectivos equipos. Con la finalidad de ampliar la capacidad de transporte de energía eléctrica y aumentar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Las obras que conforman el PET se encuentran distribuidas en cinco anillos que son: Metropacífico, Hidráulico, Atlántico, Oriental y Occidental. Y para efectos de la Licitación Abierta Internacional PET-1-2009, dichos anillos se conformaron en seis lotes como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1.5 Longitud (km) de líneas de transmisión del PET por lote

| Lote  | Longitud (km)<br>230kV |
|-------|------------------------|
| A     | 91                     |
| B     | 211                    |
| C     | 102                    |
| D     | 186                    |
| E     | 115                    |
| F     | 140                    |
| Total | 845                    |



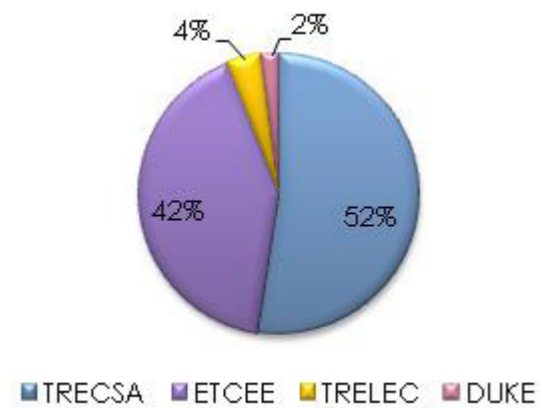
El 20 de enero de 2010, el Ministerio de Energía y Minas, emitió la resolución en la cual se adjudica la prestación del servicio de energía eléctrica por el menor valor del Canon Anual a la entidad Consorcio EEB-EDM Proyecto Guatemala.

Finalmente, el 22 de febrero de 2010, se suscribe el Contrato de Autorización de ejecución de las Obras de Transmisión de los lotes A, B, C, D, E y F con un aproximado de 845 km de líneas, adjudicadas como resultado del proceso de Licitación Abierta Internacional para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica por medio de la adjudicación del valor del canon anual a la empresa Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima (TRECOSA) empresa constituida en Guatemala por el Consorcio EEB-EDM Proyecto Guatemala.

Con la culminación de este plan, año 2013, el SNI contará con un aproximado de 1611 km de línea con un nivel de voltaje de 230 kV de los cuales el 52.45% pertenecerán a la empresa TRECOSA.

La gráfica siguiente muestra en porcentajes la propiedad de las líneas para el nivel de tensión 230 kV una vez concluido el PET.

Gráfica 1 5 Propiedad de las líneas de transmisión de 230 kV, año 2013



Gráfica 1 6 Sistema Actual de Transporte 2009



Gráfica 1 7 Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018



## Indicadores del Sistema Nacional Interconectado



Para el período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2009, la generación total de energía fue de 8,014.67 GWh, de los cuales el 99.5% fueron generados de forma local y el 0.5% fueron importados del Mercado Eléctrico Regional. La exportación de energía al MER fue de 94.10 GWh siendo este el 1.17% de la generación total del país, alcanzando un 22% de participación en las inyecciones de energía en el MER. El consumo interno de energía alcanzó los 7,597.86 GWh incluyendo consumos propios de las unidades, centrales generadoras y equipos de transporte de energía eléctrica.

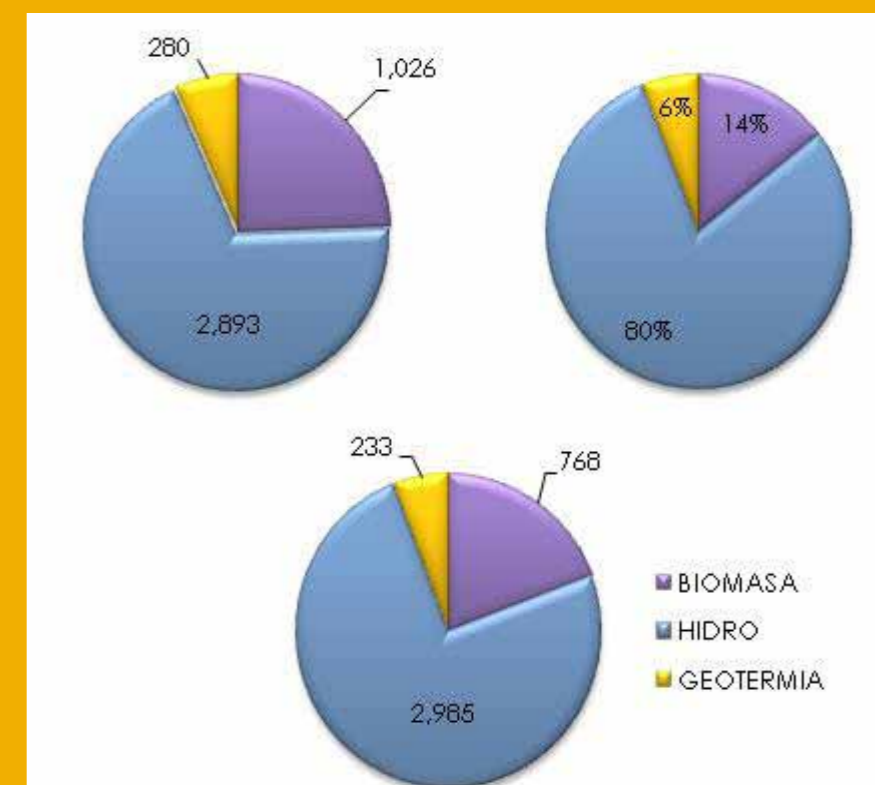
El promedio del precio de oportunidad de energía fue de 103.24 US\$/MWh presentando una disminución del 16.69% respecto al año anterior. La demanda máxima de potencia ocurrió el día 15 de diciembre de 2009 alcanzando los 1472.47 MW. El factor de carga calculado para el sistema fue de 61.41%.

Tabla 1 6 Indicadores del SNI durante el año 2009

| Indicadores del SNI del año 2009 |                 |
|----------------------------------|-----------------|
| Generación Local                 | 7977.47 GWh     |
| Consumo Interno                  | 7597.86 GWh     |
| Exportaciones                    | 94.10 GWh       |
| Importaciones                    | 37.21 GWh       |
| Precio Promedio SPOT             | 103.24 US\$/MWh |
| Demanda Máxima                   | 1472.47 MW      |
| Factor de Carga                  | 61.41 %         |

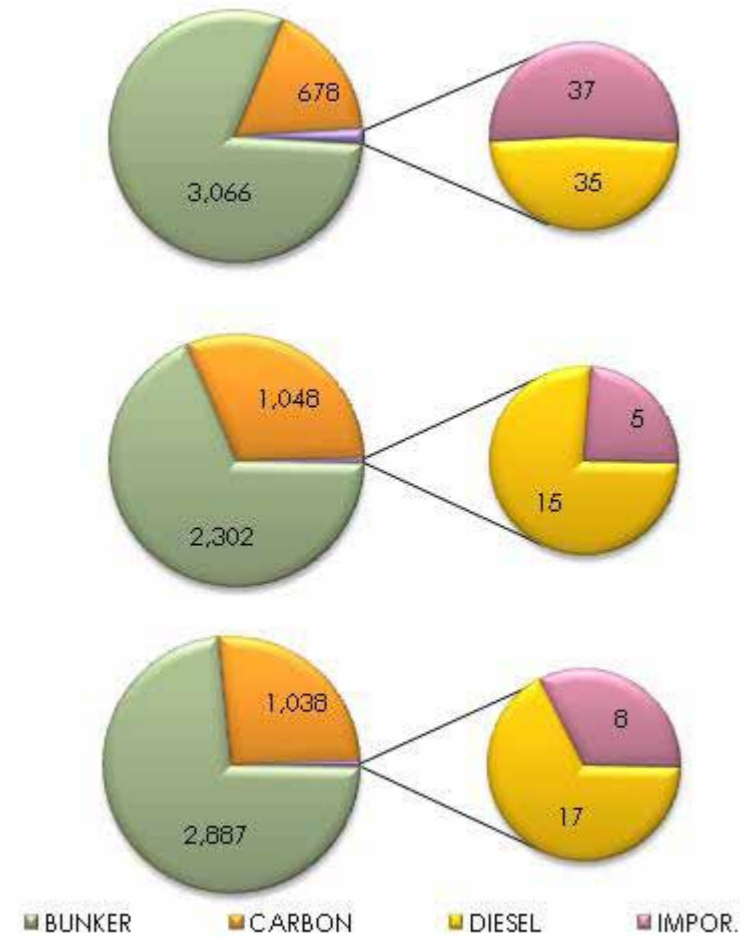
Fuente: AMM, Informe Estadístico 2009

Gráfica 1 8 Generación de Energía Renovable (GWh) años 2009, 2008 y 2007, respectivamente





Gráfica 1 9 Generación de Energía no Renovable (GWh) años 2009, 2008 y 2007, respectivamente





## **Sistema de Distribución de electricidad**

El Sistema de Distribución de Guatemala está conformado por líneas, subestaciones y las redes de distribución que operan en media tensión. En Guatemala, son tres las principales empresas que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica, así como también las empresas municipales; en la siguiente tabla se indican las mismas así como la región en la cual prestan servicio.

Tabla 1 7 Empresas Distribuidoras y Región en la que operan

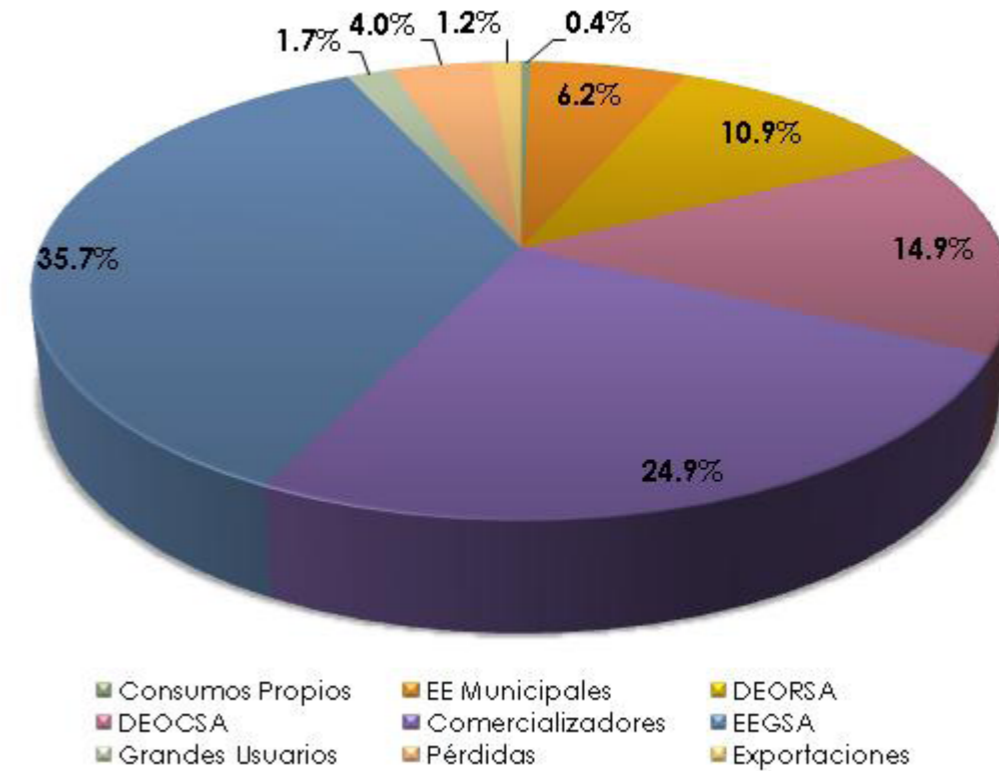
| Distribuidora   | Región   |
|---|--|
| Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA)              | Área central (Guatemala, Escuintla, Sacatepéquez)    |
| Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (DEOCSA) | Área Norte-Sur-Occidente                             |
| Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA)   | Área Norte-Sur-Oriente                               |
| Empresas Eléctricas Municipales                           | Algunas cabeceras municipales dispersas en Guatemala |

De los 8,014.67 GWh que se obtuvieron de generación total para el año 2009 el 67.7% fue consumido por las distribuidoras; siendo el 35.7% consumido por EEGSA, el 10.9% por DEORSA, el 14.9% por DEOCSA y el 6.2% por las Empresas Eléctricas Municipales. El consumo de energía del país se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 1 8 Consumo de Energía por Participantes

| Participantes                   | GWh      |
|---------------------------------|----------|
| Comercializadores               | 1999. 30 |
| EEGSA                           | 2863. 66 |
| DEORSA                          | 873. 83  |
| DEOCSA                          | 1195. 29 |
| Empresas Eléctricas Municipales | 496. 48  |
| Consumos Propios                | 30. 23   |
| Grandes Usuarios                | 139. 07  |
| Pérdidas                        | 322. 71  |
| Exportaciones                   | 94. 10   |
| Total                           | 8014. 67 |

Gráfica 1 10 Porcentaje de consumo de Energía por Participante



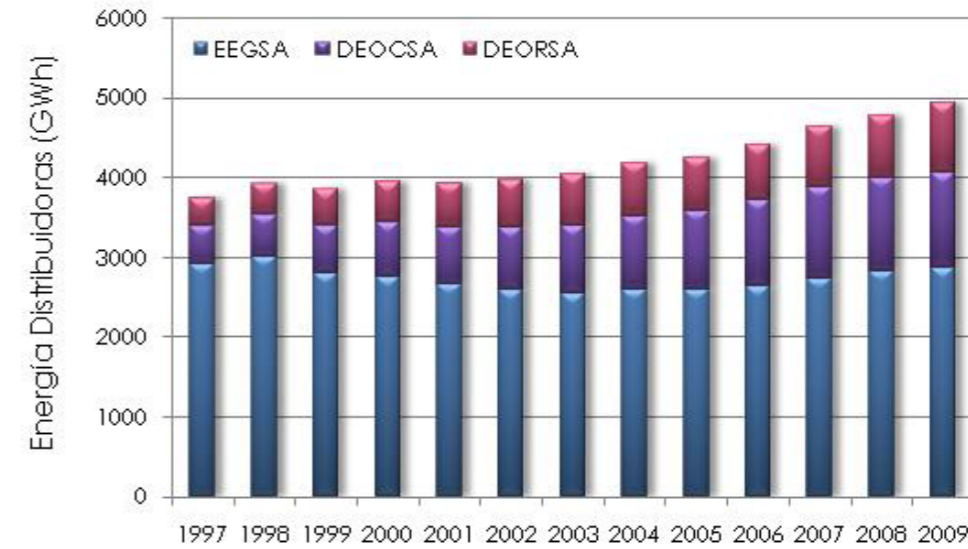
## Energía y potencia

La energía consumida por las distribuidoras ha variado desde el inicio del mercado de 471.1 a 1195.3 GWh para DEOCSA, de 341.2 a 873.8 GWh para DEORSA y de 2918.2 a 2863.7 GWh para EEGSA; representando el 39.41% y el 39.05% para DEOCSA y DEORSA respectivamente, de la energía para el año 2009 y el 1.90% más de la energía que consumió EEGSA para el mismo año.

