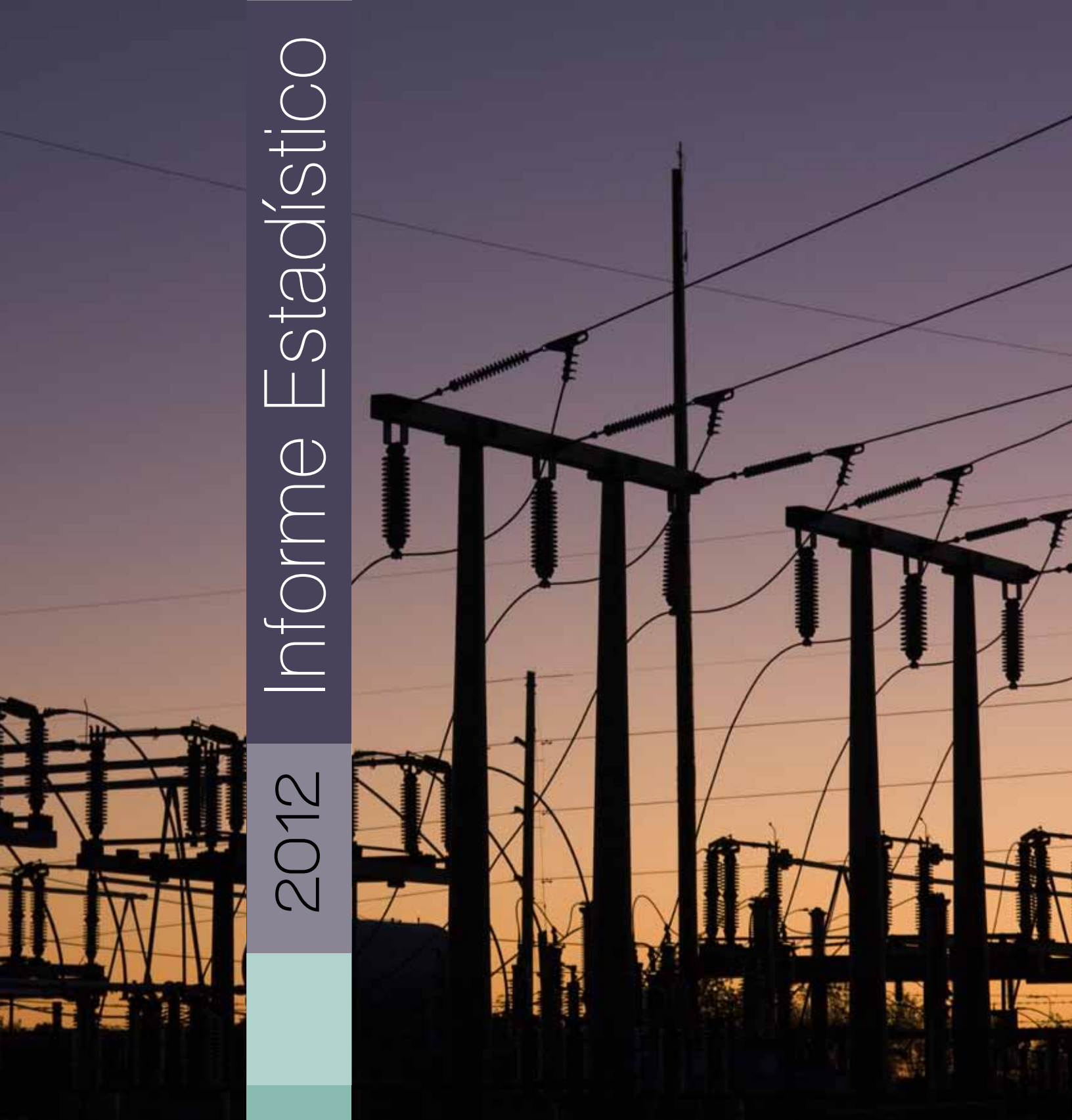


Informe Estadístico

2012





Informe Estadístico

2012

INDICADORES DEL MERCADO
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE
LA REPÚBLICA DE GUATEMALA
CORRESPONDIENTES AL AÑO 2011

Informe Anual 2012

Presentación del Informe

En un mercado, la información es la principal herramienta con que cuentan los agentes económicos para tomar decisiones, de hecho, las mejores decisiones las toman los agentes mejor informados.

En nuestro Mercado Mayorista de Electricidad, la cantidad de información que se genera es considerable y se relaciona con diversos tópicos, que van por mencionar algunos, desde la operación del Sistema Nacional Interconectado y su costo asociado, la liquidación de las transacciones, importaciones y exportaciones de energía, hasta el uso del agua.

De esta cuenta, una de las actividades más importantes que la CNEE realiza es el monitoreo del funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, mediante la implementación de indicadores estadísticos que representan el comportamiento en el tiempo de los parámetros más representativos del mercado.

La difusión del monitoreo del Mercado Mayorista que la CNEE efectúa semana a semana, contribuye a que los Agentes y Participantes del mercado estén mejor informados, y por ende, a que el funcionamiento del mercado sea más transparente y competitivo.

Con el afán de seguir documentando y difundiendo información del Mercado Mayorista de Electricidad, se elaboró el presente documento que recopila la información más representativa de la operación y funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad durante el año 2011, información que dentro del documento es analizada con el objetivo de explicar los hitos más relevantes que marcaron otro año más de operación de nuestro Mercado Mayorista de Electricidad.

Atentamente,



Ing. Marcello Estrada
Jefe División de Mercado



Índice

Sección 1. Producción de energía y Precio Spot

- 1.1 Introducción
- 1.2 Abastecimiento de la demanda de energía del SNI durante el año 2011 con generación local
- 1.3 Importación de energía / oferta total de generación
- 1.4 Costos variables de generación y precios internacionales de los combustibles
- 1.5 Precios Spot

Sección 2. Fenómenos océano-atmosféricos y su influencia en el régimen hidrológico en Guatemala durante el año 2011

- 2.1 Fenómenos océano-atmosféricos
- 2.2 Caudales en embalses hidroeléctricos
- 2.3 Generación hidroeléctrica 2011

Sección 3. Demanda de energía y potencia del Sistema Nacional Interconectado

- 3.1 Análisis de la demanda de potencia y energía
- 3.2 Demanda de potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista
 - 3.2.1 Potencia
 - 3.2.2 Energía
- 3.3 Requerimientos de potencia y energía eléctrica de los participantes consumidores en el Mercado Mayorista durante el 2011
 - 3.3.1 Distribuidores
 - 3.3.2 Grandes Usuarios

Sección 4. Aspectos relevantes del Mercado Mayorista de Electricidad

- 4.1 Servicios complementarios
 - 4.1.1 Reserva Rodante Operativa (RRO)
 - 4.1.2 Reserva Rápida (RRa)
- 4.2 Generación Forzada
- 4.3 Desvíos de Potencia
- 4.4 Transacciones en el Mercado a Término y el Mercado de Oportunidad de la Energía

Sección 5. Transacciones Internacionales.

- 5.1 Transacciones internacionales del mercado mayorista de electricidad
- 5.2 Intercambios del Mercado Mayorista de electricidad con el Mercado Eléctrico Regional
- 5.3 El mercado eléctrico en América Central
- 5.4 Interconexión eléctrica Guatemala-México



Fuentes de Información

El presente informe estadístico fue elaborado con base en los siguientes documentos y reportes que emite el Administrador del Mercado Mayorista (AMM):

- Informes de Transacciones Económicas.
- Posdespachos.
- Programas de despacho diario, semanal y anual.
- Informes de generación.

En los casos donde se utilizó información de otras fuentes, se citan al pie del cuadro o gráfica correspondiente.

Lista de acrónimos

Administrador del Mercado Mayorista	AMM
Barril de combustible	BBL
Coficiente de requerimiento adicional de la demanda	CAD
Comisión Nacional de Energía Eléctrica	CNEE
Costo variable de generación	CVG
Desvíos de Potencia	DP
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A.	DEOCSA
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.	DEORSA
Documento de Transacciones Eléctricas Regionales	DTER
Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.	EEGSA
Ente Operador Regional	EOR
Gigavatio-hora	GWH
Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología	INSIVUMEH
International Research Institute	IRI
Megavatio	MW
Megavatio-hora	MWH
Mercado Eléctrico Regional	MER
National Oceanic and Atmospheric Administration	NOAA
Organización Meteorológica Mundial	OMM
Porcentaje de azufre	%S
Regulación Primaria de Frecuencia	RPF
Reserva Rápida	RRa
Reserva Rodante Operativa	RRO
Sistema Nacional Interconectado	SNI
West Texas Intermediate	WTI



1

Producción de energía y precio spot



1. Producción de energía y precio spot

1.1 Introducción

El Mercado de Oportunidad de la Energía o Mercado Spot, es un mercado de cierre donde se liquidan los excedentes de energía no comprometida en contratos de los Participantes Productores, que cubrieron los faltantes de energía no abastecidos por contratos de los Participantes Consumidores.

En el Mercado Spot, la energía es valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía o Precio Spot, el cual se fija en intervalos horarios y depende del costo variable de generación (CVG) de la última unidad que fue convocada a generar por el AMM para cubrir la demanda, observando la premisa fundamental de abastecer la demanda al mínimo costo. La unidad que fija el Precio Spot se conoce como “unidad marginal”, y para fijar el precio, tuvo que haber estado generando durante 15 minutos como mínimo durante la hora correspondiente.

Un Participante que no tiene cubierta la totalidad de su demanda de energía con contratos y compra energía en el Mercado Spot, debe tomar en cuenta los riesgos asociados a la volatilidad en dicho mercado. A continuación se describen algunos de los factores que afectan los Precios Spot:

- a) Cuando se producen fallas en el Sistema Nacional Interconectado (SIN), es necesario convocar unidades o centrales de generación de costo variable alto, encareciendo el Precio Spot.
- b) Si alguna central o unidad de costo variable bajo requiere de un mantenimiento, debe ser reemplazada por unidades de generación más caras, resultado un Precio Spot mayor.
- c) El Precio Spot es altamente influenciado por las condiciones hidrológicas:

- En condiciones de sequía, la generación hidroeléctrica se reduce y es necesario utilizar generación térmica para cubrir la demanda.

- En condiciones de un invierno normal, el Precio Spot se ve favorecido por la generación hidroeléctrica y generalmente su valor baja.

- En un invierno extremadamente lluvioso, si bien puede pensarse que la generación hidroeléctrica será mayor y esto favorecerá el Precio Spot, pueden presentarse indisponibilidades importantes en centrales hidroeléctricas que son afectadas por exceso de sedimentos en el caudal entrante, inundaciones etc. Dependiendo de la severidad de estas indisponibilidades, pueden llegar a afectar negativamente el Precio Spot con un posible incremento del mismo.

d) Derivado que los precios de los combustibles inciden directamente en los costos variables de generación, el Precio Spot también está sujeto a las fluctuaciones de los precios internacionales del carbón, búnker y diésel.

e) El aumento en la demanda de energía en el SNI es otro factor que afecta al Precio Spot. Una demanda creciente implica convocar a generar unidades de costo variable más alto, encareciendo el Precio Spot.

f) Otro factor que afecta al Precio Spot de la energía, es la banda horaria en la que se compre. Las bandas horarias en el Mercado Mayorista de Electricidad son tres, la banda mínima está comprendida de las 22:00 a las 06:00 horas, la banda media está comprendida de las 06:00 a las 18:00 horas y la banda máxima de las 18:00 a las 22:00 horas. Generalmente los Precios Spot de la energía son menos susceptibles de riesgo en las horas de baja demanda, mismas que generalmente se presentan durante la banda mínima, siempre y cuando no se hayan programado mantenimientos de centrales generadoras importantes que impliquen su indisponibilidad.

g) La incorporación de nueva generación de costos variables eficientes y las importaciones de energía con costos variables de generación bajos, conllevan un efecto positivo en los Precios Spot e incentivan la competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad.

1.2 Abastecimiento de la demanda de energía del SNI durante el año 2011 con generación local

Durante el año 2011 se incorporaron 9 centrales generadoras nuevas al Mercado Mayorista, aportando un total de 53.99 MW (ver cuadro 1). La generación hidroeléctrica nueva representó el 71.96% de la potencia que entró en operación comercial (38.85 MW), contribuyendo así al cambio de la matriz energética hacia energías renovables.



El incremento de la generación hidroeléctrica durante el periodo enero – abril del año 2011 fue de 11.78 puntos porcentuales con respecto al 2010

Cuadro 1. Generadores que iniciaron operación comercial en el Mercado Mayorista durante el año 2011

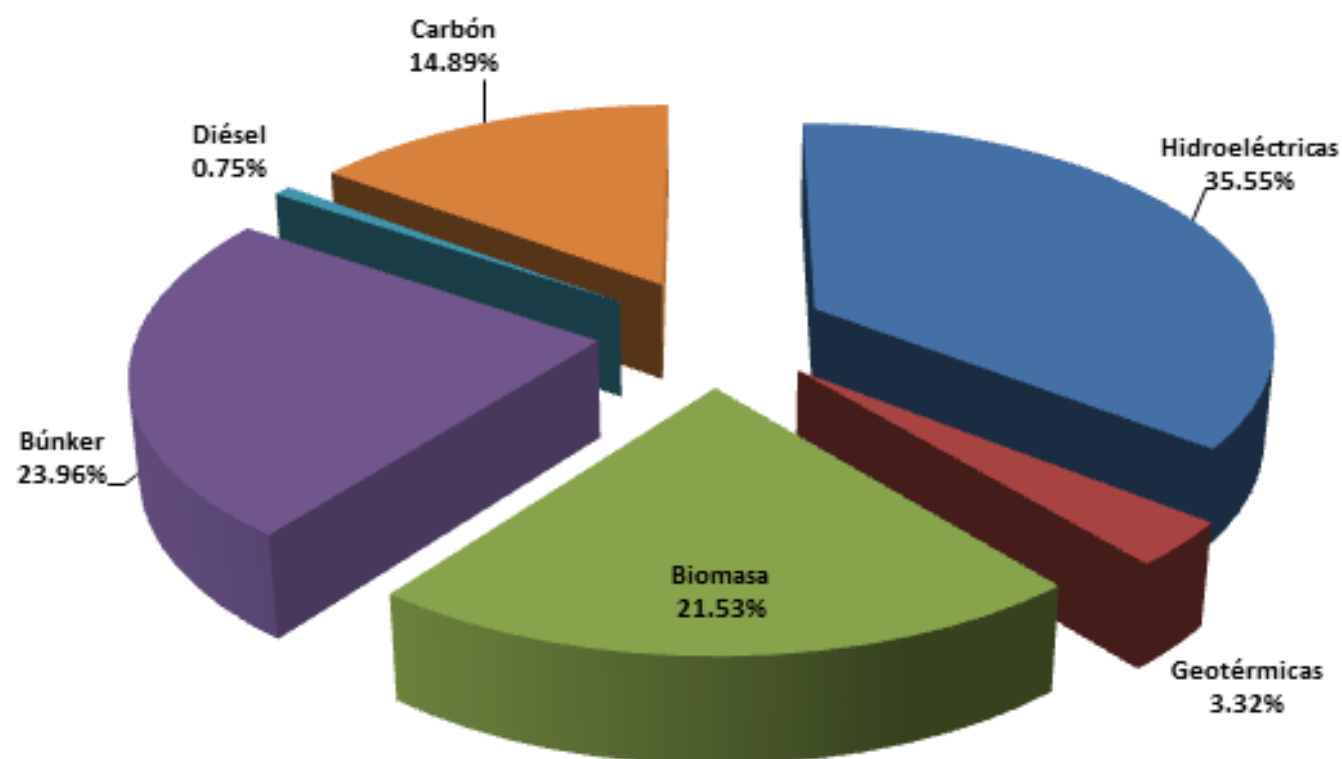
Nombre	Tipo	Potencia MW	Fecha de inicio de operación comercial
San Diego TND-B2	Turbina de vapor	2.98	9 de enero
Hidropower SDMM, S. A. (GDR)	Hidroeléctrica	2.16	25 de abril
Hidroeléctrica Panán	Hidroeléctrica	4.65	31 de julio
Central Generadora Santa Teresa	Hidroeléctrica	16.69	9 de octubre
Hidroeléctrica Sac-ja, S. A. (GDR)	Hidroeléctrica	2.00	28 de octubre
Hidrosacpur, S. A., proyecto hidroeléctrico La Perla (GDR)	Hidroeléctrica	3.70	28 de octubre
San Diego TND-B3	Turbina de vapor	10.16	13 de noviembre
Hidroeléctrica Choloma, S. A.	Hidroeléctrica	9.65	11 de diciembre
Ingenio Palo Gordo (GDR)	Turbina de vapor	2.00	18 de diciembre
	Total	53.99	

GDR = Generador Distribuido Renovable

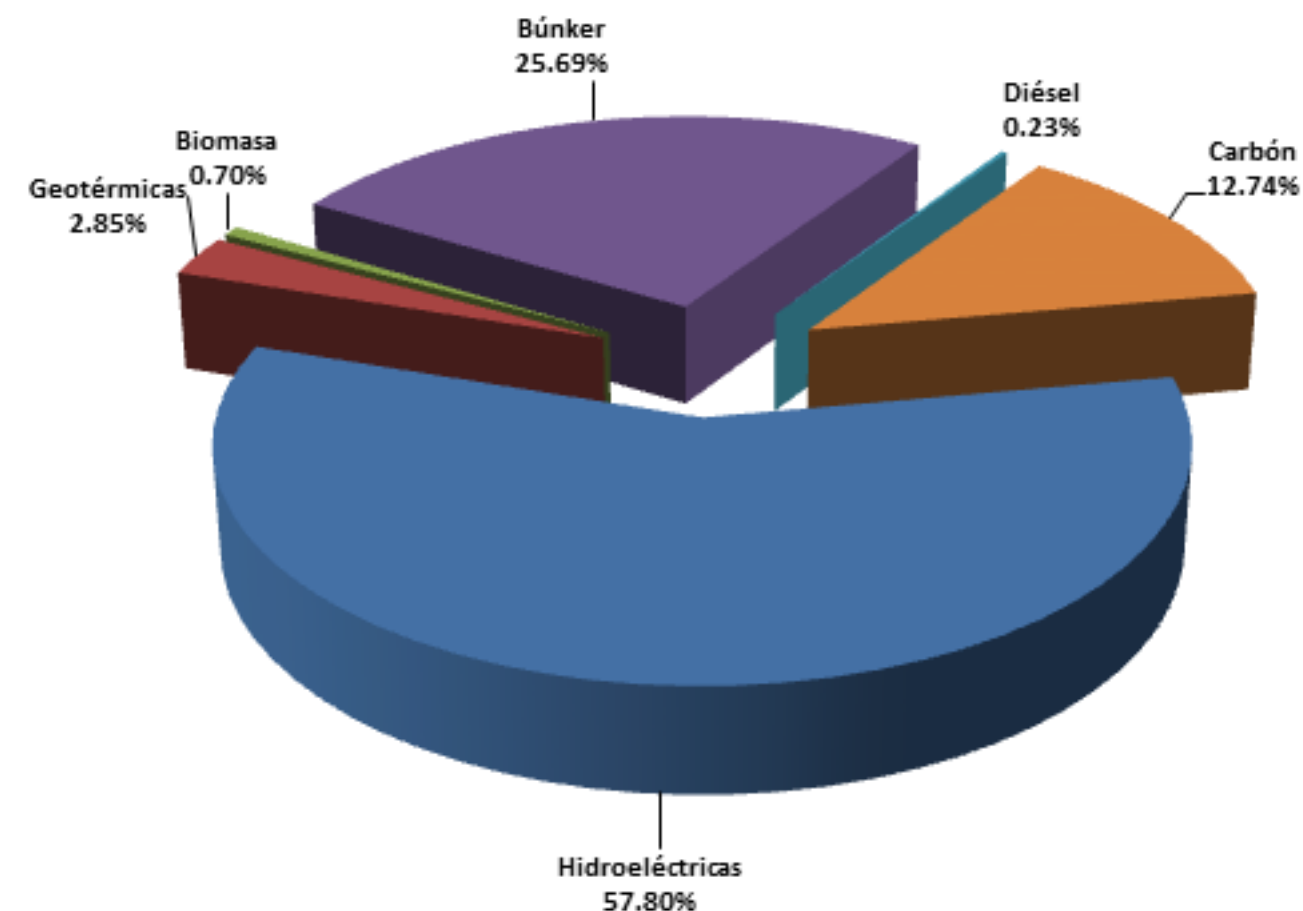
Las principales fuentes de energía renovable del parque generador de Guatemala son la hidroeléctrica y la biomasa. La generación con biomasa se produce utilizando como combustible el bagazo de caña de azúcar, siendo de gran importancia para el SNI porque contribuye a incrementar la seguridad del abastecimiento de energía. Esto es posible, porque la zafra azucarera se lleva a cabo en los meses de la época seca, complementándose así con la generación hidroeléctrica, que durante los meses de zafra ve mermado su aporte de energía.

La época seca (enero - abril) del año 2010, estuvo afectada por los escasos aportes hidrológicos del 2009. La generación hidroeléctrica en este periodo representó solamente un 23.77% de la producción local de energía. Por el contrario, el mismo periodo del 2011 tuvo la influencia del fuerte invierno del 2010 y junto con la incorporación de la central hidroeléctrica Hidro Xacbal, que entró en operación comercial en julio del 2010, la generación hidroeléctrica representó un 35.55% de la producción local (gráfica 1). El incremento de la generación hidroeléctrica durante el periodo enero - abril del año 2011 fue de 11.78 puntos porcentuales con respecto al 2010.

Gráfica 1. Producción de energía del SNI (enero - abril 2011)



Gráfica 2. Producción de energía SNI (mayo - octubre 2011)



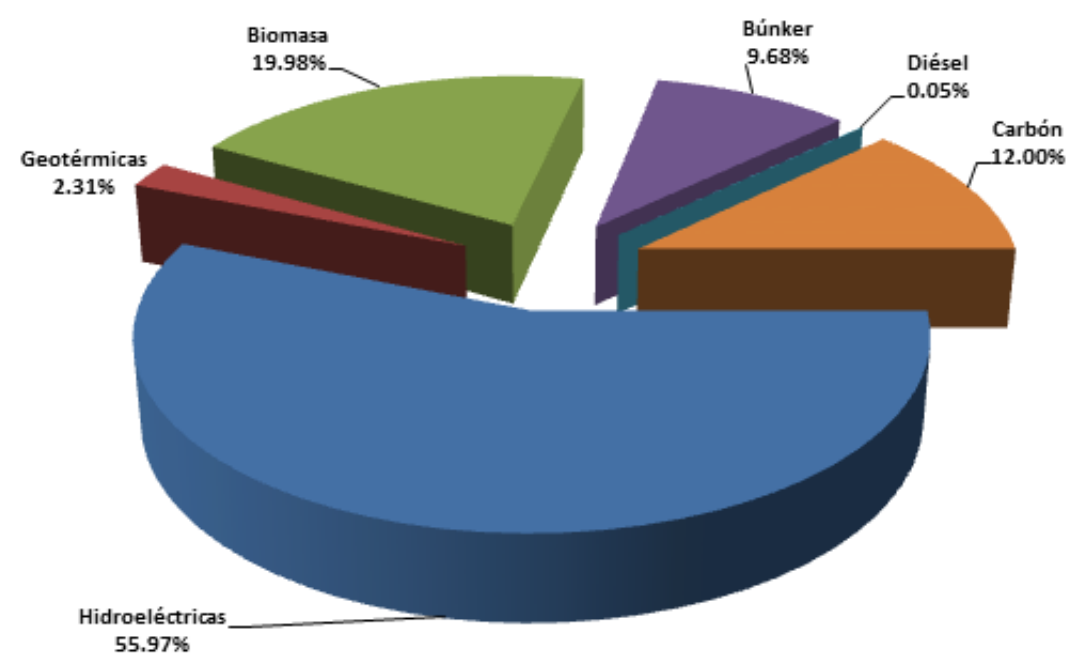
Al igual que en el año 2010, el invierno del 2011 (mayo - octubre) tuvo la influencia del fenómeno La Niña, caracterizándose por ser bastante húmedo (un análisis detallado de las condiciones hidrológicas del 2011 se presenta en la Sección 2). Durante el periodo de mayo a octubre, la generación hidroeléctrica representó el 57.80% de la generación local (gráfica 2). Con respecto al año 2010, donde la generación hidroeléctrica en este mismo periodo representó el 61.38%, se tiene una reducción de 3.58 puntos porcentuales. Aunque en el 2011 se incorporaron nuevas centrales generadoras hidroeléctricas, que hubieran incrementado la producción de energía hidráulica, las precipitaciones durante el invierno fueron menores que en el 2010, provocando con esto la reducción en la generación de energía descrita (ver Sección 2).

Al comparar las gráficas 1 y 2, puede notarse que la generación con biomasa es complementaria a la generación hidroeléctrica, pues mientras en la época seca la producción con biomasa alcanzó un 21.53%, en la época lluviosa llegó solamente a representar el 0.70% de la generación local de energía.

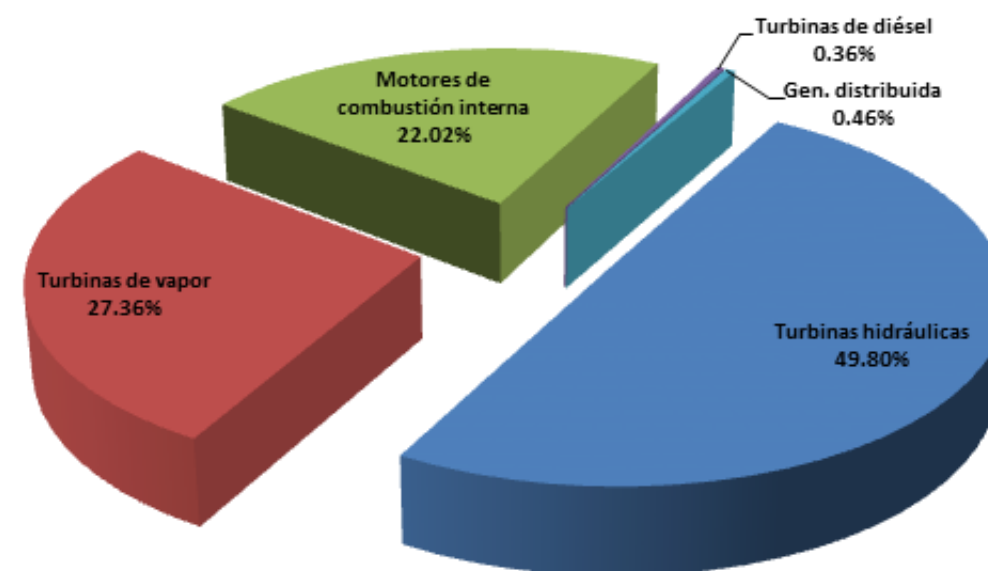


El periodo de noviembre y diciembre se caracteriza por tener altos aportes de generación hidroeléctrica y de biomasa. En el caso particular del 2011, se tuvo un invierno fuerte influenciado, como ya se dijo, por el fenómeno La Niña, siendo extensivos los efectos de este fenómeno a los meses de noviembre y diciembre, favoreciéndose así la generación hidroeléctrica. Generalmente, la zafra de los Ingenios azucareros inicia en noviembre de cada año, contándose también en este periodo con biomasa para la generación de energía. En la gráfica 3 puede apreciarse que la generación hidroeléctrica correspondió al 55.97% de la producción local y la generación con biomasa fue el 19.98%.

Gráfica 3. Producción de energía SNI (noviembre - diciembre 2011)



Gráfica 4. Participación en la producción de energía del SNI por tecnología (enero - diciembre 2011)



Si bien la biomasa y la hidroelectricidad son complementarias y provienen de fuentes renovables, el efecto a la baja que se esperaba en el Precio Spot de la energía se ve reducido, porque parte de la energía producida por los ingenios azucareros corresponde a contratos existentes cuyo precio de la energía está indexado a los precios internacionales del búnker.

En la gráfica 4 y cuadro 2, puede apreciarse que durante el año 2011, la generación hidroeléctrica con centrales generadoras convencionales alcanzó un 49.80% y la Generación Distribuida Renovable con recursos hidroeléctricos representó un 0.46% del total generado localmente. En conjunto, la generación hidroeléctrica representó un 50.26% de la generación local total (gráfica 5 y cuadro 3). Comparado con el año 2010, donde la generación hidroeléctrica total representó un 47.60%, se tiene un incremento de 2.66 puntos porcentuales, derivado de la incorporación de nuevas hidroeléctricas en el Mercado Mayorista.



Cuadro 2. Producción de energía por tipo de tecnología (enero – diciembre 2011)

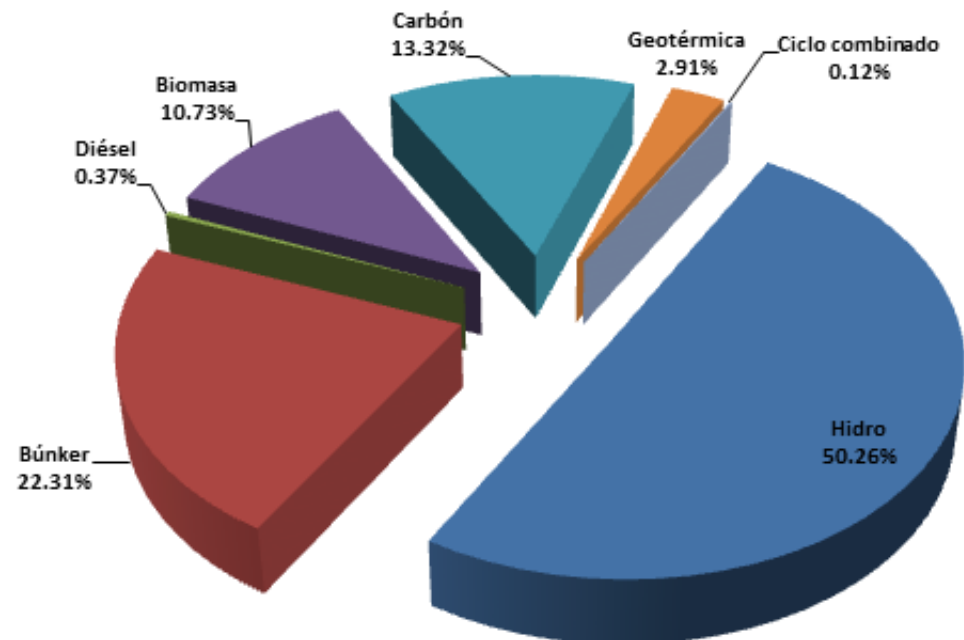
Tecnología	GWH
Turbinas hidráulicas	4,056.99
Turbinas de vapor	2,228.97
Motores de combustión interna	1,793.82
Turbinas de diésel	29.37
Generación distribuida	37.42
Total	8,146.57

Cuadro 3. Producción de energía por tipo de combustible (enero – diciembre 2011)

Combustible	GWH
Hidro	4,094.17
Búnker	1,817.51
Diésel	29.79
Biomasa	873.74
Carbón	1,084.79
Geotérmica	237.08
Ciclo combinado*	9.49
Total	8,146.57

*Esta unidad corresponde a "Arizona vapor", que funciona con los gases de escape de los motores de la central Arizona

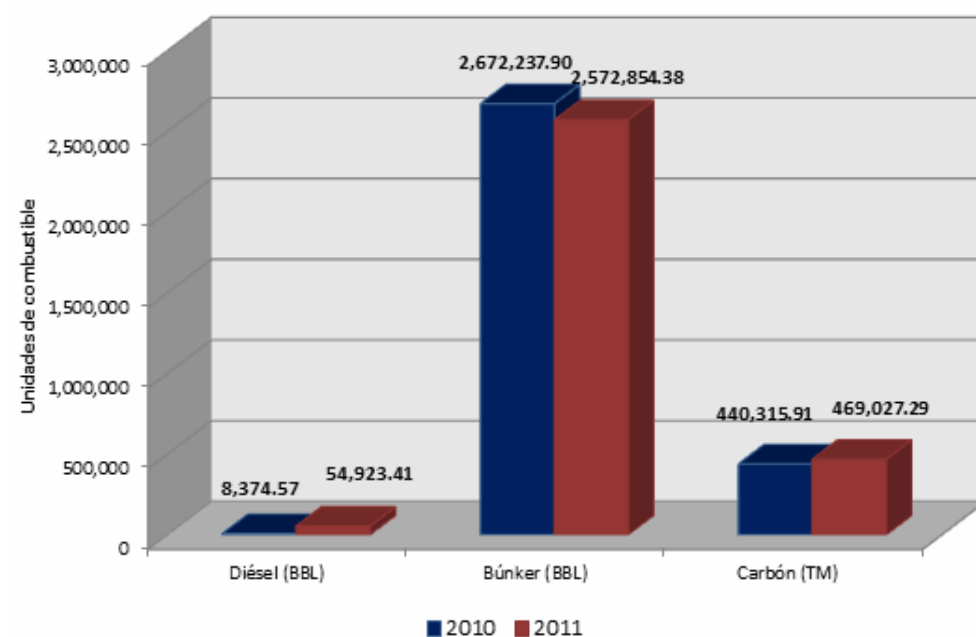
Gráfica 5. Participación en la producción de energía en el SNI por tipo de combustible (enero - diciembre 2011)



La generación hidroeléctrica llegó a cubrir más del 70% de la demanda de septiembre y octubre.

La continuación del fenómeno La Niña durante el 2011 y la entrada en operación comercial de nuevas centrales hidroeléctricas, permitió que la generación de este tipo de tecnología se incrementara, con la consecuente reducción en la utilización de centrales térmicas para cubrir la demanda de energía. Comparado con el 2010, durante el 2011 se redujo el consumo de búnker en un 3.72%. El consumo de diesel, por el contrario, se incrementó en un 555.84% con respecto al 2010, derivado principalmente del despacho de la Reserva Rápida (RRa), utilizada para cubrir contingencias que se presentaron en el SNI. El consumo de carbón se incrementó en un 6.52% con respecto al 2010, derivado de un leve incremento en la producción de energía de las centrales existentes y también porque la central térmica Las Palmas II (carbón) inició su fase de pruebas en el mes de julio (gráfica 6 y cuadro 4).

Gráfica 6. Consumo estimado de combustible para la producción de energía en el SNI

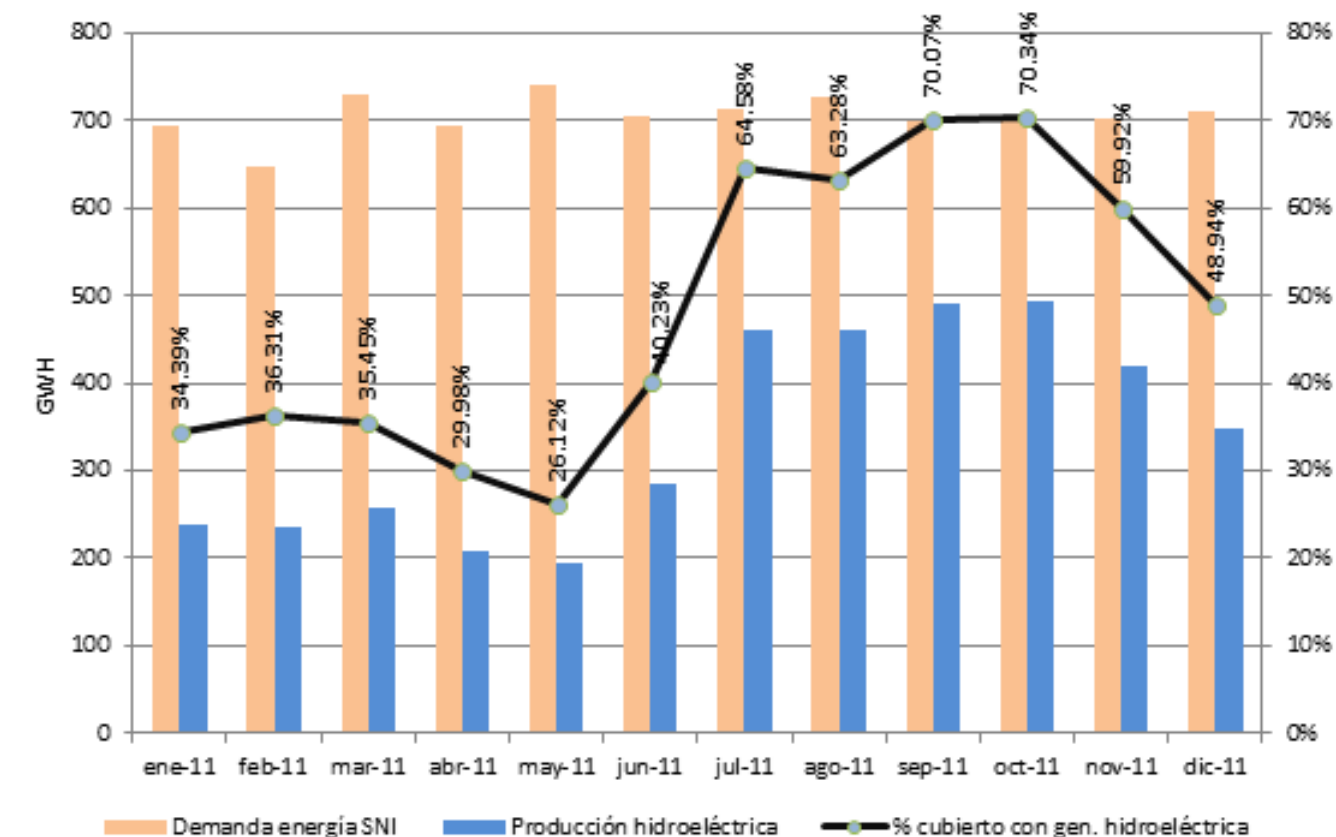


Cuadro 4. Consumo estimado de combustible en el SNI

	2010	2011	Diferencia 2011-2010	% respecto 2011
Diésel (BBL)	8,374.57	54,923.41	46,548.85	555.84%
Búnker (BBL)	2,672,237.90	2,572,854.38	-99,383.52	-3.72%
Carbón (TM)	440,315.91	469,027.29	28,711.38	6.52%

La generación hidroeléctrica durante el 2011, llegó a cubrir más del 70% de la demanda mensual de energía en los meses de septiembre y octubre, y más del 60% en los meses de julio y agosto. En la gráfica 7, se presenta la demanda mensual de energía del SNI comparada con la producción hidroeléctrica y el porcentaje de la demanda que esta generación cubrió en cada mes.

Gráfica 7. Porcentaje de la demanda de energía del SNI cubierta con generación hidroeléctrica

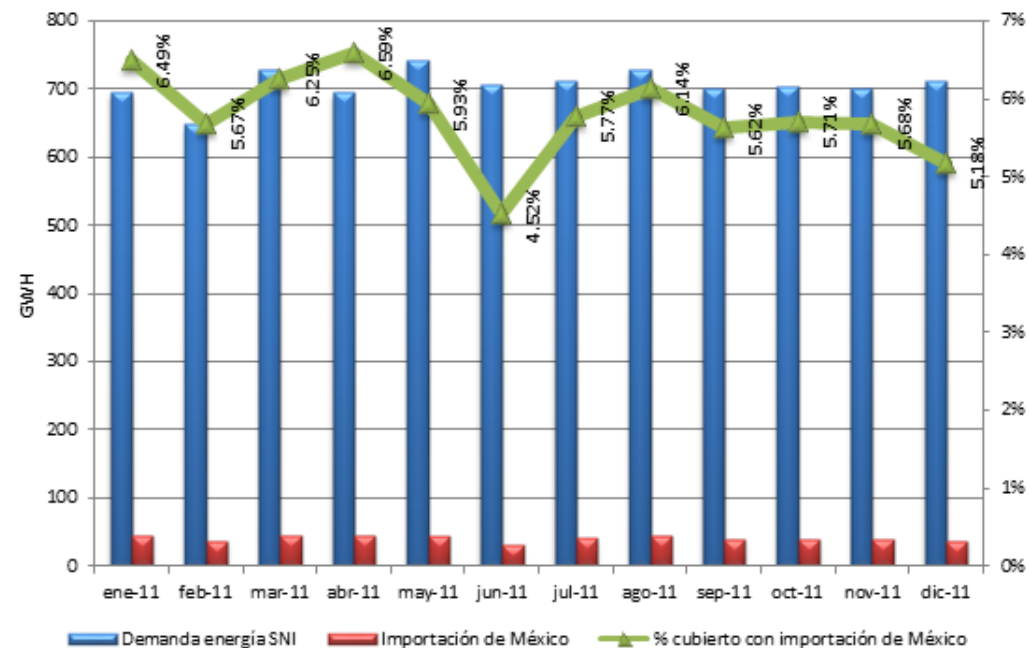


1.3 Importación de energía / Oferta total de generación

Desde el 10 de octubre del 2010, se encuentra en operación comercial la Interconexión Guatemala - México, aportando 120 MW de potencia al sistema guatemalteco. Derivado de restricciones operativas, solamente se importa energía del sistema mexicano durante el horario de 7:00 horas a 21:00 horas. La energía importada de México en el 2011, llegó a cubrir hasta el 6.59% de la demanda del SNI en el mes de abril. El mes que la Importación de México menos contribuyó a cubrir la demanda de energía del SNI fue junio, derivado de la indisponibilidad que presentó dicha transacción internacional del 31 de mayo al 11 de junio. Siendo que durante este periodo de indisponibilidad, todavía no se había establecido plenamente el invierno y ya no se contaba con generación a base de biomasa, se tuvo un incremento en el Precio Spot, llegándose a registrar el valor máximo del año (ver numeral 1.5 de esta sección).