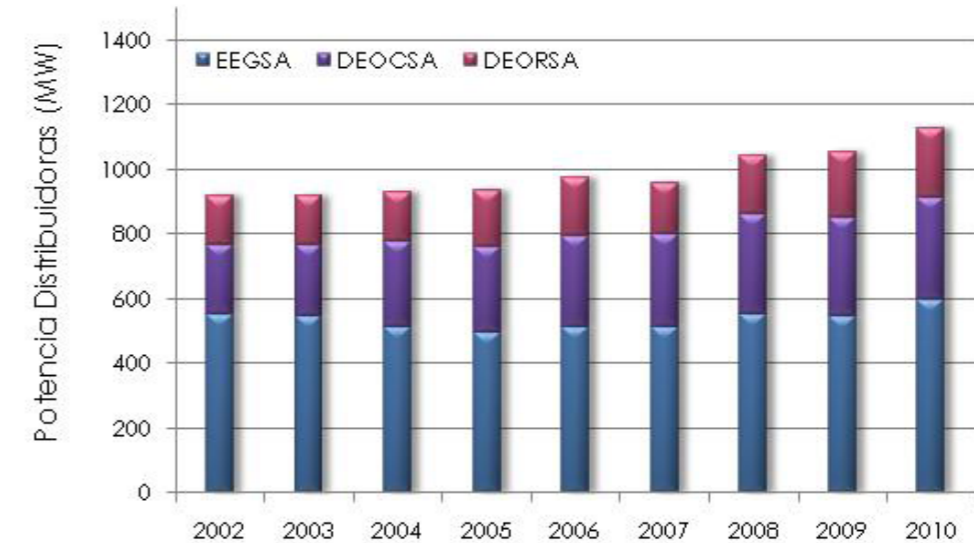
En general la energía consumida por las distribuidoras vario de 3760.5 a 4932.78 GWh en el período 1997-2009, aumentando un 24.37%.

La demanda firme de las distribuidoras ha variado desde el 2002 al 2010 de 217 a 316 MW para DEOCSA, de 148 a 216 MW para DEORSA y de 551 a 594 MW para EEGSA; representando un crecimiento del 31.33%, el 31.48% y el 7.24% para DEOCSA, DEORSA y EEGSA respectivamente, tomando como base el año 2009. En general la potencia consumida por las distribuidoras vario de 916 a 1126 en el período 2002-2010, aumentando un 18.65%.

Gráfica 1 11 Histórico de Energía consumida por Distribuidora 1997-2009

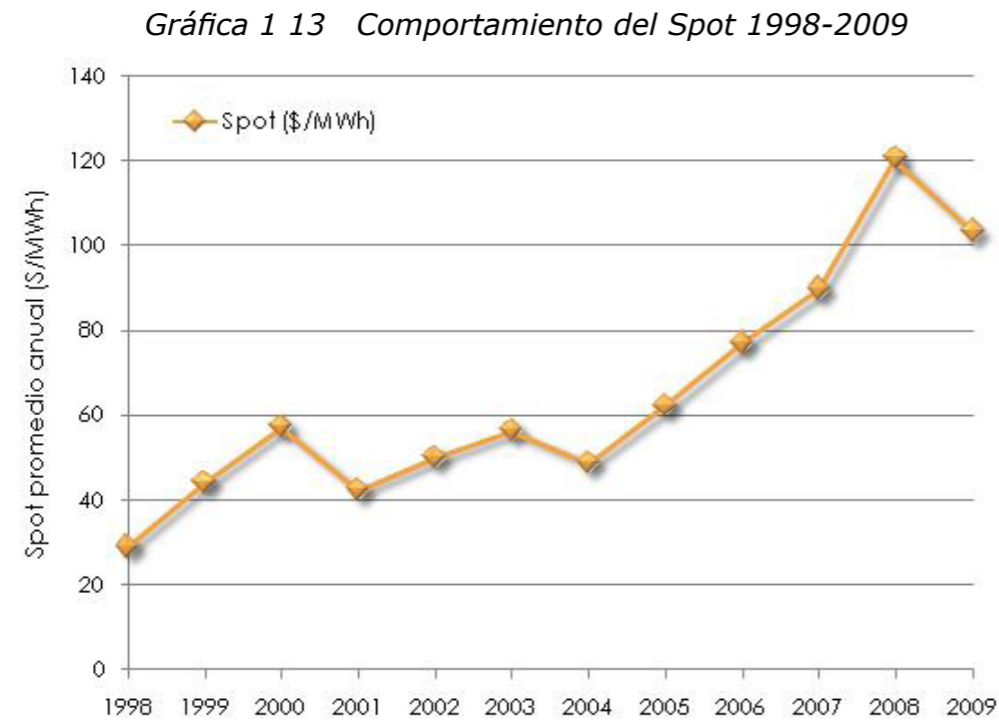


Gráfica 1 12 Histórico de Demanda Firme por Distribuidora 2002-2010



## COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA DE CORTO PLAZO (PRECIO SPOT)

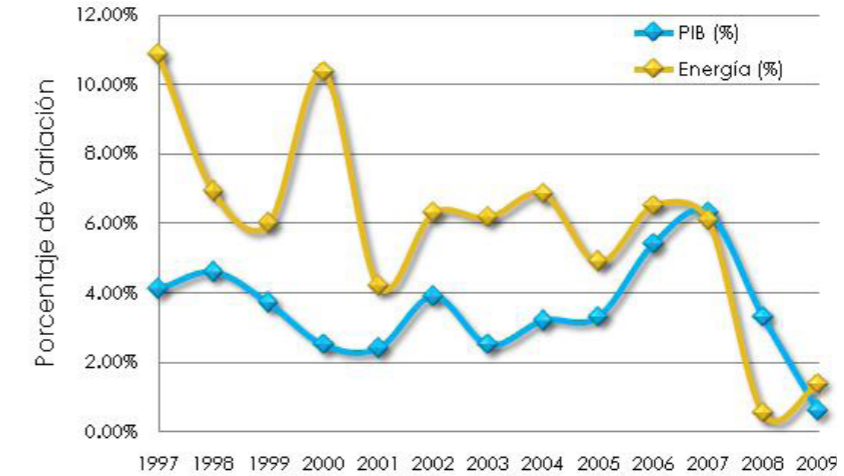
El comportamiento del costo marginal de la demanda de corto plazo en los últimos doce años se muestra en la siguiente gráfica:



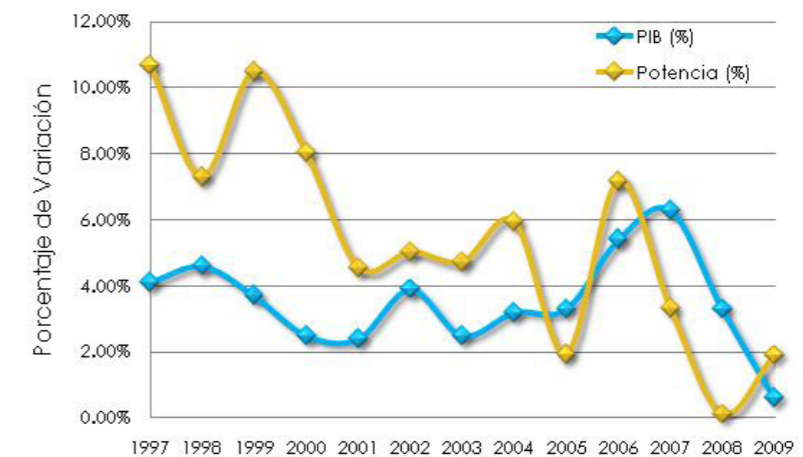
## PRODUCTO INTERNO BRUTO

Las Gráficas 1-13 y 1-14 muestran la relación entre la variación de la demanda de energía y la variación de la demanda de potencia (con relación al año anterior) contra la variación del PIB; ambas para el período 1997-2009.

*Gráfica 1 14 Variación de Demanda de Energía frente al PIB 1997-2009*



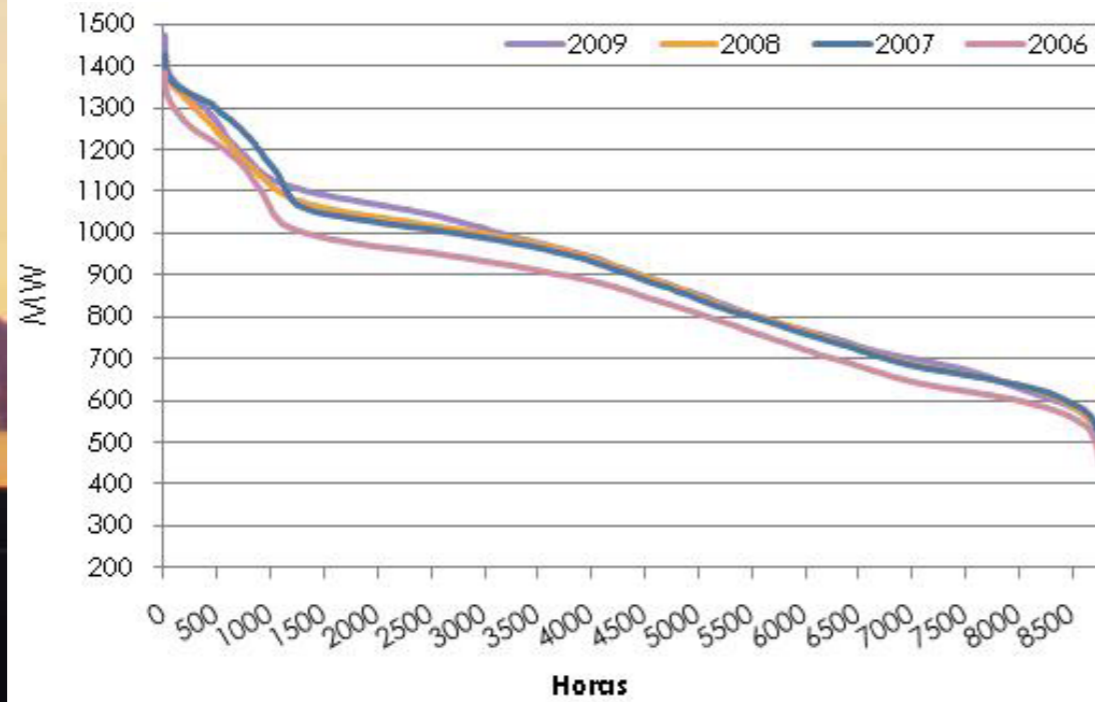
*Gráfica 1 15 Variación de Demanda de Potencia frente al PIB 1997-2009*



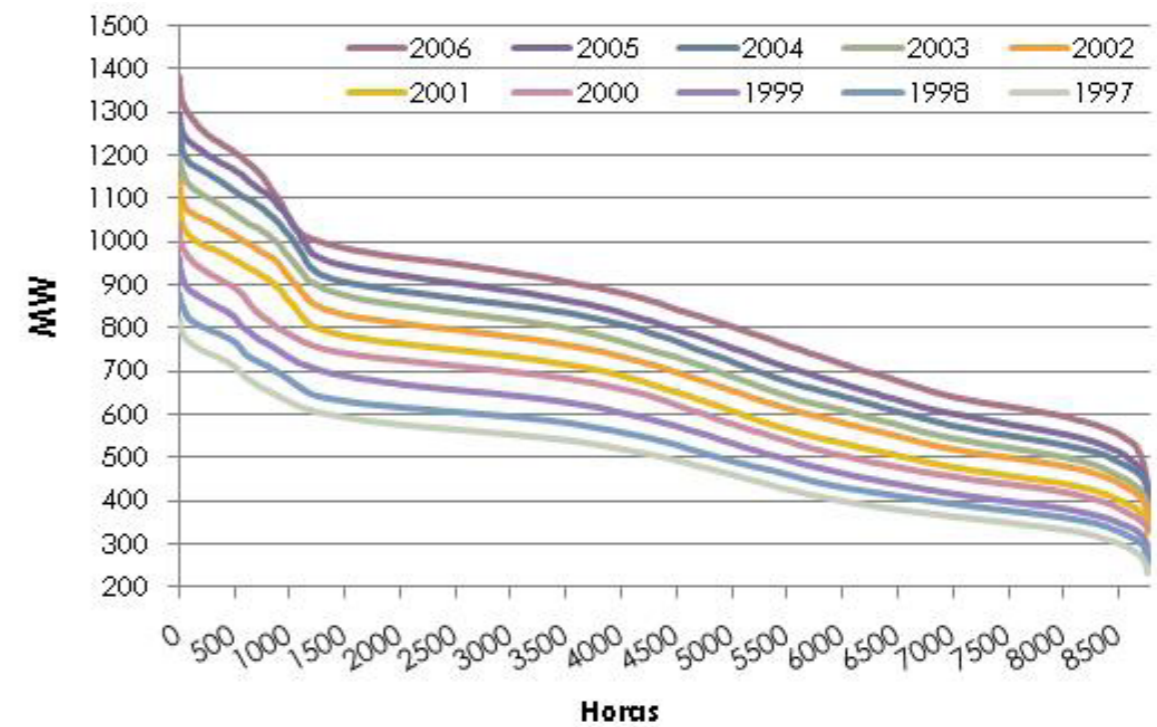
# CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA

En las siguientes gráficas se puede apreciar la variación de las curvas de duración de la demanda en el SNI para el período 1997-2009.

Gráfica 1 16 Curva de carga horaria, período 2006-2009



Gráfica 1 17 Curva de carga horaria, período 1997-2006



**CAPÍTULO 2**  
PREMISAS DEL  
ESTUDIO



Para elaborar este estudio, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica tomó en consideración las siguientes condiciones:

## DEMANDA

La elaboración de dos escenarios de crecimiento de la demanda de energía eléctrica se realizó por medio de un modelo econométrico que considera como variables independientes el PIB y el número de usuarios del servicio de energía eléctrica. Dicho modelo asume una relación logística entre la demanda de energía y el PIB, y una relación lineal-exponencial entre la demanda de energía y el número de usuarios. Los datos del Producto Interno Bruto utilizado para la determinación de los escenarios de crecimiento de la demanda de energía se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2 1 Tasas de crecimiento del PIB (%) según escenario de demanda

| Año  | Medio | Alto |
|------|-------|------|
| 2010 | 1.20  | 2.60 |
| 2011 | 2.50  | 3.10 |
| 2012 | 3.20  | 4.00 |
| 2013 | 4.10  | 4.90 |
| 2014 | 4.10  | 5.00 |
| 2015 | 4.30  | 4.80 |

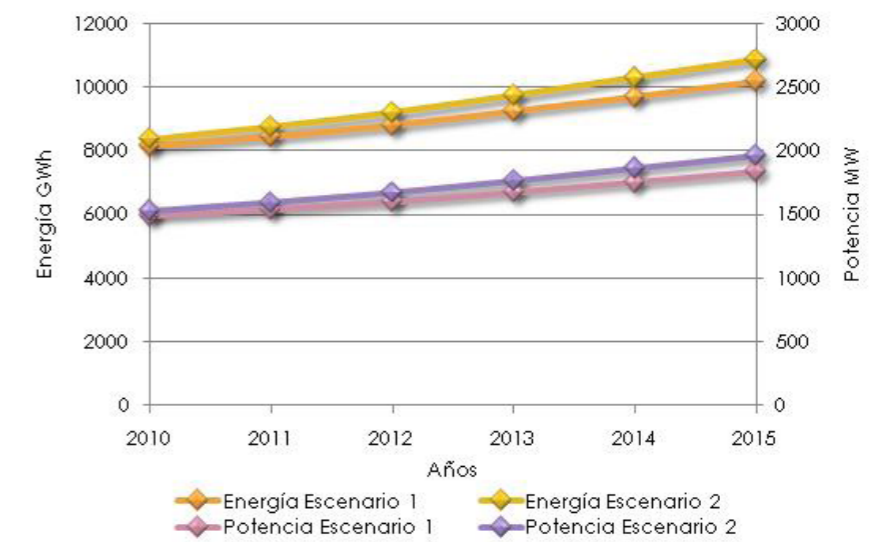
Fuente: Elaboración propia, en base a publicaciones de entidades financieras nacionales e internacionales.

Las proyecciones de crecimiento de la demanda de energía y potencia para el período del estudio se muestran en la siguiente tabla, para cada una de ellas se establecieron dos escenarios.

Tabla 2 2 Escenario de demanda 2010-2015

| Año  | Demanda de Energía GWh |             | Demanda de Potencia MW |             |
|------|------------------------|-------------|------------------------|-------------|
|      | Escenario 1            | Escenario 2 | Escenario 1            | Escenario 2 |
| 2010 | 8,148.30               | 8,368.82    | 1,488.27               | 1,528.55    |
| 2011 | 8,448.58               | 8,742.76    | 1,538.20               | 1,591.76    |
| 2012 | 8,811.22               | 9,197.57    | 1,599.12               | 1,669.24    |
| 2013 | 9,253.04               | 9,735.52    | 1,673.98               | 1,761.27    |
| 2014 | 9,707.02               | 10,298.57   | 1,753.33               | 1,860.18    |
| 2015 | 10,188.81              | 10,864.72   | 1,837.45               | 1,959.35    |

Gráfica 2 1 Escenarios de Demanda de Energía y Potencia





## COMBUSTIBLE

Para la proyección de precios de los diferentes combustibles se tomaron como valores iniciales los establecidos en la tabla 2-3. La proyección de los costos se hizo a partir de los valores iniciales y utilizando la tendencia de variación del precio de cada combustible estimado por la Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos de América para el carbón, búnker y diesel.

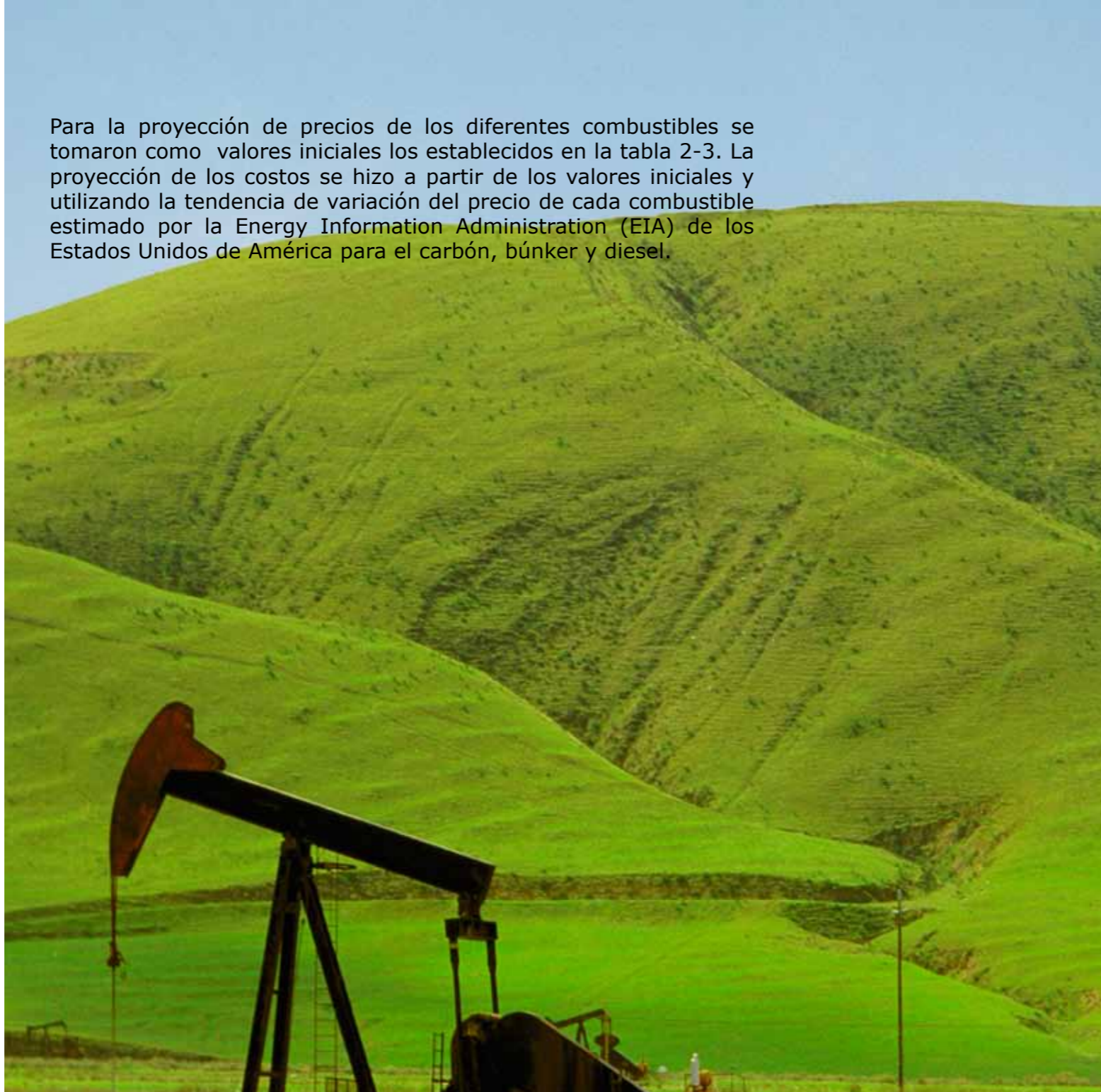


Tabla 2 3 Precio inicial de los combustibles (promedio)

| Tipo de combustible | Precio US\$ por MWh |
|---------------------|---------------------|
| Carbón              | 50.00               |
| Bunker              | 115.00              |
| Diesel              | 240.00              |
| Bagazo              | 26.00               |
| Geotermia           | 1.00                |

Gráfica 2 2 Proyección de los combustibles durante el período 2009-2015



Fuente: EIA (Carbón, Report #:DOE/EIA-0383(2010); Crudo, Report #:DOE/EIA-0484(2009))

## CENTRALES DE GENERACIÓN NUEVAS

La interconexión Guatemala–México (400kV) se consideró con una capacidad inicial de 120MW y con la construcción de las obras del PET una capacidad de 200MW, y se estimó que su costo variable es menor que el costo de los motores de combustión interna a base de bunker pero mayor que el de las plantas generadoras con combustible base.

Los parámetros utilizados para modelar las hidroeléctricas Xacbal, San Cristóbal, Santa Teresa, El Manantial, El Cóbano y Palo Viejo; y las térmicas DUKE, ESI y JAGUAR se tomaron de los estudios de acceso al sistema de transporte, información enviada por los desarrolladores de los proyectos, así como las respectivas resoluciones de autorización de dichos proyectos

Tabla 2 4 Plantas Nuevas

| Inicio de operación | Proyecto                     | Potencia (MW)   |
|---------------------|------------------------------|-----------------|
| Jun-10              | Duke Fase 1                  | 40              |
| Jul-10              | Hidroeléctrica Xacbal        | 94              |
| Ago-10              | Hidroeléctrica Santa Teresa  | 19.6            |
| Ene-11              | Duke Fase 2                  | 40              |
| Jun-11              | Hidroeléctrica El Manantial  | 35              |
| Dic-11              | Hidroeléctrica El Cóbano     | 7               |
| Jun-12              | Hidroeléctrica Palo Viejo    | 80              |
| Nov-12              | ESI                          | 80              |
| May-13              | Jaguar                       | 275             |
| Jun-13              | Hidroeléctrica San Cristóbal | 10              |
| Ago-13              | Interconexión México         | 80 <sup>3</sup> |
|                     | Total                        | 769.6           |

<sup>3</sup>: La capacidad de la interconexión Guatemala – México se considera como un aumento desde los 120MW disponibles hasta los 200MW.



## CASOS SIMULADOS

Para la simulación de los casos se tomó en cuenta distintos escenarios de demanda, hidrología y tendencias de los precios de los combustibles, así mismo se consideró el inicio de operación de los proyectos nuevos.

i. Para los casos del 1 y 2 se considera demanda media y una combinación de escenarios para precios de combustibles (alta y referencia), tomando como año base de hidrología el 2003, así como el inicio de operación de las plantas de generación indicadas en la tabla anterior.

ii. Para los casos del 3 y 4 se considera demanda alta y una combinación de escenarios para precios de combustibles (alta y referencia), tomando como año base de hidrología el 2003, así como el inicio de operación de las plantas de generación indicadas en la tabla anterior.

Los caudales utilizados para el desarrollo de este estudio se obtuvieron de la base de datos que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica utilizó para llevar a cabo el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022, misma que fue completada por datos proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista y el Instituto Nacional de Electrificación.

Las hidroeléctricas Xacbal y Palo Viejo fueron modeladas como centrales de embalse de regulación diaria ya que se contaba con datos técnicos para modelarlas de esta manera; y las hidroeléctricas San Cristóbal, Santa Teresa, El Manantial y El Cóbano se modelaron como centrales de pasada.

Para el desarrollo de los distintos escenarios se considero el año 2003 como base para la simulación hidrológica.