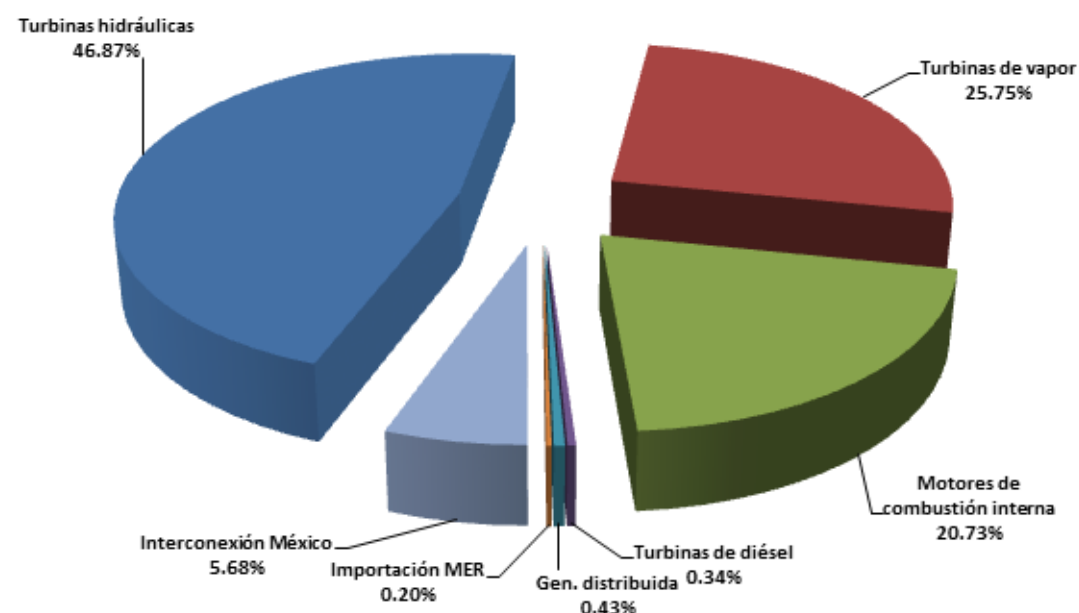
La energía importada de México en el 2011, llegó a cubrir hasta el 6.59% de la demanda del SNI en el mes de abril.

Gráfica 8. Porcentaje de la demanda de energía del SNI cubierta con energía importada de México



En las gráficas 9 y 10 y en los cuadros 5 y 6 se muestra la oferta total de energía, incluyendo la generación local, la importación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y la importación de México. La importación de energía proveniente del MER no fue de mayor relevancia y corresponde en su mayor parte a energía inadvertida.

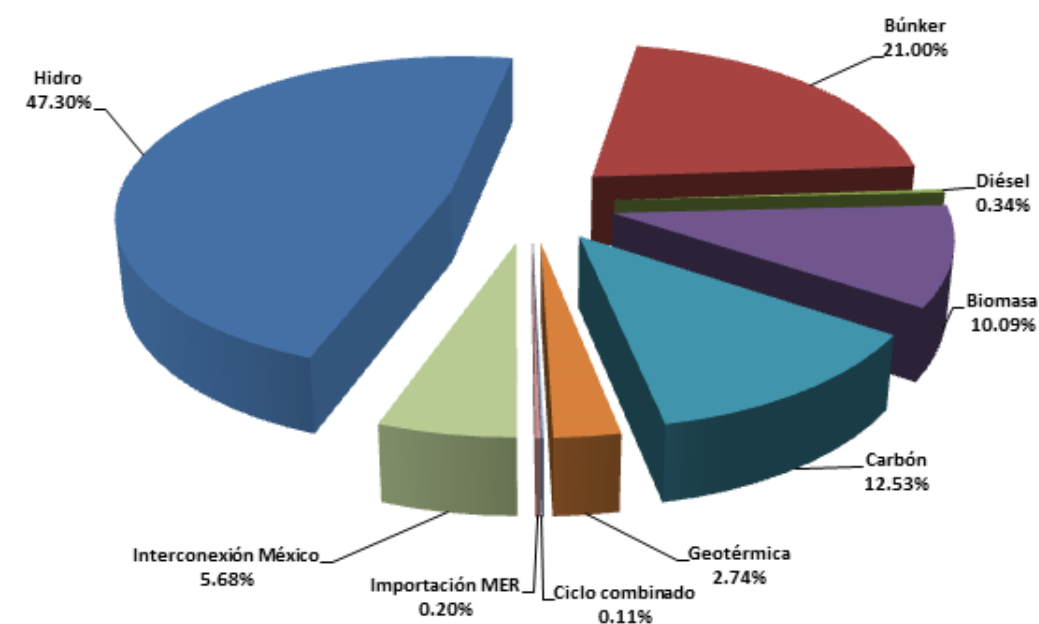
Gráfica 9. Oferta total de energía por tecnología (año 2011)



Cuadro 5. Oferta total de energía por tecnología

Tecnología	GWH
Turbinas hidráulicas	4,056.99
Turbinas de vapor	2,228.97
Motores de combustión interna	1,793.82
Turbinas de diésel	29.37
Generación distribuida	37.42
Importación MER	17.46
Interconexión México	491.25
Total	8,655.28

Gráfica 10. Oferta total de energía por tipo de combustible (año 2011)



Cuadro 6. Oferta total de energía por tipo de combustible

Combustible	GWH
Hidro	4,094.17
Búnker	1,817.51
Diésel	29.79
Biomasa	873.74
Carbón	1,084.79
Geotérmica	237.08
Ciclo combinado	9.49
Importación MER	17.46
Interconexión México	491.25
Total	8,655.28

1.4 Costos variables de generación y precios internacionales de los combustibles

Durante el 2011 sucedieron una serie de acontecimientos que influyeron en el aumento de los precios del petróleo y sus derivados. Hechos como los relacionados a los levantamientos que depusieron regímenes autoritarios en Túnez y Egipto, insurrección civil en Libia, crisis de deuda en la zona euro, la rebaja que Standard & Poors hizo por primera vez en la historia de la calificación de la deuda soberana de Estados Unidos y las tensiones con Irán derivadas del desarrollo de un programa nuclear, que llegaron a producir amenazas de cerrar el Estrecho de Ormuz, por donde pasa gran parte del petróleo que se transporta vía marítima, llevaron el promedio mensual del crudo West Texas Intermediate (WTI) hasta los \$110.01/BBL en el mes de abril. El valor máximo diario registrado también fue en abril, con un valor de \$113.93/BBL. En el cuadro 7 y la gráfica 11 se muestran las variaciones del promedio mensual del WTI del año 2011 con relación al año 2010.

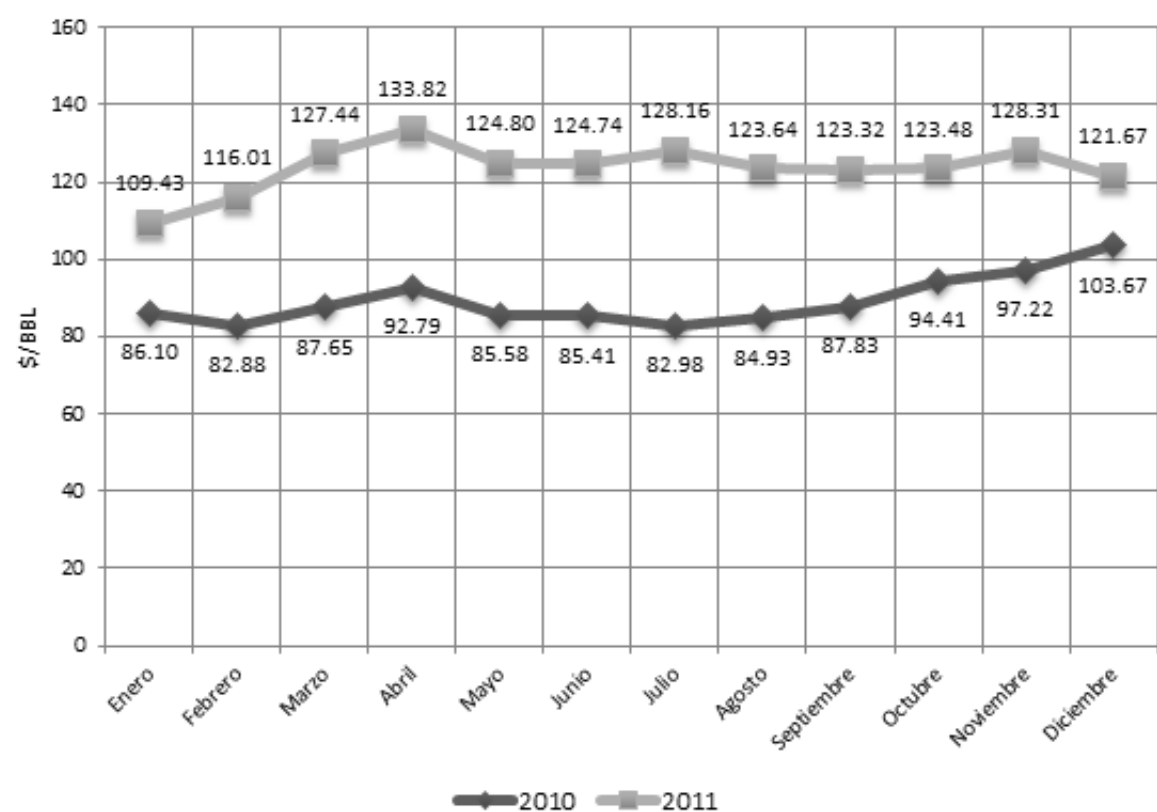


Cuadro 7. Promedio mensual de precios del crudo (\$/BBL)

	WTI		
	2010	2011	%variación*
Enero	78.44	89.71	14.37%
Febrero	76.27	89.79	17.73%
Marzo	81.35	103.02	26.64%
Abril	84.61	110.01	30.02%
Mayo	74.30	101.86	37.09%
Junio	75.43	96.65	28.13%
Julio	76.19	97.23	27.61%
Agosto	76.68	86.52	12.83%
Septiembre	75.55	86.09	13.95%
Octubre	82.01	85.80	4.62%
Noviembre	84.27	96.78	14.84%
Diciembre	89.36	98.94	10.72%

*Variación respecto al año 2010

Gráfica 11. Promedio mensual de precios del WTI

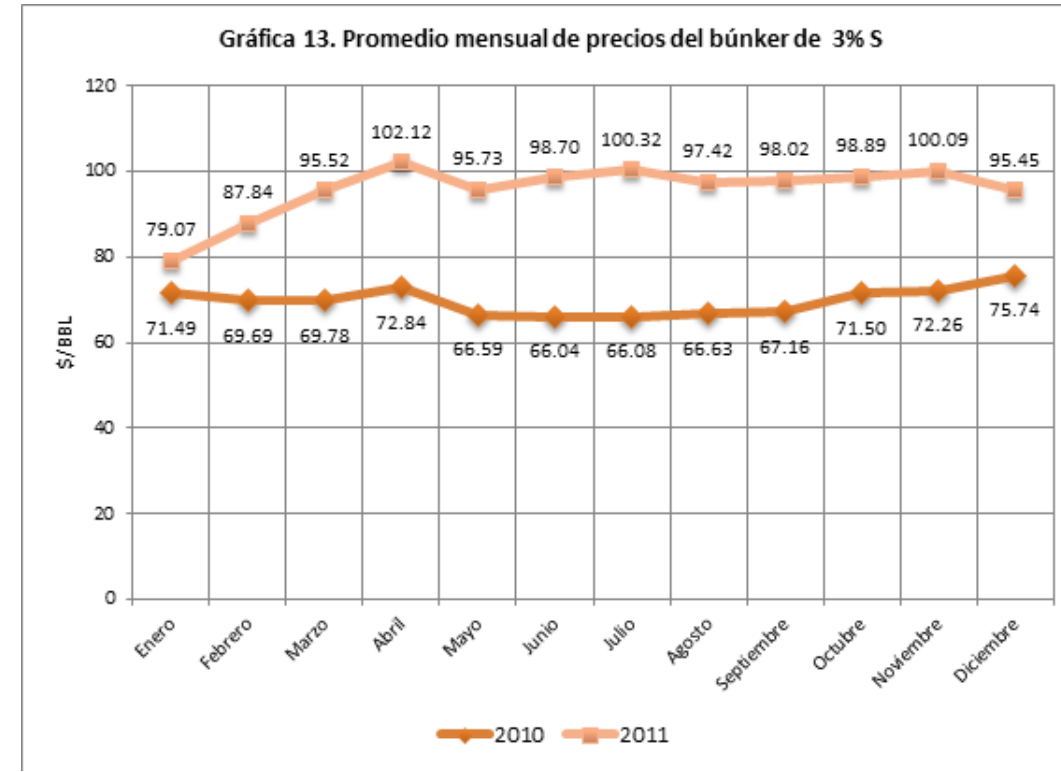
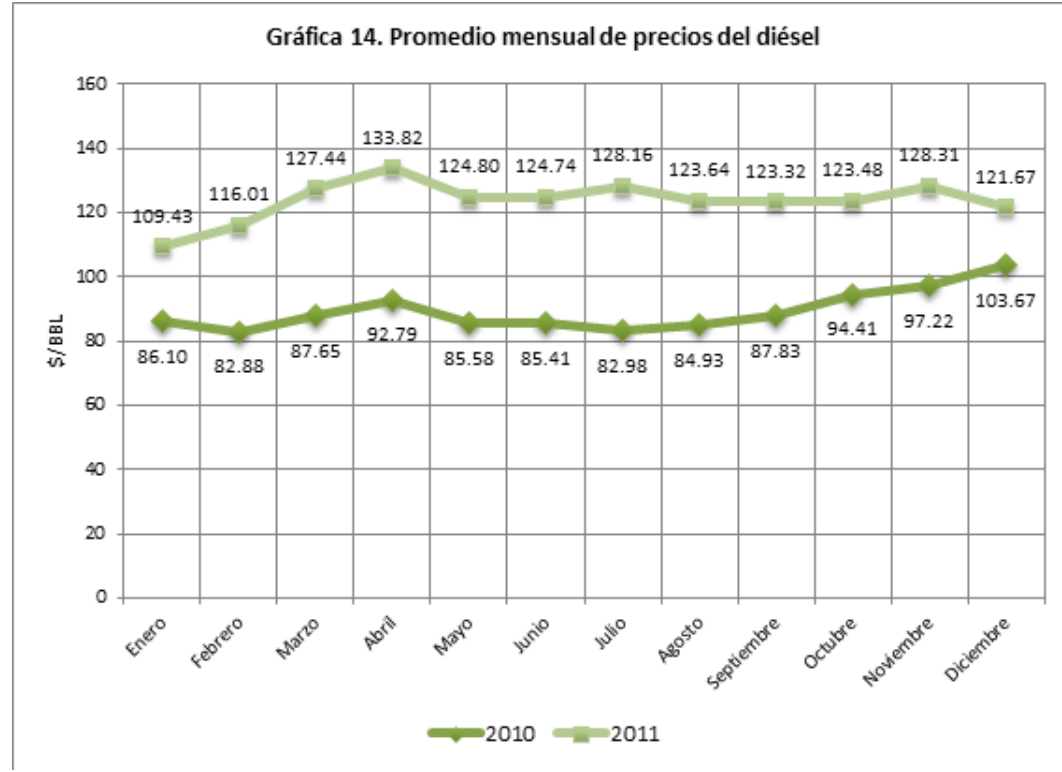
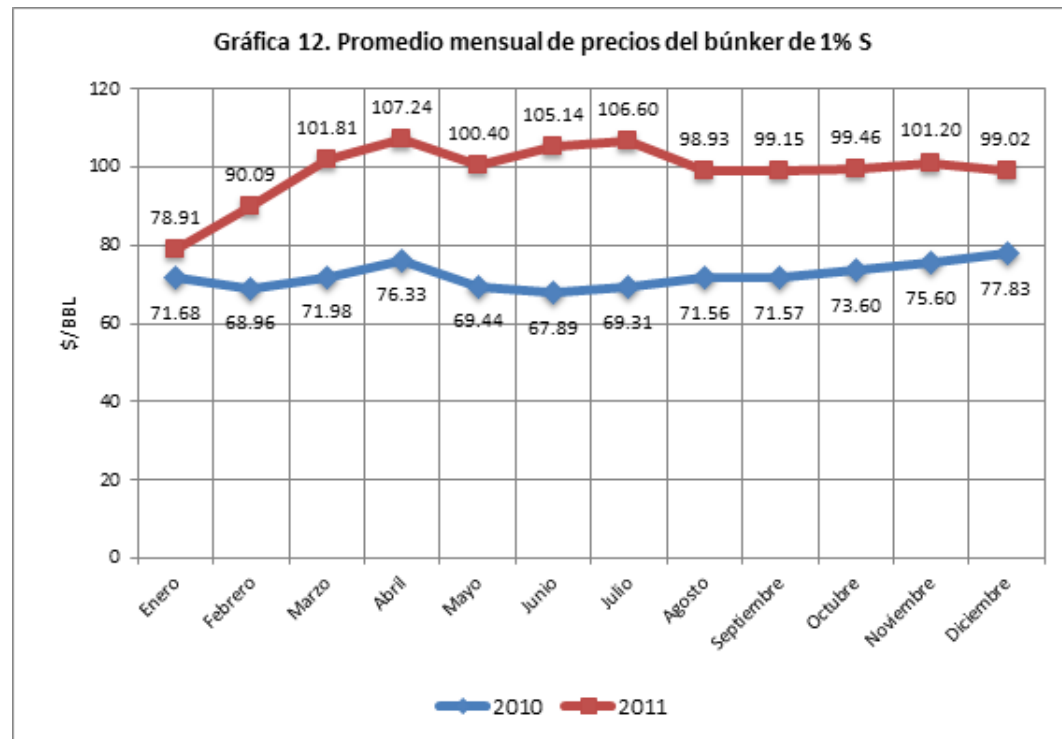


Cuadro 8. Promedio mensual de precios del búnker y diésel (\$/BBL)

	Búnker 1%S			Búnker 3%S			Diésel		
	2010	2011	%variación*	2010	2011	%variación*	2010	2011	%variación*
Enero	71.68	78.91	10.08%	71.49	79.07	10.60%	86.10	109.43	27.10%
Febrero	68.96	90.09	30.64%	69.69	87.84	26.04%	82.88	116.01	39.97%
Marzo	71.98	101.81	41.44%	69.78	95.52	36.88%	87.65	127.44	45.40%
Abril	76.33	107.24	40.49%	72.84	102.12	40.20%	92.79	133.82	44.22%
Mayo	69.44	100.40	44.59%	66.59	95.73	43.75%	85.58	124.80	45.83%
Junio	67.89	105.14	54.86%	66.04	98.70	49.45%	85.41	124.74	46.06%
Julio	69.31	106.60	53.80%	66.08	100.32	51.81%	82.98	128.16	54.44%
Agosto	71.56	98.93	38.25%	66.63	97.42	46.21%	84.93	123.64	45.58%
Septiembre	71.57	99.15	38.53%	67.16	98.02	45.94%	87.83	123.32	40.41%
Octubre	73.60	99.46	35.13%	71.50	98.89	38.30%	94.41	123.48	30.79%
Noviembre	75.60	101.20	33.86%	72.26	100.09	38.51%	97.22	128.31	31.98%
Diciembre	77.83	99.02	27.22%	75.74	95.45	26.02%	103.67	121.67	17.36%

*Variación respecto al año 2010







Siguiendo la tendencia al alza de los combustibles, los costos variables de generación también se incrementaron durante el 2011. La gráfica 15 representa los costos variables de generación promedio semanales de los generadores que utilizan motores de combustión interna. En esta gráfica se aprecia que el promedio semanal alcanzó los valores más altos entre las semanas 17 y 26 del 2011, que abarca el periodo del 24 de abril al 2 de julio. Este periodo es coincidente con los precios máximos registrados para el petróleo y sus derivados.

Gráfica 15. Costo variable de generación promedio semanal de motores de combustión interna

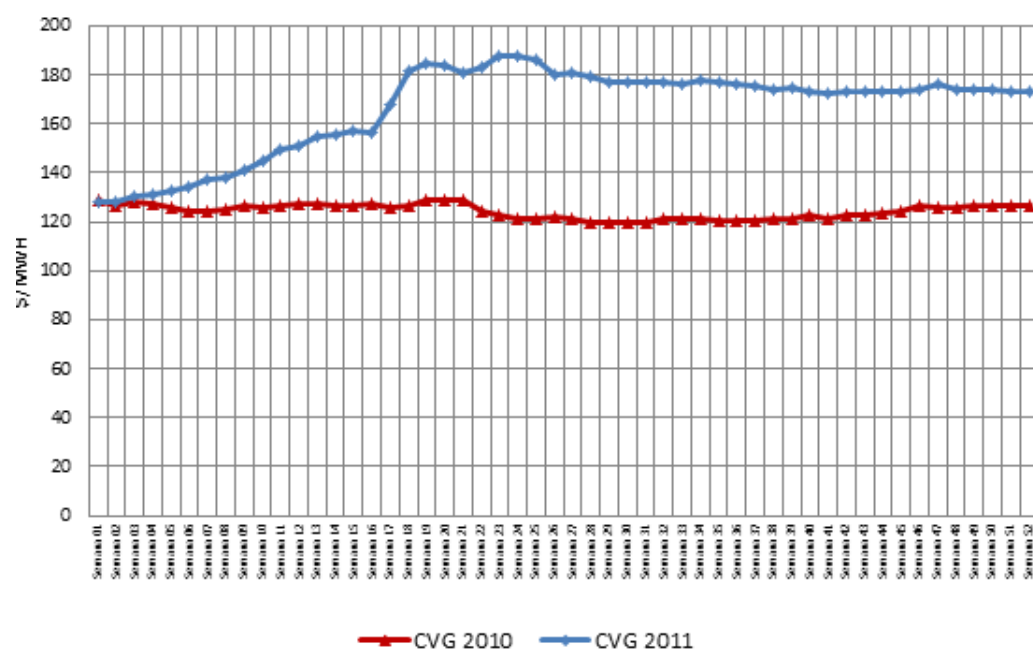
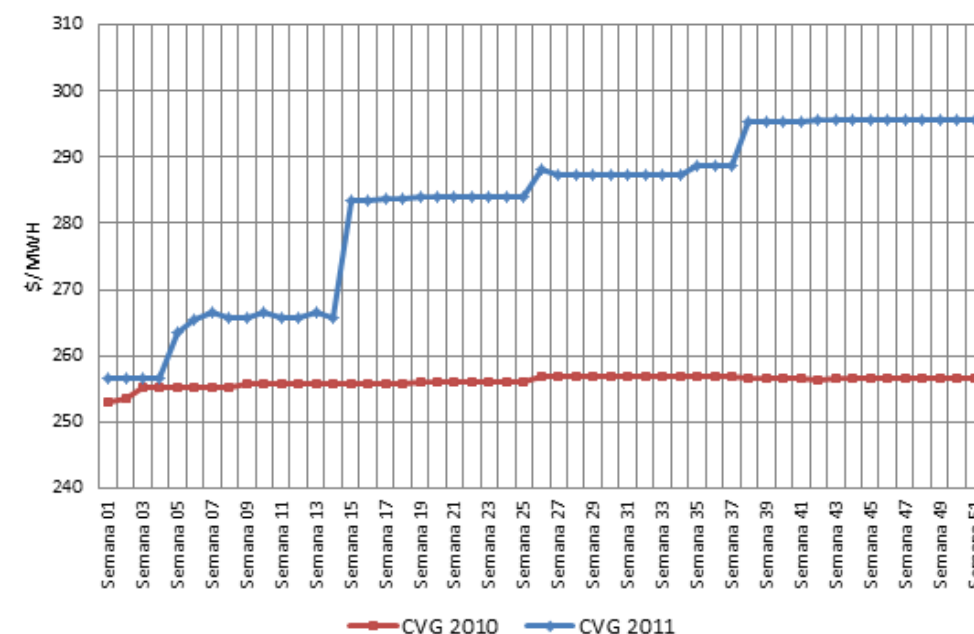
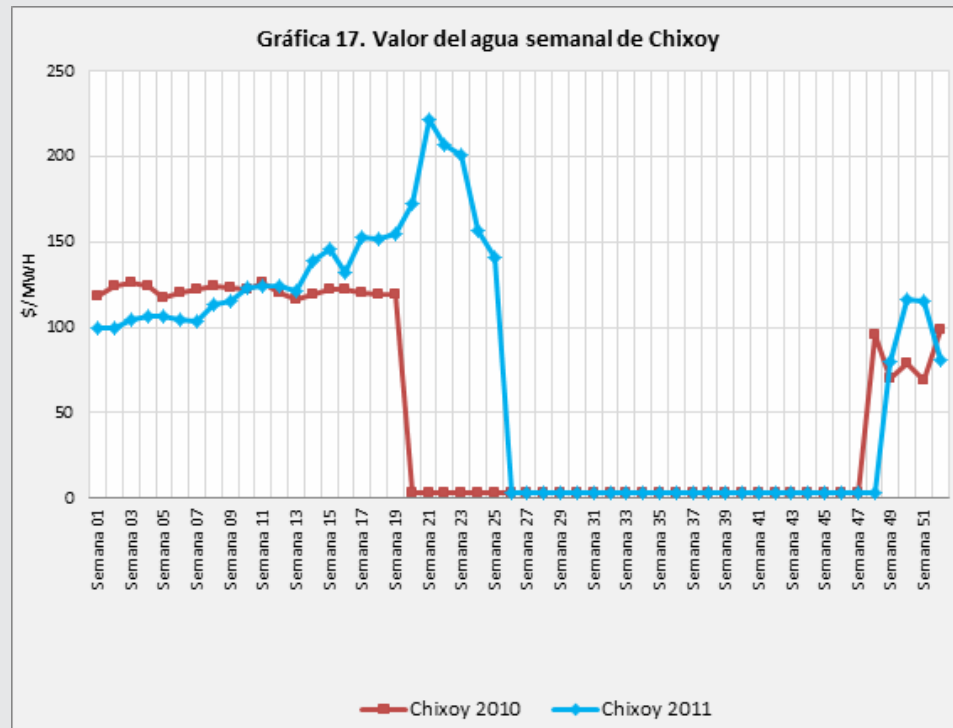


Figura 16. Costo variable de generación promedio semanal de turbinas de diésel



El costo variable promedio semanal de los generadores que utilizan turbinas de diésel, siguió también la tendencia al alza de los precios de los combustibles. Durante el 2010 se tuvo un bajo uso de las turbinas de diésel, que únicamente participaron con un 0.04% en la producción de energía con generación local. El poco uso que se les dio a estas centrales permitió que se mantuvieran inventarios de combustible relativamente inalterables, y como consecuencia, también se tuvo estabilidad en los costos variables de generación. En el 2011, como ya se dijo anteriormente, se incrementó el uso del diésel por despacho de la Reserva Rápida para cubrir contingencias en el SNI. Este aumento en el uso de turbinas de diésel, significó más consumo de combustible y la necesidad de realizar compras del mismo a precios más altos que el 2010. Estos factores incidieron en el incremento de los costos variables de generación de las turbinas de diésel, cuya tendencia se muestra en la gráfica 16.

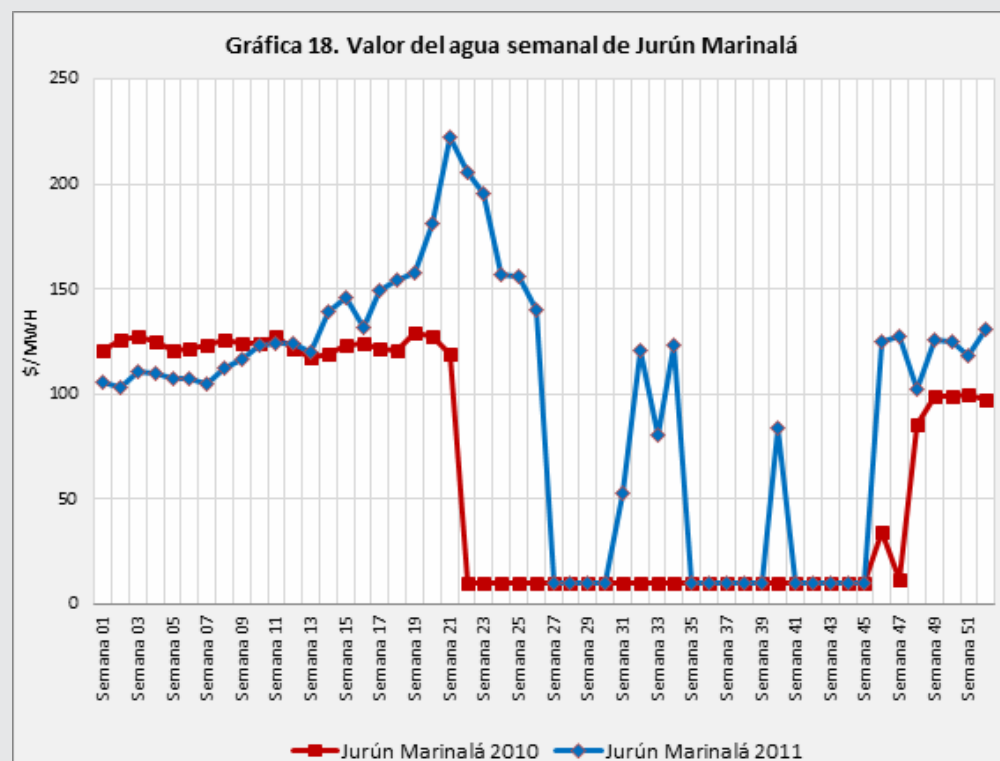
El valor del agua de las centrales hidroeléctricas de regulación anual Chixoy y Jurún Marinalá (gráficas 17 y 18), alcanzó su máximo valor entre las semanas 19 y 25 del 2011, que abarca el periodo del 8 de mayo al 25 de junio. Este periodo es coincidente con la transición del verano al invierno, periodo que por la reducción en los aportes hidrológicos implica que el valor del agua de dichas centrales se incremente.

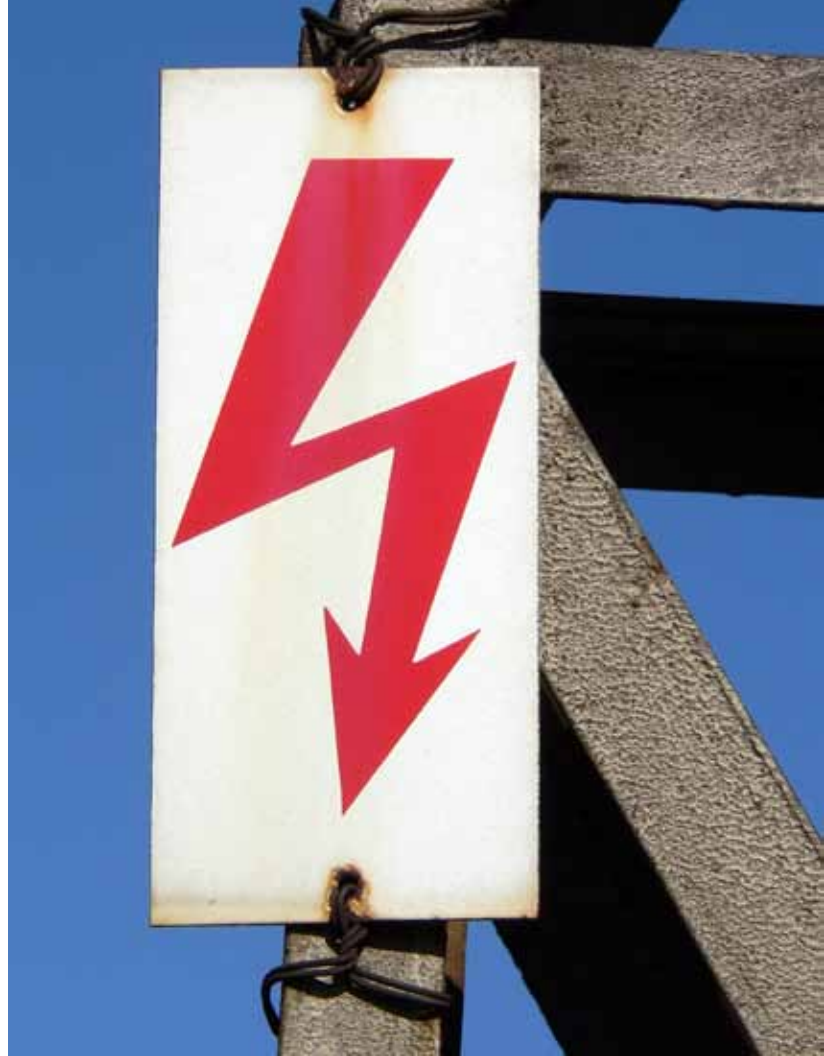
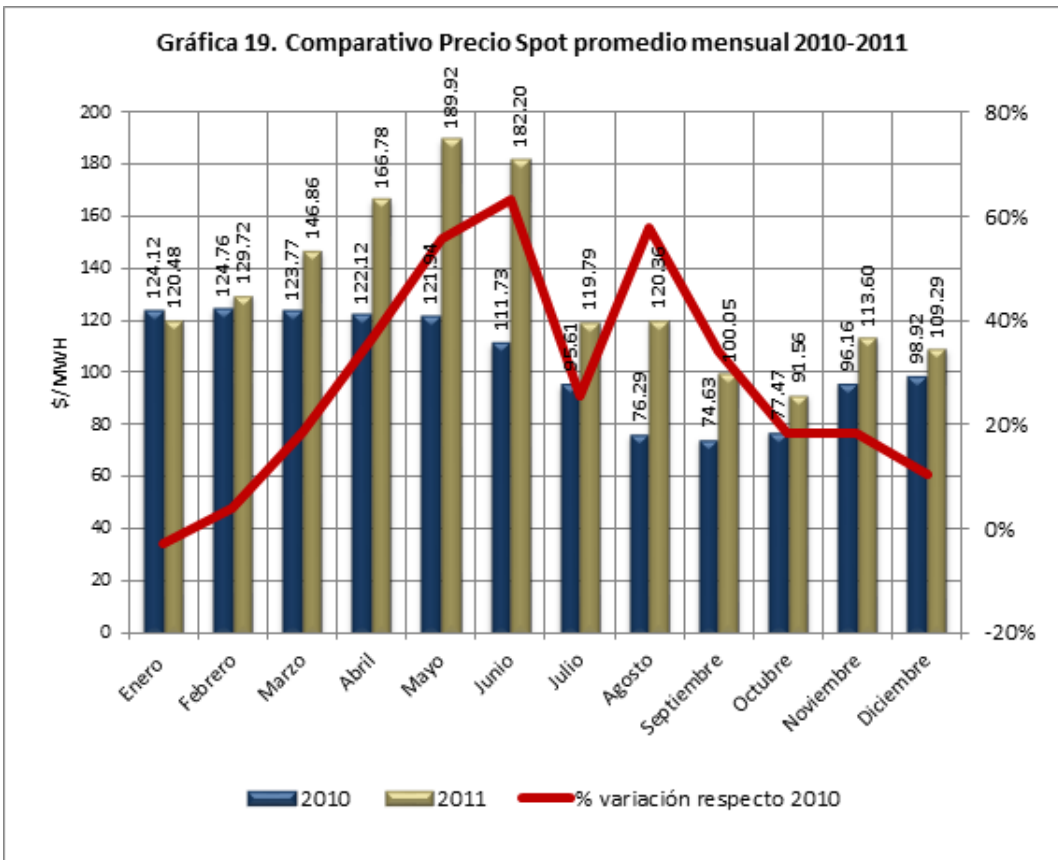


1.5 Precios Spot

Durante el 2011, el Precio Spot tuvo valores superiores a los que resultaron en el 2010, derivados principalmente del incremento en el precio de los combustibles. En la gráfica 19 y el cuadro 9 se muestra el promedio mensual del Precio Spot y su variación respecto al 2010. La diferencia más alta en el 2011 se tuvo en el mes de junio, donde el precio promedio mensual llegó a ser \$70.47/MWH más alto que en el mismo mes del 2010.

Los promedios mensuales más altos del 2011 (mayo y junio) corresponden a la época de transición de la época seca a la lluviosa, que también son coincidentes con el fin de la zafra de los ingenios azucareros, de tal forma que este periodo de tiempo, es cuando el sistema depende más de la generación térmica con búnker y diésel. Una vez establecido el invierno, el cual fue bastante húmedo por la influencia del fenómeno de La Niña, los promedios mensuales del Spot se redujeron considerablemente, aunque no a los niveles del año 2010, derivado de los altos precios de los combustibles.

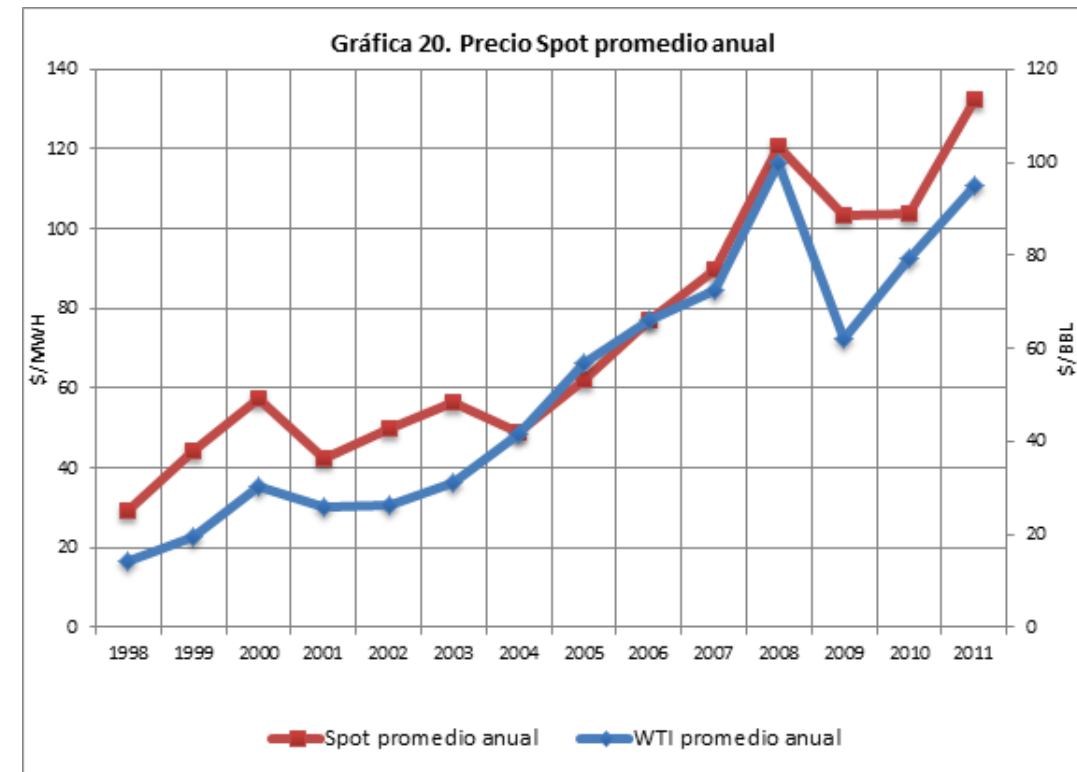




En la gráfica 20 y el cuadro 10, se muestra el promedio anual del Precio Spot desde el inicio del Mercado Mayorista en el año 1998. En la gráfica citada, también se representa el promedio histórico anual del petróleo WTI, cuyos precios promedio anuales, al compararlos con el Precio Spot, se aprecia que siguen una tendencia muy similar. Este comportamiento deriva de la composición del parque generador de Guatemala y la metodología para determinar el Precio Spot de la energía.