## HIDROLOGÍA

**CAPÍTULO 3**  
**RESULTADOS DEL**  
**E S T U D I O**

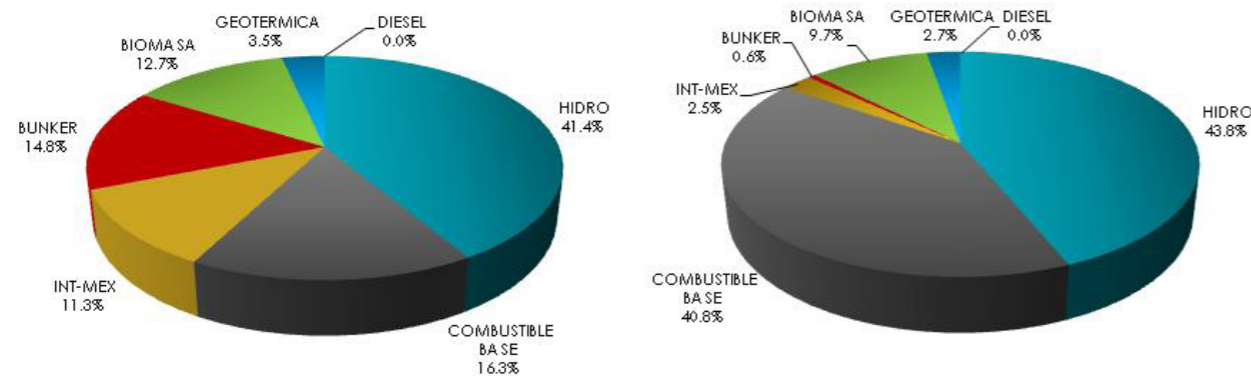


# CASO 1

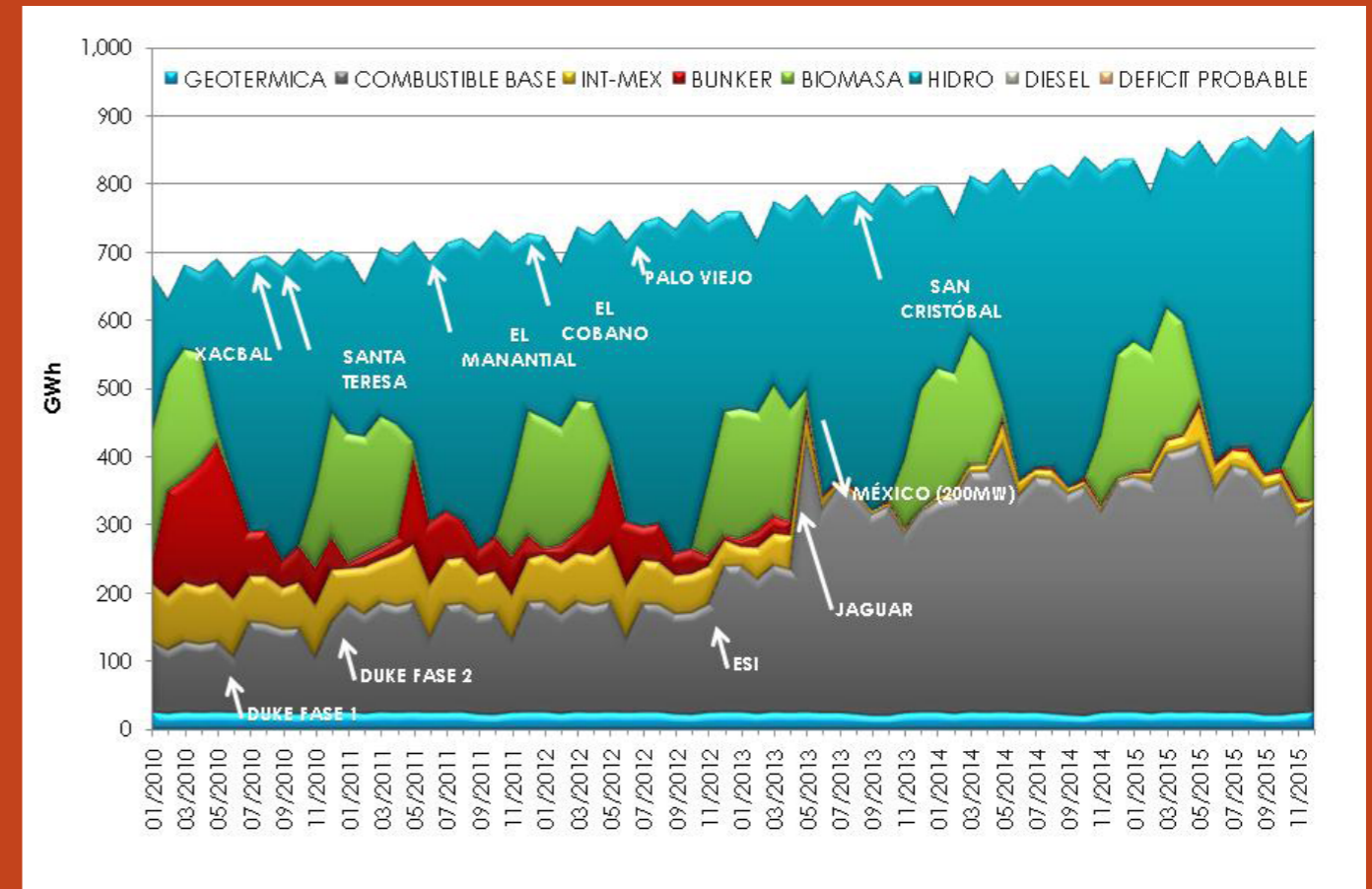
TIPO DEMANDA **media**  
TENDENCIA COMBUSTIBLE **referencia**

Para mayo del 2013 cuando ingresa la planta de carbón Jaguar se estima que la generación con carbón aumentará de 16.3% en el 2010 a 40.8% en el 2015; debido a esto la generación con bunker se reducirá de 14.8% a 0.6%. Se estima que el despacho de energía con bunker será aproximadamente de 56.70 GWh en el 2015. El costo marginal promedio para la demanda en estas condiciones será aproximadamente de \$93.11 por MWh. En estas circunstancias el déficit probable será nulo.

Gráfica 3 1 Matriz energética (energía) año 2010 y 2015, caso 1

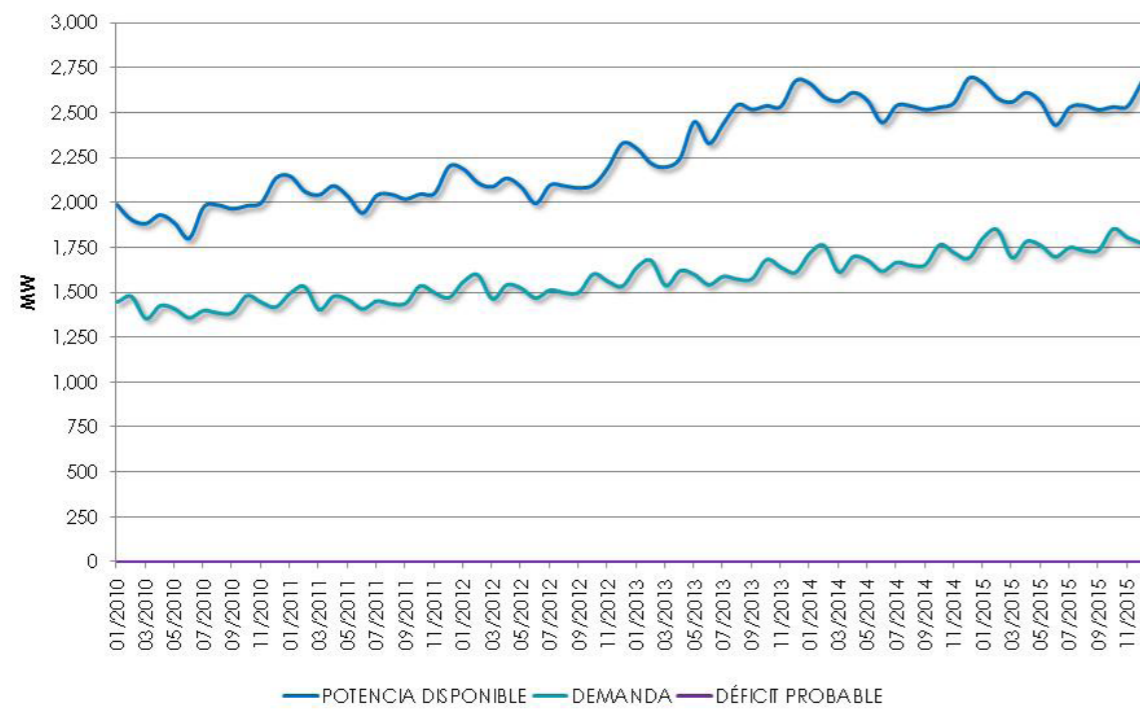


Gráfica 3 2 Despacho de energía, caso 1

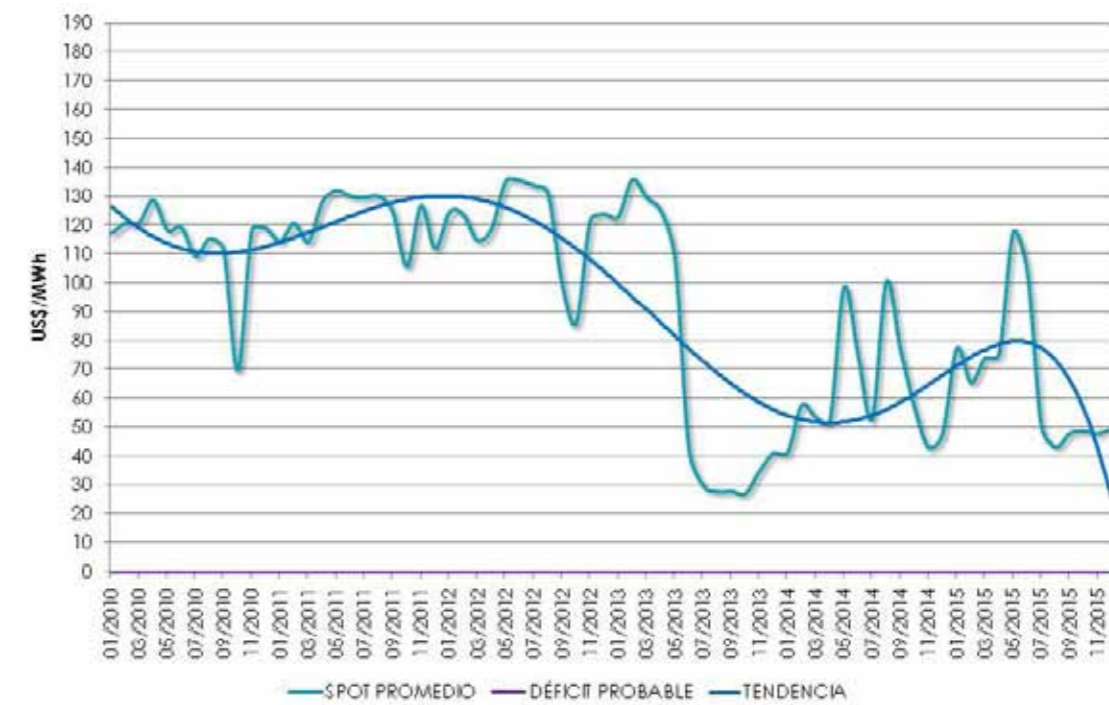




Gráfica 3 3 Potencia disponible-Demanda, caso 1



Gráfica 3 4 Costo marginal para la demanda, caso 1

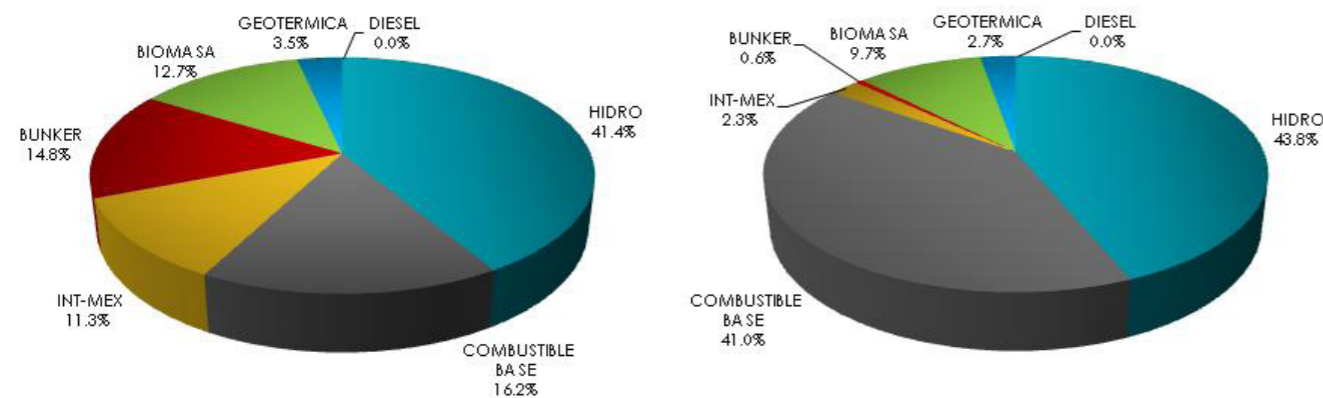


## CASO 2

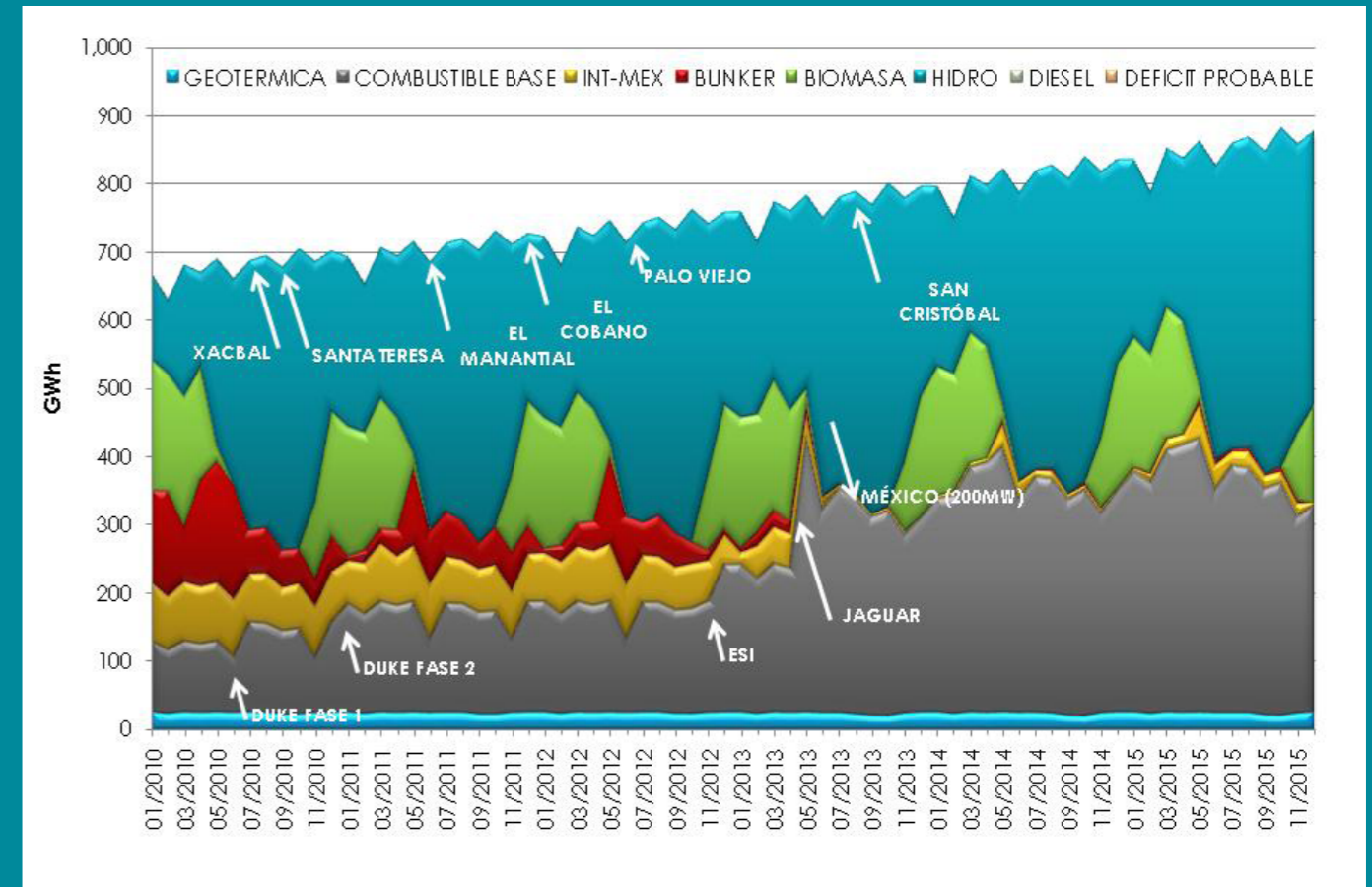
|              |                       |
|--------------|-----------------------|
| TIPO DEMANDA | TENDENCIA COMBUSTIBLE |
| <b>media</b> | <b>alta</b>           |

Para mayo del 2013 cuando ingresa la planta de carbón Jaguar se estima que la generación con carbón aumentará de 16.2% en el 2010 a 41.0% en el 2015; debido a esto la generación con bunker se reducirá de 14.8% a 0.6%. Se estima que el despacho de energía con bunker será aproximadamente de 57.26 GWh en el 2015. El costo marginal promedio para la demanda en estas condiciones será aproximadamente de \$114.47 por MWh. En estas circunstancias el déficit probable será nulo.