Cuadro 9. Precio Spot promedio mensual

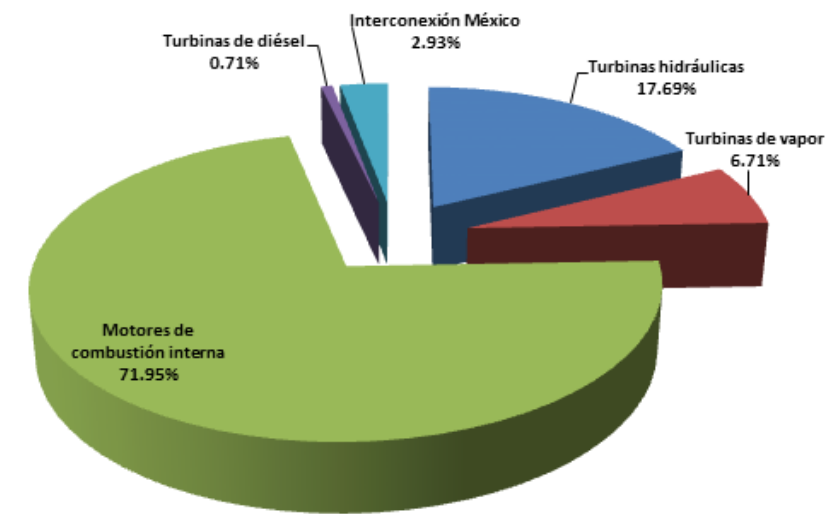
	2010 \$/MWH	2011 \$/MWH	Diferencia 2011-2010	% variación respecto 2010
Enero	124.12	120.48	-3.64	-2.94%
Febrero	124.76	129.72	4.96	3.98%
Marzo	123.77	146.86	23.10	18.66%
Abril	122.12	166.78	44.66	36.57%
Mayo	121.94	189.92	67.98	55.75%
Junio	111.73	182.20	70.47	63.07%
Julio	95.61	119.79	24.18	25.30%
Agosto	76.29	120.36	44.07	57.76%
Septiembre	74.63	100.05	25.42	34.07%
Octubre	77.47	91.56	14.08	18.18%
Noviembre	96.16	113.60	17.43	18.13%
Diciembre	98.92	109.29	10.37	10.48%



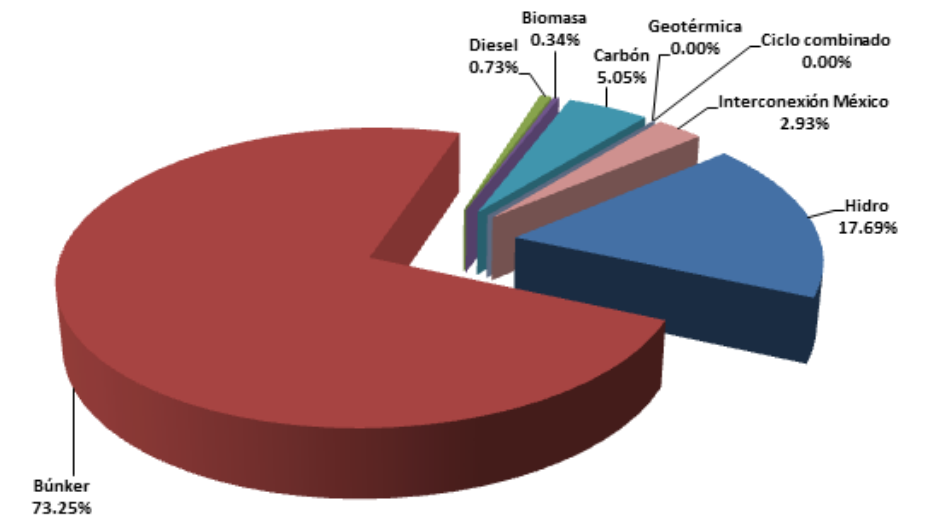
Cuadro 10. PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD (US\$/MWH)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Promedio mensual
Enero		28.46	52.31	38.63	44.98	53.07	43.38	47.21	65.43	73.49	119.17	62.00	124.12	120.48	67.13
Febrero		36.73	54.31	33.59	37.32	60.61	44.22	49.77	68.59	72.48	117.32	69.87	124.76	129.72	69.18
Marzo		34.85	61.41	30.71	38.05	63.67	45.14	52.37	74.79	74.81	119.26	71.77	123.77	146.86	72.11
Abril		43.93	82.08	44.36	48.3	57.65	47.1	61.3	81.24	77.72	123.91	80.58	122.12	166.78	79.77
Mayo		59.27	70.96	52.58	55.34	64.26	49.86	90.38	92.87	96.54	138.29	107.39	121.94	189.92	91.51
Junio		58.67	54.21	41.13	47.91	53.99	50.18	89.74	79.39	97.08	138.5	109.39	111.73	182.20	85.70
Julio		42.44	56.75	50.07	54.91	51.95	46.87	55.55	78.67	109.64	129.51	107.73	95.61	119.79	76.88
Agosto		41.24	63.96	47.98	55.14	55.65	53.31	59.36	80.41	99.36	131.27	121.90	76.29	120.36	77.40
Septiembre		43.05	51.76	40.63	54.02	58	57.1	55.01	76.89	78.54	118.72	123.66	74.63	100.05	71.70
Octubre		40.29	58.47	42.9	52.48	58.85	49.09	49.48	75.51	81.86	109.37	134.23	77.47	91.56	70.89
Noviembre	31.66	53.66	43.6	48.97	52.72	53.71	51.32	68.91	76.72	102.56	123.13	126.95	96.16	113.60	77.85
Diciembre	26.51	46.74	37.46	37.95	58.99	46.15	47.99	66.89	72.64	111.71	77.83	123.45	98.92	109.29	72.00
Promedio anual	29.09	44.11	57.27	42.46	50.01	56.46	48.80	62.16	76.93	89.65	120.52	103.24	103.96	132.55	

Gráfica 21. Fijación del Precio Spot por tecnología

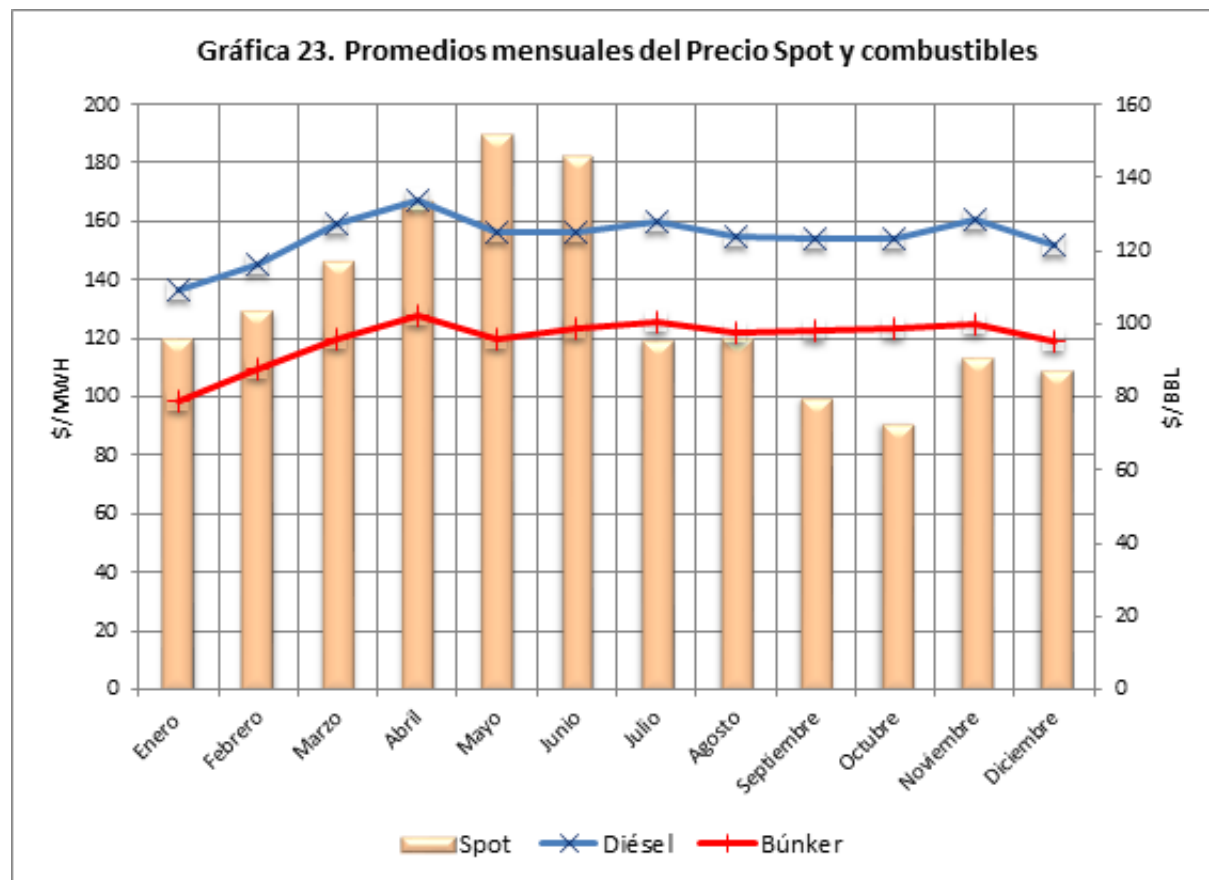


Gráfica 22. Fijación del Precio Spot por tipo de combustible

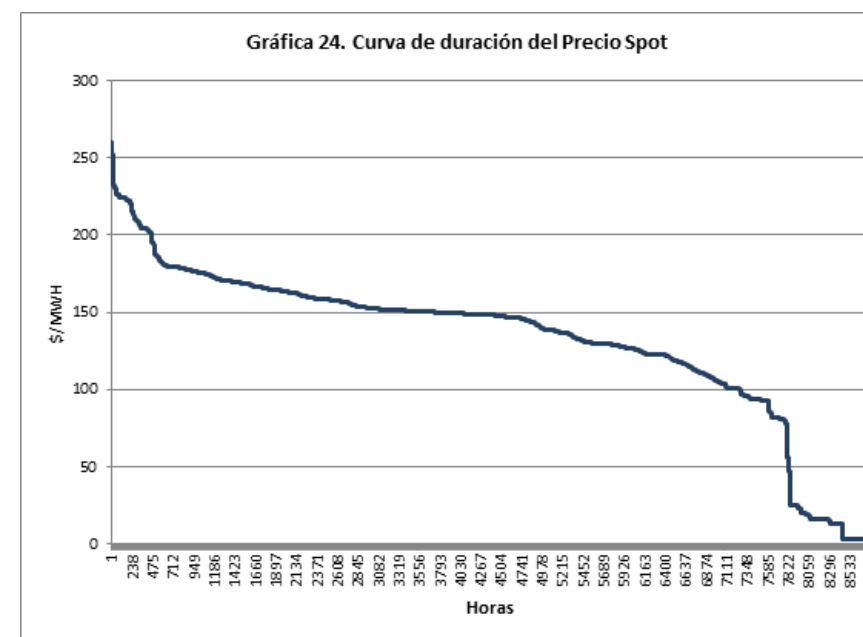


En las gráficas 21 y 22, se detalla la participación en la fijación del Precio Spot por tipo de tecnología y combustible. Los motores de combustión interna que utilizan búnker como combustible, tuvieron una participación del 71.95% en la fijación del Precio Spot, valor que se incrementa a 73.25% cuando se considera la participación del búnker, derivado de la inclusión de las turbinas de vapor de los ingenios azucareros en la época de no zafra.

Los resultados de las gráficas 21 y 22, explican entonces la relación que existe entre el Precio Spot y los precios del combustible de la gráfica 20. En la gráfica 23, se presentan los promedios mensuales del Precio Spot y los precios internacionales del búnker y diésel. Como se dijo anteriormente, los precios máximos del Spot se dieron en los meses de mayo y junio, que además de ser coincidentes con la transición de la época seca a la lluviosa, vieron reflejados en los costos variables de generación, los inventarios de combustible adquiridos en los meses anteriores, donde los precios de los combustibles presentaron valores altos.

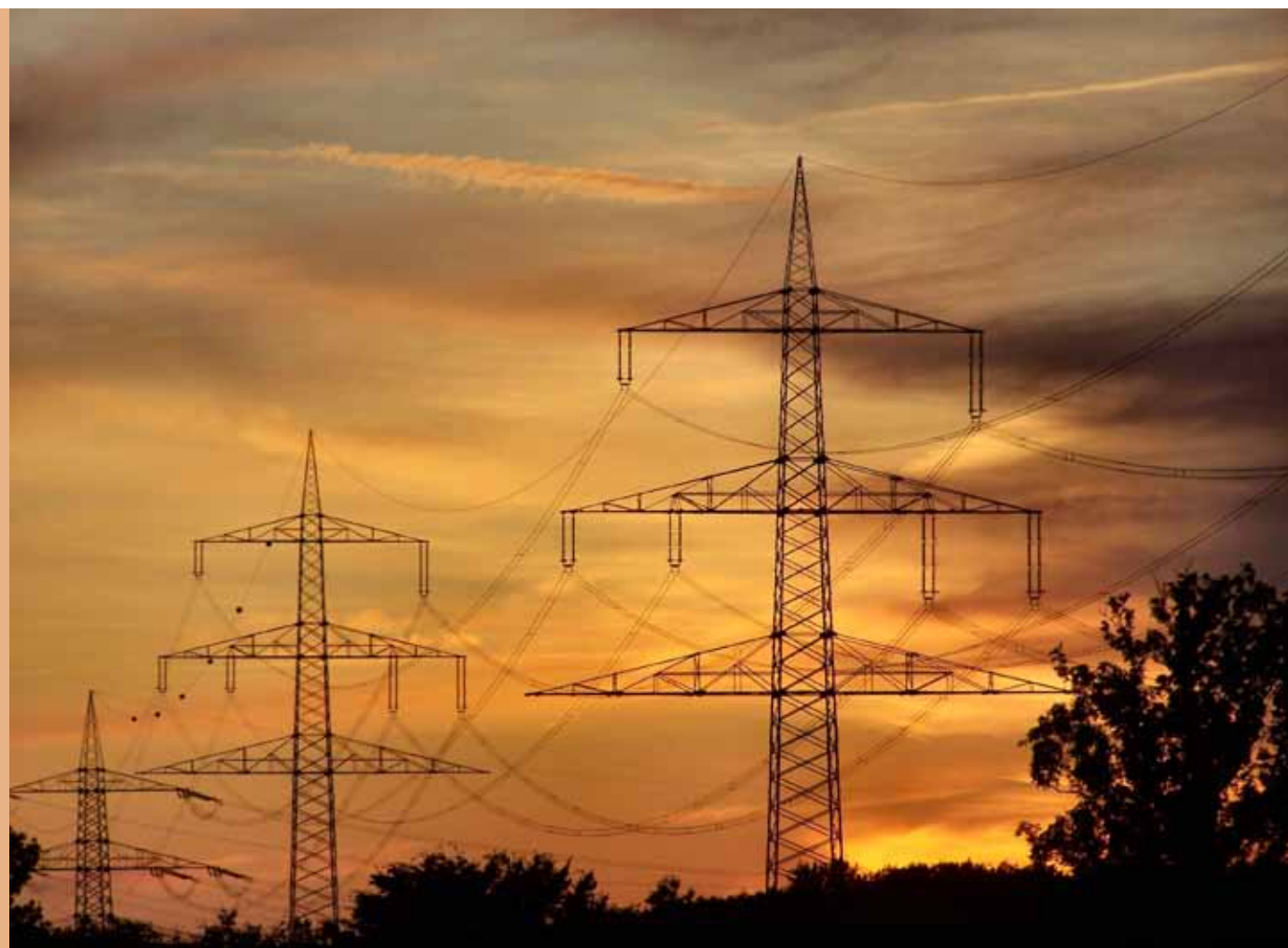
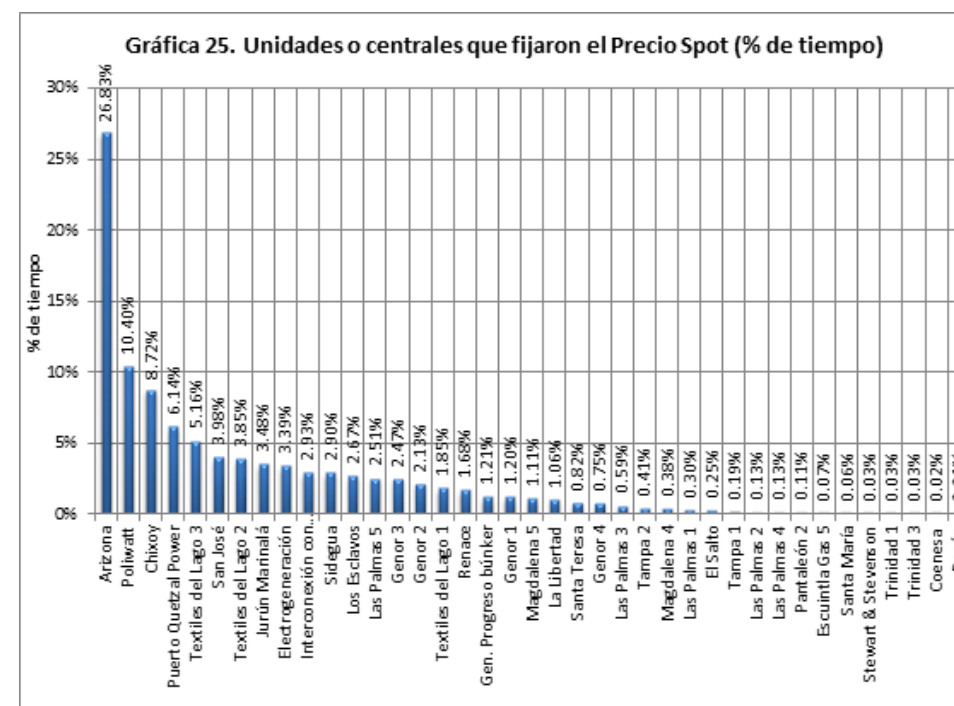


En la gráfica 24 se muestra la curva de duración del Precio Spot. El precio máximo observado durante el año correspondió a \$259.82/MWH, habiéndose registrado el 2 de junio entre las 14:00 horas y las 16:00 horas, siendo fijado por la turbina de diésel Stewart & Stevenson. Durante este día, se tuvieron importantes fallas en el sistema de transmisión e indisponibilidades de algunas unidades de generación, y para el cubrimiento de la demanda fue necesario el uso de la Reserva Rápida y convocar a línea unidades de generación de costo variable alto.

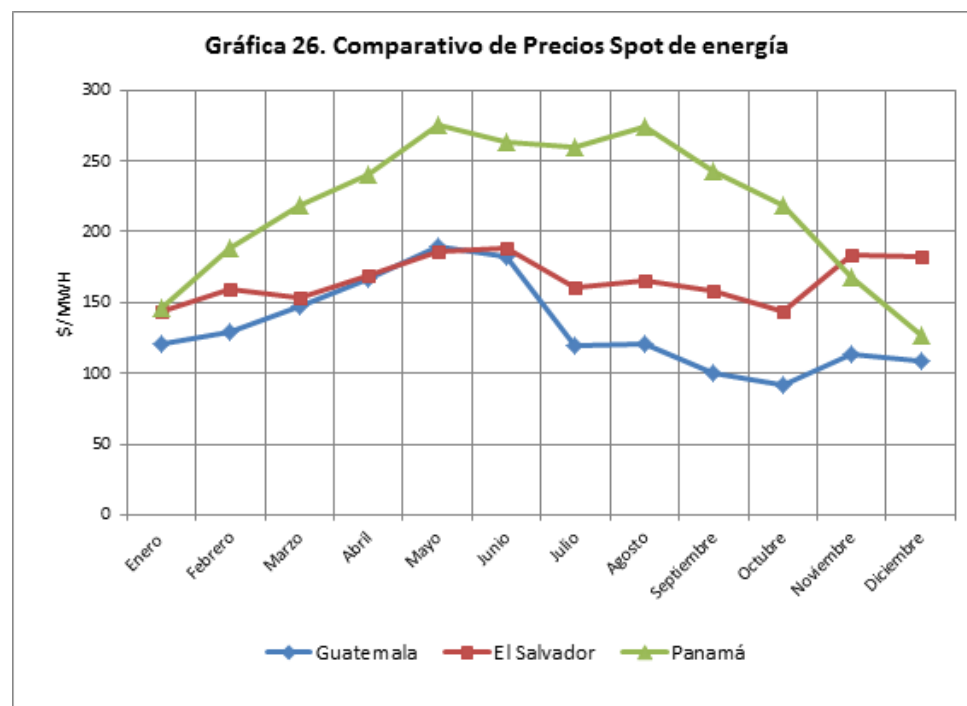


En la gráfica 25, se muestra en términos del porcentaje de tiempo del total de horas del año, que cada unidad o central participó en el establecimiento del Precio Spot.

Quienes tuvieron la mayor participación en la fijación del Precio Spot fueron la central generadora Arizona, seguida por Poliwatt Ltda y la central hidroeléctrica Chixoy.



En la gráfica 26 y cuadro 11, se muestra una comparación entre los precios de la energía en el Mercado de Oportunidad de Guatemala, El Salvador y Panamá. Como se puede observar en dicha gráfica, los precios de la energía de Guatemala y de El Salvador, tuvieron una tendencia similar, siendo Guatemala la que tuvo los precios de la energía más bajos.

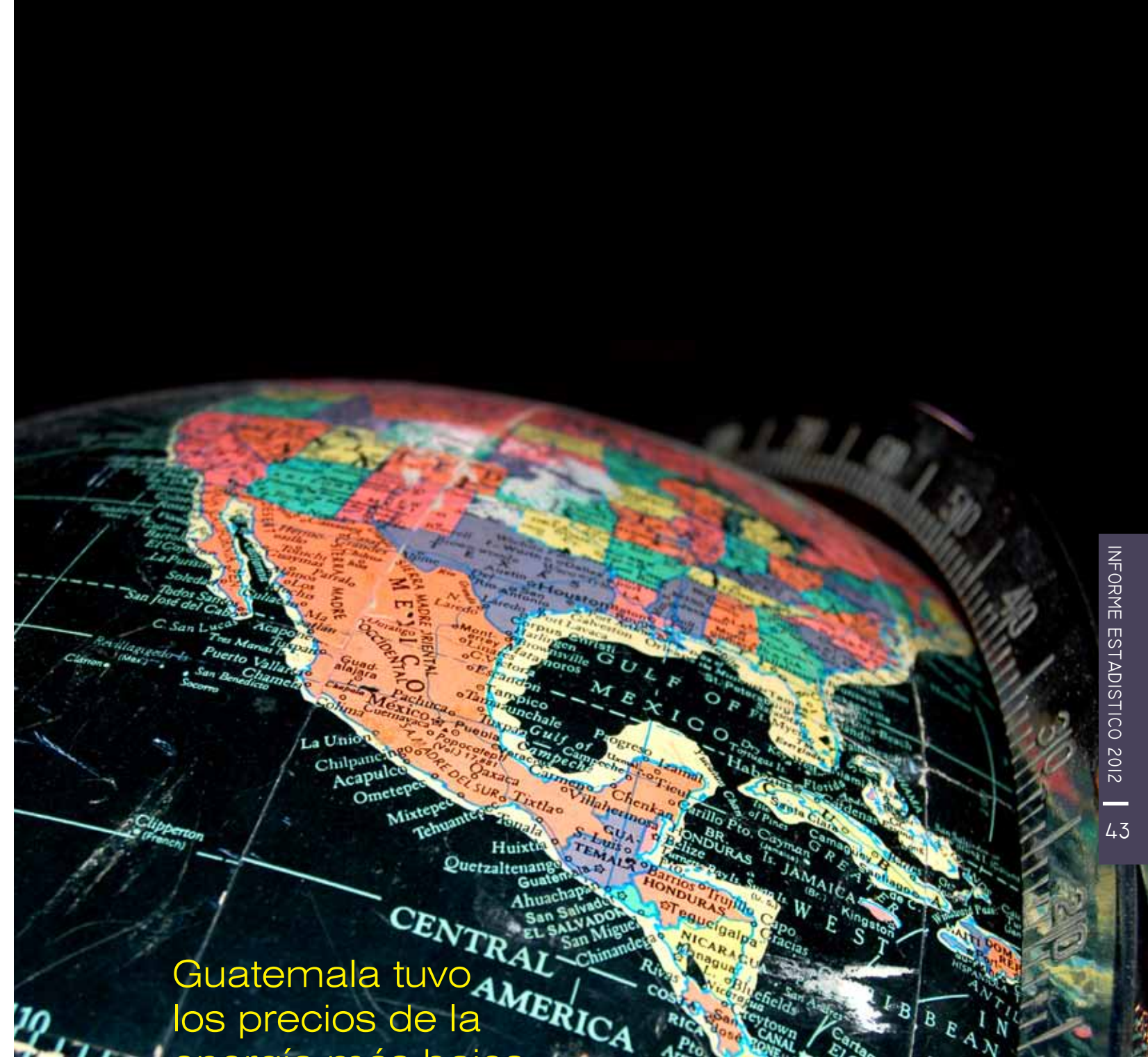


Cuadro 11. Comparativo de Precios Spot de la energía

	\$/MWH		
	El Salvador (1)	Panamá (2)	Guatemala
Enero	143.53	145.96	120.48
Febrero	159.67	188.59	129.72
Marzo	153.27	218.87	146.86
Abril	169.10	239.88	166.78
Mayo	186.68	275.73	189.92
Junio	188.54	262.81	182.20
Julio	160.98	260.17	119.79
Agosto	166.08	274.62	120.36
Septiembre	158.14	242.62	100.05
Octubre	143.25	218.56	91.56
Noviembre	183.38	168.02	113.60
Diciembre	182.17	126.94	109.29
Promedio	166.23	218.56	132.55

(1) Fuente: Unidad de Transacciones, S. A. de C. V.

(2) Fuente: Centro Nacional de Despacho Panamá



Guatemala tuvo los precios de la energía más bajos que los países de Centro América que tienen mercado de electricidad.



2

FENÓMENOS OCÉANO-ATMOSFÉRICOS Y SU INFLUENCIA EN EL RÉGIMEN HIDROLÓGICO EN GUATEMALA DURANTE EL AÑO 2011

2 Fenómenos océano-atmosféricos y su influencia en el régimen hidrológico en Guatemala durante el año 2011

Para el desarrollo del presente análisis hidro-climatológico, se han tomado de referencia los siguientes informes climatológicos y meteorológicos de distintas agencias nacionales e internacionales:

- I. Análisis mensual meteorológico (de mayo a octubre 2011). Publicados por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología, e Hidrología (INSIVUMEH).
- II. Resumen del impacto meteorológico, temporal de lluvias, Octubre 2011. Publicado por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología, e Hidrología (INSIVUMEH).
- III. El Niño/La Niña Hoy (Enero, Mayo, Septiembre, Noviembre 2011). Publicados por la Organización Meteorológica Mundial (OMM).
- IV. “Summary of 2011 Atlantic Tropical Cyclone activity and verification of author’s seasonal and two-week forecast”. Publicado por Klotzbck, P. and Gray, W. en “The Tropical Meteorology Project, Department of Atmospheric Science, Colorado State University”.
- V. “Cold and warm episodes by season, Changes to the Oceanic Niño Index (ONI)”. Publicado por “National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Climate Prediction Center, National Weather Service”.

2.1 Fenómenos océano-atmosféricos

Los fenómenos océano-atmosférico durante el año 2011, tuvieron como consecuencia el ingreso periódico de humedad proveniente de los océanos Atlántico y Pacífico e ingreso de ondas del este, que interactuando con sistemas de altas y bajas presiones generaron la formación de ciclones y el acercamiento de la Zona Intertropical de Convergencia (ZIC) a lo largo de la costa Pacífica de Guatemala. Esto tuvo como efecto altas precipitaciones generalizadas dentro del territorio Nacional.

La actividad ciclónica en el océano Atlántico y el comportamiento de “El Niño Oscilación del Sur” (ENOS) en el océano Pacífico Tropical, tuvieron características similares a las observadas durante el año 2010, aunque con una menor intensidad. Como consecuencia se registraron precipitaciones pluviales y caudales por arriba del promedio histórico en muchas de las estaciones durante la temporada de lluvias del año 2011.

El Proyecto Meteorológico Tropical desarrollado por el Departamento de Ciencias Atmosféricas de la Universidad Estatal de Colorado, utiliza para medir la actividad ciclónica en el Atlántico Tropical dos índices, la Energía Ciclónica Acumulada (“ACE” por sus siglas en inglés) y la Actividad Neta Ciclónica Tropical (“NTC” por sus siglas en inglés), entre otros. Los promedios del ACE y del NTC son de 96 y 100 puntos respectivamente, para el período 1950-2000. Durante el año 2010 los valores correspondientes a ACE y NTC fueron 165 y 196 respectivamente, mientras que para el 2011 fueron 125 y 137 respectivamente. El ACE es una medida del potencial de destrucción de una tormenta y se define como la suma de cuadrados de la velocidad máxima para cada período de 6 horas durante su existencia. Mientras que el NTC incluye el número de tormentas, días de tormentas, número de huracanes, días de huracanes, número de huracanes intensos y días de huracanes intensos, es decir da un índice general de la actividad de huracanes en la cuenca del Océano Atlántico. Ver cuadro 12.



Cuadro 12. Actividad ciclónica reportada en la cuenca del Océano Atlántico en promedio (1950-2000), y en los años 2010 y 2011.

Parámetros de Actividad Ciclónica	Promedio (1950-2000)	Observado 2010	Observado 2011
Tormentas Nombradas	9.6	19	19
Días de Tormentas Nombradas	49.1	89.5	90.5
Huracanes	5.9	12	7
Días de Huracanes	24.5	38.5	25
Huracanes Intensos	2.3	5	3
Días de Huracanes Intensos	5	11	4.5
Energía Ciclónica Acumulada	96	165	125
Actividad Neta Ciclónica Tropical	100	196	137

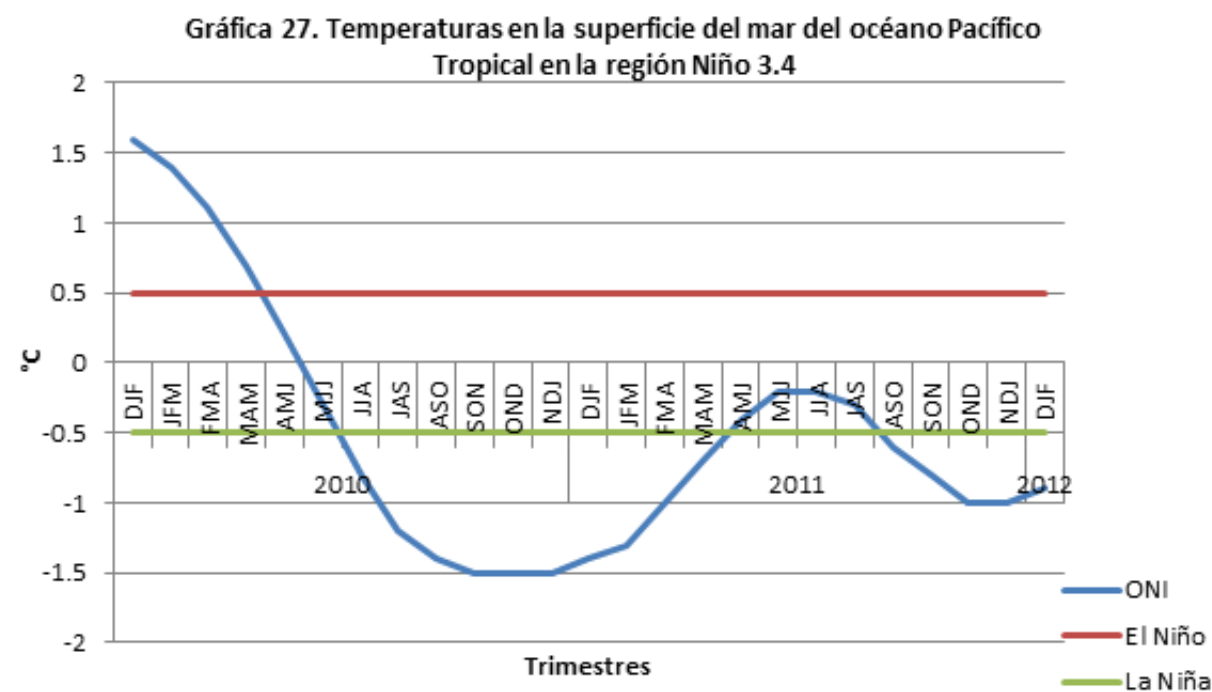
Fuente: Summary of 2011 Atlantic Tropical Cyclone Activity and verification of author’s seasonal and two –week forecast. Department of Atmospheric Science, Colorado State University.

Del total de las 19 tormentas formadas en el Océano Atlántico durante el 2011, cinco (5) tuvieron influencia en las precipitaciones pluviales a nivel nacional. La primera tormenta durante el mes de junio, Arlene (27 junio), se desarrolló en el Golfo de México, pero con una amplia circulación ciclónica, favoreciendo el fuerte ingreso de humedad del Pacífico sobre Guatemala. En agosto, Harvey (20 y 21 agosto) pasó sobre el departamento de El Petén generando lluvias de débiles a moderadas en dicho departamento y en la Franja Transversal de Norte. En septiembre, Lee (2-5 de septiembre) se ubicó en el norte del Golfo de México y favoreció a que humedad del océano Pacífico incrementara las lluvias en regiones del Sur y, Nate (8 de septiembre) en el noroeste del país generó inestabilidad en el Pacífico, provocando un incremento en las lluvias.

La actividad ciclónica en el océano Pacífico presentó 11 tormentas en el año 2011, de las cuales únicamente la tormenta tropical Dora (18 julio) trajo un fuerte ingreso de humedad, provocando lluvias intensas en regiones del Pacífico hacia la Meseta Central. Sin embargo el 12 de octubre se formó la Depresión Tropical 12-E en la costa pacífica de México, incrementando las precipitaciones pluviales a nivel nacional, principalmente en regiones de la Costa Sur y Meseta Central, y en menor escala en la Franja Transversal del Norte y El Petén. De acuerdo al resumen del impacto meteorológico del INSIVUMEH “El territorio guatemalteco registró una condición tipo temporal a lo largo de 10 días, desde el día 10 hasta la mañana del 20 de octubre; esta condición fue promovida por una serie de fenómenos meteorológicos que incluyeron: la Zona de Convergencia Intertropical, sistemas de baja presión y la Depresión Tropical 12-E”.

La Administración Nacional Oceano Atmosférica (NOAA por sus siglas en inglés) toma como principal índice para monitorear, evaluar y predecir el fenómeno de La Niña y El Niño, el Índice Oceánico del Niño (ONI por sus siglas en inglés). Este índice mide las anomalías de las temperaturas en la superficie del mar del océano Pacífico en la región Niño 3.4, localizada en (5oN-5oS, 120o-170oW). Dichas anomalías son medidas en promedios trimestrales, y es considerado un evento de La Niña si dichas anomalías son menores a -0.5°C del promedio y si prevalecen por 5 trimestres consecutivos o más. Por el contrario, cuando dichas anomalías tiene como valor 0.5°C o más por encima del promedio, es considerado un fenómeno de El Niño. El fenómeno de La Niña generalmente se presenta en Guatemala con temperaturas más bajas de lo normal y con precipitaciones pluviales por encima del promedio a nivel nacional.

En lo que corresponde a ENOS 2010-2011, a partir del trimestre Junio-Julio-Agosto del año 2010, estuvo bajo la influencia de un evento moderado a fuerte del fenómeno La Niña, el cual alcanzó condiciones neutras (sin presencia del fenómeno El Niño ni La Niña) durante el trimestre Abril-Mayo-Junio del 2011. Sin embargo a partir del trimestre Agosto-Septiembre-Octubre del 2011, las temperaturas superficiales del mar en el océano Pacífico Tropical comenzaron a enfriarse nuevamente, presentándose otra vez características de un episodio más del fenómeno La Niña de magnitud leve a moderado, el cual alcanzó sus temperaturas mínimas durante los trimestres Octubre-Noviembre-Diciembre y Noviembre-Diciembre-Enero del 2011. En la gráfica 27 se observa como evolucionó el fenómeno de El Niño durante el período 2010-2011 a partir de las temperaturas en la superficie del mar en el océano Pacífico Tropical, en la región denominada Niño 3.4.



Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Climate Prediction Center (CPC).



2.2 Caudales en embalses hidroeléctricos

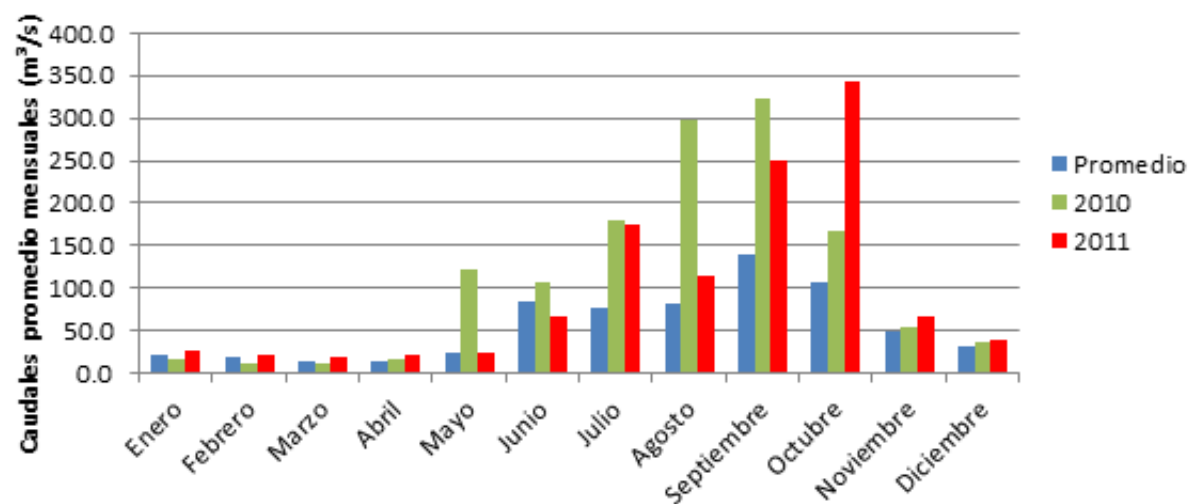
Los fenómenos océano-atmosféricos descritos en la sección 2.1, tuvieron como resultado elevadas precipitaciones pluviales en gran parte del territorio Nacional. Esto provocó un incremento considerable de los caudales en distintas cuencas del país, favoreciendo de esta manera la generación de energía eléctrica proveniente del recurso hídrico.

Como casos de estudios se analizan la hidrología de los embalses de las centrales hidroeléctricas de Pueblo viejo Chixoy (de aquí en adelante Chixoy), Jurún Marinalá y Aguacapa. La razón por la cual se toman estos embalses para realizar los respectivos análisis hidrológicos se debe por un lado, a que Chixoy y Jurún Marinalá tienen embalse de regulación anual. Por otro lado, Aguacapa es la tercera central hidroeléctrica con mayor potencia instalada (80MW), después de Chixoy (300MW) e Hidroxclbal (94MW). Esta última entró en funcionamiento desde junio del 2010, por lo mismo no se analiza en detalle, ya que los registros hidrométricos son limitados, sin embargo en la sección 2.3 se hace un estudio general sobre el factor de planta de todas las centrales hidroeléctricas operando actualmente en el SNI.

Durante el año calendario 2011 los caudales promedio mensuales entrantes en los embalses de las centrales hidroeléctricas Chixoy, Jurún Marinalá y Aguacapa, se caracterizaron por estar arriba del promedio histórico. Además en muchos meses, los mismos fueron mayores que los reportados durante el año 2010, como los registrados durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, octubre, noviembre y diciembre. Esto probablemente debido a que las altas precipitaciones registradas durante el año 2010 (debido a la presencia del fenómeno La Niña y la alta actividad ciclónica durante el mismo año), recargaron los mantos acuíferos, incrementando así los aportes hidrológicos por escorrentía indirecta durante la época de estiaje del año 2011.