Gráfica 3 5 Matriz energética (energía) año 2010 y 2015, caso



Gráfica 3 6 Despacho de energía, caso 2

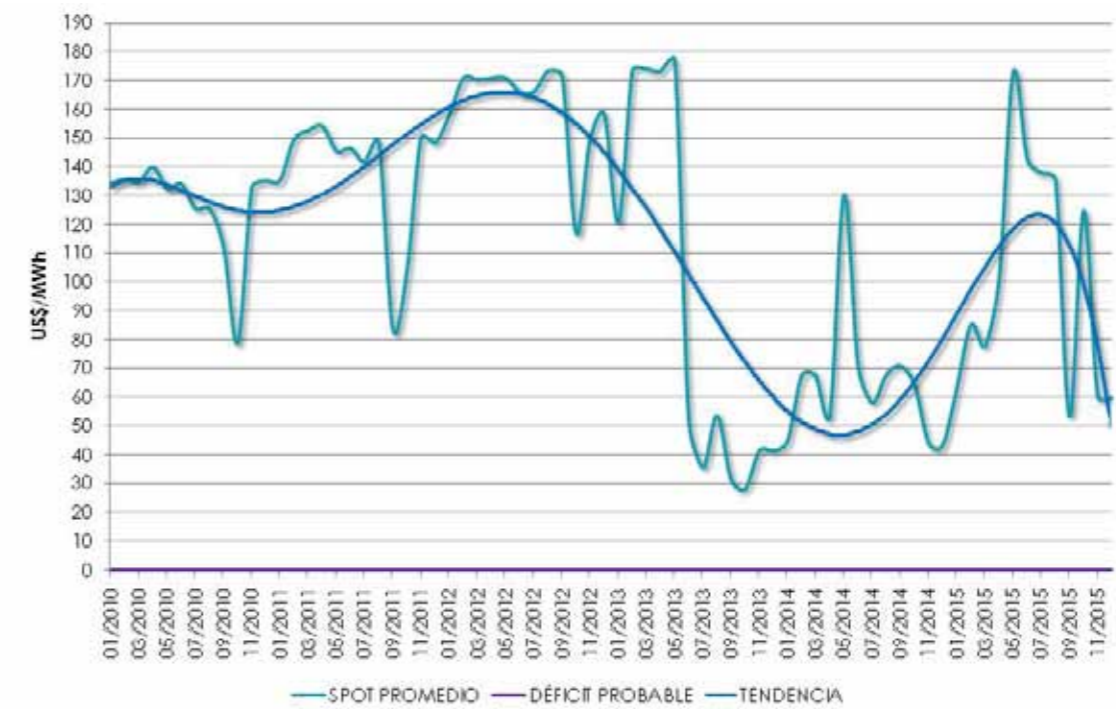




Gráfica 3 7 Potencia disponible-Demanda, caso 2



Gráfica 3 8 Costo marginal para la demanda, caso 2





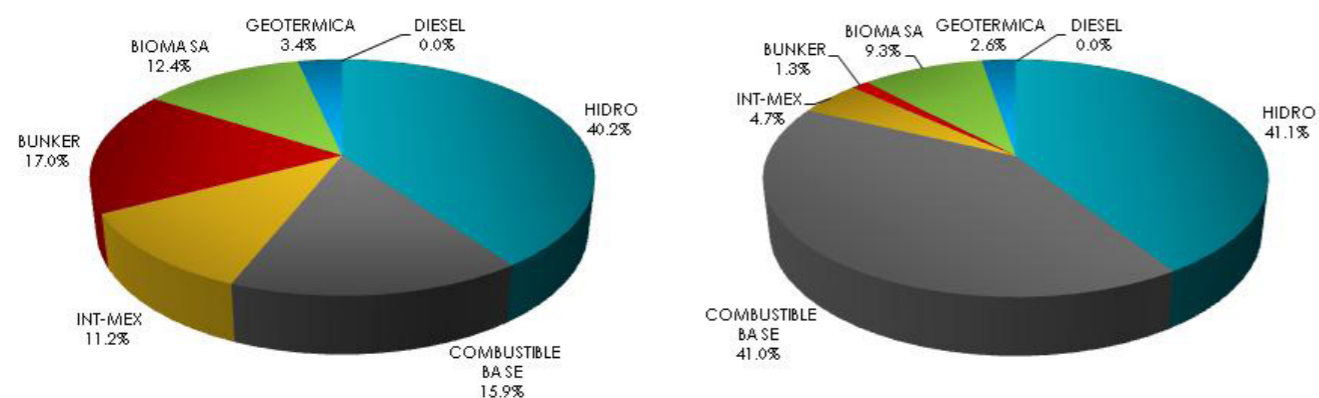
# CASO 3

TIPO DEMANDA  
**alta**

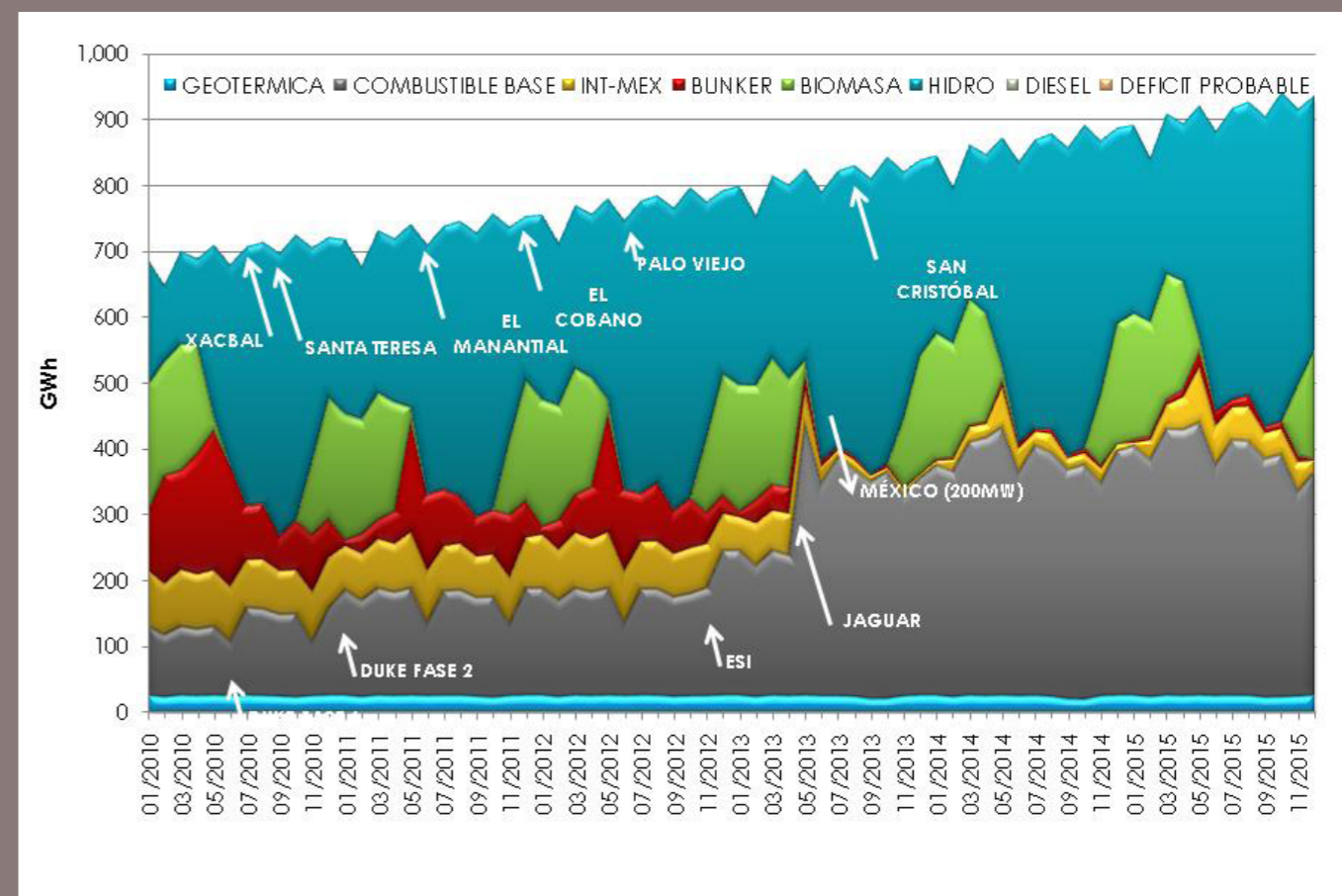
TENDENCIA COMBUSTIBLE  
**referencia**

Para mayo del 2013 cuando ingresa la planta de carbón Jaguar se estima que la generación con carbón aumentará de 15.9% en el 2010 a 41.0% en el 2015; debido a esto la generación con bunker se reducirá de 17.0% a 1.3%. Se estima que el despacho de energía con bunker será aproximadamente de 141.40 GWh en el 2015. El costo marginal promedio para la demanda en estas condiciones será aproximadamente de \$109.47 por MWh. En estas circunstancias el déficit probable será nulo.