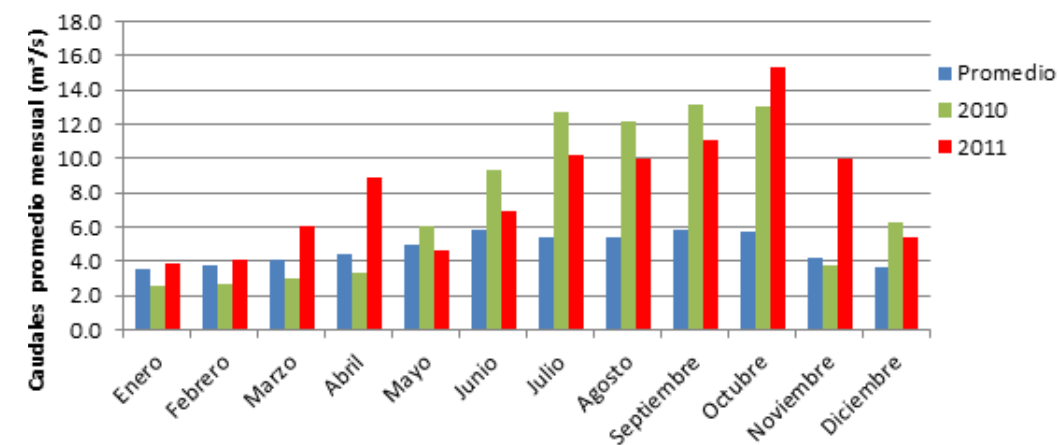
De igual manera, durante el mes de octubre (del 10 al 20), la Depresión Tropical 12-E provocó elevadas precipitaciones, generando así incrementos en los caudales de los embalses en estudio, dichos incrementos llegaron a representar el 320%, 268% y 122% del promedio histórico en Chixoy, Jurún Marinalá y Aguacapa respectivamente. Asimismo estas precipitaciones permitieron que los suelos se saturaran, haciendo efectivo el proceso de transformación de precipitación a escorrentía en los siguientes meses (noviembre y diciembre), y que además debido al fenómeno de persistencia, los caudales en dichos meses permanecieron elevados con respecto al promedio histórico y a los registrados durante el año 2011. En las gráficas 28, 29 y 30 se presentan los registros mensuales de los caudales promedio para el periodo (1979-2008) y, los registrados durante los años 2010 y 2011.

Gráfica 28. Caudales promedio (1979-2008) vs Caudales 2010 y 2011
-Embalse Pueblo Viejo Chixoy-



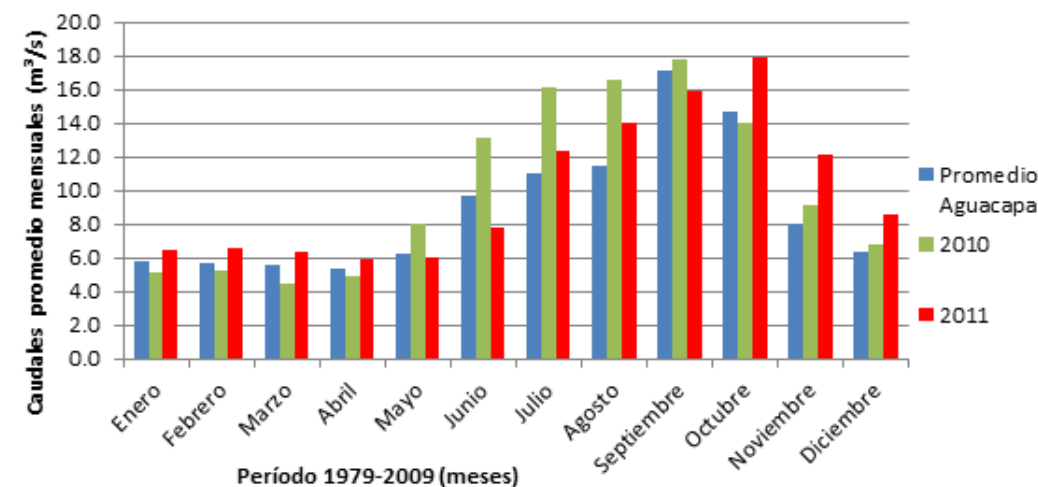
Nota 1: en el mes de mayo 2010 Tormenta Agatha
Nota 2: en el mes de octubre 2011 Depresión Tropical 12-E

Gráfica 29. Caudales promedio (1979-2008) vs Caudales 2010 y 2011
-Embalse Jurún Marinalá-



Nota 1: en el mes de mayo 2010 Tormenta Agatha
Nota 2: en el mes de octubre 2011 Depresión Tropical 12-E

Gráfica 30. Caudales promedio (1979-2008) vs Caudales 2010 y 2011
-Embalse Aguacapa-

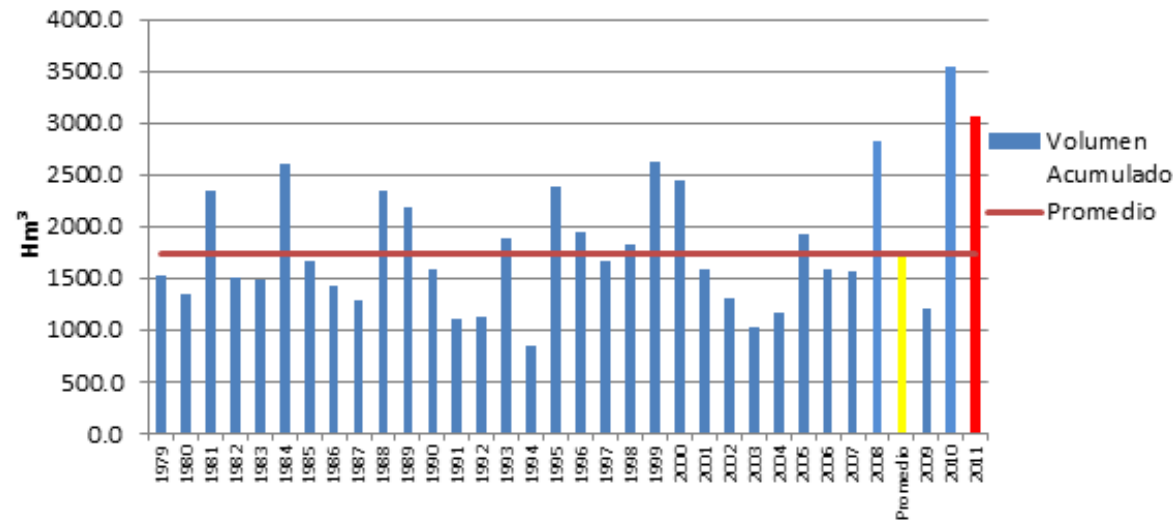


Nota 1: en el mes de mayo 2010 Tormenta Agatha
Nota 2: en el mes de octubre 2011 Depresión Tropical 12-E

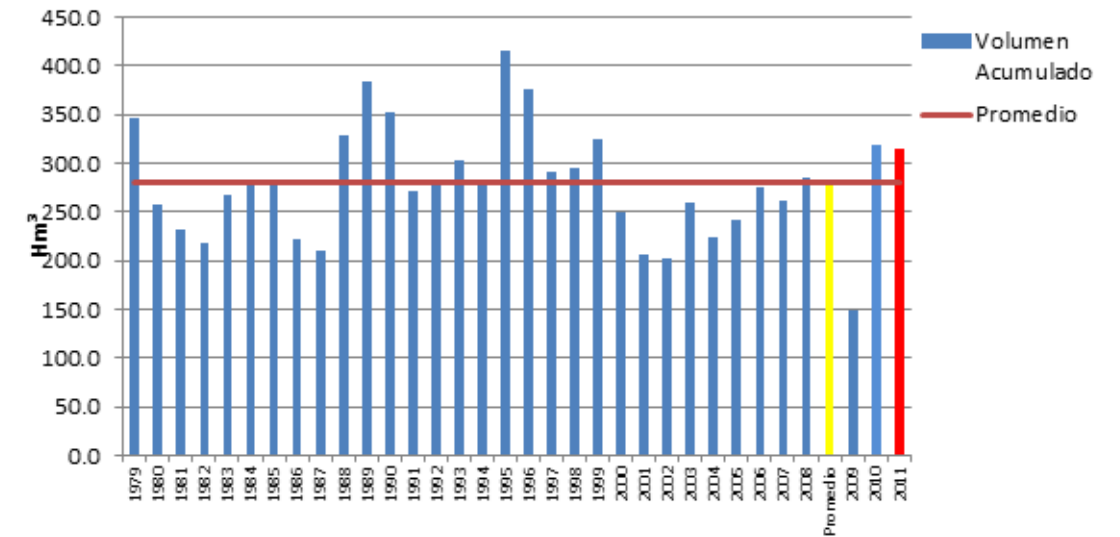
Fuente: Registros de los informes de posdespacho y base de datos del Administrador del Mercado de Mayoristas.

Es importante mencionar que los altos caudales registrados en Chixoy y Jurún Marinalá durante el mes de octubre alcanzaron un promedio nunca antes registrado en dicho mes. De manera similar fueron los volúmenes totales de escorrentía anual hacia estos dos embalses, siendo éstos, los segundos valores más elevados, después de los registrados durante el año 2010, tal y como se muestra en las gráficas 31, 32 y 33.

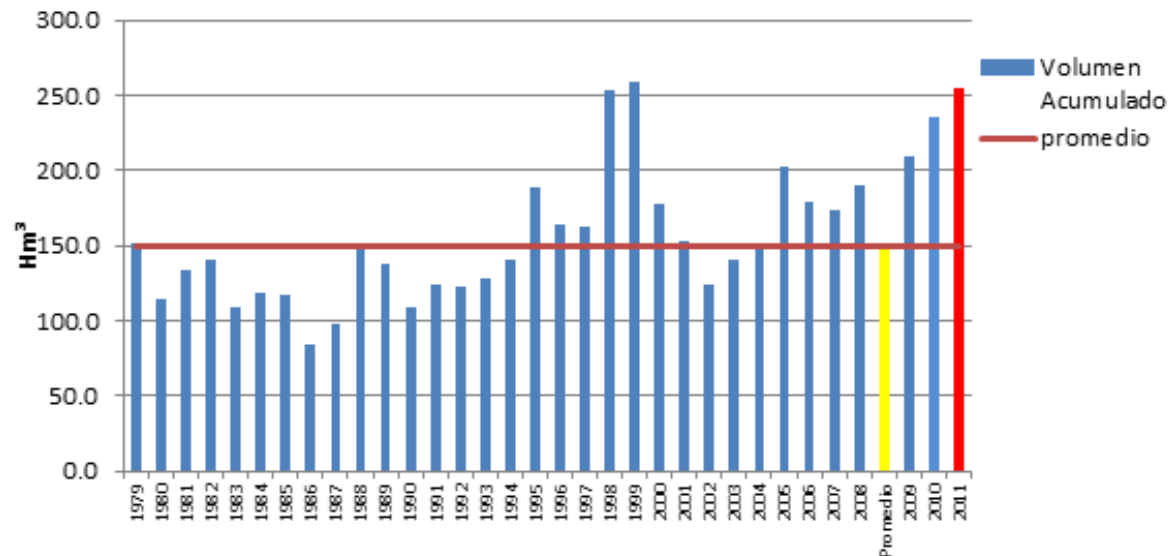
Gráfica 31. Volúmen promedio (1979-2008) vrs Volúmen 2010 y 2011
-Embalse Pueblo Viejo Chixoy-



Gráfica 33. Volumen Promedio (1979-2008) vrs Voúmen 2010 y 2011
-Aguacapa-



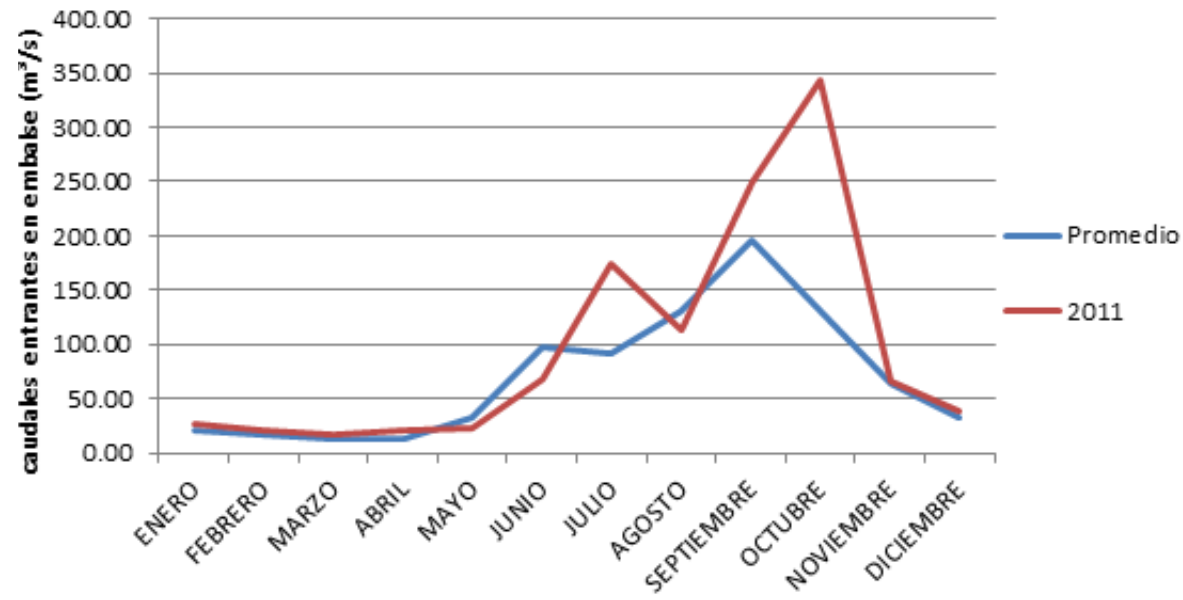
Gráfica 32. Volumen Promedio (1979-2008) vrs Voúmen 2010 y 2011
-Jurún Marinalá-



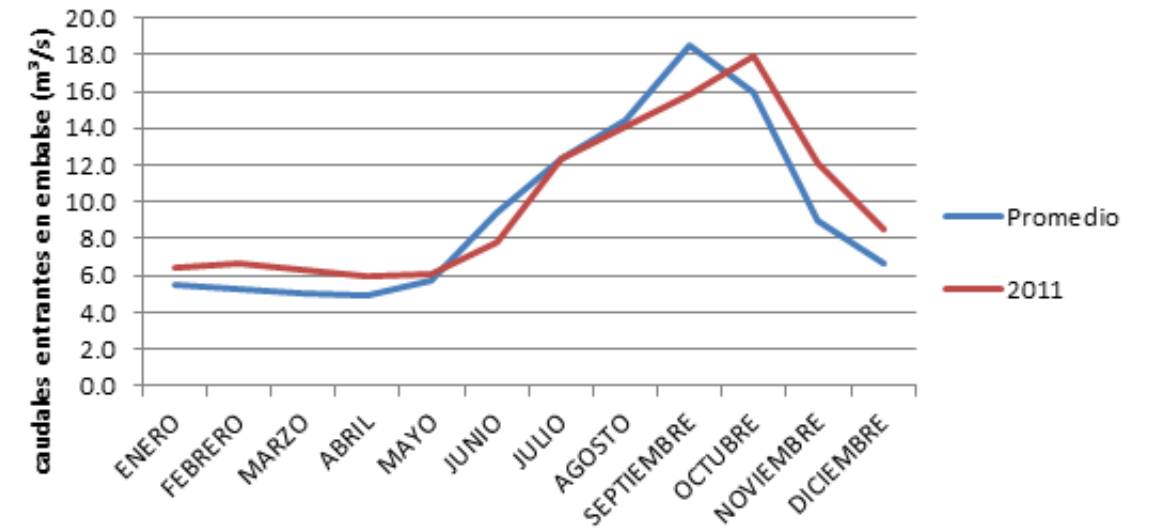
Como puede observarse en la gráfica 31, el volumen total de escorrentía durante el año 2011 en el embalse Chixoy fue de 3,070 Hm³, que comparado con el promedio de 1,738 Hm³, equivale alrededor del 176% del mismo, mientras que en el embalse Jurún Marinalá fue de 255Hm³, el cual equivale al 170% del promedio histórico 150Hm³, ver gráfica 32. En el embalse de Aguacapa, éste llegó a representar el 112%, llegándose a almacenar un total de 316Hm³ comparado con el promedio histórico de 280.7Hm³. Si bien es cierto que dicho comportamiento hidrológico permitió incrementar la generación de energía hidroeléctrica, también se llegó a verter grandes volúmenes de agua durante varios días. Así mismo, en algunos casos el exceso de transporte de sedimentos llegó a dejar a algunas hidroeléctricas fuera de operación. En la sección 2.3 se desarrolla este tema de una manera más detallada.

Adicionalmente, al comparar los caudales mensuales entrantes a los embalses durante el año 2011 con los caudales promedio de los últimos 11 años bajo influencia del fenómeno La Niña, podemos observar que los mismos estuvieron por encima de dicho promedio en la mayoría de los meses. Ver gráficas 34, 35 y 36.

Gráfica 34. Caudales promedio La Niña (1983-2010) vrs caudales 2011 -Pueblo Viejo Chixoy-

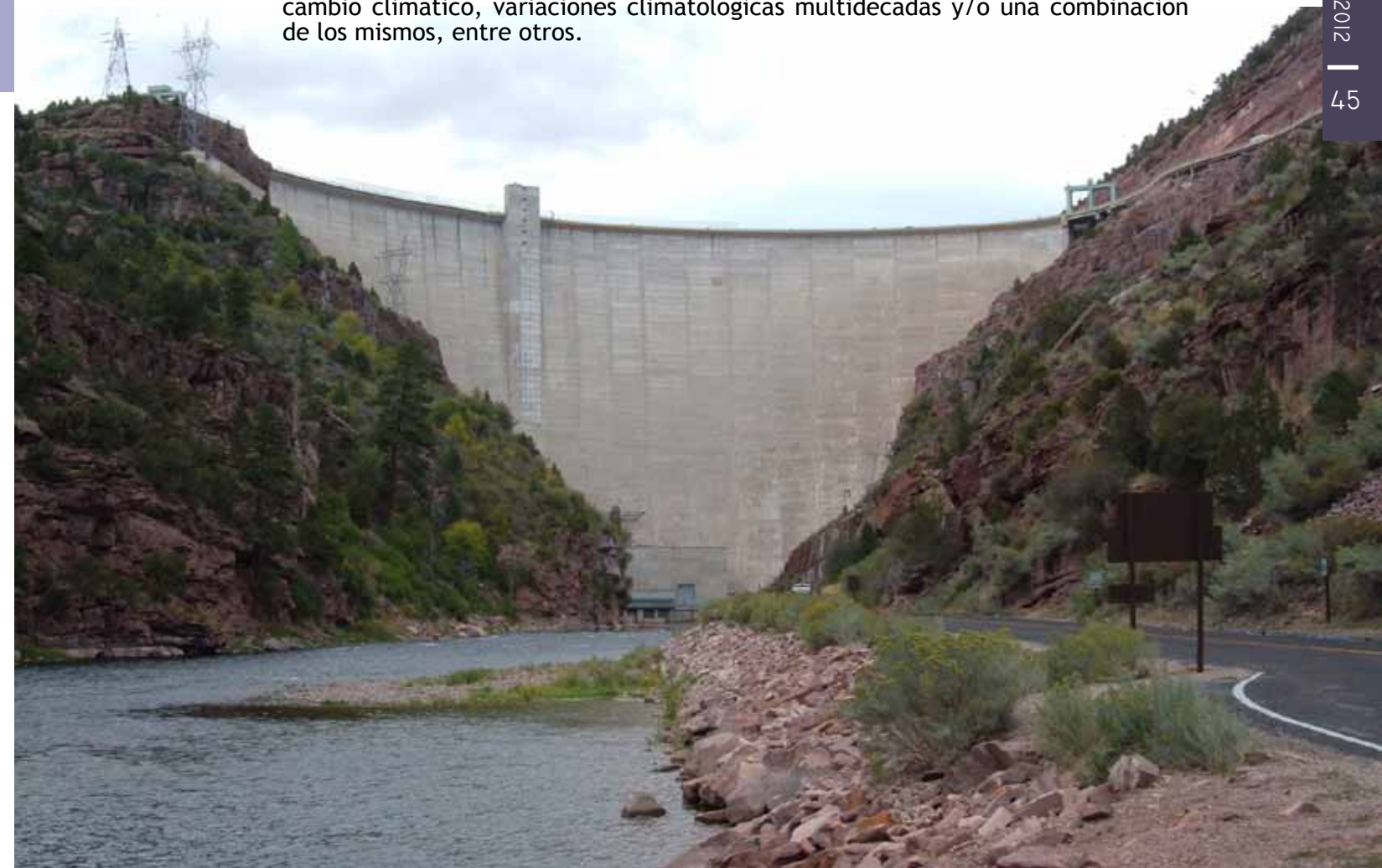
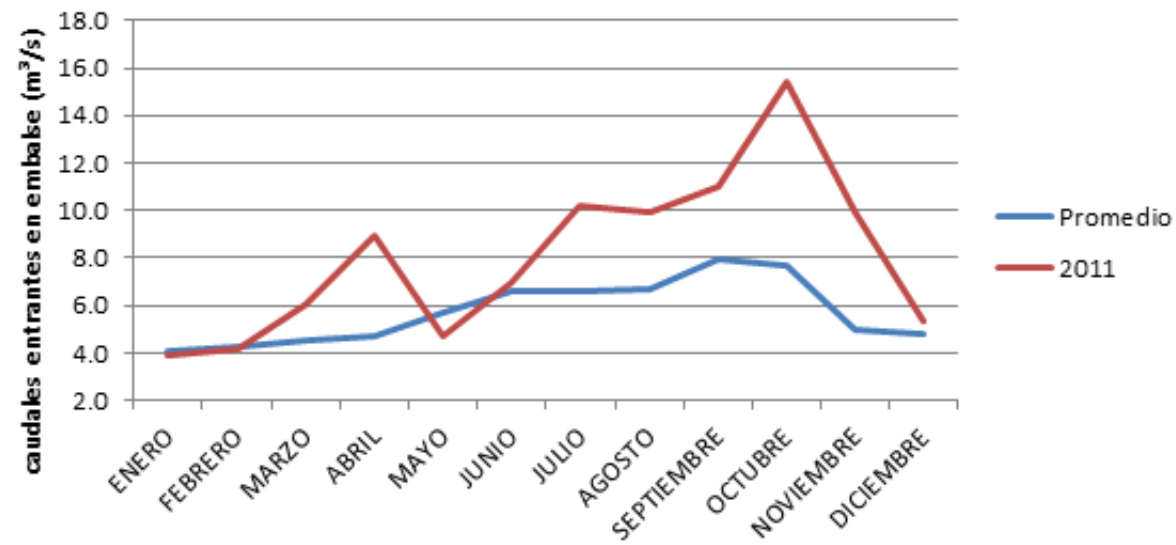


Gráfica 36. Caudales promedio La Niña (1983-2010) vrs caudales 2011 - Aguacapa-



Estos aumentos en los caudales pueden deberse a distintas causas que influyen en los procesos hidrológicos y no necesariamente se debe a los incrementos en las precipitaciones. Entre estos procesos puede deberse al cambio de uso de los suelos, por ejemplo agricultura, a la construcción de obras hidráulicas, al incremento de urbanización (incremento de áreas impermeables que hace más eficiente el proceso de precipitación-escorrentía directa y reducida la indirecta), cambio climático, variaciones climatológicas multidécadas y/o una combinación de los mismos, entre otros.

Gráfica 35. Caudales promedio La Niña (1983-2010) vrs caudales 2011 -Jurún Marinalá-

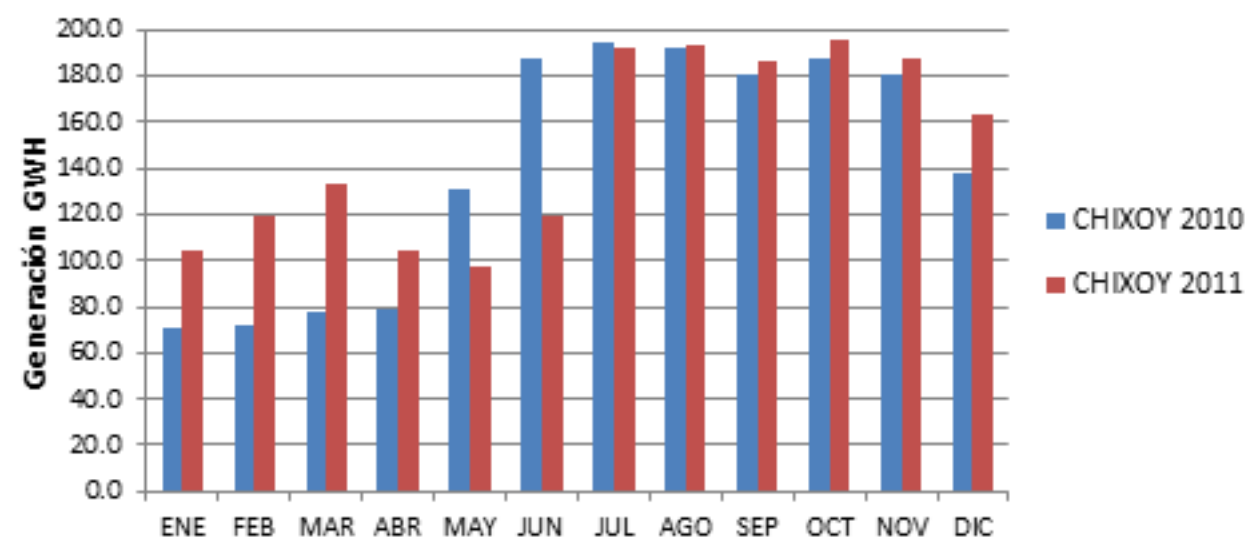


2.3 Generación Hidroeléctrica 2011

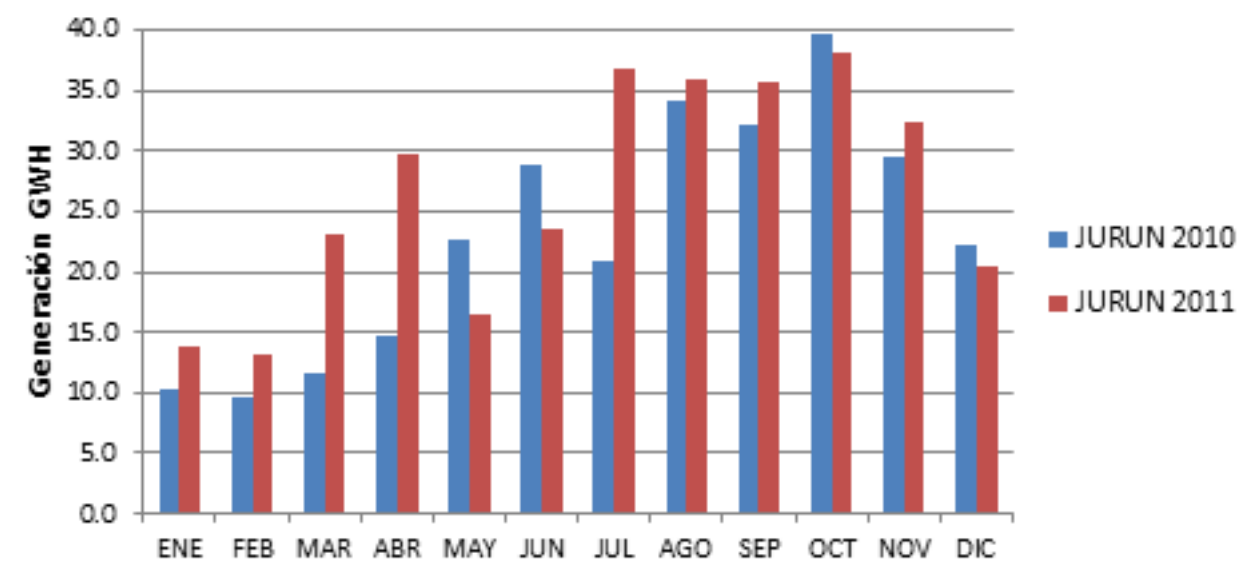
Los altos registros hidrométricos del año 2011, derivados de la elevada actividad meteorológica debido a los fenómenos océano-atmosféricos descritos en la sección 2.1, hicieron que el subsector eléctrico Nacional se caracterizara por una alta generación eléctrica renovable proveniente del recurso hídrico. Además la entrada en operación comercial de nuevas centrales hidroeléctricas, entre ellas Choloma, Panán y Santa Tresa (entrando a operar en el segundo semestre y último trimestre del 2011) e Hidro Xacbal, la cual operó su primer año completo, aportaron también a la generación hidroeléctrica del presente año.

Del total de energía generada durante el año calendario (enero-diciembre) 2011, 50.26% fue generada a partir de energía hidráulica, mientras que durante la época de lluvia (mayo-octubre), la misma correspondió al 57.8%. Comparado con la generada en el año calendario y época de lluvia del 2010, las cuales fueron de 47.6% y 61.38% respectivamente, vemos que la producción total anual en el 2011 aumentó 2.66 puntos porcentuales comparada con la del 2010 mientras que la generada durante la época de lluvia disminuyó 3.58 puntos. En la sección 1 se describe en detalle como estuvo conformada la matriz energética y la producción de energía durante el 2011. Las diferencias entre la energía total generada durante los años calendario y las épocas de lluvia, en los años 2010 y 2011, se debió a la variación hidrológica de un año a otro, que tuvo como consecuencia diferencias mensuales de generación. En las gráficas 37, 38 y 39 se observan estas variaciones en la generación mes a mes entre los años 2010 y 2011 para las centrales hidroeléctricas de Chixoy, Jurún Marinalá y Aguacapa.

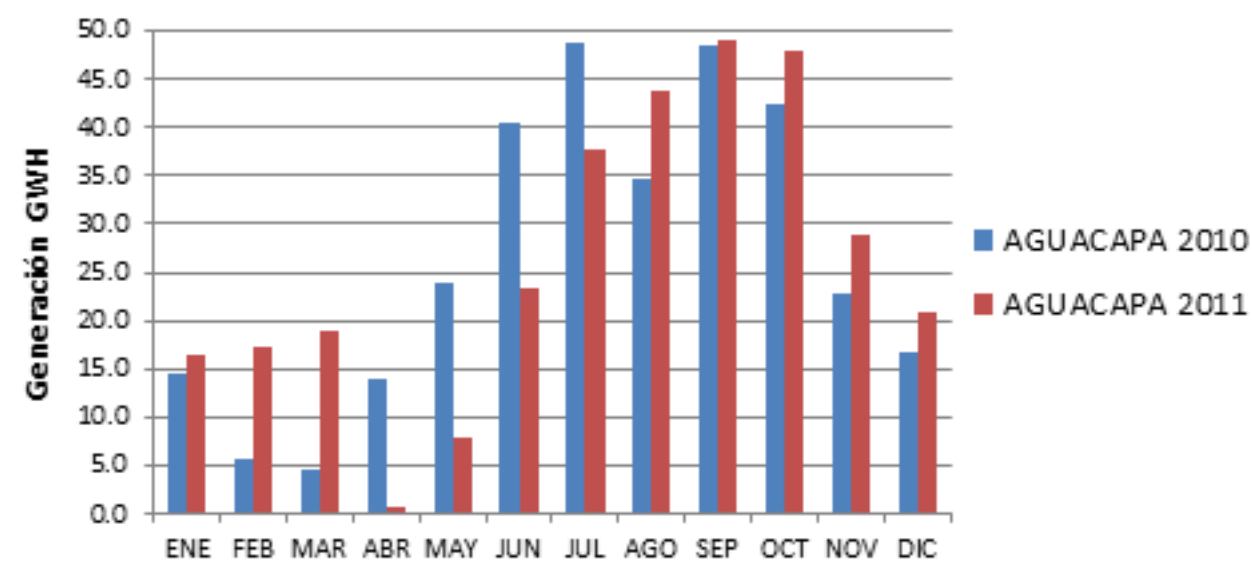
Gráfica 37. Generación mensual 2010-2011
-Pueblo Viejo Chixoy-



Gráfica 38. Generación Mensual 2010-2011
-Jurún Marinalá-



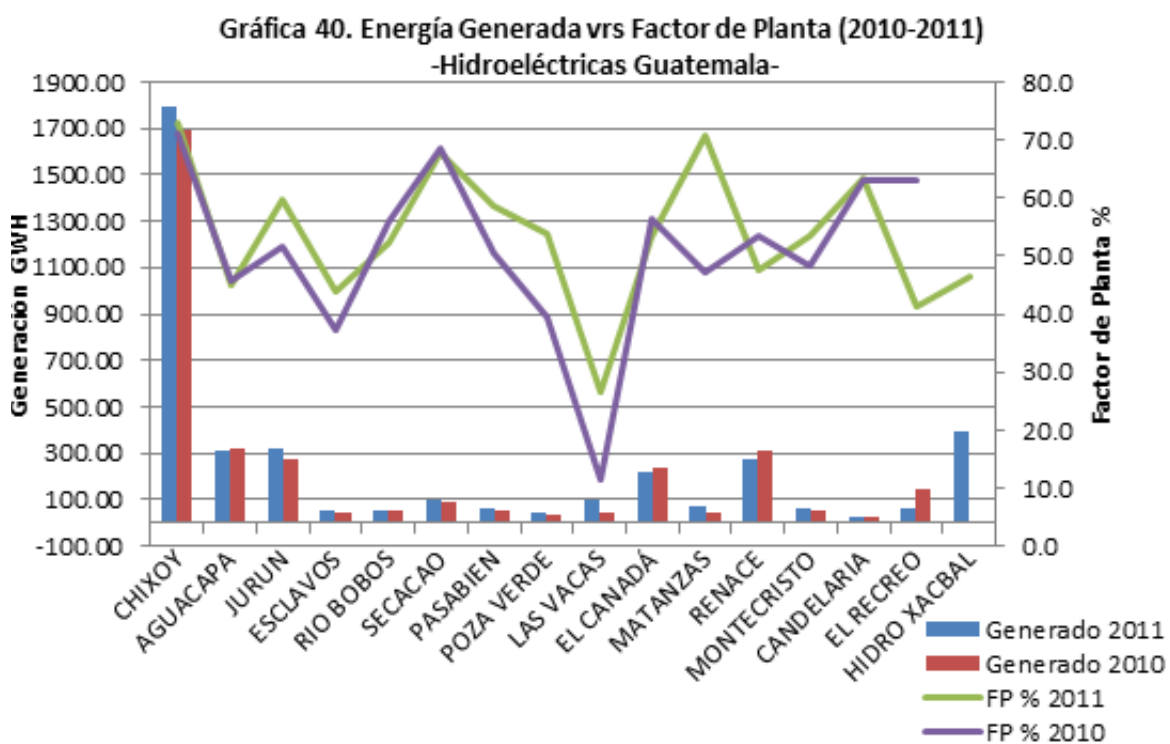
Gráfica 39. Generación mensual 2010-2011
-Aguacapa-



Fuente: Información proveniente de los informes de posdespacho y base de datos del Administrador del Mercado de Mayoristas.

Como puede observarse la generación hidroeléctrica del 2011 comparada con la del 2010, fue mayor durante los primeros cuatro meses del año y durante los últimos dos. Por el contrario, la generación durante mayo y junio fue menor en el 2011, esto debido a un inicio débil de la época de lluvia (mayo y junio) en el 2011 y un inicio severo de la época de lluvia en el 2010 debido al paso de la tormenta tropical Agatha. Lo expuesto coincide con el desarrollo hidrológico de los años 2010 y 2011 descrito en la sección 2.2.

Del análisis de 15 centrales hidroeléctricas operando (que representaron el 97% de energía hidráulica total generado durante el 2011) dentro del SNI, se observa que: (i) 7 de las mismas tuvieron un incremento en su factor de planta (F.P) entre 4.8 y 15.2, puntos porcentuales, (ii) 4 no tuvieron una variación o fue mínima, (iii) las restantes 4 tuvieron una disminución entre 2.7 y 21.8 puntos porcentuales y (iv) Hidro Xacbal tuvo un factor de planta de 46.4, el cual no se pudo comparar con el 2010 ya que en dicho año comenzó a operar a partir del junio. En la gráfica 40 pueden observarse los F.P. y las energías totales anuales generadas por las principales 15 centrales hidroeléctricas a nivel nacional.

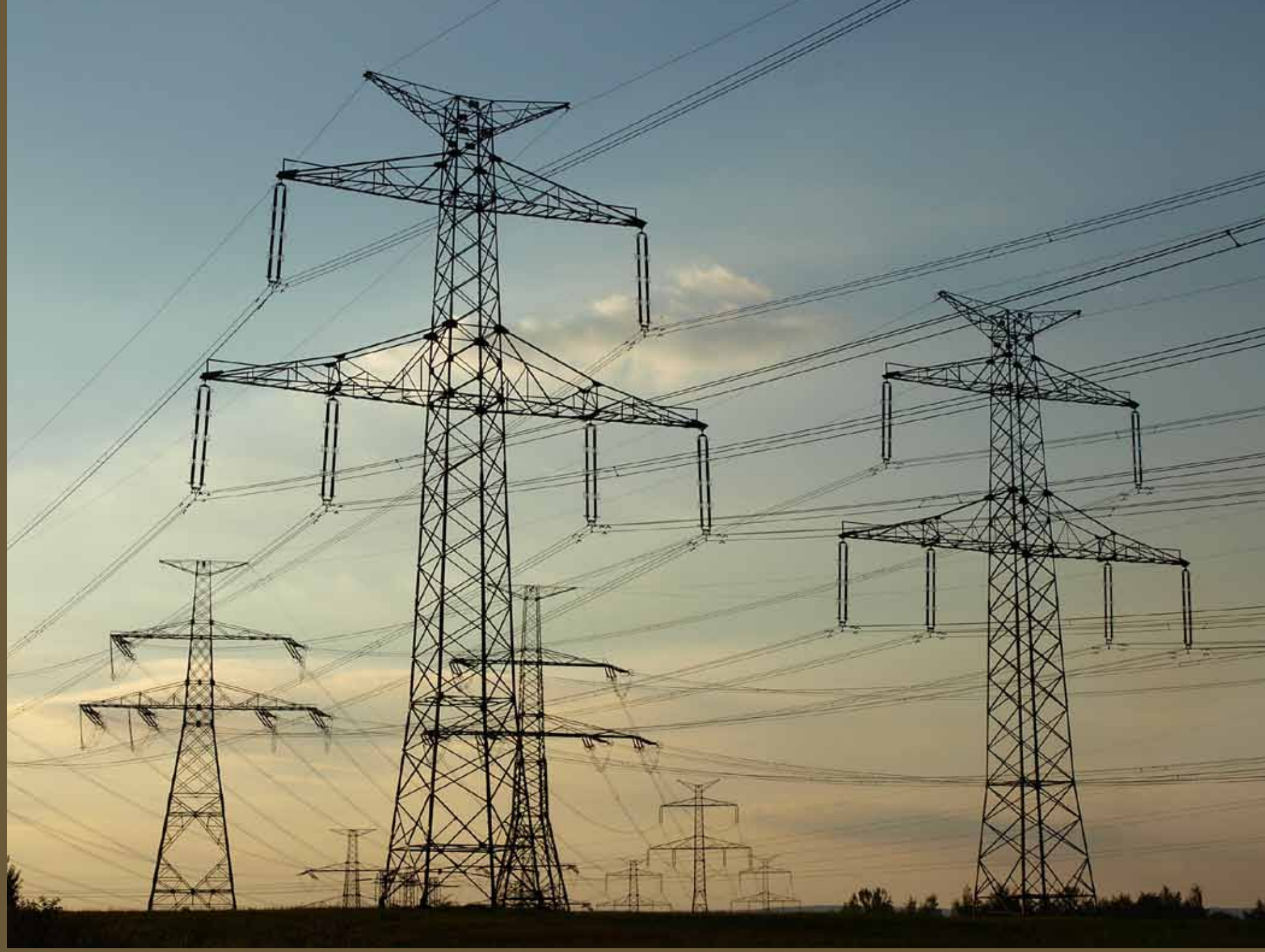


Debe tenerse en cuenta que algunas de las centrales hidroeléctricas fueron afectadas por el paso de la Depresión Tropical E-12, quedando algunas fuera de operación por varios días. Esto tuvo como consecuencia que su factor de planta se redujera con respecto al año 2010, unas más que otras. De igual manera la generación de energía hidráulica del año fue afectada por dicho evento climatológico. En el cuadro 13 se indican las centrales afectadas por dicho fenómeno atmosférico.



Cuadro 13. Indisponibilidad de centrales hidroeléctricas durante el paso de la Depresión Tropical E-12.