Gráfica 3 9 Matriz energética (energía) año 2010 y 2015, caso 3

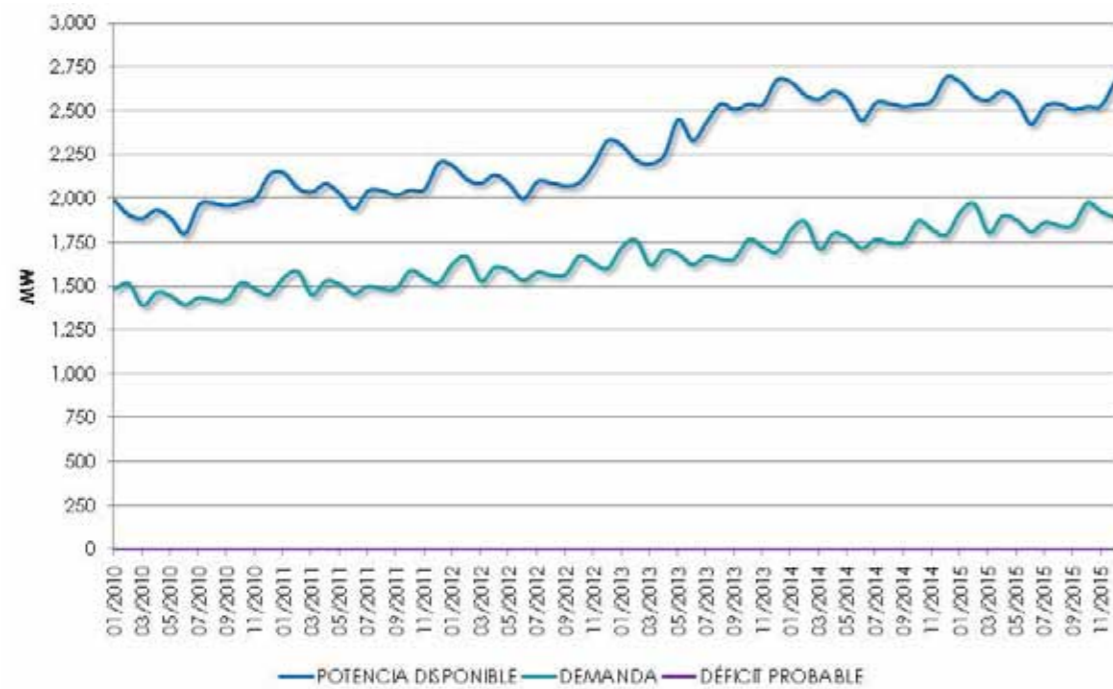


Gráfica 3 10 Despacho de energía, caso 3

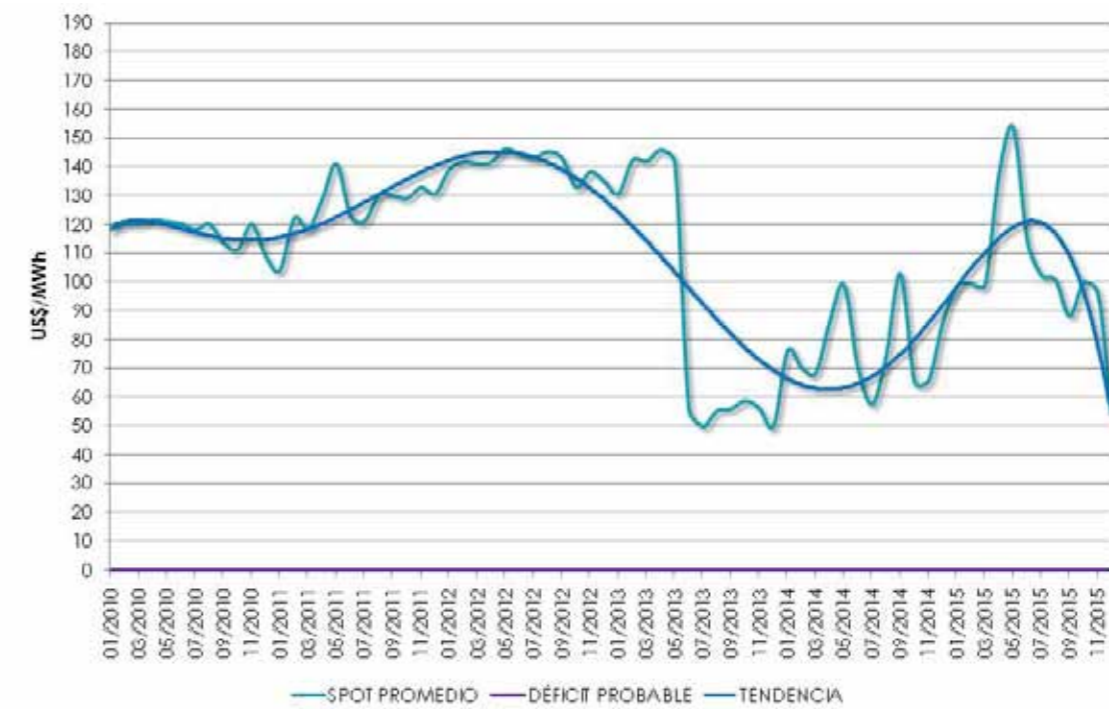




Gráfica 3 11 Potencia disponible-Demanda, caso 3



Gráfica 3 12 Costo marginal para la demanda, caso 3



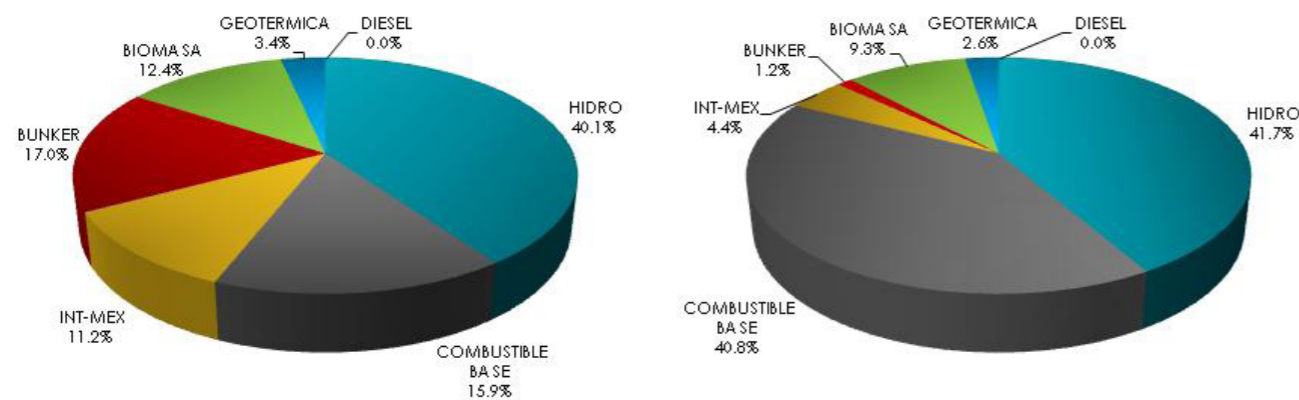
# CASO 4

TIPO DEMANDA  
**alta**

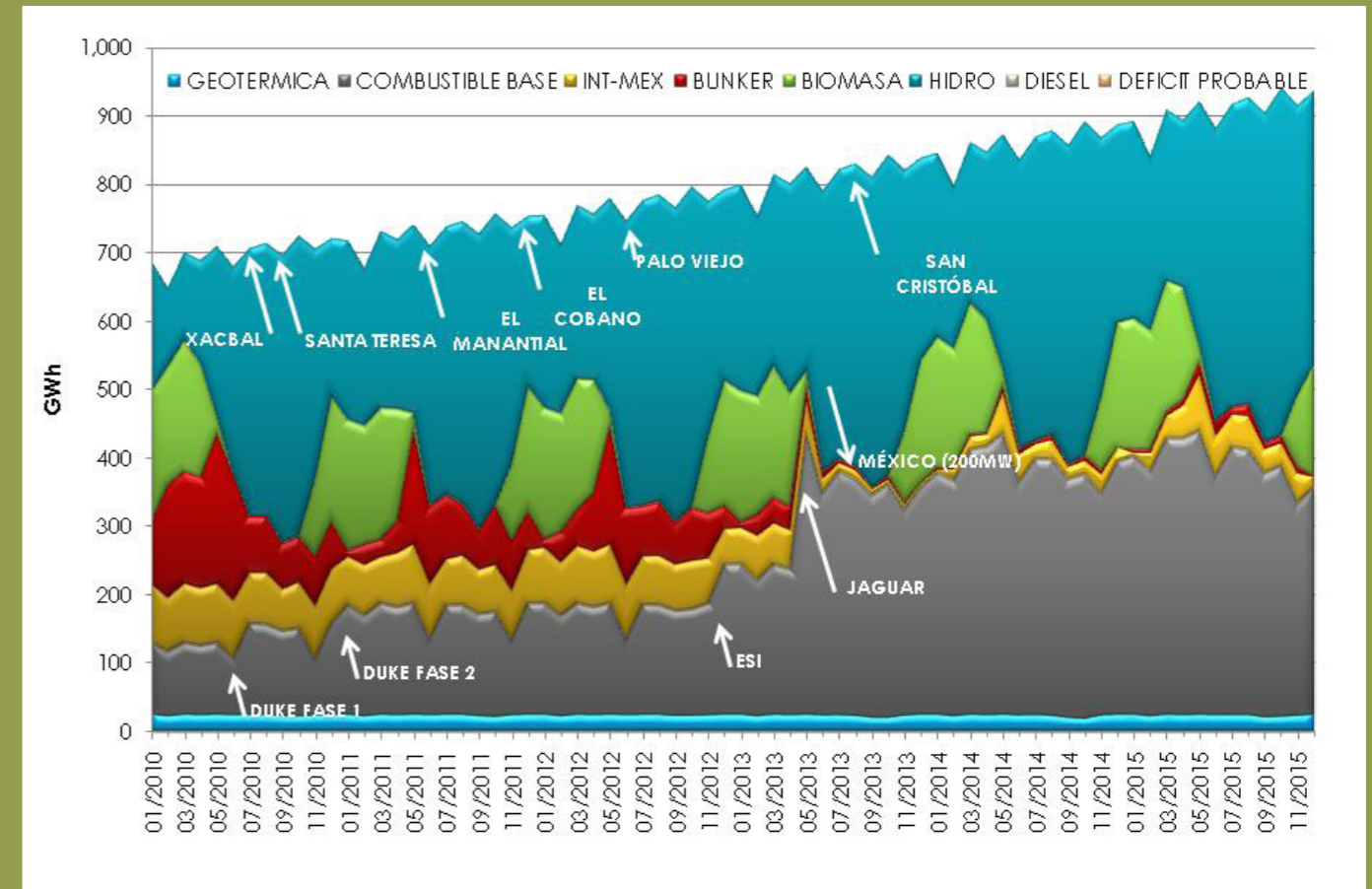
TENDENCIA COMBUSTIBLE  
**alta**

Para mayo del 2013 cuando ingresa la planta de carbón Jaguar se estima que la generación con carbón aumentará de 15.9% en el 2010 a 40.8% en el 2015; debido a esto la generación con bunker se reducirá de 17.0% a 1.2%. Se estima que el despacho de energía con bunker será aproximadamente de 125.91 GWh en el 2015. El costo marginal promedio para la demanda en estas condiciones será aproximadamente de \$131.55 por MWh. En estas circunstancias el déficit probable será nulo.