Central Hidroeléctrica	Potencia (MW)
Santa María	6
Los Esclavos	13
El Recreo	25
Aguacapa	79.8
Las Vacas	37.3
Poza Verde	10
El Salto	2
Canadá	46
Monte Cristo	13



3

DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA

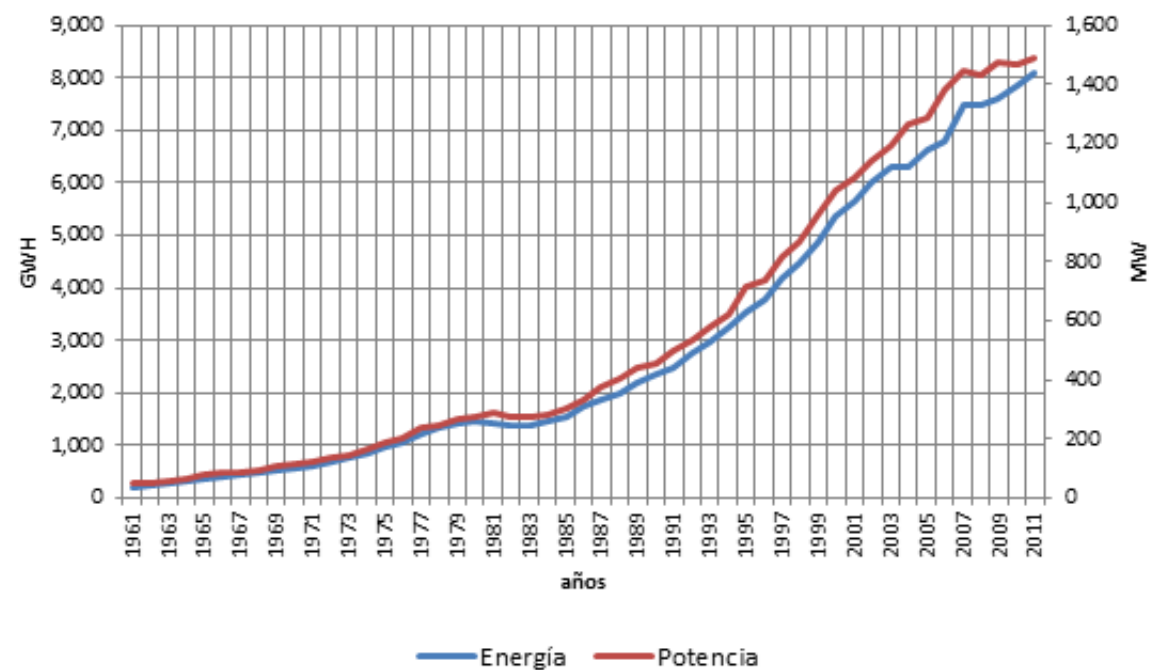
3. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI) DE GUATEMALA

3.1 Análisis de la demanda de potencia y energía eléctrica

Con excepción de los años 1982, 2008 y 2010, el requerimiento de potencia y energía para el Sistema Nacional Interconectado ha estado en constante crecimiento. Esta es una condición natural, ya que desde sus inicios, la energía eléctrica se ha convertido en uno de los principales motores del desarrollo de la sociedad moderna, y como tal, el crecimiento de la población y de sus necesidades tiene implícito un crecimiento en la demanda de potencia y energía eléctrica.

En la gráfica 41 se observa el comportamiento que la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado ha presentado desde 1961 hasta el 2011, comportamiento que la mayor parte del tiempo ha estado en crecimiento.

Gráfica 41. Demanda histórica de potencia y energía del SNI



1996 es un año importante para el sub sector eléctrico de Guatemala ya que se emite la Ley General de Electricidad. Desde dicho año hasta el 2011 el crecimiento promedio interanual ha sido de 4.42%.

Resulta interesante analizar que el crecimiento de la demanda de potencia y energía al estar influenciado por varios factores no es constante, factores que están relacionados con condiciones económicas y sociales, fenómenos naturales, desarrollos tecnológicos, etc.

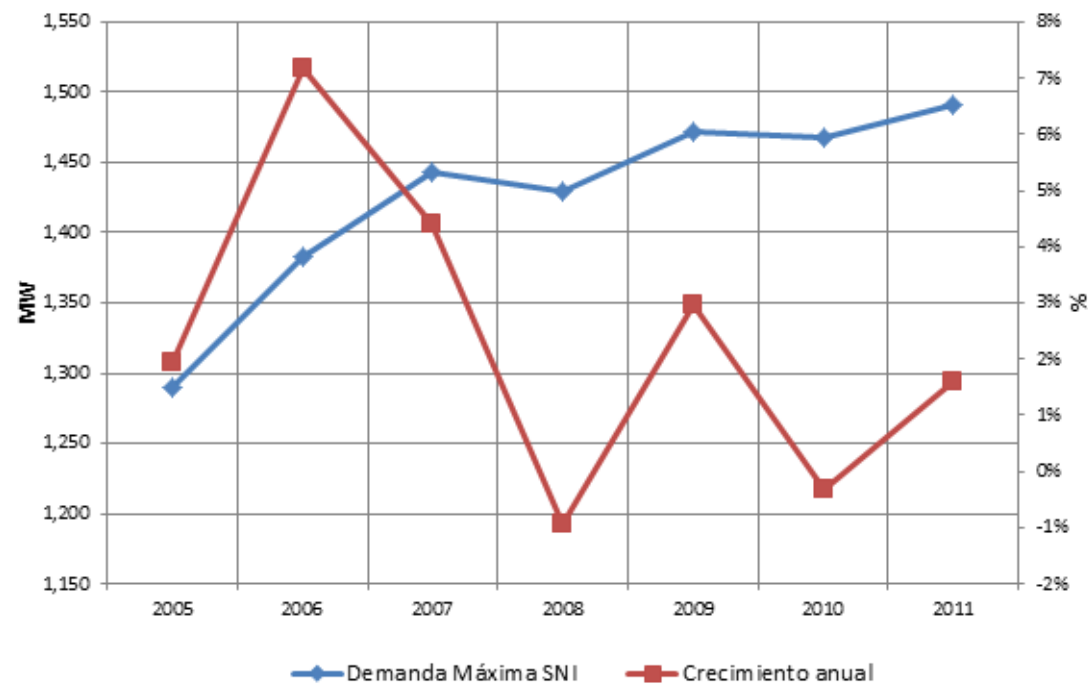
Para facilitar el análisis se puede dividir el crecimiento de la demanda de potencia en 3 períodos. El primero comprende de 1961 a 1981, años en los cuales el crecimiento promedio interanual del requerimiento de potencia fue de un 8.65%, habiendo años con crecimientos considerables como 1965 y 1977 con un 18.42% y 15.47% respectivamente, y años con crecimientos mínimos como 1971 y 1980 con un 2.52% y 2.79% respectivamente.

De 1,982 a 1995 el crecimiento interanual promedio fue de 6.22%, es importante mencionar que en 1,982 el requerimiento de potencia se redujo un 5.98% posiblemente derivado de la difícil situación política y social que Guatemala vivía en ese momento, con un gobierno de facto y el conflicto armado interno en uno de sus períodos más cruentos. En 1987 se observa un crecimiento considerable de un 10.73%, que coincide con el inicio del segundo año de un gobierno que fue elegido democráticamente, después de algunos años sin democracia plena en el país.

1996 es un año importante para el sub sector eléctrico de Guatemala ya que se emite la Ley General de Electricidad. Desde dicho año hasta el 2011 el crecimiento promedio interanual ha sido de 4.42%. En el 2008 y 2010 el requerimiento de potencia se redujo un 0.94% y 0.31% respectivamente, es pertinente recordar que en el 2008 hubo una crisis económica mundial en la que Guatemala estuvo inmersa y en el 2010 la tormenta Ágata afectó nuestro territorio; los efectos de estos acontecimientos se reflejaron en la demanda de potencia del Sistema Nacional Interconectado para dichos años.

En la gráfica 42 se observa la demanda máxima de potencia del Sistema Nacional Interconectado y su crecimiento interanual para el período comprendido entre el 2005 y el 2011.

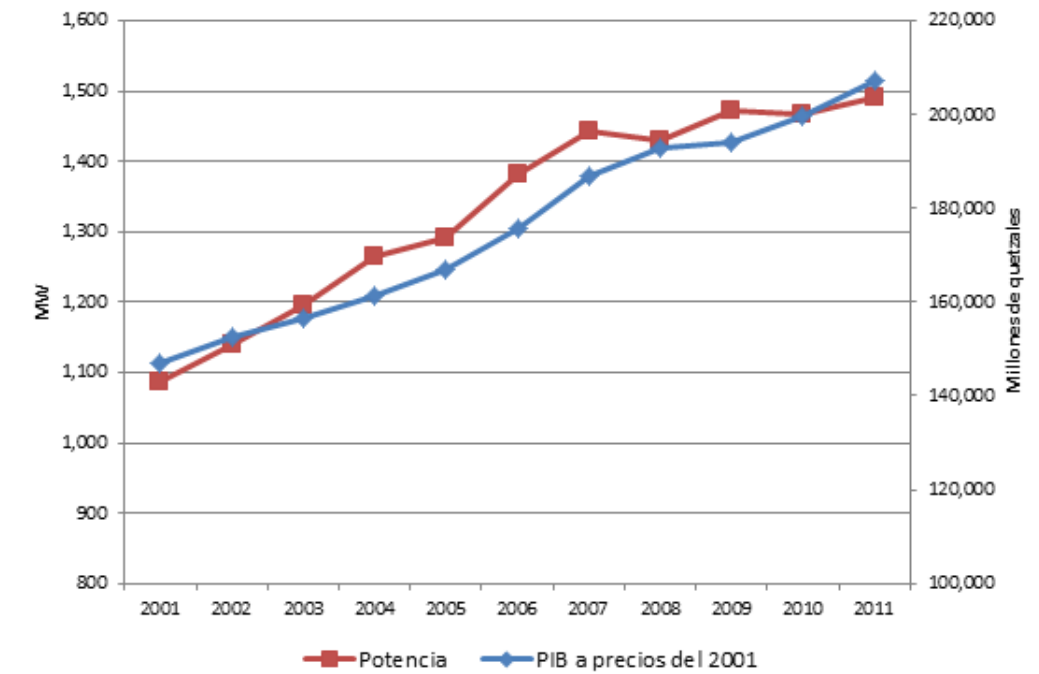
Gráfica 42. Demanda máxima anual de potencia SNI (MW) 2005-2011 y crecimiento porcentual anual de la demanda de potencia



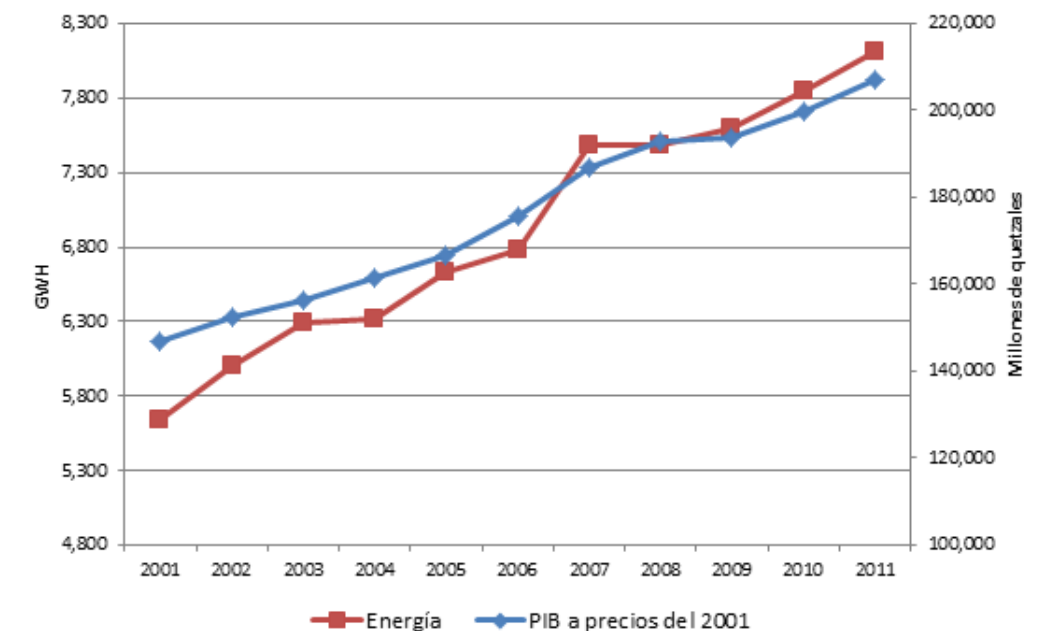
Para dicho período el crecimiento interanual de la demanda de potencia tuvo su mayor pico en el 2006 con un 7.17% y su menor valle en el 2008 con un decrecimiento de 0.93%. El crecimiento observado en el 2011 respecto del 2010 fue de 1.59%, siendo la demanda máxima del 2011 de 1,491.16 MW.

Tal y como se puede apreciar en las gráficas 43 y 44, el crecimiento tanto de la demanda de potencia como de la demanda de energía, presenta gran correlación con el crecimiento del Producto Interno Bruto del país (97% y 99% respectivamente).

Gráfica 43. Demanda de potencia - PIB



Gráfica 44. Demanda de energía - PIB

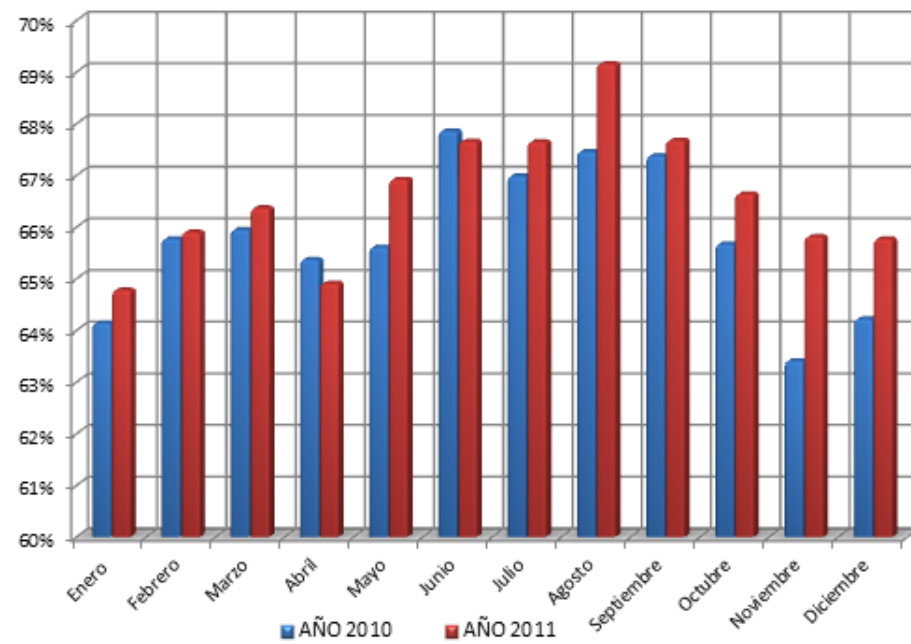


De la relación entre el crecimiento de la demanda potencia y energía con el del Producto Interno Bruto, se infiere que el aumento de la actividad económica del país (3.5%) y el crecimiento poblacional (2.5%) son variables que inciden en el crecimiento de la demanda de potencia y de energía del Sistema Nacional Interconectado. De hecho, en el campo de la economía, muchas de las proyecciones que se hacen sobre el crecimiento económico que se espera en un país, utilizan series del crecimiento interanual de la demanda de potencia y de energía.

De la gráfica 44 llama la atención que los crecimientos observados para la demanda de potencia en el 2010 y en el 2011, son menores a los crecimientos observados para la demanda de energía y el Producto Interno Bruto, fenómeno que podría explicarse si se toma en consideración que ha habido incentivos para incrementar la eficiencia energética. Dentro de dichos incentivos se puede mencionar que algunas de las reformas a la normativa del Mercado Mayorista efectuadas en el 2007, tuvieron como propósito mejorar la eficiencia en el uso del Sistema Nacional Interconectado, así como programas impulsados por la CNEE y el MEM para el efecto.

Este fenómeno también es observado si se analiza la gráfica 45, en la cual se visualiza que el factor de carga del Sistema Nacional Interconectado para la mayor parte de los meses del 2011, es mayor que para los meses del 2010. Considerando que el factor de carga representa la proporción en la que se usa la capacidad instalada (potencia) del Sistema Nacional Interconectado, se puede aseverar que el incremento en el factor de carga durante el 2011 representa un uso más eficiente del Sistema Nacional Interconectado que el que se tuvo en el 2010.

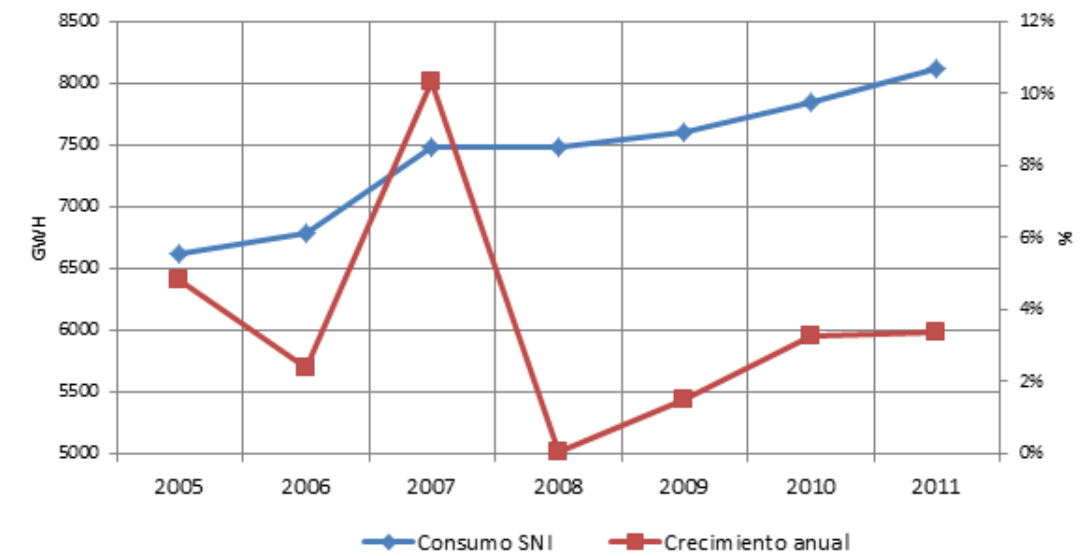
Gráfica 45. Factor de carga mensual del SNI años 2010 y 2011



De la gráfica anterior, se observa que el mes en el que el factor de carga fue más alto corresponde al mes de agosto, con un factor de carga de 0.690, mientras que el mes con el menor factor de carga fue enero con 0.6478. Es importante mencionar que el factor de carga promedio resultante durante el 2010 fue de 0.6582 y durante el 2011 fue de 0.660, habiendo una diferencia promedio entre los dos años de 0.0079.

En la gráfica 46 se muestra el consumo anual de energía y su crecimiento para el período que abarca del 2005 al 2011.

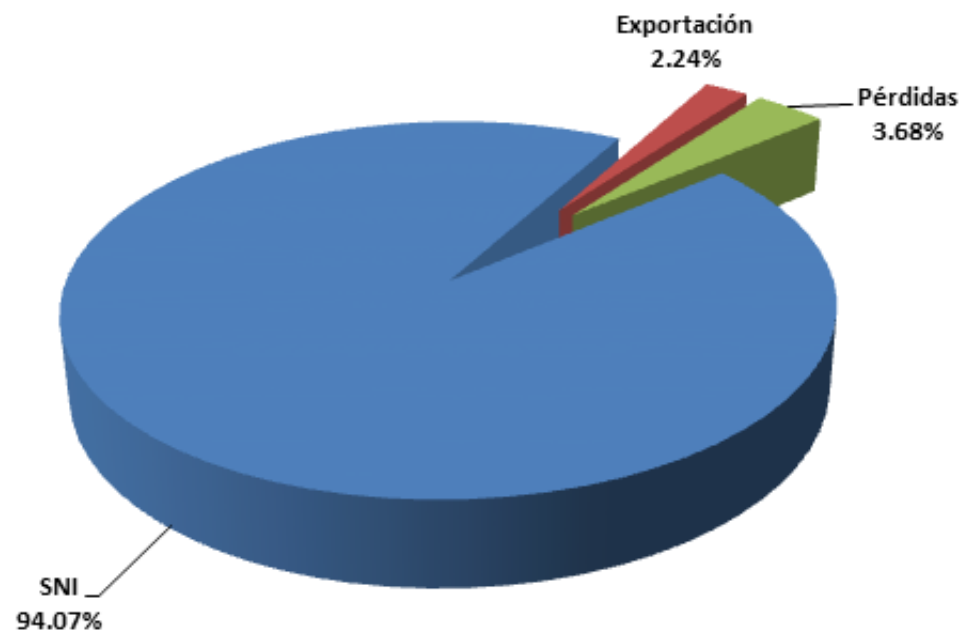
Gráfica 46. Consumo total anual de energía SNI (GWh) 2005-2011 y crecimiento porcentual anual del consumo de energía



Como se puede observar de la gráfica anterior, el crecimiento en el consumo anual de energía tuvo su pico máximo en el 2007 con 10.33% y su menor valle en el 2008 con 0.04%. El crecimiento del consumo de energía entre los años 2010 y 2011 fue de 3.36%, dado que en el 2011 se consumieron 8,111.27 GWh.

En la gráfica 47 se observa que de los 8,111.27 GWh consumidos en el Sistema Nacional Interconectado durante el 2011, el 94.07% correspondió a consumos de energía, el 3.68% fueron pérdidas del SNI y el 2.24% fue energía exportada.

Gráfica 47. Consumo total de energía



3.2 Demanda de potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista

La oferta de energía eléctrica en el SNI está constituida por la producción de generadores locales y por las importaciones, provenientes tanto del Mercado Eléctrico Regional -MER- y de la Interconexión Guatemala-México. Las importaciones de energía de México son las que mayor importancia tienen para el Mercado Mayorista, mientras que las importaciones del MER, son en su mayor parte energía inadvertida.

La demanda de energía eléctrica se integra del consumo del Sistema Nacional Interconectado, de las exportaciones y de las pérdidas de energía en el sistema. Los Participantes Consumidores en el Mercado Mayorista son los Distribuidores, Exportadores y Grandes Usuarios.

La legislación vigente establece los mecanismos y procedimientos comerciales y operativos para que la demanda pueda ser abastecida al menor costo, cumpliendo con los requisitos de calidad y garantía del suministro. De esa cuenta, con el objetivo de establecer un balance entre la demanda y la oferta de energía eléctrica en el corto y largo plazo y de dar una señal económica que permita alcanzar el objetivo de garantía de suministro, la legislación vigente establece la obligación de contratación anticipada de la capacidad (potencia), asociada al suministro eléctrico por parte de los Participantes Consumidores del Mercado Mayorista.



3.2.1 Potencia

Los Participantes Consumidores tienen la obligación de cubrir sus requerimientos de potencia a través de contratos con generadores que tengan asignada Oferta Firme Eficiente.

El requerimiento mínimo de potencia que los Participantes Consumidores deben de contratar corresponde a su Demanda Firme. La Demanda Firme es la demanda de potencia calculada para cada Participante Consumidor por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), coincidente con la Demanda Máxima Proyectada para el sistema en el Año Estacional correspondiente.

La Demanda Firme Efectiva de los Participantes Consumidores corresponde a la máxima demanda de potencia registrada durante un mes en los períodos de máxima demanda diaria del SNI más las pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el AMM. Dichas pérdidas y reservas necesarias se expresan como un porcentaje denominado “Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda” o “CAD” el cual es determinado por el AMM en la Programación de Largo Plazo.

Tanto la Demanda Firme como la Demanda Firme Efectiva incorporan las pérdidas y reservas en que se incurre en la operación del SNI para abastecer a la demanda.

3.2.2 Energía

Los requerimientos de energía de los Participantes Consumidores pueden ser cubiertos mediante contratos a término donde las partes estipulan las cantidades, plazos y precios, o pueden ser cubiertos a través del Mercado de Oportunidad de la Energía, donde los precios se fijan horariamente y las cantidades de energía a comprar en este mercado corresponden a la demanda del Participante Consumidor.

Cada Participante Consumidor, cuenta así con los mecanismos que le permiten cubrir sus requerimientos de potencia y de energía en el Mercado Mayorista, debiendo informar al AMM las modalidades de abastecimiento que haya seleccionado de acuerdo a los contratos tipo habilitados en el Mercado Mayorista para tales efectos. Con dicha información el AMM puede asignar y liquidar las transacciones de energía y potencia de los Participantes del Mercado.

3.3 Requerimientos de potencia y energía eléctrica de los Participantes Consumidores en el Mercado Mayorista durante el 2011

Debido a que los Distribuidores y Grandes Usuarios representan la mayor parte de la demanda de energía y potencia del SNI, a continuación se presentan los resultados relativos a los requerimientos de potencia y energía eléctrica durante el año 2011 de estos Participantes del Mercado Mayorista.

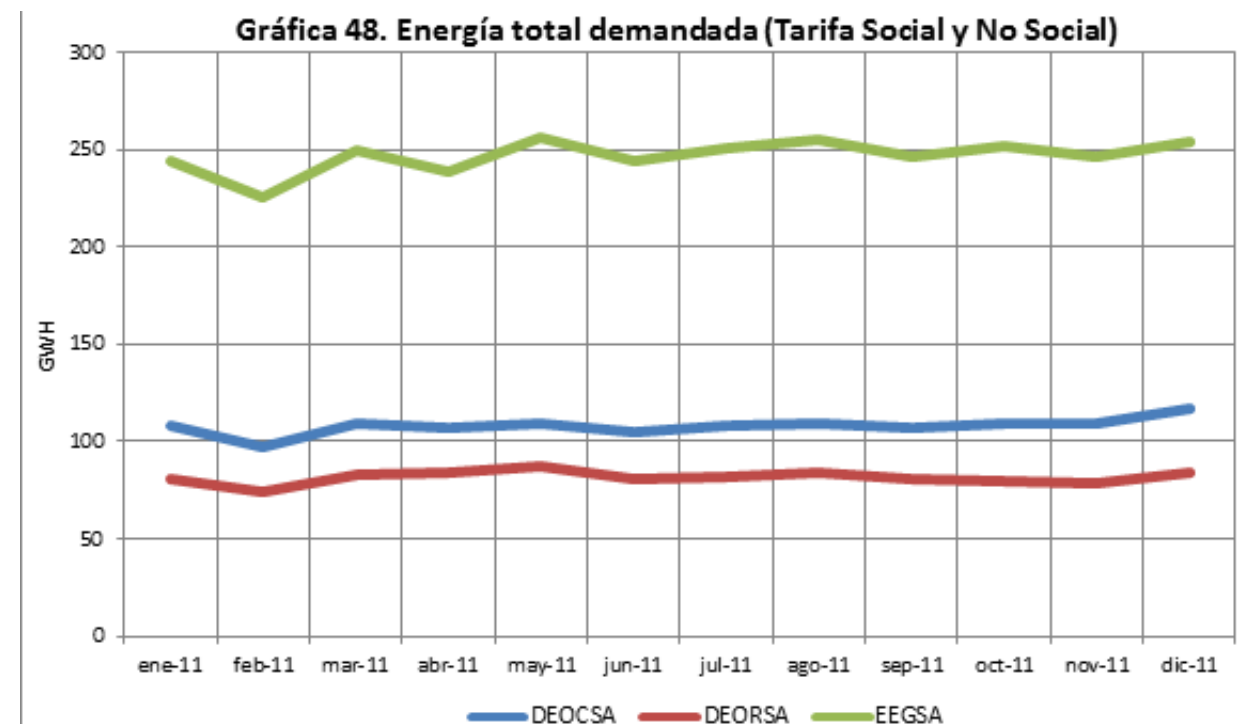
3.3.1 Distribuidores

Los Distribuidores son Agentes del Mercado Mayorista con personería individual o jurídica, que poseen o son titulares de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica y que poseen un mínimo de quince mil usuarios. En el Mercado Mayorista guatemalteco realizan transacciones tres Distribuidoras, cuyas áreas de concesión comprenden las regiones central, occidental y oriental-norte del país; estas tres Distribuidoras son, en ese orden: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Distribuidora de Occidente, S.A. (DEOCSA) y Distribuidora de Oriente, S.A. (DEORSA).

a. Requerimiento de energía para el año 2011

Para dar cumplimiento del Decreto 96-2000 el Congreso de la República de Guatemala, “Ley de la tarifa social para el suministro de energía eléctrica”, los usuarios del servicio de distribución final son clasificados en dos grandes grupos, en función que su consumo exceda o no de 300 kWh al mes. Los usuarios con consumo mensual igual o menor a 300 kWh entran en el grupo de usuarios afectos a la tarifa social para el suministro de energía eléctrica, y los que excedan de 300 kWh quedan fuera de dicha categoría y constituyen el grupo de “tarifa no social”. A cada uno de estos dos grupos de usuarios del servicio de distribución final de cada Distribuidor, le corresponde una Demanda Firme y Demanda Firme Efectiva que debe cubrirse mediante contratos de potencia con Oferta Firme Eficiente de los generadores, así como un consumo de energía asociado.

A continuación, la gráfica 48 presenta el volumen de energía total mensual (tarifa social y no social) demandada por los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA durante el año 2011.

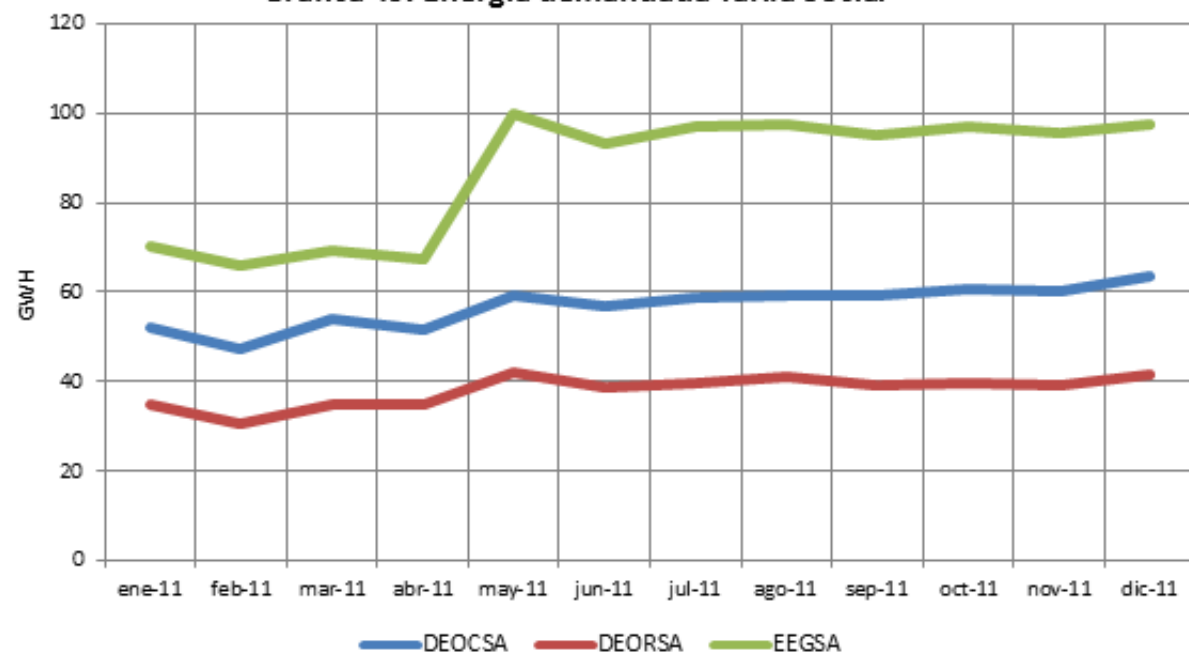


El consumo promedio mensual de EEGSA durante el 2011 fue de 247.07 GWh, un 3% mayor al consumo promedio mensual de energía que tuvo en el 2010. El consumo promedio mensual de energía de DEOCSA fue 108.06 GWh y el de DEORSA fue 81.56 GWh, un 4% y 6% mayor al consumo que dichas distribuidoras tuvieron durante el 2010.

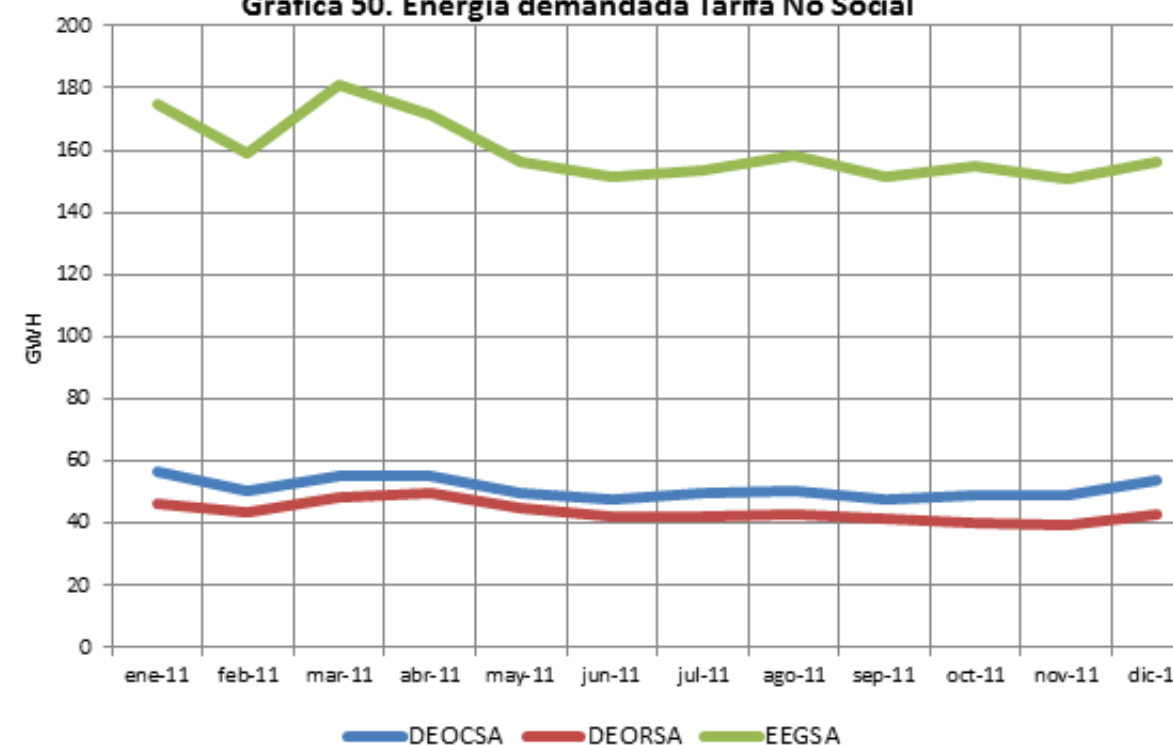
Durante el 2011 EEGSA consumió un total de 2,964.88 GWh, DEOCSA 1,296.66 GWh y DEORSA 978.4 GWh. El consumo máximo mensual de energía por parte de los distribuidores fue en diciembre y representó 455.58 GWh.

Con relación al consumo de energía de cada Distribuidor que corresponde a Tarifa Social y Tarifa no Social, las gráficas 49 y 50 muestran, respectivamente, los valores que se registraron mensualmente durante el año 2011.

Gráfica 49. Energía demandada Tarifa Social



Gráfica 50. Energía demandada Tarifa No Social

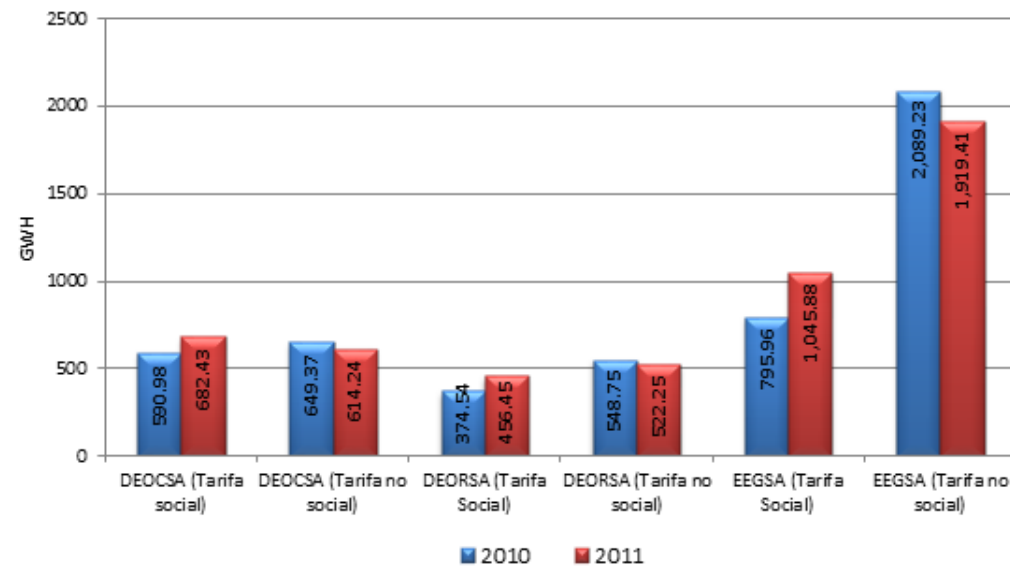


El consumo promedio mensual de los usuarios que están dentro de la Tarifa No Social en EEGSA fue de 159.92 GWh, un 8.14% inferior al promedio mensual del 2010. El consumo promedio mensual de los usuarios de Tarifa No Social de DEOCSA durante el 2011 fue de 51.19 GWh, un 5.39% mayor al consumo del 2010. Los usuarios de Tarifa No Social de DEORSA consumieron un promedio mensual de 43.52 GWh, un 4.83% menor al consumo reportado en el 2010.

El consumo total de energía de los usuarios de Tarifa No Social de EEGSA durante el 2011 fue de 1,919.01 GWh, los usuarios de Tarifa No Social de DEOCSA consumieron 614.24 GWh y los de DEORSA consumieron 522.25 GWh. La energía consumida por los usuarios de Tarifa No Social de las distribuidoras fue 3,055.50 GWh, lo que implica que se consumió un 7.05% menos energía que lo que este tipo de usuarios consumió en el 2010.

En la gráfica 51 se compara para las tres distribuidoras la demanda de energía de la Tarifa Social y No Social de los años 2010 y 2011.

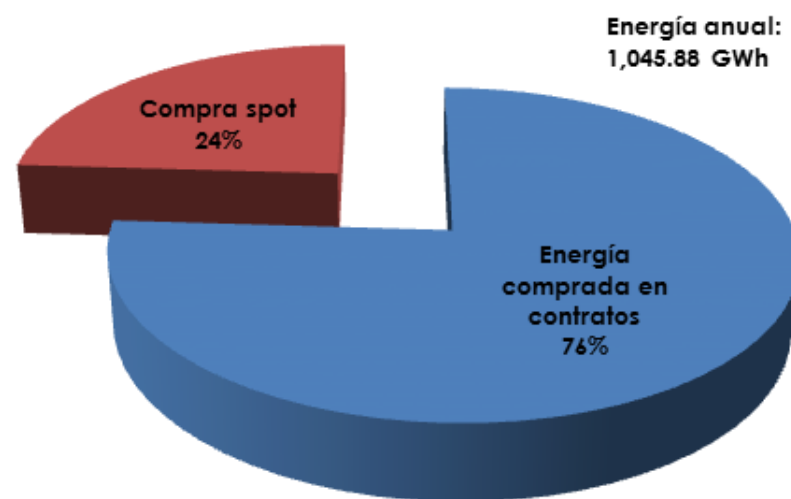
Gráfica 51. Comparativo de demanda de energía Distribuidores 2010-2011



En el Mercado Mayorista, la energía consumida que no está respaldada por un contrato, se liquida en el Mercado de Oportunidad de la Energía o Mercado Spot. De esta cuenta, aunque idealmente toda la energía consumida por una distribuidora debiera estar contratada, la distribuidora puede resultar compradora de energía en el Mercado Spot.

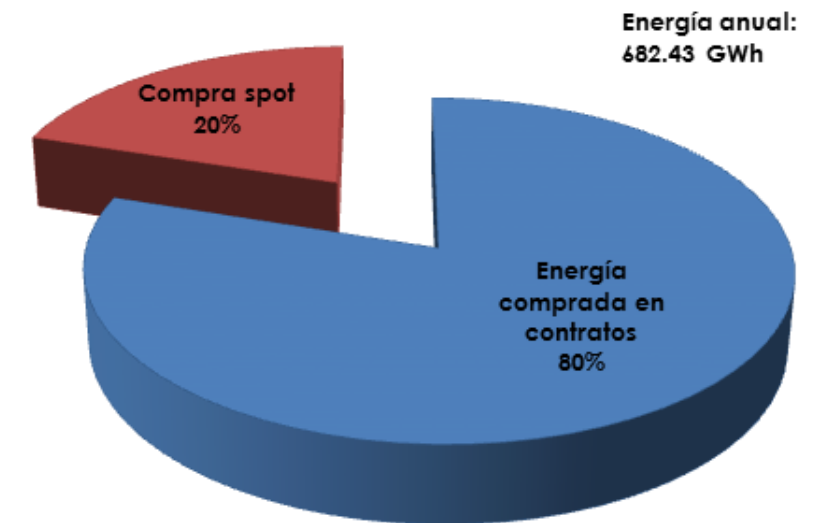
En la gráfica 52 se observa que durante el 2011, EEGSA compró el 24% de la energía utilizada para cubrir la Tarifa Social en el Mercado Spot.

Gráfica 52. Compras de energía 2011 EEGSA Tarifa Social



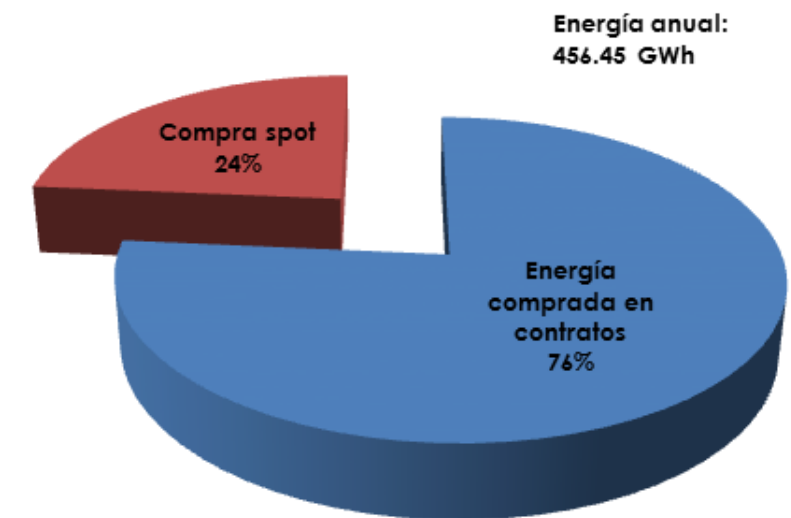
En la gráfica 53 se observa que durante el 2011, DEOCSA compró el 20% de la energía utilizada para cubrir la Tarifa Social en el Mercado Spot.

Gráfica 53. Compras de energía 2011 DEOCSA Tarifa Social



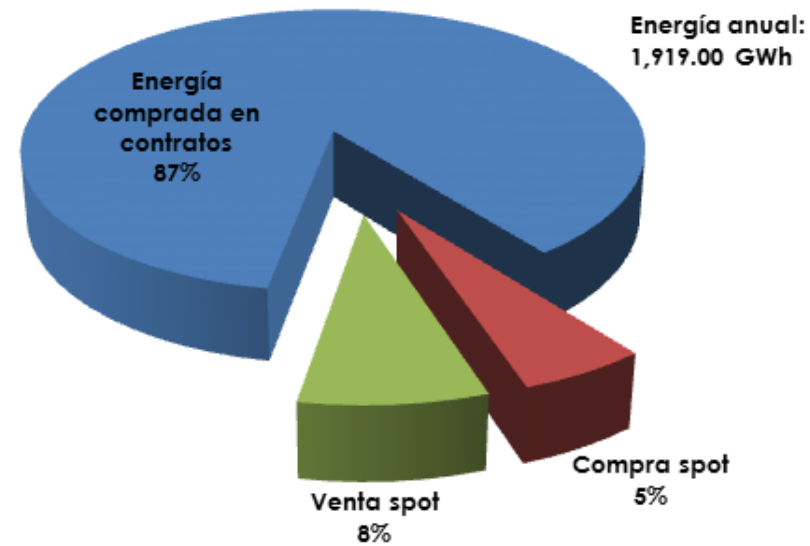
En la gráfica 54 se observa que durante el 2011, DEORSA compró el 24% de la energía utilizada para cubrir la Tarifa Social en el Mercado Spot.

Gráfica 54. Compras de energía 2011 DEORSA Tarifa Social



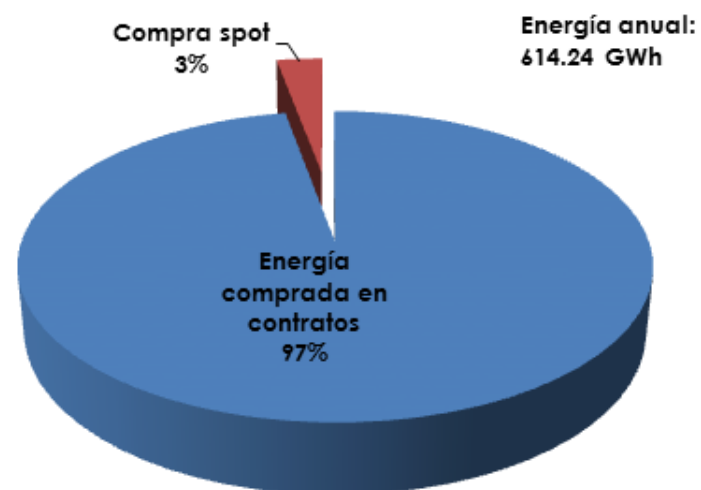
Debido a que los “contratos existentes”, que fueron suscritos por EEGSA previo a la vigencia de la Ley General de Electricidad, son asignados a la Tarifa No Social de la distribuidora, la Tarifa No Social de EEGSA en algún momento resulta sobre-contratada y la distribuidora se puede convertir en vendedora en el Mercado Spot. En la gráfica 55 se observa que durante el 2011 EEGSA compró el 5% de la energía utilizada por los usuarios de su Tarifa no Social y vendió en dicho mercado un 8% de la energía producida por los contratos existentes que están asignados para cubrir su Tarifa No Social.

Gráfica 55. Compras de energía 2011 EEGSA Tarifa No Social



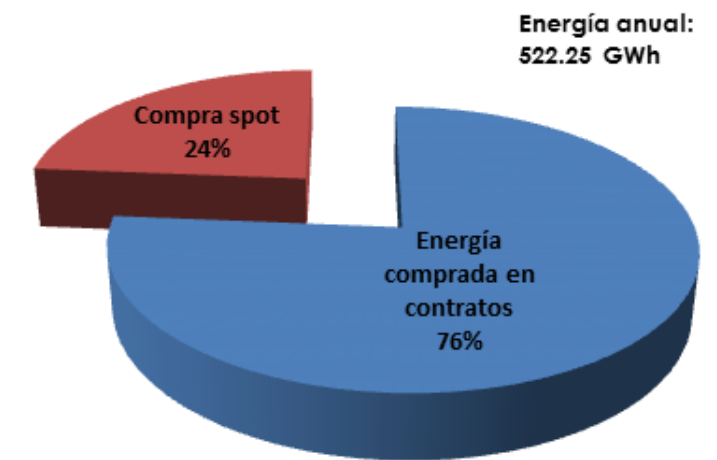
En la gráfica 56 se observa que durante el 2011, DEOCSA compró el 3% de la energía utilizada para cubrir la Tarifa No Social en el Mercado Spot.

Gráfica 56. Compras de energía 2011 DEOCSA Tarifa No Social



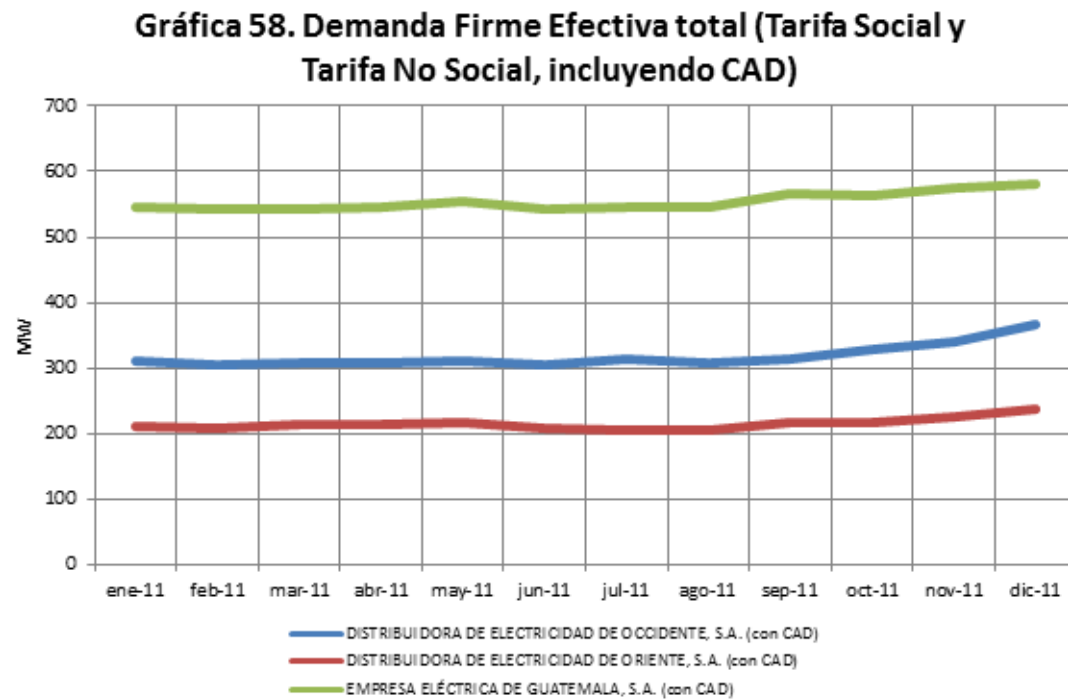
En la gráfica 57 se observa que durante el 2011, DEORSA compró el 24% de la energía utilizada para cubrir la Tarifa No Social en el Mercado Spot.

Gráfica 57. Compras de energía 2011 DEORSA Tarifa No Social



b. Requerimiento de potencia de las distribuidoras para el año 2011

En la gráfica 58 se puede observar la Demanda Firme Efectiva de potencia de las tres distribuidoras para el año 2011.



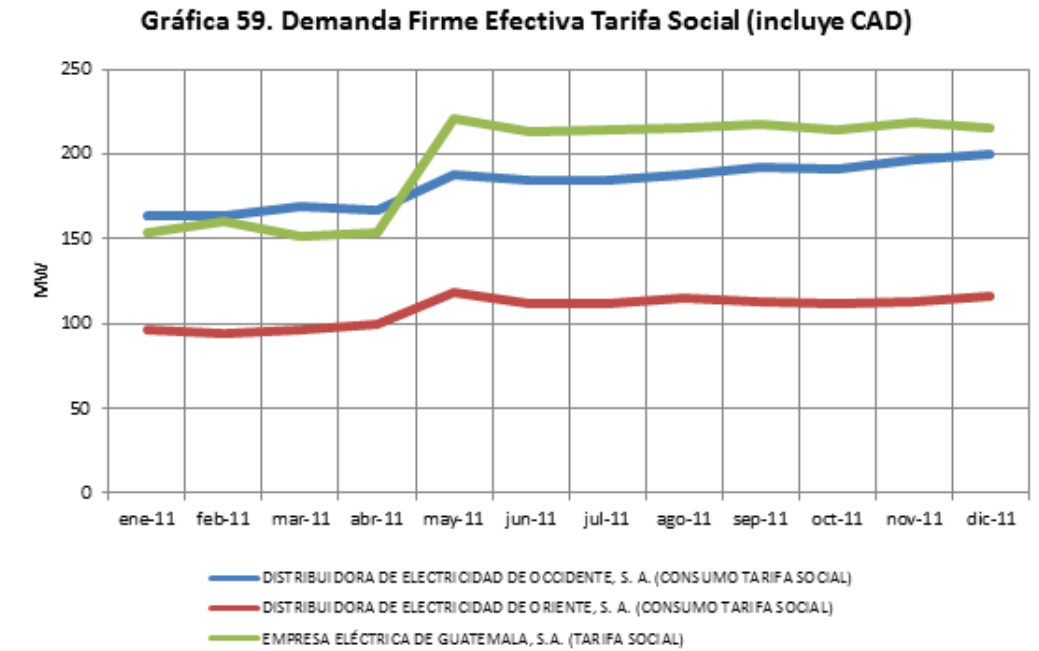
El promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva de EEGSA durante el 2011 fue de 554.08 MW, siendo el mes de junio el de menor requerimiento de potencia con 542.05 MW y el mes de diciembre el de mayor requerimiento de potencia con 580.02 MW.

Para DEOCSA el promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva durante el 2011 fue de 318.6 MW, siendo el mes de febrero el de menor requerimiento de potencia con 305.93 MW y el mes de diciembre el de mayor requerimiento con 366.89 MW.

En el caso de DEORSA el promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva durante el 2011 resultó ser 215.01 MW, siendo el mes de agosto el de menor requerimiento de potencia con 206.59 MW y el mes de diciembre el de mayor requerimiento con 237.53 MW.

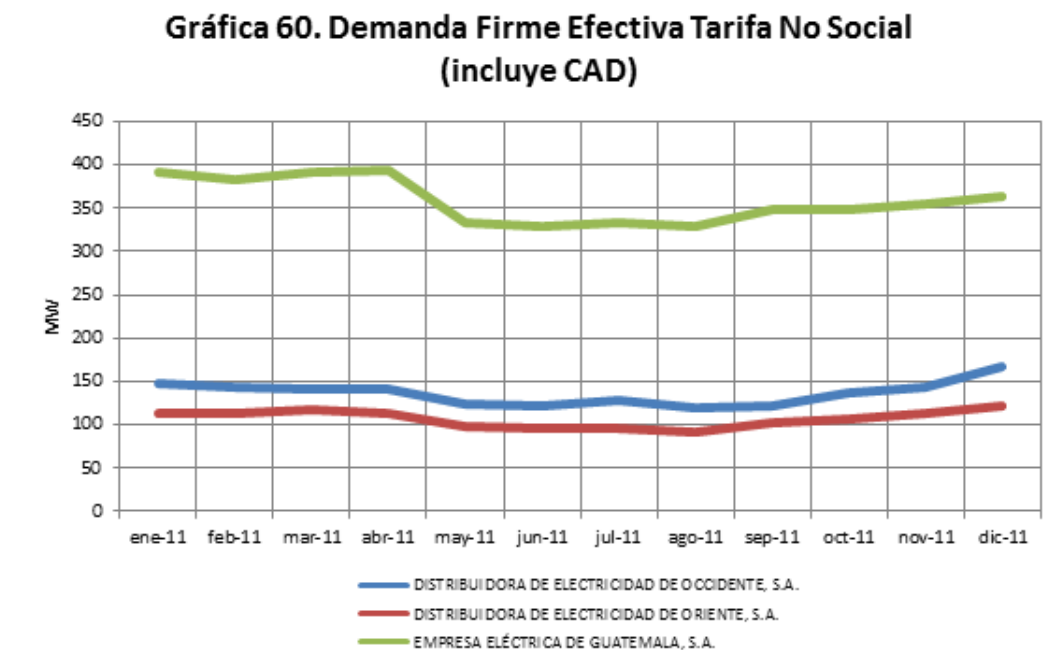


En la gráfica 59 se presenta la Demanda Firme Efectiva que las distribuidoras tuvieron durante el 2011 para la Tarifa Social.



Para EEGSA el promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva de su Tarifa Social durante el 2011 fue de 195.9 MW, para DEOCSA fue de 182.33 MW y para DEORSA fue de 108.22 MW. El mes de máximo requerimiento de potencia para la Tarifa Social de EEGSA fue mayo con 221.43 MW, para DEOCSA fue diciembre con 200.54 MW y para DEORSA fue mayo con 118.26 MW.

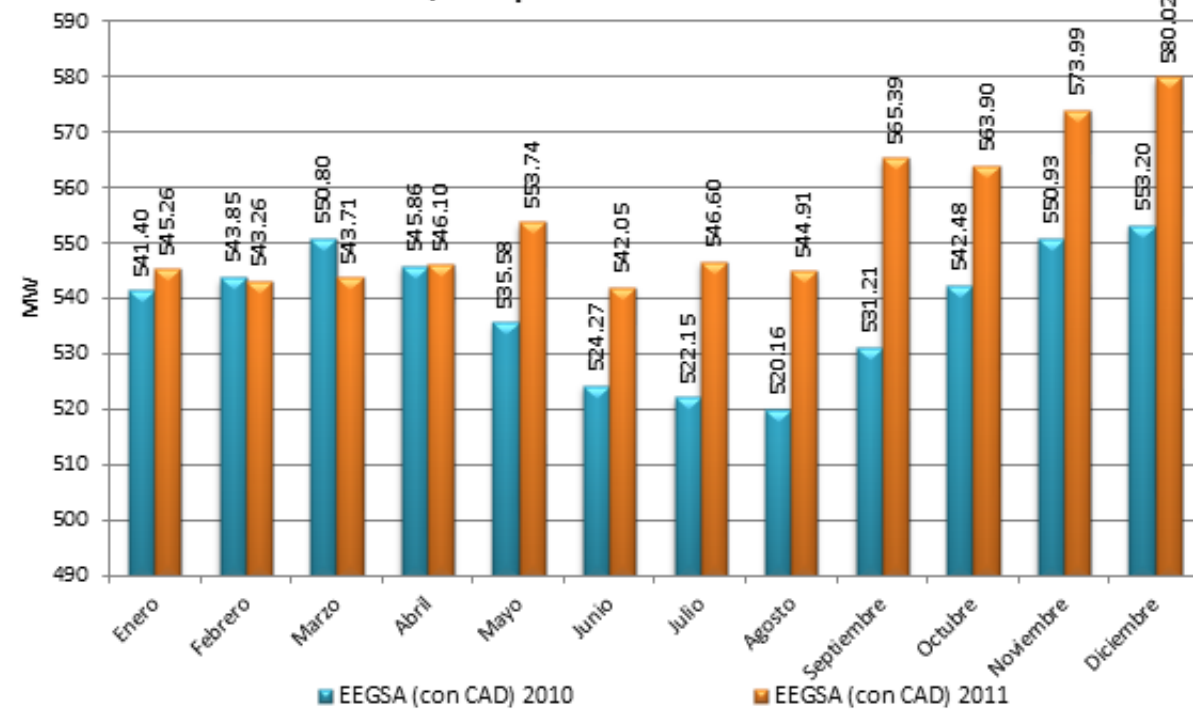
En la gráfica 60 se presenta la Demanda Firme Efectiva que las distribuidoras tuvieron durante el 2011 para la Tarifa No Social.



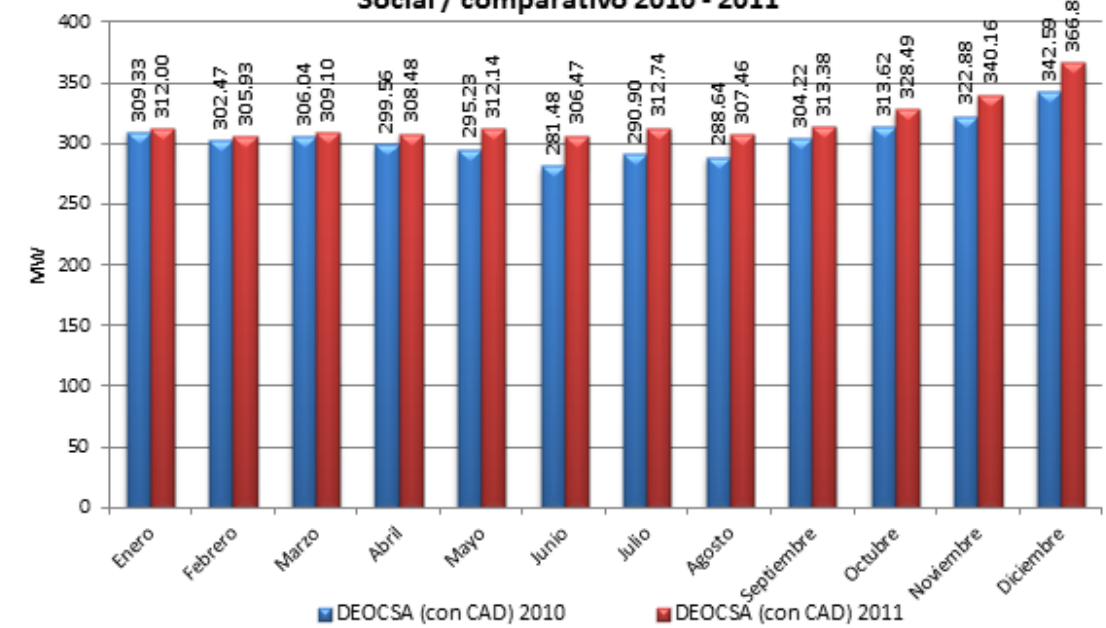
Para EEGSA el promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva de su Tarifa No Social durante el 2011 fue de 358.18 MW, para DEOCSA fue de 136.27 MW y para DEORSA fue de 106.79 MW. El mes de máximo requerimiento de potencia para la Tarifa No Social de EEGSA fue abril con 392.69 MW, para DEOCSA fue diciembre con 166.34 MW y para DEORSA fue mayo con 121.24 MW.

En las gráficas 61, 62 y 63 se observa la Demanda Firme Efectiva mensual que cada una de las distribuidoras tuvo durante el 2010 y el 2011.

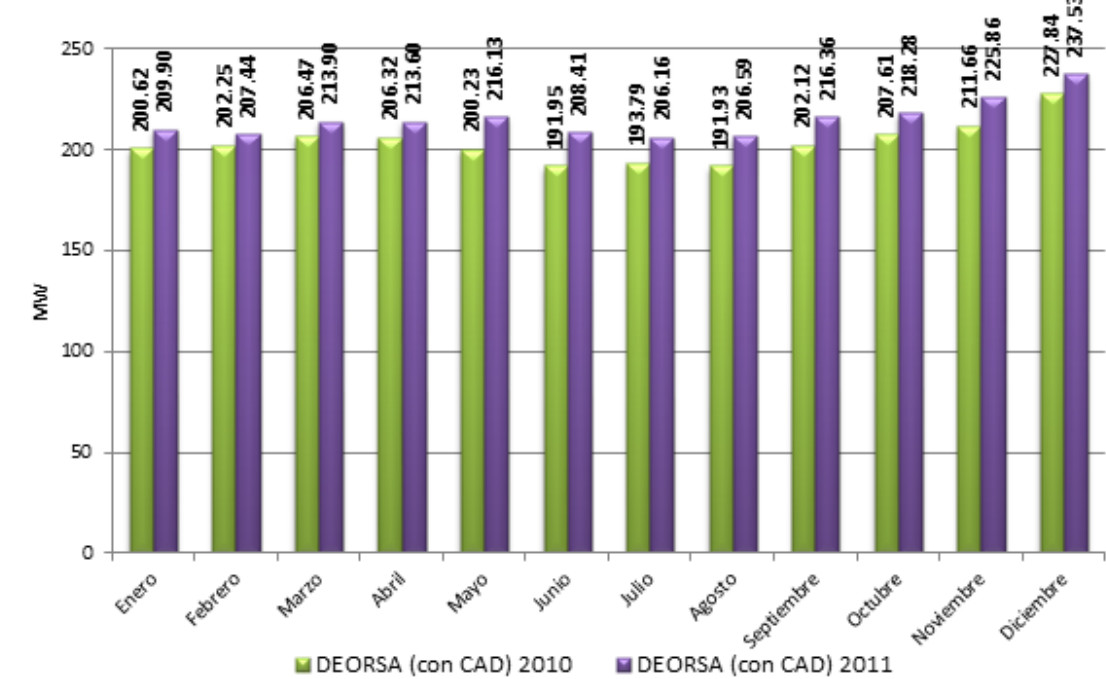
Gráfica 61. EEGSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2010 - 2011



Gráfica 62. DEOCSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2010 - 2011



Gráfica 63. DEORSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2010 - 2011



De las gráficas anteriores puede observarse que en general el requerimiento de potencia para las tres distribuidoras fue superior en el 2011 respecto del 2010.



3.3.2 Grandes Usuarios

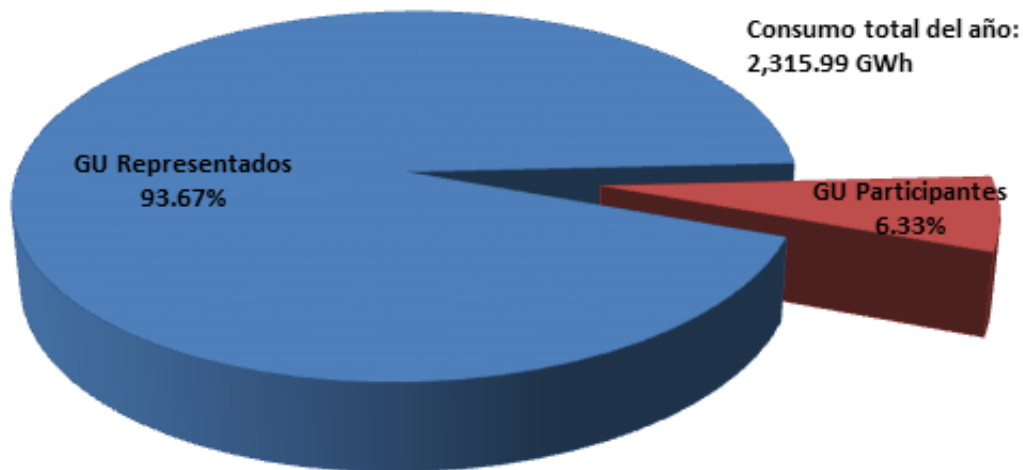
Los Grandes Usuarios son Participantes del Mercado Mayorista cuya demanda de potencia excede el límite estipulado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad; actualmente ese límite es de 100 kW. El Gran Usuario tiene la característica que el precio de la electricidad que consume no está sujeto a regulación, es decir, no es fijado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y que las condiciones de su suministro son pactadas libremente con el suministrador.

La legislación vigente contempla que en el Mercado Mayorista puede haber Grandes Usuarios Participantes y Representados. El Gran Usuario con Representación es aquel que celebra un Contrato de Comercialización con un Comercializador, siendo el Comercializador el responsable de su participación en el Mercado Mayorista. El Gran Usuario Participante es el que participa directamente en el Mercado Mayorista.

a. Requerimiento de energía para el año 2010

Durante el año 2011 los Grandes Usuarios (participantes y representados) registraron un consumo de energía de 2,315.99 GWh, representando el 28.55% del consumo total del SNI. Del total de la energía consumida, el 6.33% correspondió a los Grandes Usuarios Participantes y el 93.67% a los Grandes Usuarios Representados. Los porcentajes de participación en el consumo total de energía por cada tipo de Gran Usuario son presentados en la gráfica 64.

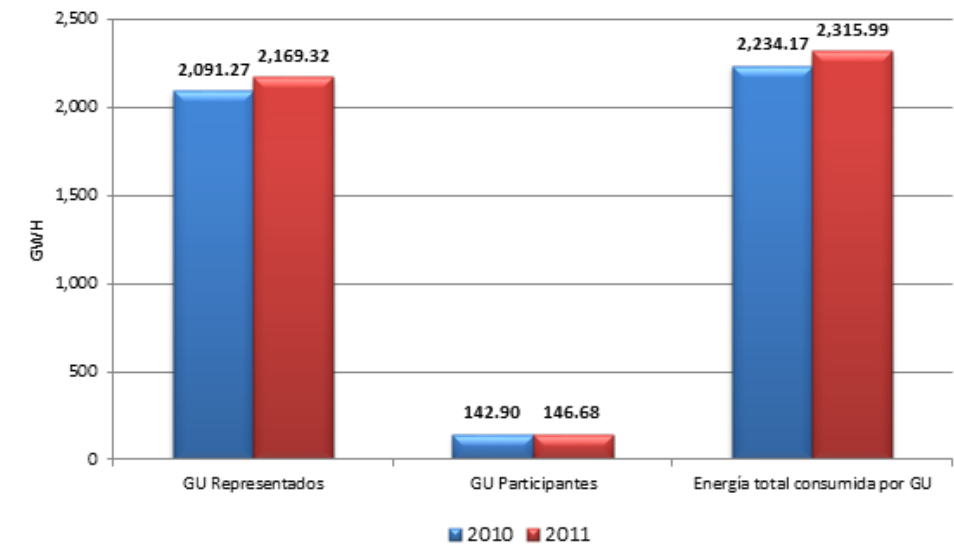
Gráfica 64. Demanda de energía de Grandes Usuarios (enero - diciembre 2011)



b. Evolución del requerimiento de energía

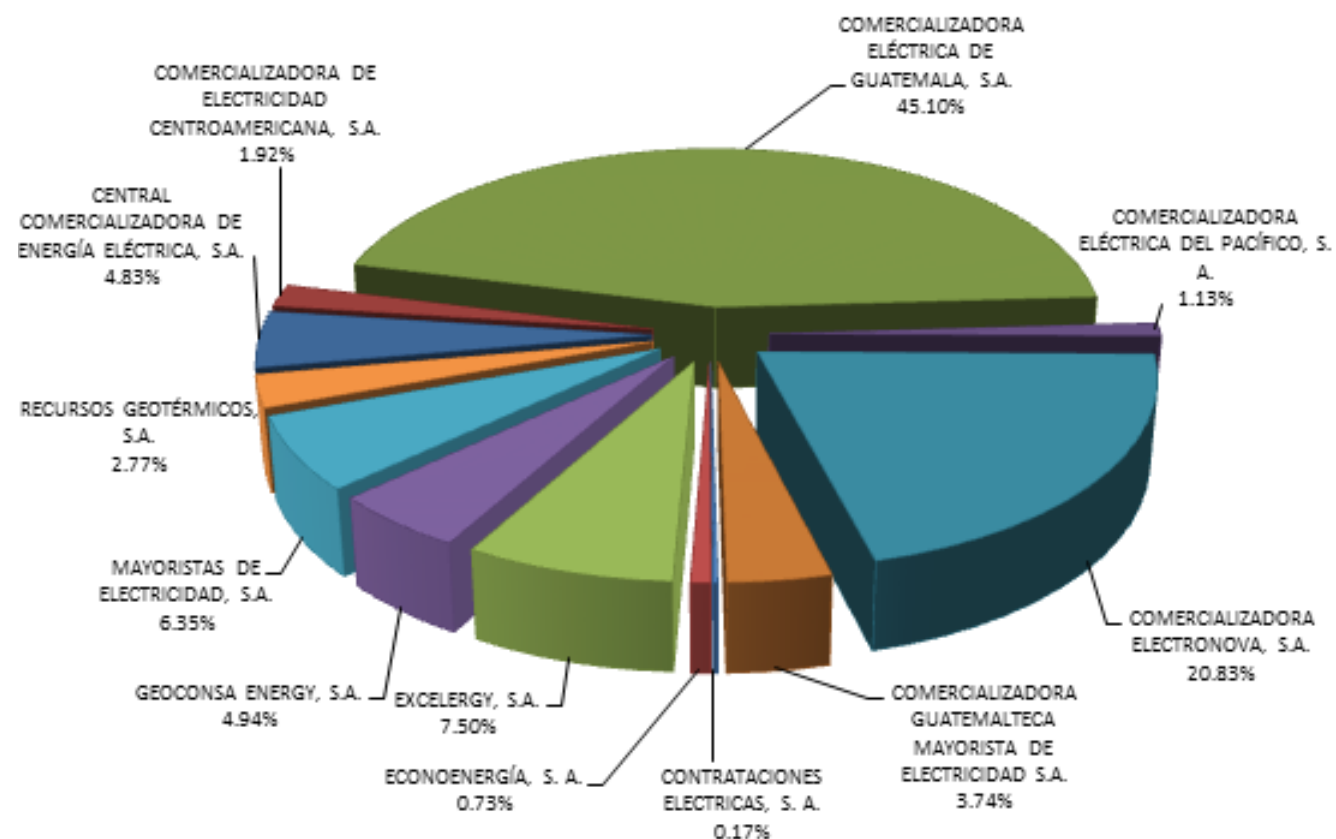
La evolución del volumen de energía consumida en el año 2011 por los Grandes Usuarios respecto al año 2010 mostró un incremento de 3.53%. La gráfica 65 presenta comparativamente, los consumos registrados por los Grandes Usuarios en los años 2010 y 2011.

Gráfica 65. Comparativo de demanda de energía de los Grandes Usuarios 2010-2011



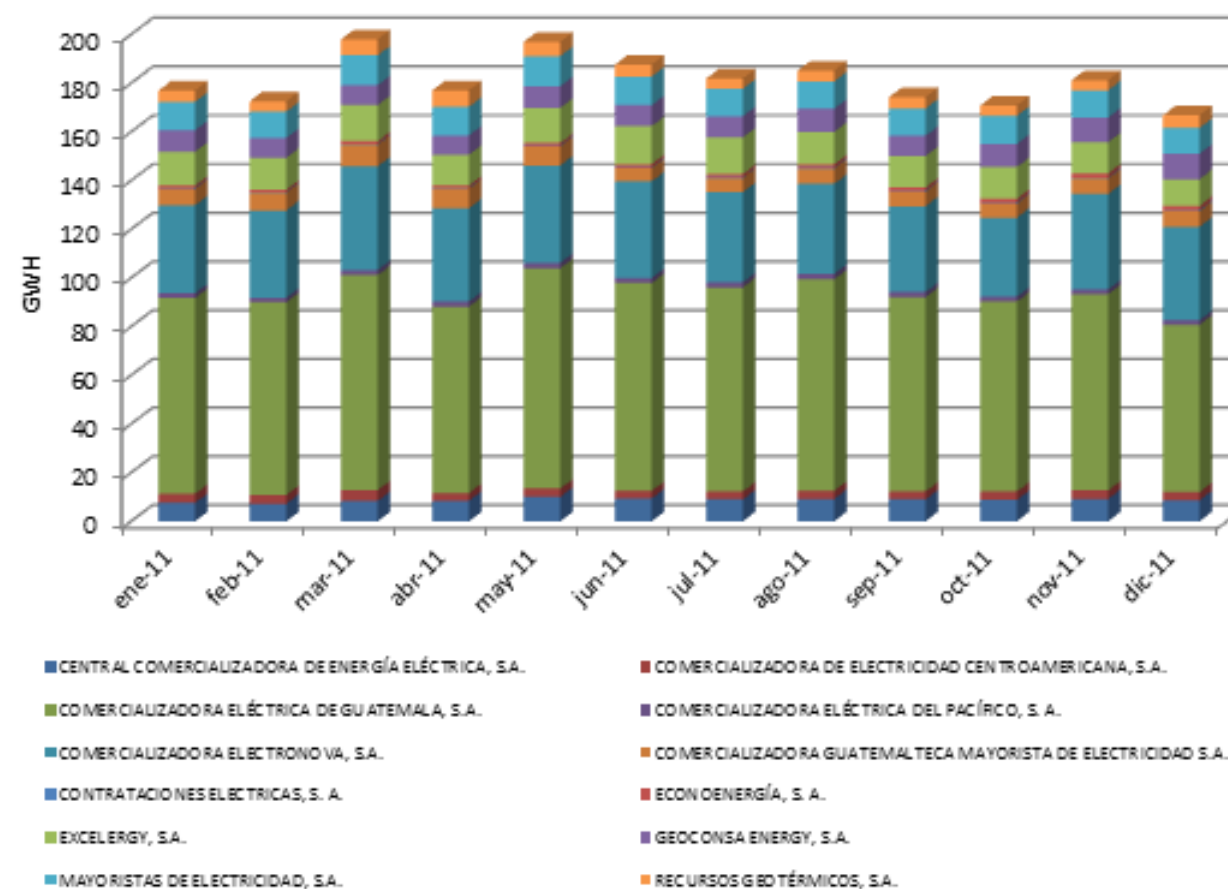
En la gráfica 66 se observa el porcentaje de energía demandada que cada uno de los comercializadores tuvo durante el 2011, en representación de sus Grandes Usuarios.

Gráfica 66. Demanda de energía por Comercializador año 2011 (Grandes Usuarios con representación)



En la gráfica 67 se observa para cada mes del 2011, el consumo de energía de cada uno de los comercializadores en representación de sus Grandes Usuarios.

Gráfica 67. Demanda mensual de energía por Comercializador (Grandes Usuarios con representación)





ASPECTOS RELEVANTES DEL MERCADO
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

4. ASPECTOS RELEVANTES DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

4.1 Servicios complementarios

Para que el SNI funcione de manera confiable, requiere de los Servicios Complementarios, los cuales son necesarios para mantener la calidad y seguridad del suministro de energía. Los servicios complementarios están conformados por reservas de energía y potencia destinadas a la regulación de frecuencia eléctrica y la compensación de los desbalances existentes entre la demanda y producción de energía/potencia en tiempo real.

Los Servicios Complementarios comprendidos en la normativa vigente son: la Reserva Rodante Operativa (RRO), la Reserva Rápida (RRa), el Arranque en Negro y la Demanda Interrumpible, de los cuales los únicos servicios que son remunerados actualmente son la Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida. La Demanda Interrumpible, aunque la normativa sí contempla su remuneración, no cuenta con ningún oferente.

A continuación se presenta la información estadística relacionada con los Servicios Complementarios de RRO y RRa:

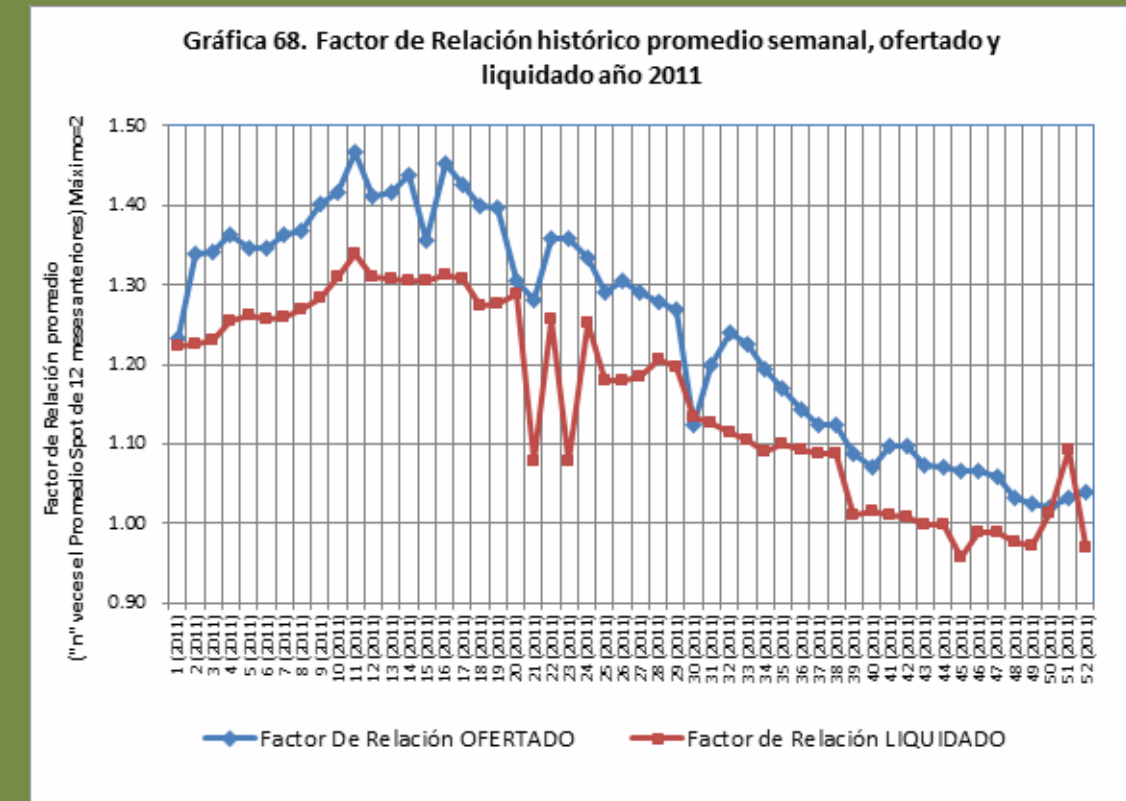
4.1.1 Reserva Rodante Operativa (RRO)

Se define a la Reserva Rodante Operativa como la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia, pero que no está asignada a la producción de energía. La RRO tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos. Cuando hay un desbalance entre la generación y la carga, la RRO permite llevar nuevamente a las máquinas que realizan la Regulación Primaria de frecuencia (RPF) a los valores asignados por el despacho, anulando los desvíos medios de frecuencia.