Gráfica 3 13 Matriz energética (energía) año 2010 y 2015, caso 4

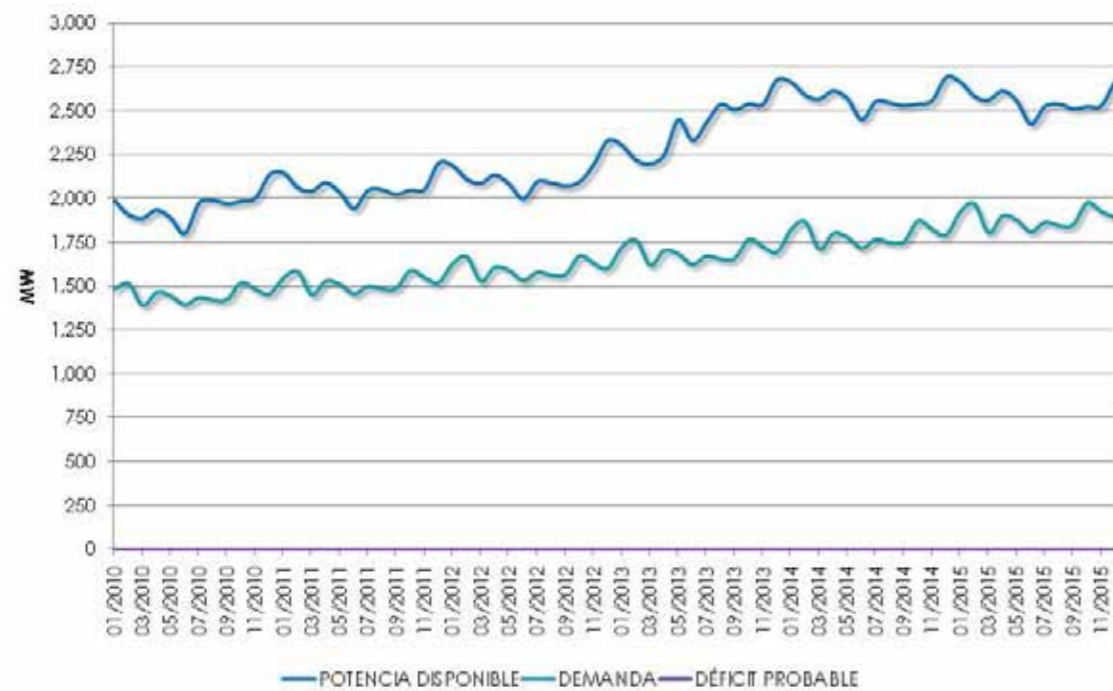


Gráfica 3 14 Despacho de energía, caso 4





Gráfica 3 15 Potencia disponible-Demanda, caso 4



Gráfica 3 16 Costo marginal para la demanda, caso 4

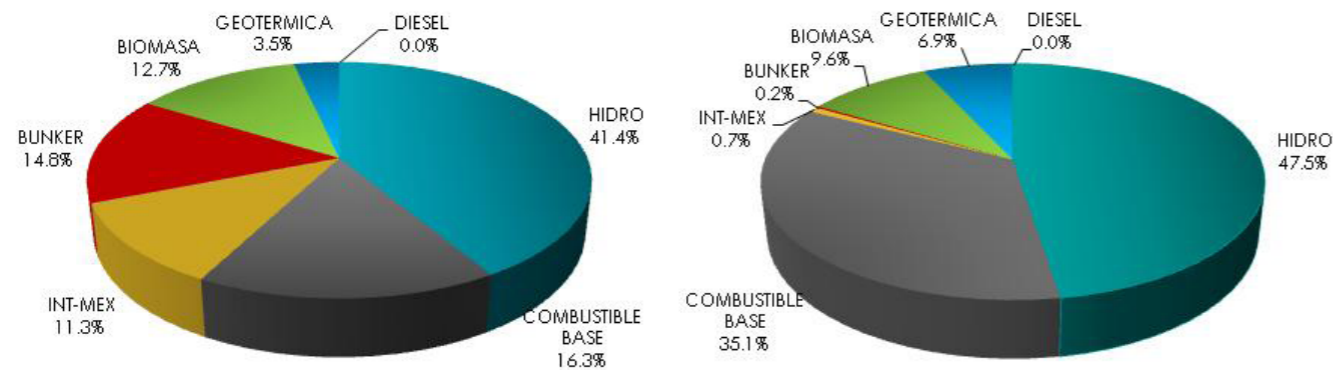


# CASO 5

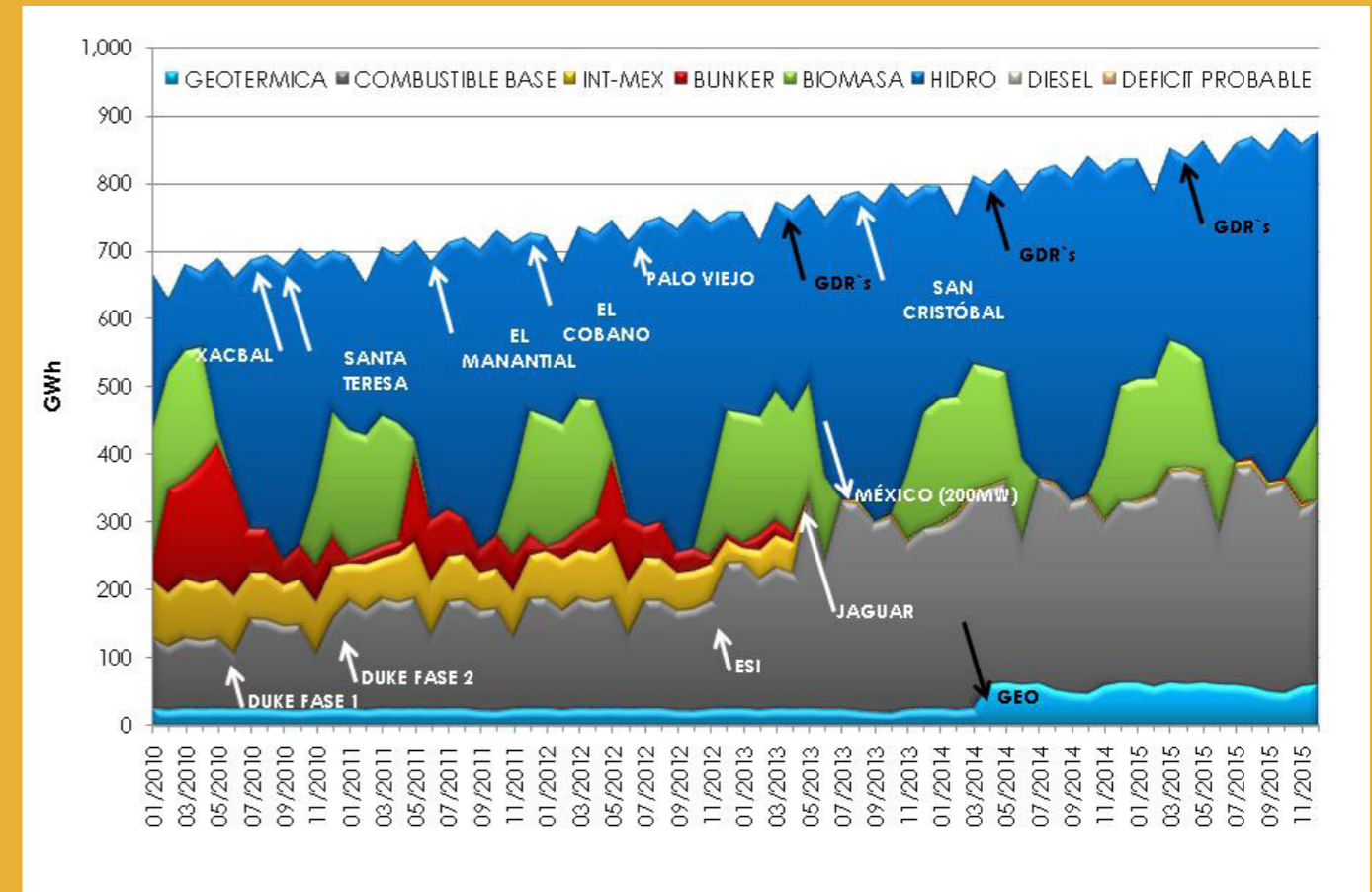
|              |                       |
|--------------|-----------------------|
| TIPO DEMANDA | TENDENCIA COMBUSTIBLE |
| <b>media</b> | <b>referencia</b>     |

El presente caso considera la entrada de un central geotérmica de 50MW a partir de abril del año 2014, adicionalmente se considera la entrada de un bloque de 50MW de generación distribuida renovable; en bloques de 20MW para abril del 2013, 20MW para abril del 2014 y 10MW para abril del 2015. Estas centrales de generación con base a recursos renovables eliminan la volatilidad de los precios que se presentan en la transición (mayo y junio) de la época seca a la época húmeda.

GRÁFICA 3 17 Matriz energética (energía) 2015, caso 5

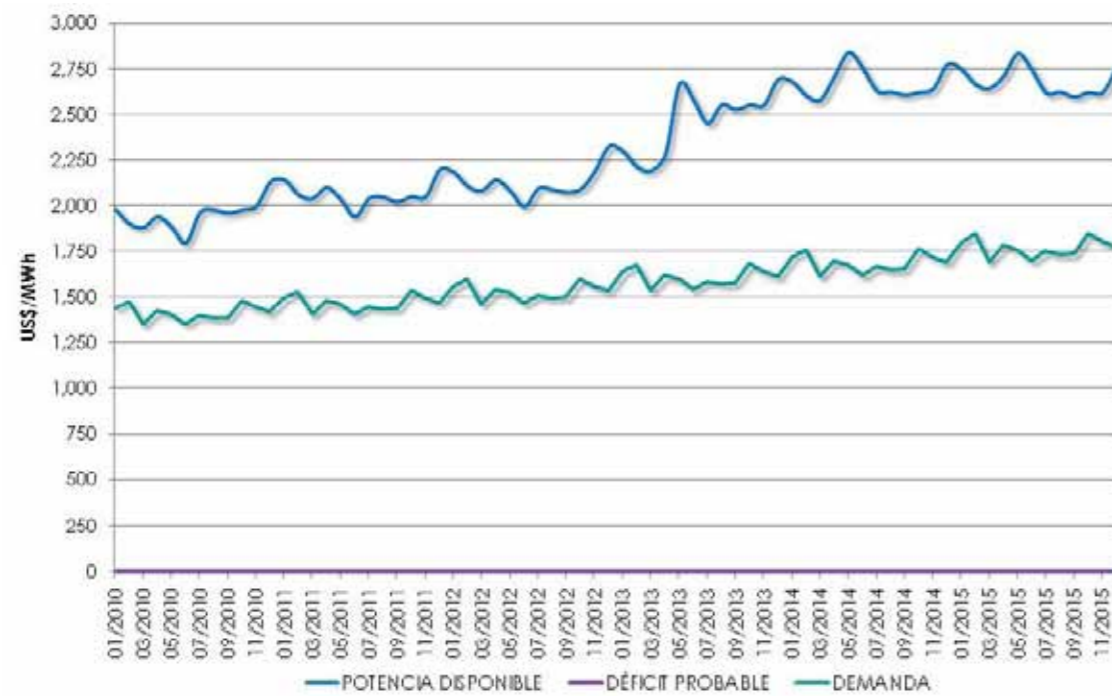


Gráfica 3 18 Despacho de energía, caso 5

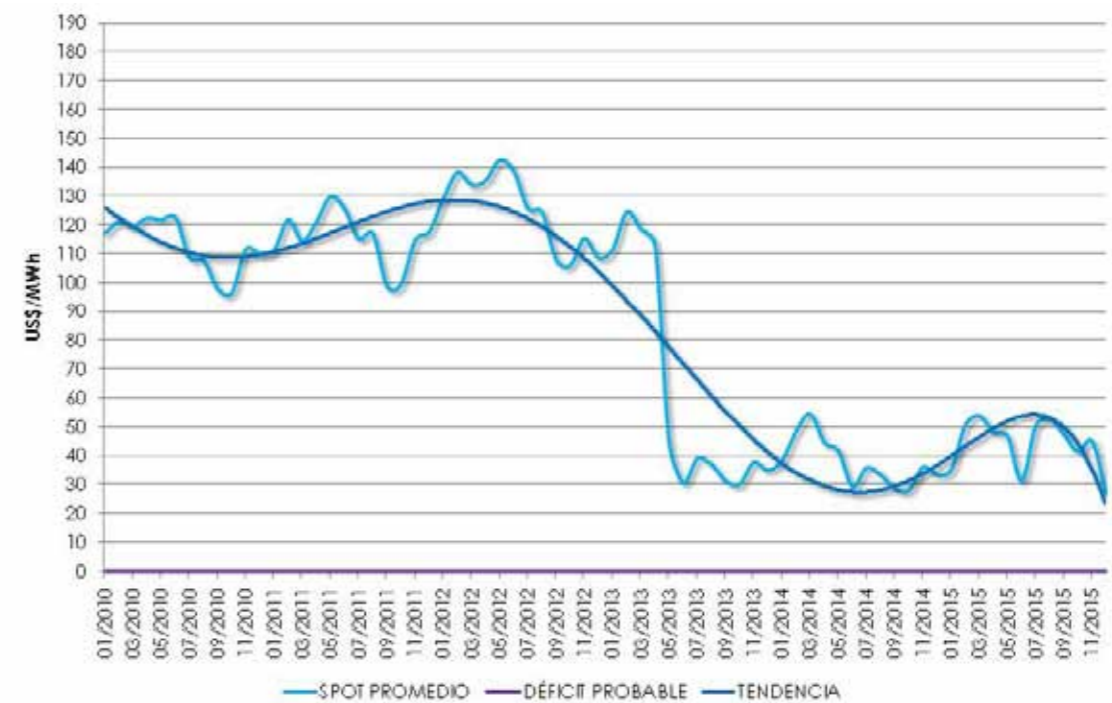




Gráfica 3 19 Potencia disponible-Demanda, caso 5



Gráfica 3 20 Costo marginal para la demanda, caso 5



## PÉRDIDAS NODALES



En el Mercado Eléctrico guatemalteco el procedimiento para modelar y determinar el valor económico de las pérdidas en el sistema de transmisión, es por medio del establecimiento de un factor de pérdidas en cada nodo en el Sistema Nacional Interconectado, mediante el cual, la energía eléctrica se valoriza en cada punto de la red respecto a un nodo de referencia.

El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el mercado afectado por el Factor de Pérdidas Nodales.

El Factor de Pérdidas Nodales<sup>4</sup> de Energía de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 7 se establece con relación al nodo de referencia (Guatemala-Sur-230kV) como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en dicho nodo el costo marginal incorpora las pérdidas marginales del transporte al nodo de referencia.

En este estudio se determinaron los factores de pérdidas nodales aproximados para el CASO 1, de los nodos en los cuales se prevé en el futuro se instalen nuevas centrales de generación o en nodos que representan una importancia considerable en el Sistema Nacional Interconectado.

El cálculo realizado en este análisis considera que las obras del Plan de Expansión del Sistema Transporte están en operación comercial, por lo cual dichos factores no pueden ser considerados definitivos ya que los valores además de la topología de la red, dependen de la estacionalidad, el despacho diario económico de carga y de la demanda en el SNI.

Los factores de pérdidas nodales de las barras de carga existentes en 69kV tienden a mejorar lo que se traduce en una reducción drástica de las pérdidas en la red, resultando en un beneficio para el usuario del servicio de energía eléctrica.

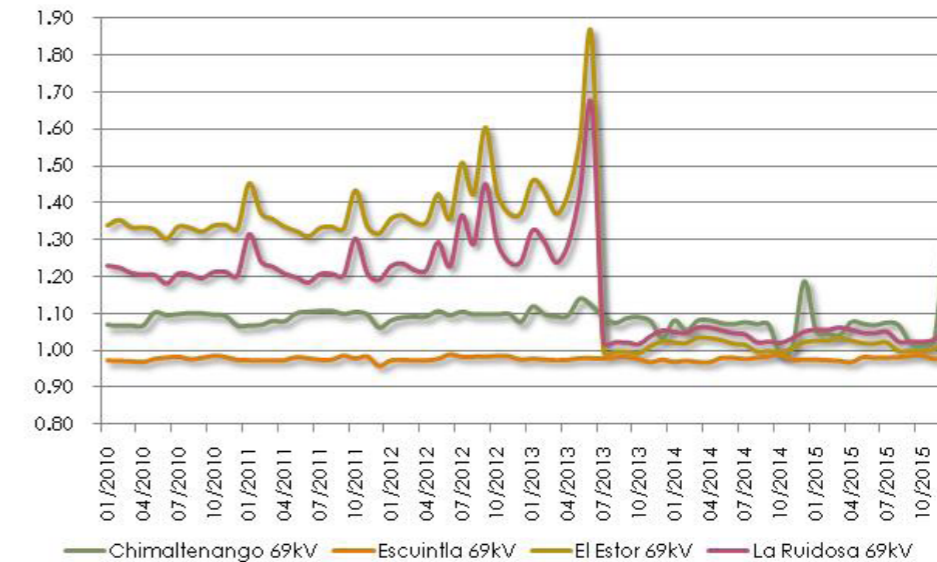
Los factores de pérdidas nodales de los nodos futuros consideradas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 tienden a variar muy cercanos a 1.0 debido a la estacionalidad entre época húmeda y seca, lo que podría traducirse en un beneficio para las centrales que se conecten en el futuro.

Los factores de pérdidas nodales de las barras existentes en 230kV en su mayoría tienden a mejorar lo que se traduce en una reducción drástica de las pérdidas en la red, resultando igualmente en un beneficio para el usuario del servicio de energía eléctrica.

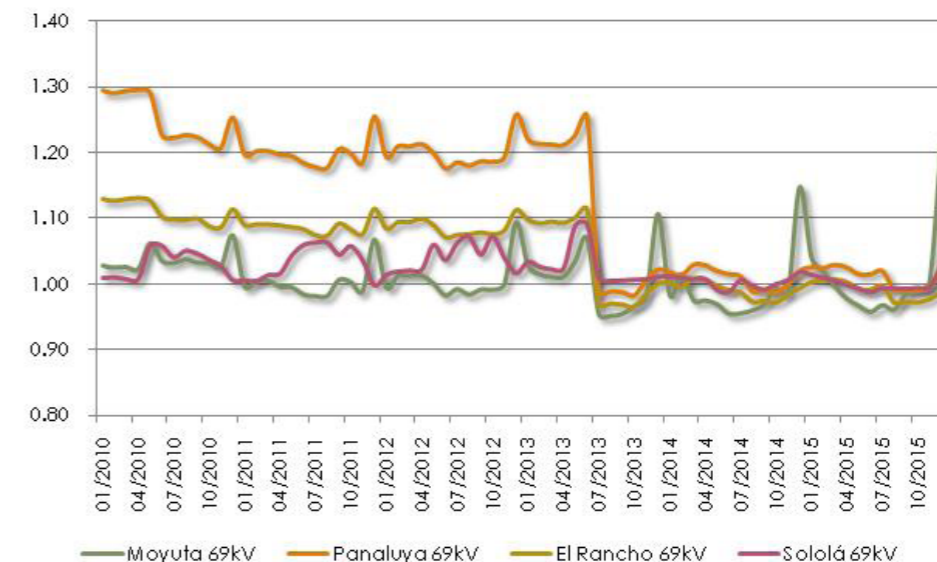
4: Factor de Pérdidas Nodales de Energía (FPNE) según lo establece la Norma de Coordinación Comercial No. 7 del AMM se define como:  $FPNE_{ik} = 1 + (\Delta Perd / \Delta Pd_{ik})$  siendo:  $\Delta Perd / \Delta Pd_{ik}$  la variación de las pérdidas totales de transporte con respecto a la potencia demandada en el nodo *i*, como nodo de referencia.