El servicio de RRO lo prestan unidades generadoras que han sido previamente habilitadas por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y la asignación de la oferta se realiza a través de un mecanismo de mercado, en donde los oferentes presentan precios y capacidad para la prestación del servicio. Para el año 2011 se tuvieron 8 centrales de generación prestando este servicio (cuadro 14).

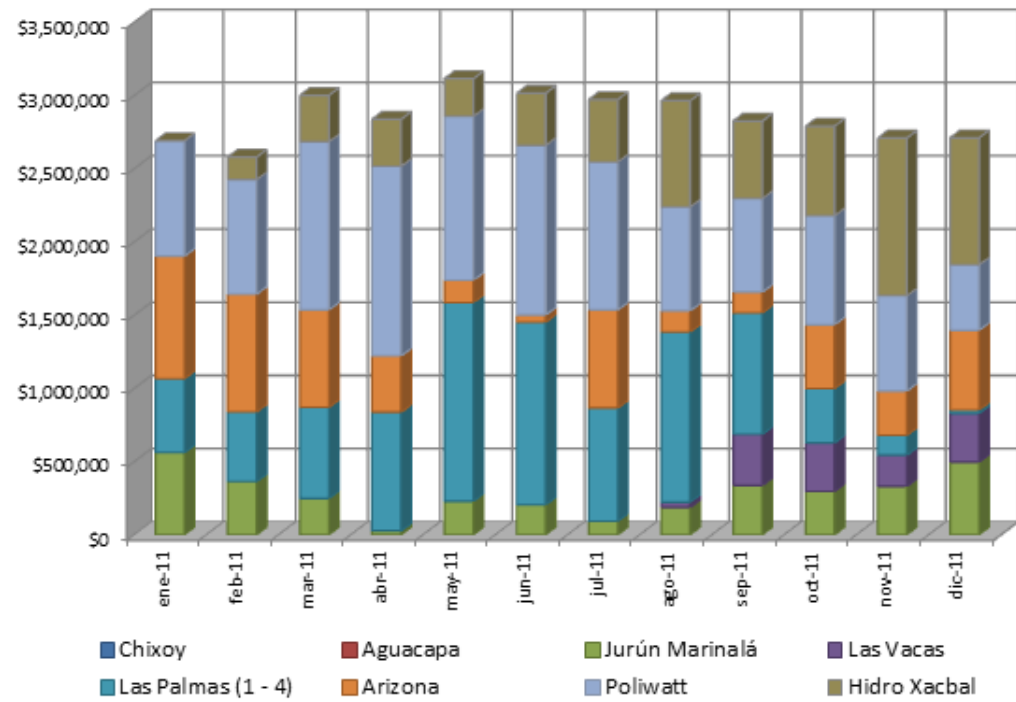
1	Aguacapa	5	Poliwatt
2	Xacbal	6	Arizona (1, 2, 3, 4, 8, 10)
3	Jurún Marinalá	7	Las Palmas (1 - 4)
4	Chixoy	8	Las Vacas

El factor de relación que se presenta en la gráfica 68, indica el promedio de la relación de las ofertas de RRO y su liquidación con respecto al Precio Spot promedio de los últimos doce meses, según lo establecido en la normativa vigente. El factor de relación más alto registrado en el año 2011 fue en la semana 11 (13 al 19 de marzo), correspondiendo a 1.47 veces el promedio del Precio Spot de los últimos 12 meses.

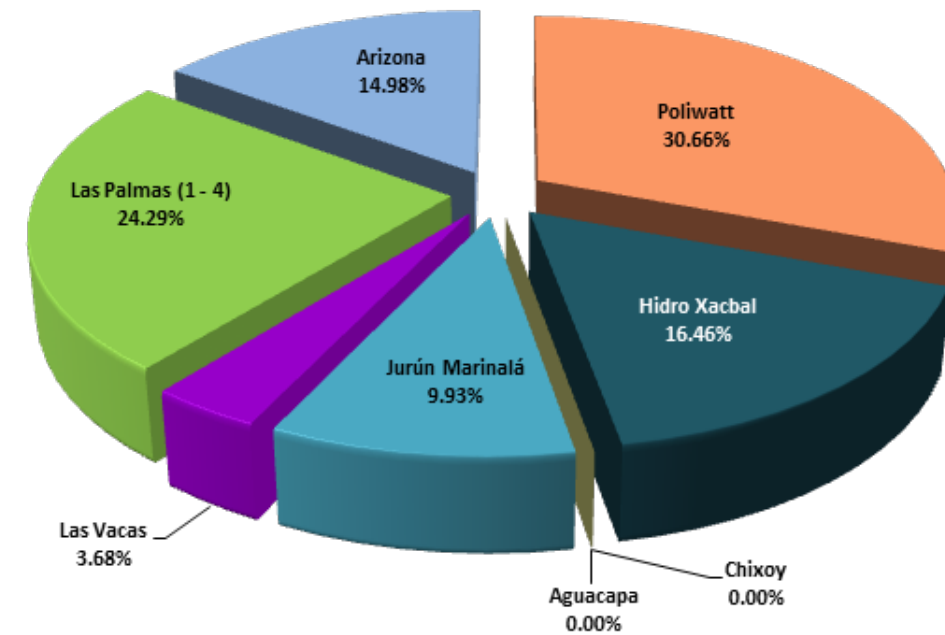


La participación de mercado, de acuerdo a la remuneración mensual por la prestación del servicio complementario de RRO, se presenta en las gráficas 69, 70 y 71:

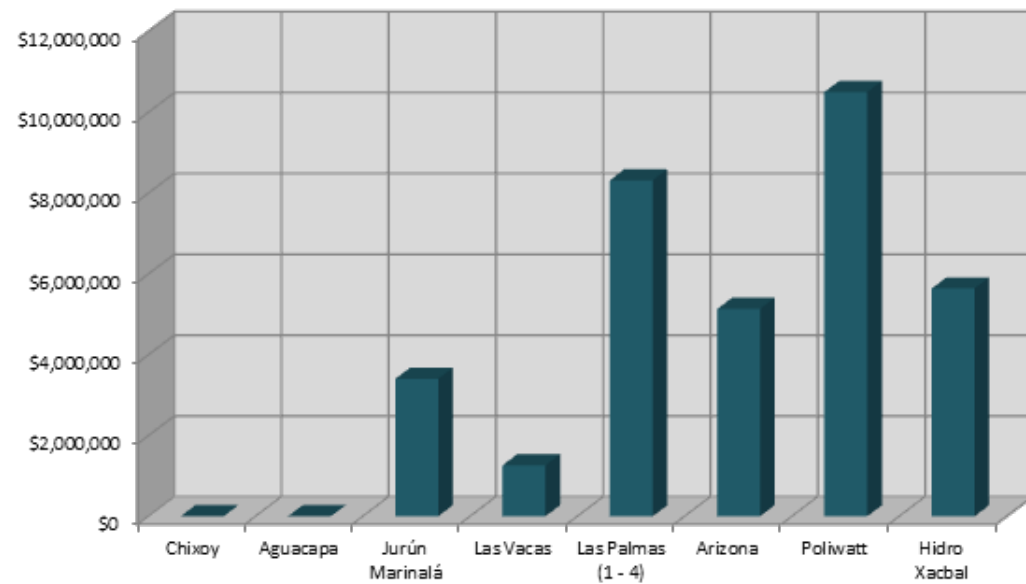
Gráfica 69. Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRO



Gráfica 71. Participación en la remuneración de RRO durante el año 2011



Gráfica 70. Remuneración del servicio de RRO durante el año 2011



La gráfica 71 mostrada anteriormente, indica el porcentaje de participación de cada una de las unidades o centrales generadoras, en el total remunerado por el servicio de RRO para el año 2011, pudiéndose observar que las centrales hidroeléctricas Chixoy y Aguacapa, aunque presentaron ofertas para la prestación de este servicio complementario, no fueron asignadas a la prestación del mismo. La menor remuneración se dio en el mes de febrero de 2011 por un monto de \$2,580,336.80 y el mes de mayor remuneración se presentó en mayo, con un monto de \$3,113,675.99. La remuneración total de RRO para el año 2011 fue de \$34,224,240.57, presentando un incremento del 24.54% en comparación a la remuneración del año 2010, la cual fue de \$27,481,623.59.

4.1.2 Reserva Rápida (RRa)

La función de la RRa es contar con potencia para cubrir las desviaciones que se den con respecto a la operación programada, las cuales se dan por contingencias e imprevistos en el sistema. Este servicio fue ofertado por 14 unidades, las cuales se enumeran en el cuadro 15:

Cuadro 15. Unidades generadoras que prestaron el servicio de RRA (año 2011)

1	TAMPA 1	8	ARIZONA 6
2	TAMPA 2	9	ARIZONA 7
3	S & S	10	ARIZONA 8
4	LAGUNA GAS 2	11	ARIZONA 10
5	ARIZONA 2	12	PALMAS 1
6	ARIZONA 3	13	PALMAS 3
7	ARIZONA 4	14	PALMAS 4

En las siguientes gráficas se presentan las unidades que prestaron el servicio de RRA en el año 2011, de las cuales Tampa fue la que tuvo mayor participación en la prestación de dicho servicio, con un monto remunerado de \$7,822,931.37.

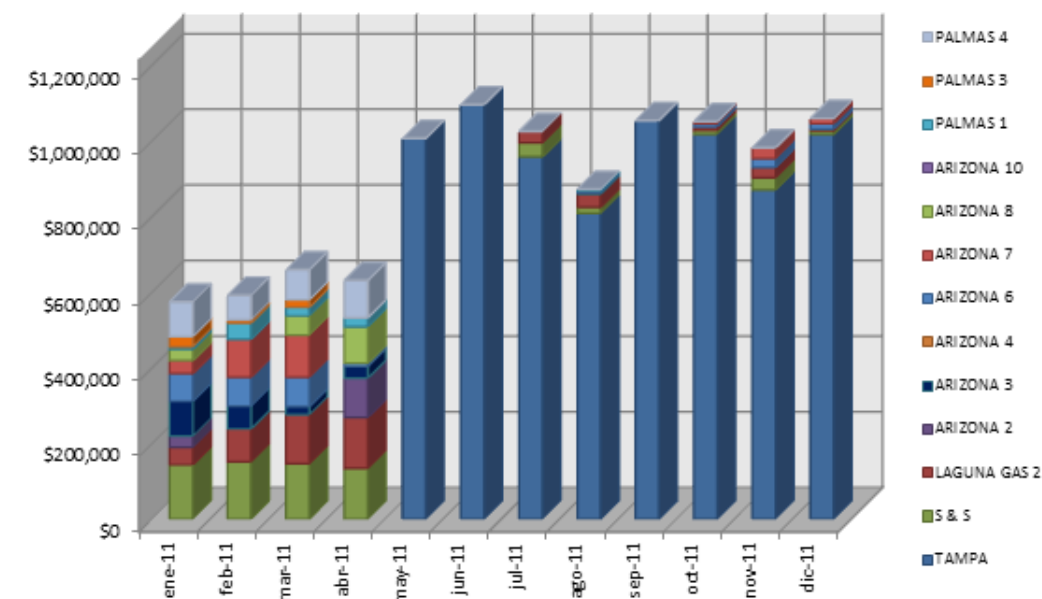
En los meses de enero a abril, la central generadora Tampa no participó en el servicio de RRA, porque fue asignada al cubrimiento de la Demanda Firme de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. A partir del mes de mayo del 2011, cuando rige un nuevo valor de Demanda Firme, y los demás contratos de la Distribuidora fueron suficientes para cubrir sus requerimientos de potencia, las dos unidades de Tampa son ofertadas para prestar el servicio de RRA.

Para los meses de mayo, junio y septiembre el servicio de RRA fue cubierto únicamente por la central generadora Tampa.

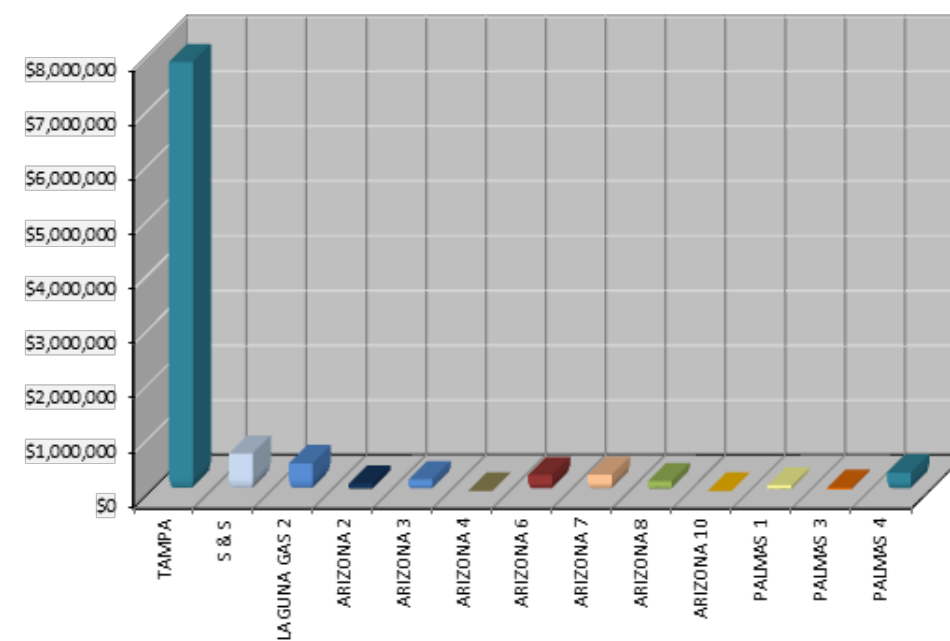
El mes con mayor remuneración fue junio con un monto de \$1,094,954.86 y por el contrario el mes que tuvo la menor remuneración fue enero con un monto de \$573,656.12.



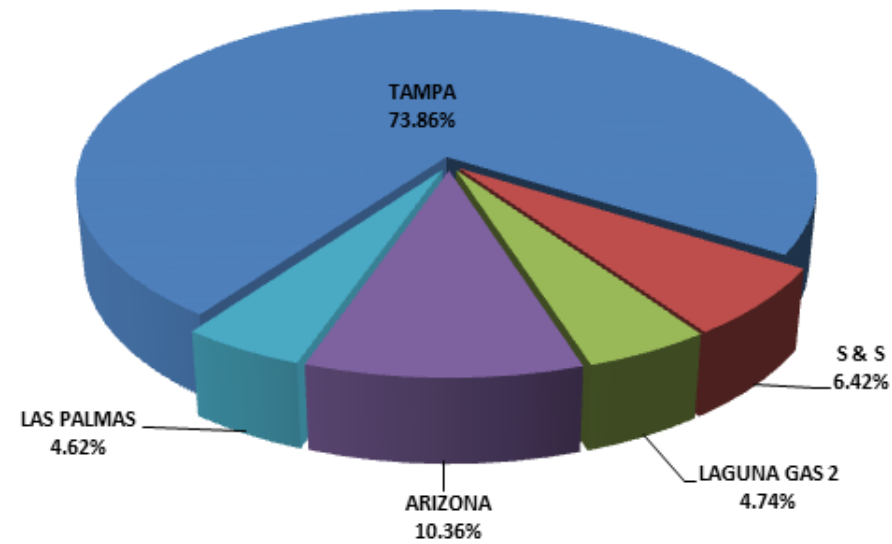
Gráfica 72. Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRA



Gráfica 73. Remuneración del servicio de RRA



Gráfica 74. Participación en la remuneración de RRa (2011)



Las gráficas anteriores muestran el porcentaje de participación de cada unidad generadora en la remuneración de RRa para el año 2011. El total remunerado de RRa para el año 2011 fue de \$10,591,965.78, con un incremento del 80.02% respecto al año 2010, el cual tuvo una remuneración de RRa por \$5,883,867.55.

4.2 Generación Forzada

Es toda la energía producida por una unidad generadora requerida para operar por razones distintas a su CVG, por restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad del parque de generación o de la red de transporte, así como por cláusulas de compra mínima de energía de los contratos existentes.

En el 2011 se presentaron restricciones que ocasionaron Generación Forzada por las siguientes causas detalladas en el cuadro 16:

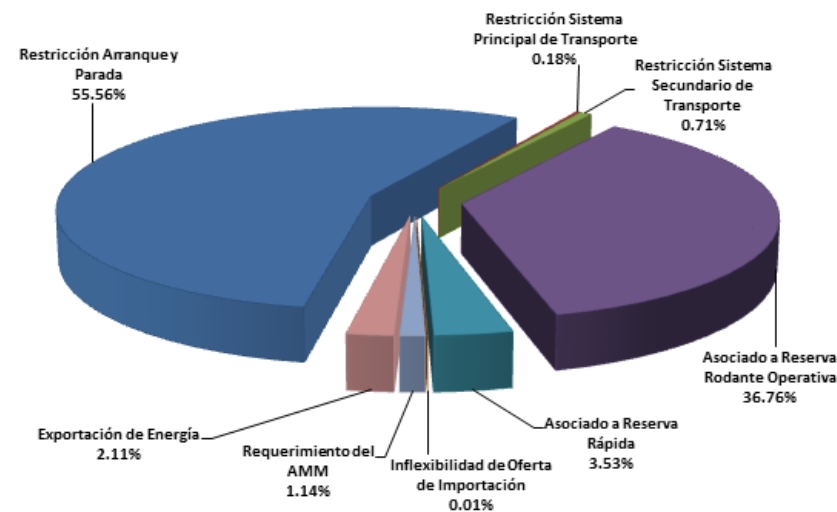
Cuadro 16. Causas de restricción para Generación Forzada (año 2011)

Restricción Arranque y Parada
Restricción Sistema Principal de Transporte
Restricción Sistema Secundario de Transporte
Asociado a Reserva Rodante Operativa
Asociado a Reserva Rápida
Inflexibilidad de Oferta de Importación
Requerimiento del AMM
Exportación de Energía

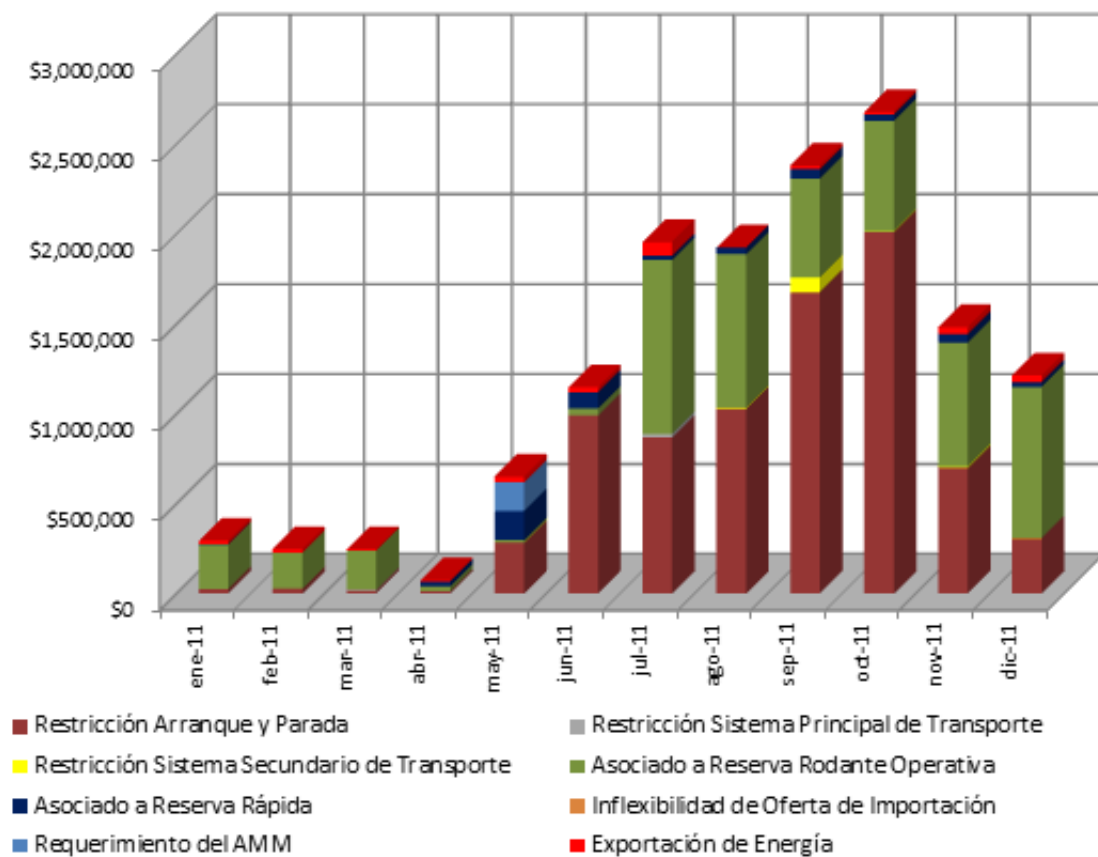


Las gráficas 75, 76 y 77, muestran los sobrecostos por Generación Forzada en el año 2011, correspondientes a cada tipo de restricción.

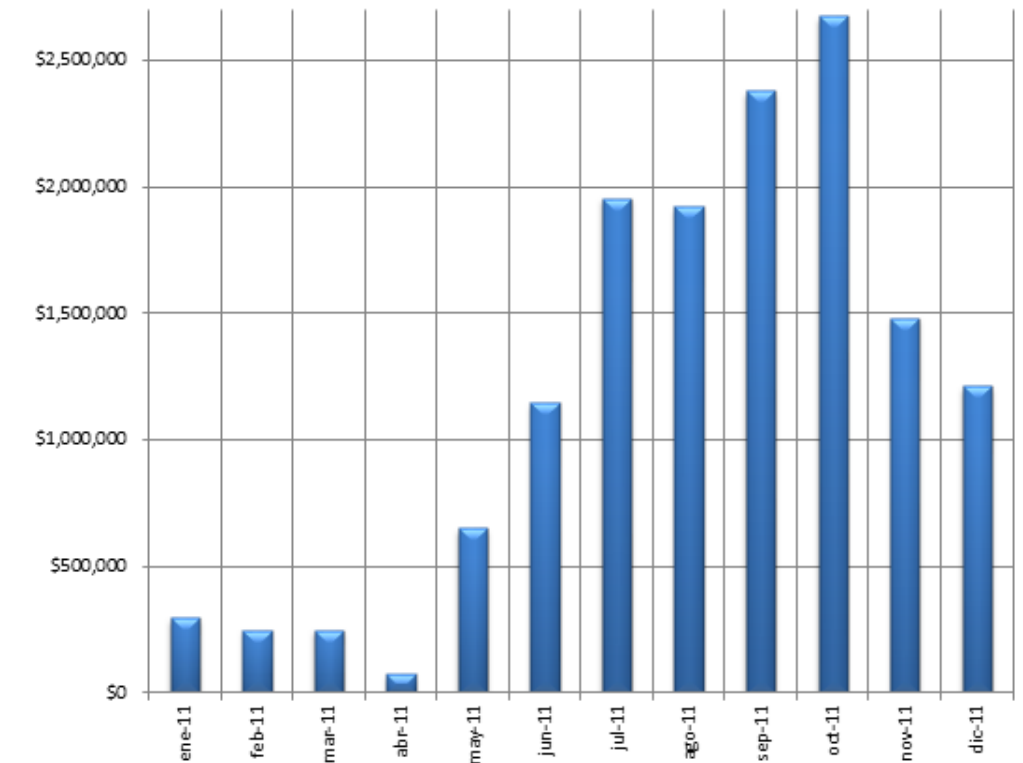
Gráfica 75. Generación forzada por causas de restricción



Gráfica 76. Sobrecostos por Generación Forzada (2011)



Gráfica 77. Sobrecosto mensual por Generación Forzada (2011)



Un 92.32% de los sobrecostos por Generación Forzada del año 2011 fueron causados por las Restricciones de Arranque y Parada y los asociados a la RRO. De los cuales las Restricciones de Arranque y Parada cubren un 55.56% y los asociados a la RRO un 36.76%.

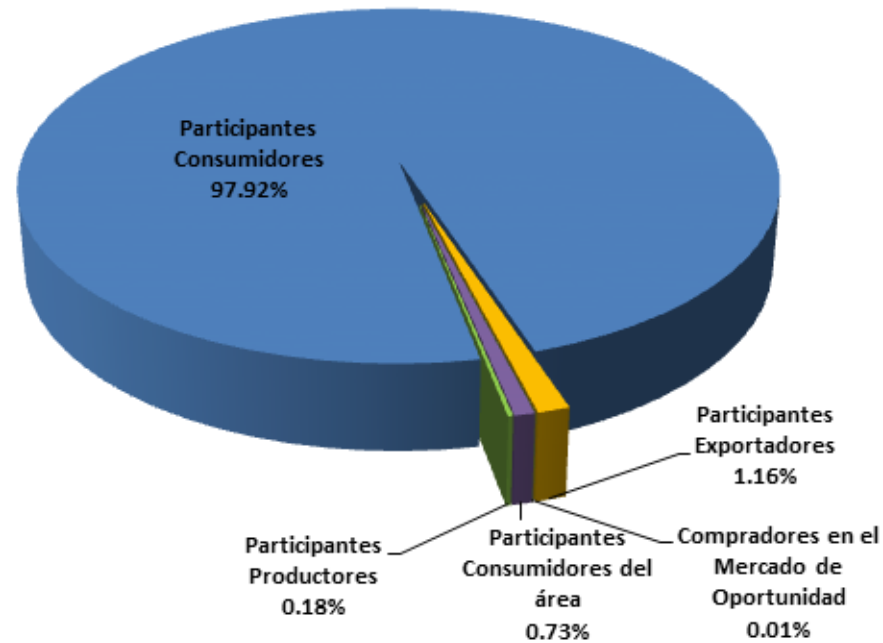
El mayor sobrecosto por Generación Forzada se presentó en el mes de octubre del 2011 por un monto de \$2,677,372.94 y el menor sobrecosto se dio en el mes de abril del 2011 por un monto de \$74,503.87. El total en sobrecostos por Generación Forzada en el 2011 fue de \$14,291,504.54.

La Generación Forzada es pagada por los Participantes del Mercado Mayorista en función de quien causó la restricción que provocó dicha Generación Forzada; de esa cuenta los Participantes Productores pagan la Generación Forzada debida a restricciones en el Sistema Principal de Transporte; los Participantes Consumidores pagan la Generación Forzada debida a restricciones de Arranque y Parada, restricción por Reserva Rodante Operativa y restricción por Reserva Rápida. Los Participantes Consumidores de ciertas áreas del SNI, pagan la Generación Forzada debida a restricciones en el Sistema Secundario de Transporte y los Participantes Exportadores pagan la Generación Forzada debida a restricción por inflexibilidad en la oferta de importación, es pagado por los compradores en el Mercado Spot.



Durante el 2011, la mayoría de los sobrecostos por Generación forzada fueron asignados a los Participantes del Mercado Mayorista en los porcentajes que muestra la siguiente gráfica:

Gráfica 78. Asignación de cargos por Generación Forzada (2011)



4.3 Desvíos de Potencia

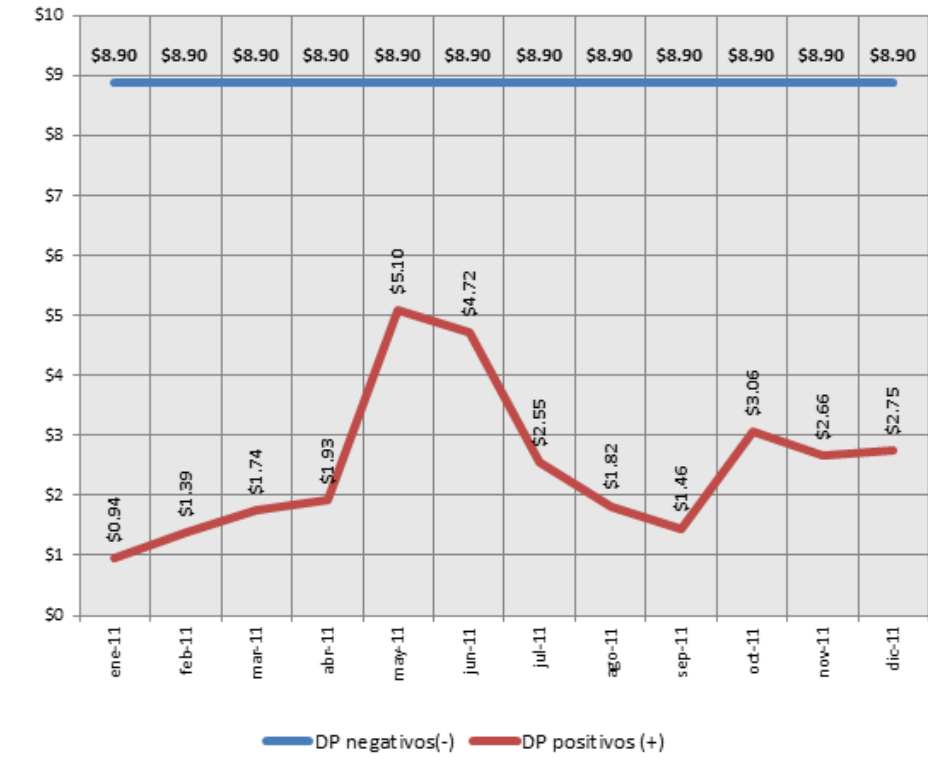
Los Desvíos de Potencia se producen cuando existen faltantes o excedentes de potencia no comprometida en contratos de los Participantes del Mercado Mayorista. Los Desvíos de Potencia pueden ser positivos (DP+) o negativos (DP-).

Los DP+ corresponden a los Participantes que tienen excedentes de potencia no comprometida en contratos y los DP- se originan cuando los Participantes no tienen cubiertos con contratos sus requerimientos de potencia.

Los Participantes Productores y los Participantes Consumidores pueden incurrir tanto en Desvíos de Potencia positivos como negativos. El precio de los Desvíos de Potencia Negativos está referenciado al Precio de Referencia de la Potencia, que actualmente corresponde a \$8.90/KW-mes. En la liquidación mensual de las transacciones del Mercado Mayorista, el total cobrado por Desvíos de Potencia negativos se distribuye entre los Participantes que resultaron con Desvíos de Potencia positivos. De esta forma, a los Participantes con Desvíos de Potencia positivos se les reconoce un abono, mientras que los Participantes con Desvíos de Potencia negativos reciben un cargo.

El comportamiento de los precios de los Desvíos de Potencia durante el año 2011 se presenta en la gráfica 79.

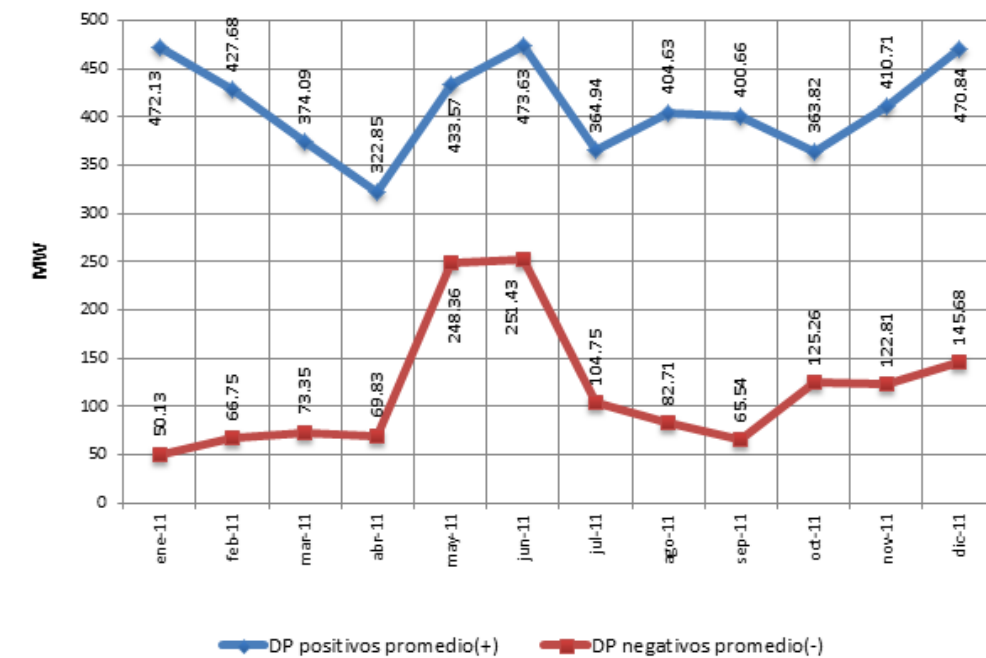
Gráfica 79. Precios de Desvíos de Potencia mensuales en el año 2011



En el año 2011 se tuvo un precio fijo de \$8.90/KW-mes para el DP-, mientras que para el DP+ se tuvo un precio máximo de \$5.10/KW-mes en el mes de mayo y un mínimo de \$0.94/KW-mes en el mes de enero.

En la siguiente gráfica se presentan los Desvíos de Potencia promedio mensuales de los Participantes Productores y los Participantes Consumidores para el año 2011.

Gráfica 80. Desvíos de potencia promedio en el año 2011



4.4 Transacciones en el Mercado a Término y el Mercado de Oportunidad de la Energía

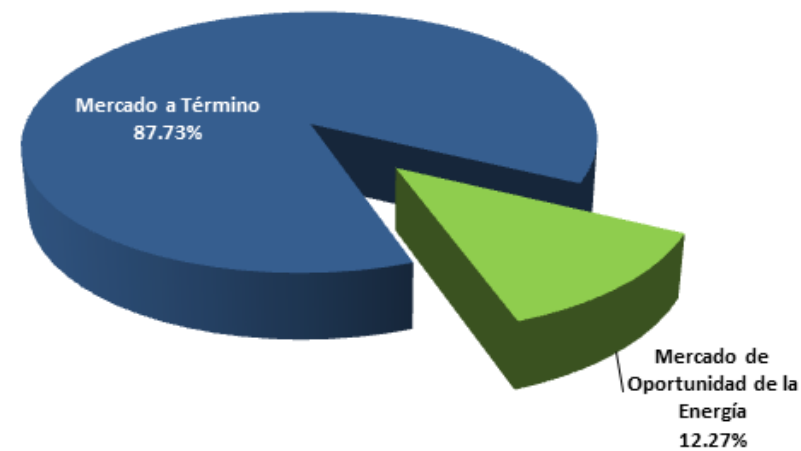
Las operaciones de compra y venta de energía en el Mercado Mayorista pueden realizarse a través de:

a. Un Mercado de Oportunidad o Mercado Spot: las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, se realizan entre el conjunto de compradores con faltantes no cubiertos por contratos y vendedores del Mercado Mayorista, que cuentan con excedentes de energía no comprometida, y que son liquidadas con un precio establecido en forma horaria, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta de generación disponible.

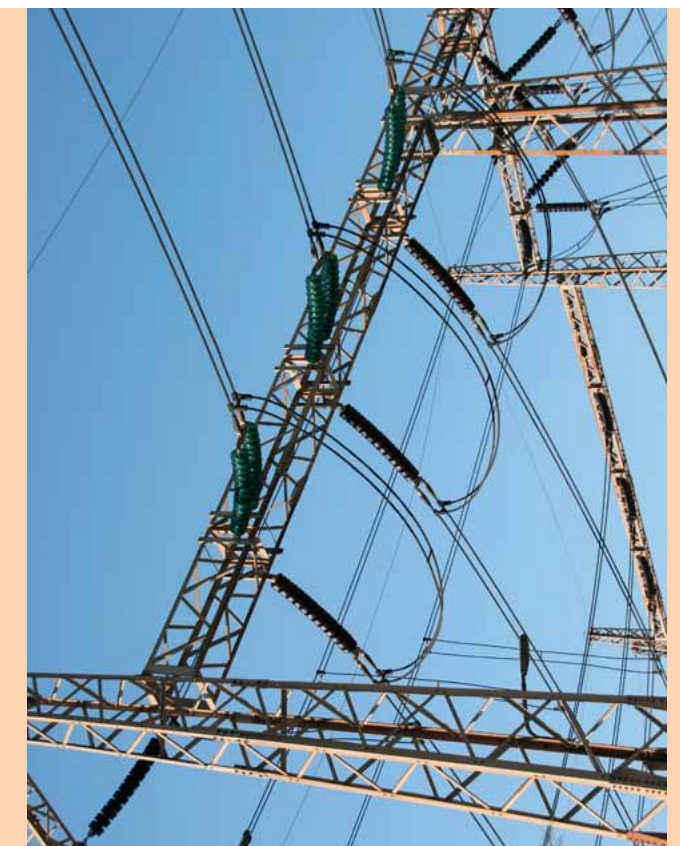
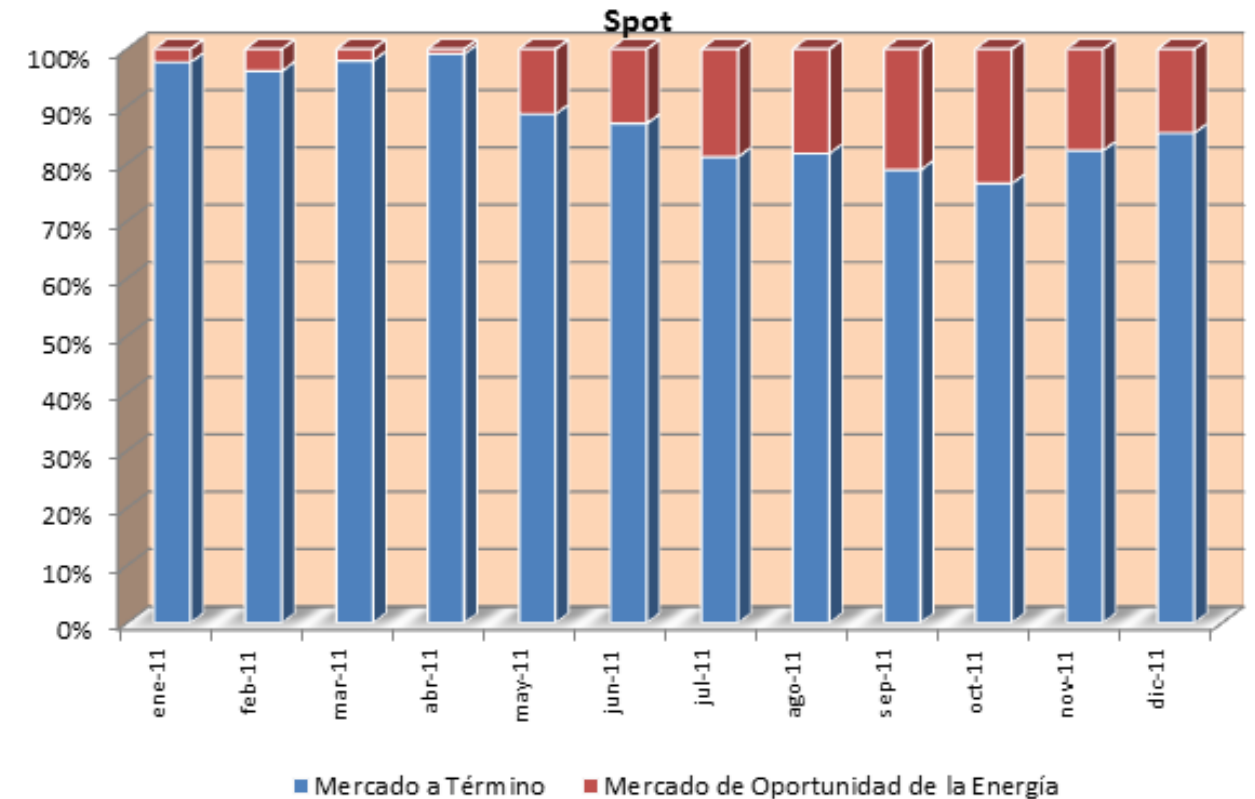
b. Un Mercado a Término: está conformado por el conjunto de contratos entre Agentes y Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados libremente entre las partes.

Durante el año 2011, las transacciones de energía en el Mercado a Término fueron del orden de 7,285.95 GWH, correspondiendo a un 87.73% del total de transacciones de energía, mientras que las transacciones de energía en el Mercado de Oportunidad representaron el 12.27%, equivalente a 1,018.71 GWH (gráficas 81 y 82).

Gráfica 81. Porcentaje anual de transacciones de energía en el Mercado a Término y Mercado de Oportunidad de la Energía



Gráfica 82. Transacciones de energía. Porcentaje mensual correspondiente al Mercado a Término y Mercado Spot





5

TRANSACCIONES INTERNACIONALES Y MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL



5. TRANSACCIONES INTERNACIONALES

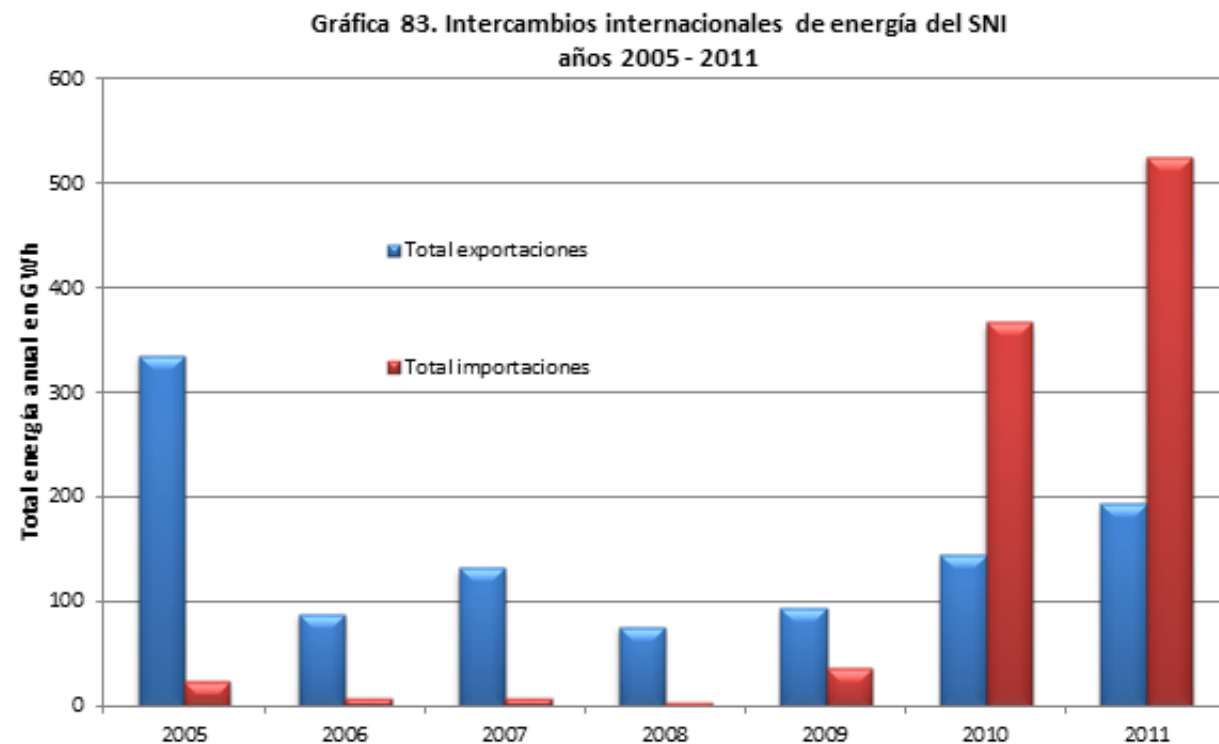
Actualmente el Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco, efectúa intercambios de importación y exportación con el Mercado Eléctrico Regional y con el Sistema Eléctrico de México. En esta sección se ilustra el comportamiento de dichos intercambios durante año 2011. Así como una breve descripción de lo sucedido en el Mercado Eléctrico Regional -MER-.

El Mercado Eléctrico Regional, fue creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de los Países de América Central suscrito en 1996 por Guatemala. El MER es operado por el Ente Operador Regional -EOR- y regulado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-.

En cuanto a los intercambios con el Sistema Eléctrico de México, estos iniciaron en el 2009 con una fase pruebas de la interconexión eléctrica, y posteriormente en octubre de 2010, dio inicio a la fase de operación comercial de dicha línea de interconexión.

5.1 Transacciones Internacionales del Mercado Mayorista de Electricidad

En la gráfica 83 se ilustra el comportamiento anual de los intercambios internacionales de energía que ha mostrado el SNI; el incremento de importaciones observado a partir del 2009, obedece a los intercambios de energía con el sistema eléctrico de México.



En el 2011 el total de exportaciones del SNI ascendió a 193 GWh, lo cual significa un incremento del 34% comparado con el año 2010, tal y como se observa en el cuadro 17.

Cuadro 17. Total energía exportada por el SNI, años 2008 - 2011

Año	2008	2009	2010	2011
Total energía exportada del SNI* GWh	76	94	145	193
Variación Anual		24%	54%	34%

*Nota: Las energías totales incluyen desviaciones.

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

En el cuadro 18 se observa que a partir del 2010, el total de energía importada al SNI se ha incrementado considerablemente, este cambio es consecuencia de la puesta en operación comercial de la interconexión eléctrica entre Guatemala y México. En el 2011, las importaciones de energía totales del SNI ascendieron a 526 GWh, un incremento del 43% respecto de las importaciones de energía del año 2010.

Cuadro 18. Total de energía importada al SNI, años 2008 - 2011

Año	2008	2009	2010	2011
Total energía exportada del SNI* GWh	5	37	367	526
Variación Anual		690%	887%	43%

*Nota: Las energías totales incluyen desviaciones.

En el cuadro 19, se muestra el resultado neto de los intercambios internacionales totales del SNI (exportaciones - importaciones), es interesante notar que a partir del 2010 la diferencia de transacciones internacionales de energía resulta negativa, es decir se importa más de lo que se exporta. Aproximadamente el 99% de las importaciones proviene del sistema eléctrico de México.

Cuadro 19. Intercambio neto del SNI en transacciones internacionales, años 2008 - 2011

Año	2008	2009	2010	2011
Total energía exportada del SNI* GWh	71	57	-223	-332
Variación Anual		-20%	-491%	49%

*Nota: Las energías totales incluyen desviaciones.

Para ilustrar la importancia de los intercambios internacionales para el SNI, en el cuadro 20 se comparan los mismos con el total de la demanda de energía nacional. De los resultados resalta que las importaciones del SNI pasaron de ser el 0.3% del total de la demanda que eran en el 2008, al 6.5% en el 2011.

Cuadro 20. Intercambios internacionales totales, como porcentajes de la demanda del SNI

Años	Demanda SNI anual GWh	Total Importaciones SNI GWh	Total Exportaciones SNI GWh	Importaciones como porcentaje de la Demanda	Exportaciones como porcentaje de la Demanda
2005	6,910	23	335	0.3%	4.9%
2006	7,083	8	88	0.1%	1.2%
2007	7,510	8	132	0.1%	1.8%
2008	7,532	5	76	0.1%	1.0%
2009	7,598	37	94	0.5%	1.2%
2010	7,794	367	145	4.7%	1.9%
2011	8,111	526	193	6.5%	2.4%

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

Cuadro 22. Intercambios con el MER como porcentajes de la demanda del SNI

Años	Importaciones del MER como porcentaje de la Demanda	Exportaciones del MER como porcentaje de la Demanda	Intercambio neto con el MER como porcentaje de la Demanda
2005	0.34%	4.85%	4.52%
2006	0.12%	1.25%	1.13%
2007	0.11%	1.76%	1.65%
2008	0.06%	1.01%	0.95%
2009	0.24%	1.24%	1.00%
2010	0.18%	1.70%	1.52%
2011	0.14%	2.17%	2.03%

5.2 Intercambios del Mercado Mayorista de Electricidad con el Mercado Eléctrico Regional.

En cuanto a los intercambios netos del SNI con el MER, en el cuadro 21 se muestra la evolución de los mismos. Cabe destacar que los intercambios del SNI con el MER hasta el año 2005, fueron más significativos que los sucedidos a partir del año 2006.

Cuadro 21. Evolución de los Intercambios netos del SNI con el MER

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Intercambio neto anual del SNI con el MER GWh	312	80	124	71	76	119	165
Variación Anual	-26%	-74%	55%	-42%	6%	57%	39%

También de lo observado, podría afirmarse que si bien Guatemala ha resultado consecutivamente exportador neto en el MER, los años entre el 2006 y el 2009 se caracterizaron por un descenso considerable de sus exportaciones, situación que pareciera cambiar a futuro a partir del 2010. Para ilustrar la importancia de los intercambios con el MER, en el cuadro 22 se contrastan los mismos con el total de la demanda del SNI, y observamos que si bien entre los años 2006 y 2009 los intercambios con el MER no superaban el 1.7% de la demanda, a partir del año 2010, pareciera mostrarse un leve ascenso en el porcentaje de los intercambios con el MER.



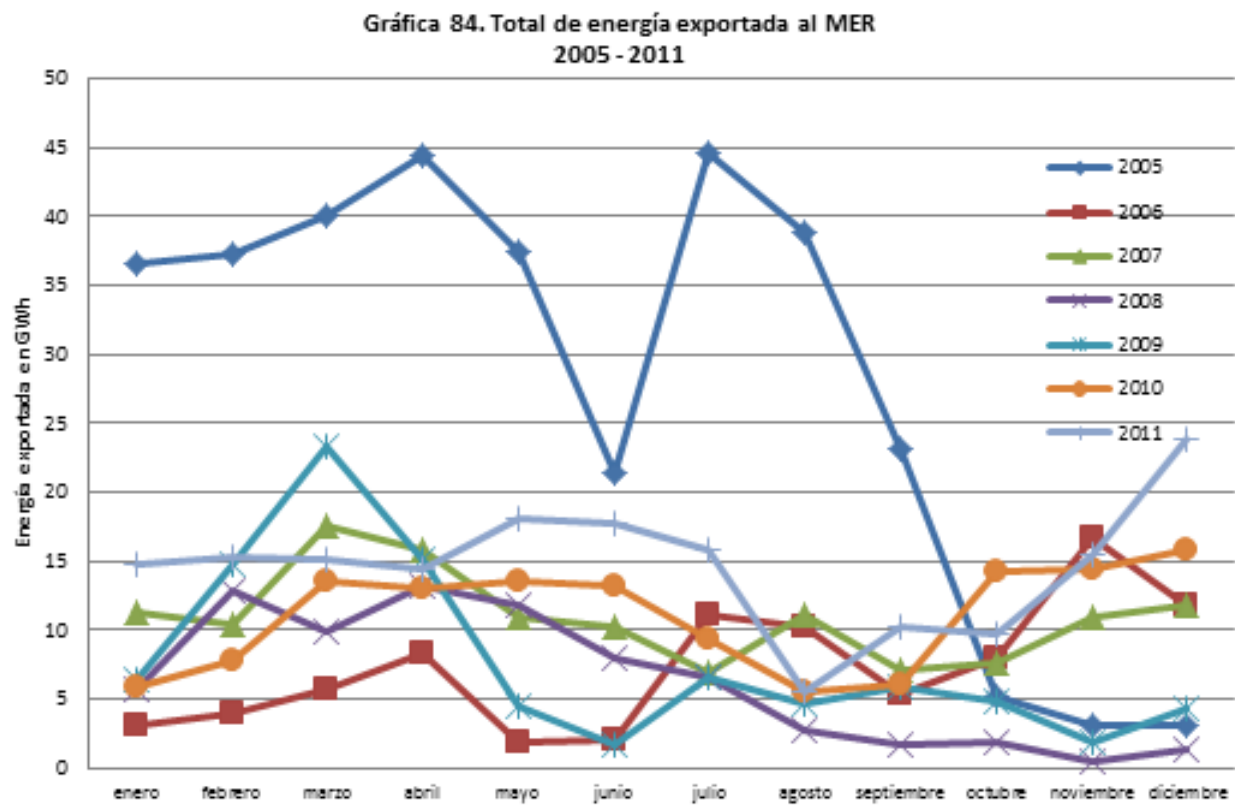
a) Exportaciones hacia el MER

En el cuadro 23, observamos que las exportaciones hacia el MER crecieron en el 2011, en un 33% respecto a las exportaciones del 2010.

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total energía exportada al MER por el SNI GWh*	335	88	132	76	94	133	176
Variación Anual	-28%	-74%	49%	-42%	24%	41%	33%

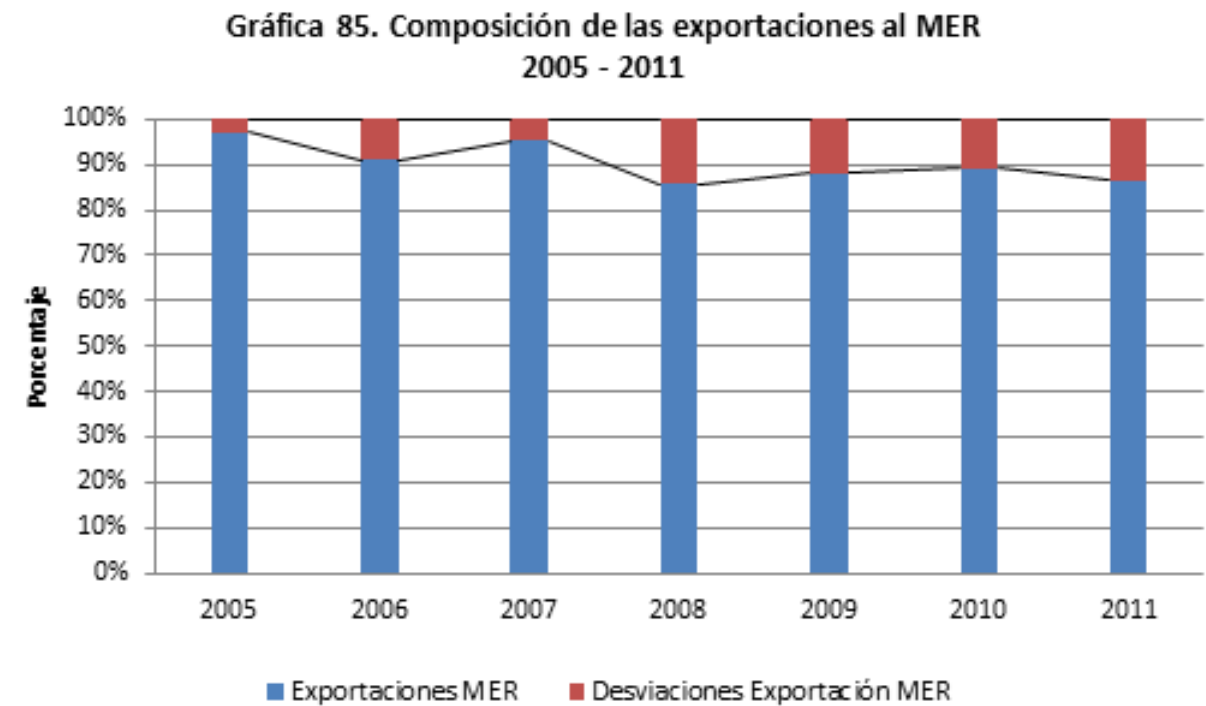
*Nota: Las energías totales incluyen desviaciones.
Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM.

En la gráfica 84, se muestra el comportamiento mensual de las exportaciones de energía hacia el MER desde el año 2005 hasta el año 2011.



Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM.

Las exportaciones que se observan tienen dos fuentes: Una que corresponde a ofertas de los Agentes, bien sea de contratos o de oportunidad, y la otra corresponde a desviaciones, siendo éstas energía bonificable, compensable, de emergencias e inadvertida. La composición de las exportaciones del SNI hacia el MER fue definida por ofertas de Agentes, bien sea de contratos o de oportunidad, por lo que las desviaciones durante el 2011 fueron únicamente alrededor del 14% de la energía exportada, esto se ilustra en la gráfica 85.



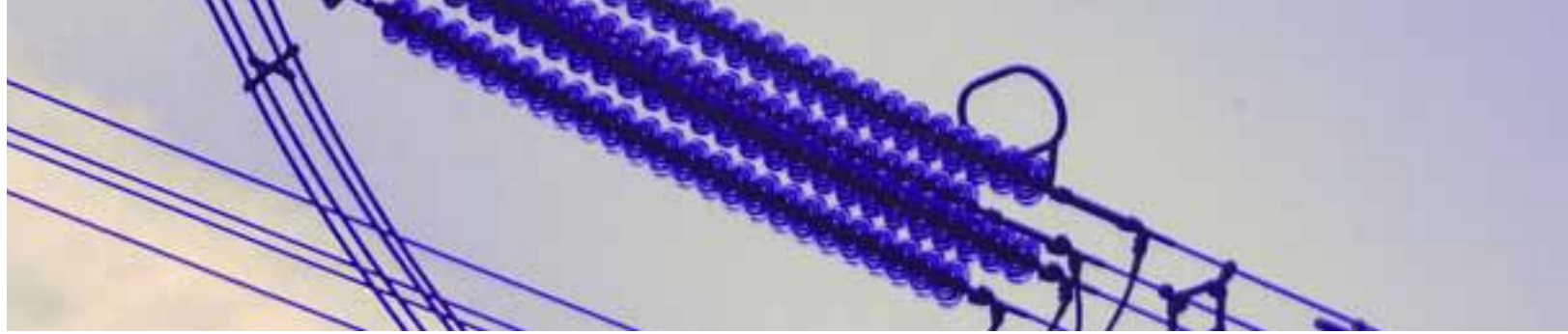
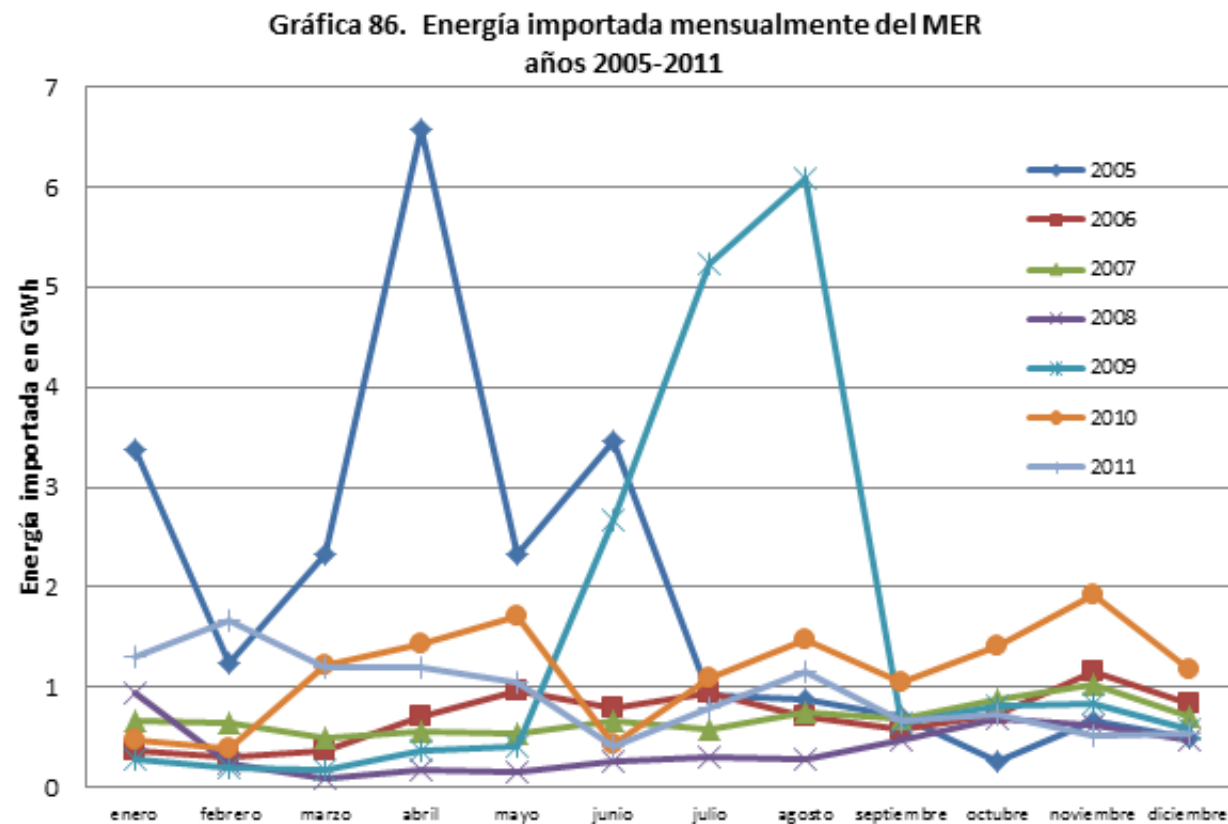
En el cuadro 24, se muestra la composición de las exportaciones, y se observa que el porcentaje de las desviaciones de exportación se incrementó en el 2011, en comparación con el 2010. En el 2011, las desviaciones de exportación fueron de un 14% mientras que en el 2010 fueron de un 11%.

Cuadro 24. Composición de las Exportaciones 2008 – 2011

Año	Exportaciones Ofertas MER GWh	Desviaciones Exportación MER GWh	Total Exportaciones al MER GWh
2005	326	9	335
2006	80	8	88
2007	126	6	132
2008	65	11	76
2009	83	11	94
2010	118	14	133
2011	152	24	176

b) Importaciones del MER

En la gráfica 86 se muestra el comportamiento de las importaciones mensuales de energía durante los últimos 5 años.



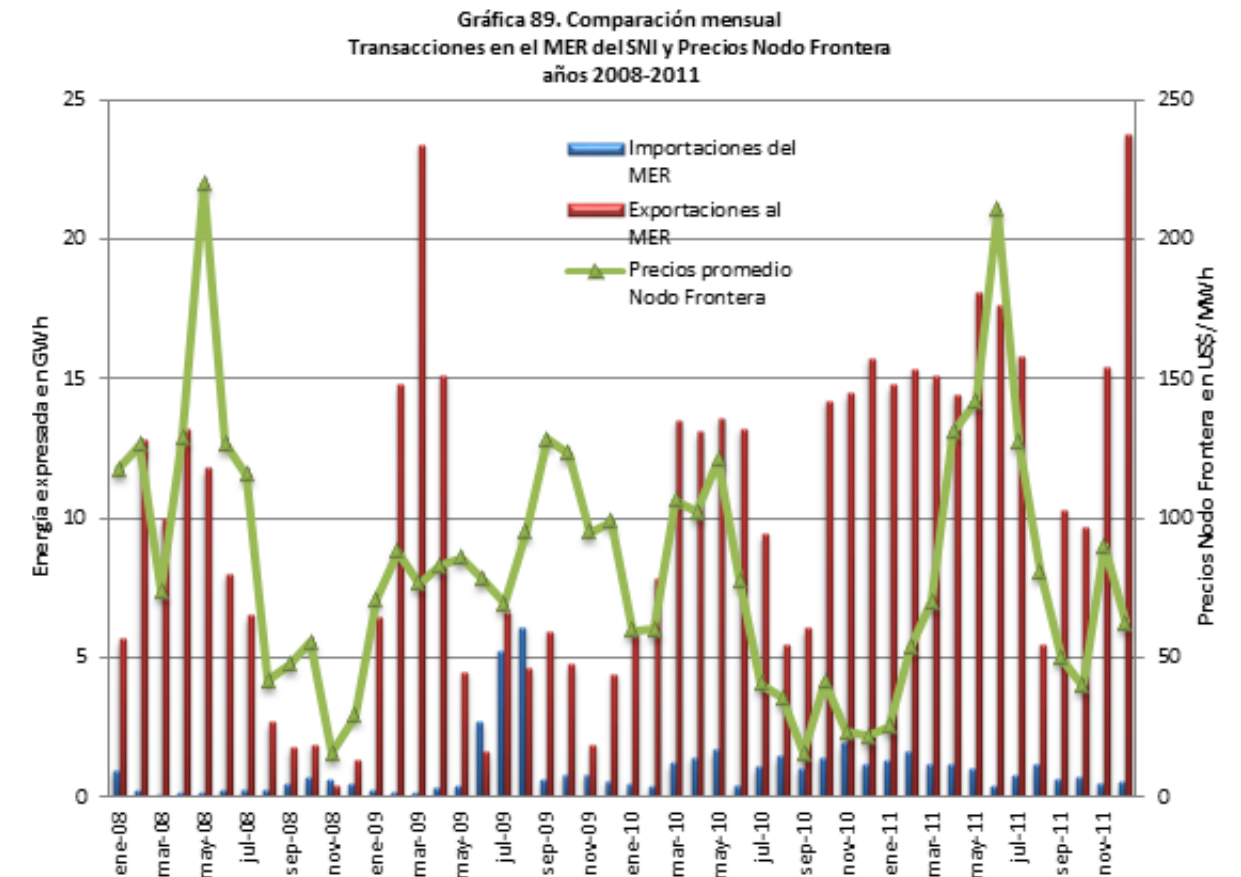
Cuadro 26. Precios Spot y Precios en Nodo Frontera, años 2005 -2011

Año	2008	2009	2010	2011
Precio Spot promedio en Mercado Nacional US\$/MWh	121	103	104	133
Precio promedio en Nodo Frontera US\$/MWh	92	91	59	90
Diferencia porcentuales	-24%	-12%	-43%	32%

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

d) Precios y cantidades

En la gráfica 89 se hace una comparación entre las transacciones efectuadas por el SNI en el MER y los precios ofertados en el Nodo Frontera.



En la gráfica, no puede distinguirse un patrón de comportamiento claro que relacione los intercambios con el MER con los precios en el nodo frontera. Sin embargo, al igual que en la gráfica 88 se observa que a partir de junio 2008 hubo un cambio tanto en el comportamiento de los precios como en su interacción con las cantidades de energía exportada.

e) Actores

En el cuadro 27 puede apreciarse la participación porcentual de los Exportadores durante los años del 2009 al 2011, así como las variaciones en la participación anual de cada uno, de igual forma puede apreciarse la “entrada” y “salida” de exportadores durante dicho periodo.

Cuadro 27. Estructura de Mercado de Exportaciones: Actores oferentes años 2009 - 2011

Agente / Año	2009	2010	2011
CDuke Exportación			23.63%
Cceesa Exportaciones	4%	2%	0.24%
Cecsa	24%		
Coenesa Exportaciones	0%	0%	0.44%
Comegsa Exportaciones	1%	48%	20.22%
Contrataciones Exportaciones	0%	4%	0.61%
Cutuco Exportación	0%	0%	6.28%
Econoenergía	12%	4%	0.44%
Electronova Exportaciones		9%	30.83%
Enerma Exportaciones			2.05%
Excelergy Exportaciones	4%	2%	5.80%
GDuke	2%	0%	7.31%
Genor	28%	27%	1.83%
Geoconsa	2%		
Melsa Exportaciones	2%	1%	
Poliwatt Exportaciones	17%	4%	0.31%
Textiles Exportaciones	2%	0%	
Total	100%	100%	100%

Fuente datos: Informes de Transacciones Económicas, AMM

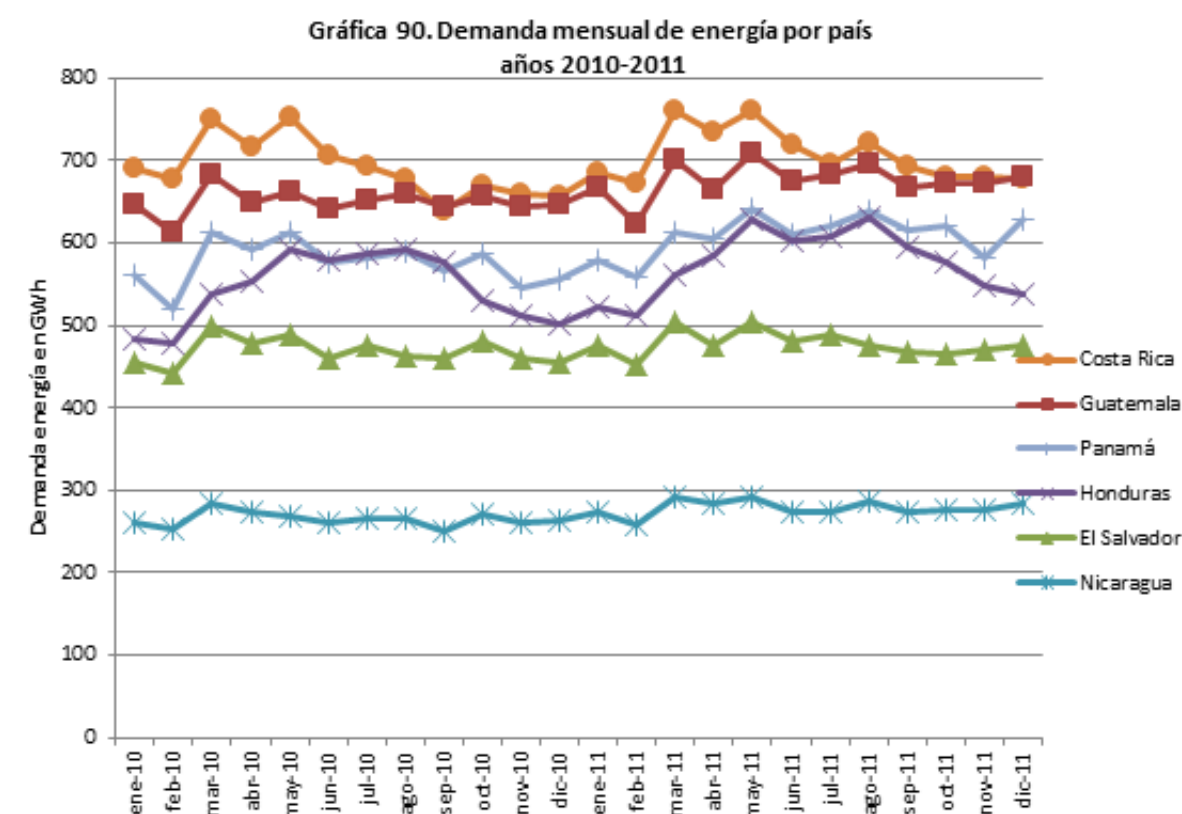
Con relación a la interconexión eléctrica Guatemala - México, hasta diciembre 2011 únicamente el Importador ECOE efectuó ofertas de importación de energía de México. En cuanto a las importaciones de energía como se ha mencionado en esta sección, corresponden básicamente a energía de desviaciones, por lo que no se ofrece un cuadro similar.

5.3 El Mercado Eléctrico en América Central

A continuación se presenta un breve análisis sobre el Mercado Eléctrico en América Central, con la información más reciente con la que se cuenta a la presente fecha.

a. Demanda de energía en la región

En la gráfica 90, se muestra la evolución mensual de la demanda de energía eléctrica por país de la región durante los años 2010 - 2011.



Fuente: Documentos de Transacciones Económicas Regionales -DTERs-, EOR

En el cuadro 28, siguiente, se hace una comparación entre las demandas de energía registradas en los años 2010 y 2011, se identifica, que la demanda total del istmo creció en un 4% y que las demandas que registraron mayor crecimiento fueron las de Panamá y Honduras con un 5.6%.

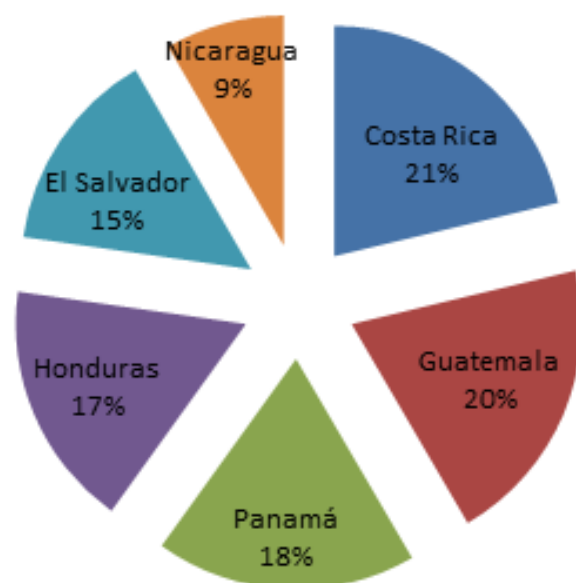
Cuadro 28. Análisis del crecimiento de la demanda anual de energía en la región, años 2010 - 2011

Año	Guatemala GWh	El Salvador GWh	Honduras GWh	Nicaragua GWh	Costa Rica GWh	Panamá GWh	Total Region GWh
2010	7,801	5,619	6,521	3,179	8,293	6,903	38,316
2011	8,112	5,738	6,907	3,342	8,484	7,316	39,899
Δ GWh	311	119	387	163	190	413	1,583
Δ %	3.83%	2.08%	5.60%	4.87%	2.24%	5.65%	3.97%

Fuente: DTER, publicados en Página web del EOR

En la gráfica 91 puede observarse la participación porcentual de cada país en la demanda total de la región de América Central. La demanda de Guatemala constituye aproximadamente el 20% de la demanda de energía total de la región.

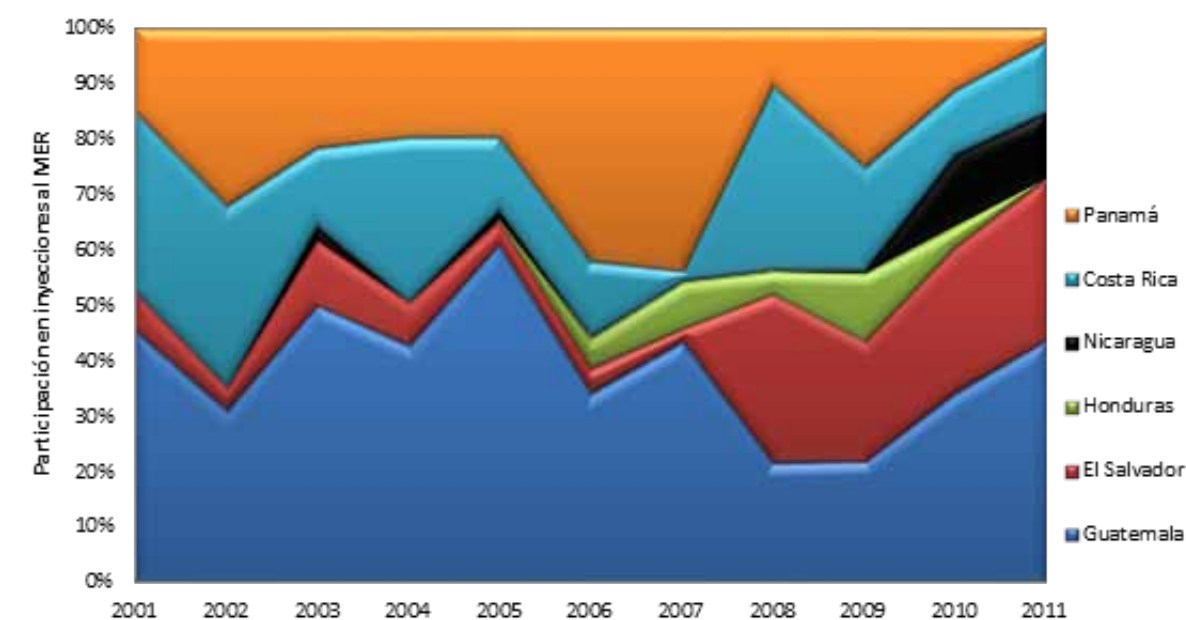
Gráfica 91. Composición de la demanda de la región



b. Inyecciones y Retiros de energía en el MER

En la gráfica 92 pueden apreciarse la evolución de las inyecciones al MER por país, en la misma se observa que Guatemala incrementó nuevamente sus ofertas de inyección al MER, así como Costa Rica y El Salvador.

Gráfica 92. Inyecciones de energía al MER - por país



Fuente: Informes Centroamerica: Estadísticas del Subsector Eléctrico 2010, Cepal 2011 e Informes Estadísticos Mensuales del EOR 2010, 2011

En el cuadro 29 se ofrece un detalle de las variaciones en las inyecciones de energía por país

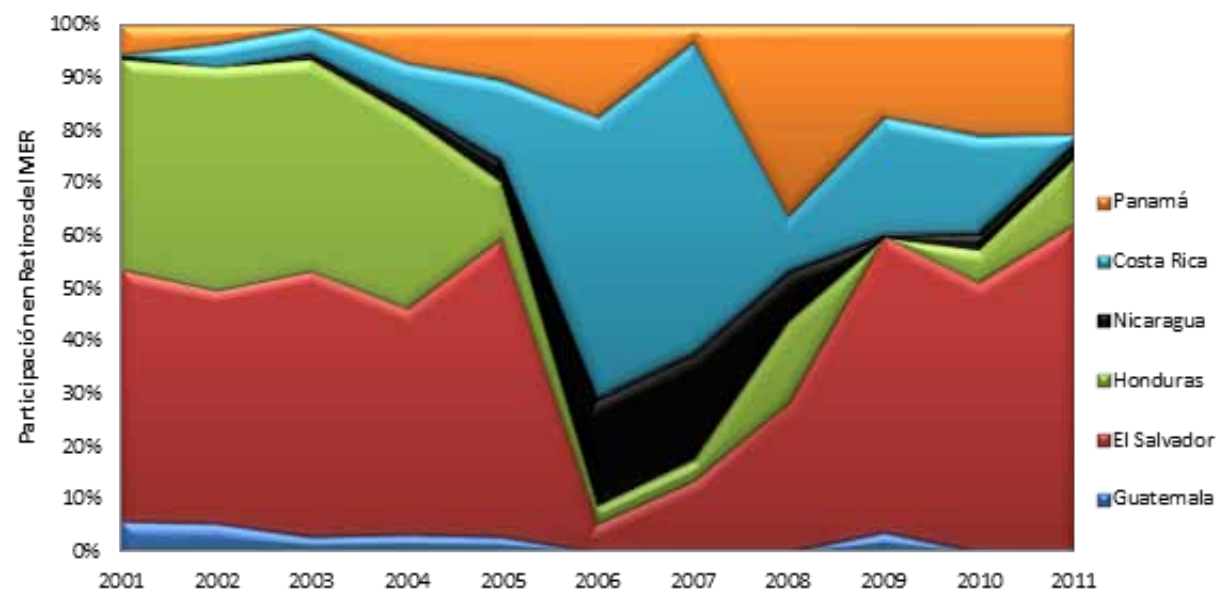
Cuadro 29. Análisis de Inyecciones de energía al MER por país, años 2010-2011, (no incluye desviaciones)

Inyecciones anuales	Guatemala MWh	El Salvador MWh	Honduras MWh	Nicaragua MWh	Costa Rica MWh	Panamá MWh	Total MWh
2010	115,868	87,584	13,287	43,295	38,352	37,945	336,332
2011	150,954	100,496	1,099	40,589	43,368	7,988	344,494
Δ MWh	35,086	12,912	-12,189	-2,706	5,016	-29,957	8,162
Δ %	30%	15%	-92%	-6%	13%	-79%	2%

Fuente: Informes Estadísticos Mensuales del EOR

En la gráfica 93 pueden apreciarse la evolución de los retiros del MER por país, en la misma puede apreciarse incrementos en los retiros de El Salvador y de Panamá, así como un decremento en los retiros de Nicaragua y Honduras.

Gráfica 92. Retiros de energía del MER - por país



Fuente: DTER, publicados en Página web del EOR



Cuadro 30. Análisis de los Retiros anuales de energía del MER por país, años 2010-2011, (no incluye desviaciones)

Retiro anual	Guatemala MWh	El Salvador MWh	Honduras MWh	Nicaragua MWh	Costa Rica MWh	Panamá MWh	Total MWh
2,010	65	171,748	22,045	10,249	62,360	69,865	336,332
2,011	104	213,562	44,763	9,937	5,193	70,936	344,493
Δ MWh	39	41,813	22,718	-312	-57,168	1,071	8,161
Δ %	60%	24%	103%	-3%	-92%	2%	2%

En el cuadro 31, se ofrecen los resultados netos por país en el MER, según los datos de los documentos de transacciones económicas regionales, publicados por el Ente Operador Regional. Pueden observarse los cambios en las balanzas de intercambio de los países, sobresaliendo el incremento del resultado de importador neto de El Salvador, Panamá y Honduras, y el cambio de importador neto a exportador neto de Costa Rica.

Cuadro 31. Análisis de los resultados netos en el MER por país, años 2010-2011, (no incluye desviaciones)

NETO año	Guatemala MWh	El Salvador MWh	Honduras MWh	Nicaragua MWh	Costa Rica MWh	Panamá MWh
2010	115,803	-84,164	-8,758	33,046	-24,008	-31,920
2011	150,850	-113,066	-43,664	30,652	38,175	-62,947

Fuente: Informes Estadísticos Mensuales del EOR

A manera de ilustración, en el cuadro 32, se contrastan las inyecciones con la demanda registrada en los últimos dos años, de los resultados, puede observarse que los intercambios en la región no han superado el 1% del total de la demanda de energía de la región.

Cuadro 32. Análisis Inyecciones en el MER contrastado con la demanda de cada país y del total de la región, años 2010-2011.