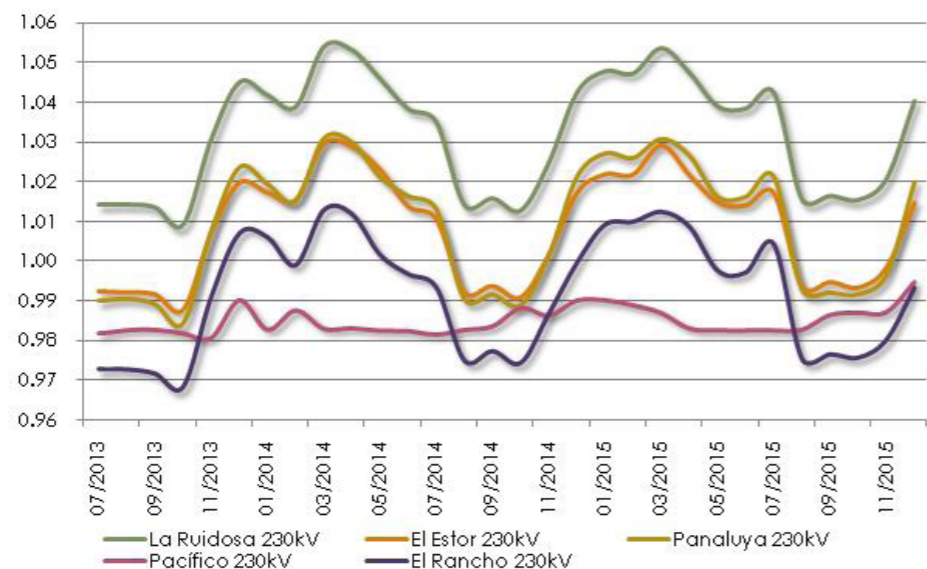
Gráfica 3 21 Factores de pérdidas nodales, nodos de carga en 69kV.



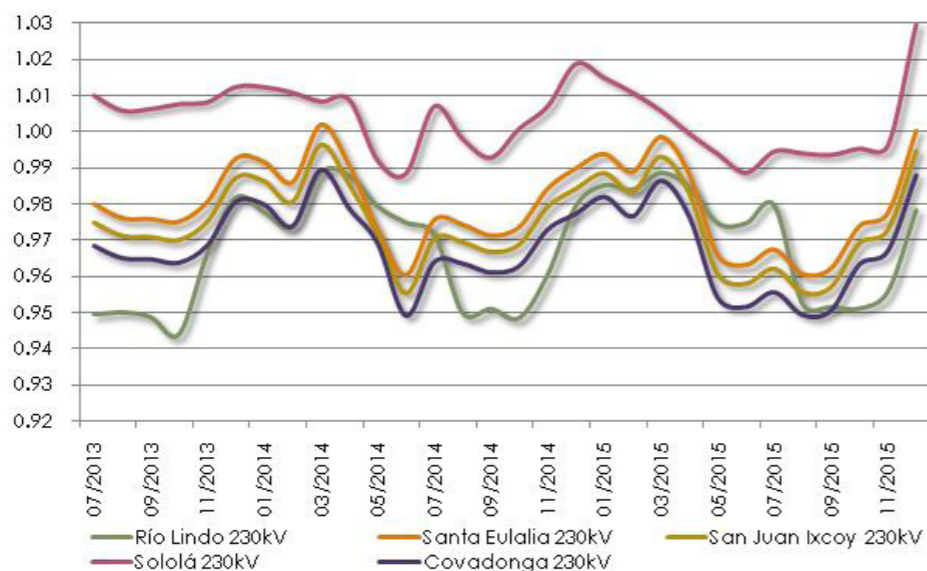
Gráfica 3 22 Factores de pérdidas nodales, nodos de carga en 69kV.



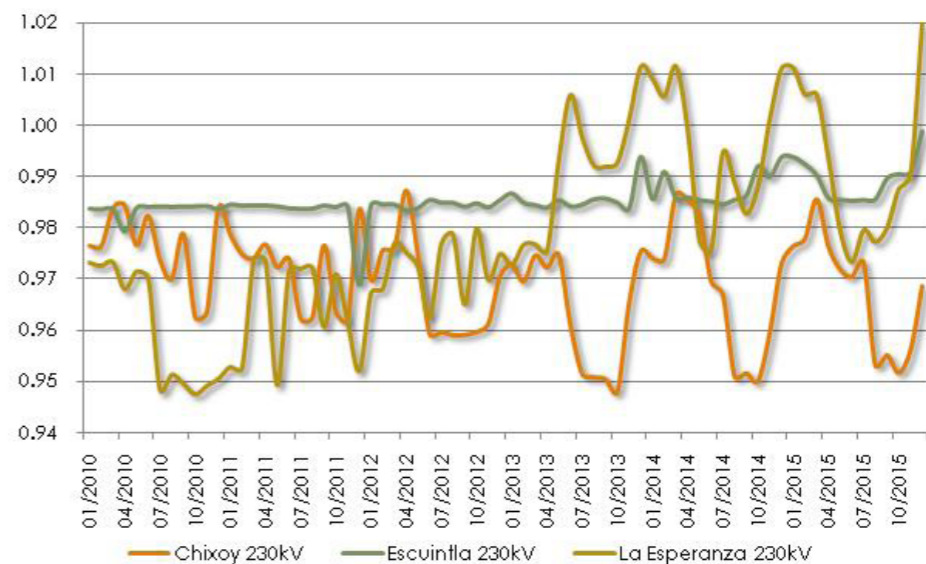
Gráfica 3 23 Factores de pérdidas nodales, nodos nuevos PET en 230kV.



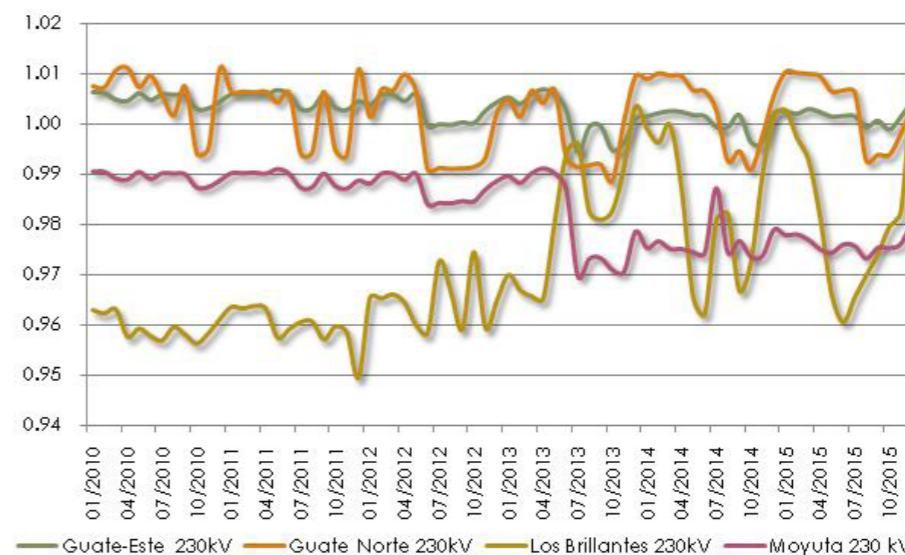
Gráfica 3 24 Factores de pérdidas nodales, nodos nuevos PET en 230kV.



Gráfica 3 25 Factores de pérdidas nodales, nodos existentes en 230kV.



Gráfica 3 26 Factores de pérdidas nodales, nodos existentes en 230kV







## CONCLUSIONES

I. La tasa de crecimiento de la demanda de energía y potencia eléctrica muestra una relación directa con el Producto Interno Bruto nacional, a partir del año 2009 se puede apreciar una recuperación; no obstante fenómenos naturales podrían afectar dicha recuperación.

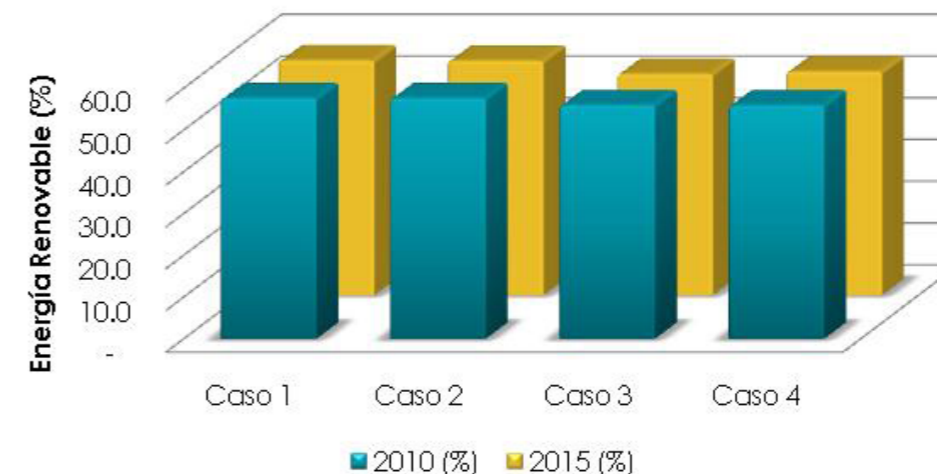
II. Existe un aumento del 16% al 41% en promedio, del año 2010 al año 2015, de la generación con combustible base. El ingreso de la central térmica Jaguar en mayo de 2013 disminuirá considerablemente la generación con derivados líquidos del petróleo, esta disminución dependerá de las condiciones de demanda, hidrología y costos de combustible.

III. Para garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica se hace necesario el ingreso de las nuevas plantas de generación consideradas en este estudio que proporcionen la energía necesaria para abastecer la demanda al mínimo costo.

IV. El costo marginal para la demanda (precio SPOT) tiende a la baja a partir del ingreso de centrales hidráulicas y de combustible base, siendo necesario a partir del año 2015 la entrada de centrales nuevas que estabilicen en el largo plazo la tendencia del costo marginal. Debido a esta reducción en el precio SPOT se hace necesario que las centrales de generación cuenten con contratos que garanticen la recuperación de su inversión.

V. A fin de eliminar la volatilidad del precio SPOT en la transición de la época seca a la húmeda y garantizar después del año 2015 una mayor estabilidad de dicho precio es conveniente incentivar el ingreso de una central geotérmica y la entrada de generación distribuida renovable.

VI. En todos los casos se puede observar que la generación de energía renovable se encuentra por arriba del 50%.



| Año      | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|----------|--------|--------|--------|--------|
| 2010 (%) | 57.6   | 57.6   | 55.9   | 55.9   |
| 2015 (%) | 56.2   | 56.1   | 53.0   | 53.6   |

VII. La mayoría de los factores de pérdidas nodales en los nodos existentes de 69kV y 230kV tienden a mejorar, esto se traduce en un beneficio para los usuarios del servicio ya que se presentará una reducción significativa en las pérdidas de la red. Los factores de pérdidas nodales de los nodos del Plan de Expansión 2008-2018 tienden a valores cercanos a 1, con lo cual se beneficiará a las centrales que se conecten en estos nodos en el futuro.

## BIBLIOGRAFÍA



1. Administrador del Mercado Mayorista, Informe Estadístico 2009, Normas de Coordinación <https://www.amm.org.gt>
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022  
Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018  
<http://www.cnee.gob.gt>

## ANEXO A

### ACRÓNIMOS

---

|               |   |
|---------------|---|
| <b>AMM</b>    | Administrador del Mercado Mayorista.                  |
| <b>CNEE</b>   | Comisión Nacional de Energía Eléctrica.               |
| <b>DEOCSA</b> | Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.      |
| <b>DEORSA</b> | Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.        |
| <b>EEGSA</b>  | Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.                  |
| <b>EIA</b>    | Energy Information Administration.                    |
| <b>ETCEE</b>  | Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica. |
| <b>INDE</b>   | Instituto Nacional de Electrificación.                |
| <b>MEM</b>    | Ministerio de Energía y Minas.                        |
| <b>TRECSA</b> | Transportadora de Energía de Centro América, S. A.    |
| <b>TRELEC</b> | Transportista Eléctrica Centroamericana.              |

### UNIDADES DE MEDIDA

---

|             |                                       |
|-------------|---------------------------------------|
| <b>GWh</b>  | Giga vatios hora.                     |
| <b>kV</b>   | Kilo voltio.                          |
| <b>MVA</b>  | Mega voltio-amperio.                  |
| <b>MW</b>   | Mega vatio.                           |
| <b>MWh</b>  | Mega vatio hora.                      |
| <b>P.U.</b> | Por Unidad                            |
| <b>US\$</b> | Dólares de Estados Unidos de América. |

### MÚLTIPLOS

---

| <b>PREFIJO</b> | <b>SÍMBOLO</b> | <b>FACTOR</b>     |
|----------------|----------------|-------------------|
| Kilo           | k              | 1,000             |
| Mega           | M              | 1,000,000         |
| Giga           | G              | 1,000,000,000     |
| Tera           | T              | 1,000,000,000,000 |

## ANEXO B

Administrador del Mercado Mayorista,  
Demanda Firme,  
<http://www.amm.org.gt>

Administrador del Mercado Mayorista,  
Oferta Firme y Oferta Firme Eficiente,  
<http://www.amm.org.gt>

Ministerio de Energía y Minas, Informe Estadísticas  
Energéticas Subsector Eléctrico 2001-2008,  
<http://www.mem.gob.gt>

TRELEC, Información Corporativa,  
<http://www.eegsa.com/informacion4.php>

Unión Fenosa, LA Empresa, Líneas de Alta Tensión,  
<http://www.unionfenosa.com.gt/>

Comisión Nacional de Energía Eléctrica,  
Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018  
<http://www.cnee.gob.gt>

Administrador del Mercado Mayorista,  
Informe Estadístico 2007, 2008 y 2009  
<http://www.amm.org.gt>

Banco de Guatemala, Producto Interno Bruto -PIB-, Base  
2001 y Base 1958, Años: 1990 - 2007  
(Tasa de Variación),  
<http://www.banguat.gob.gt/inc/ver.asp?id=/mapa/default.htm>

Energy Information Administration (EIA), AEO2009 National  
Energy Modeling System, 2009,  
<http://www.eia.doe.gov>



**coordinación**

Licda. Pilar Escudero

Inés Elvira Arango



4 Avenida 15-70 Zona 10,  
Edificio Paladium, Nivel 12  
Ciudad de Guatemala,  
Guatemala

Teléfono: +502 2321-8000  
Fax: +502 2321-8002

[www.cnee.gob.gt](http://www.cnee.gob.gt)  
[cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt)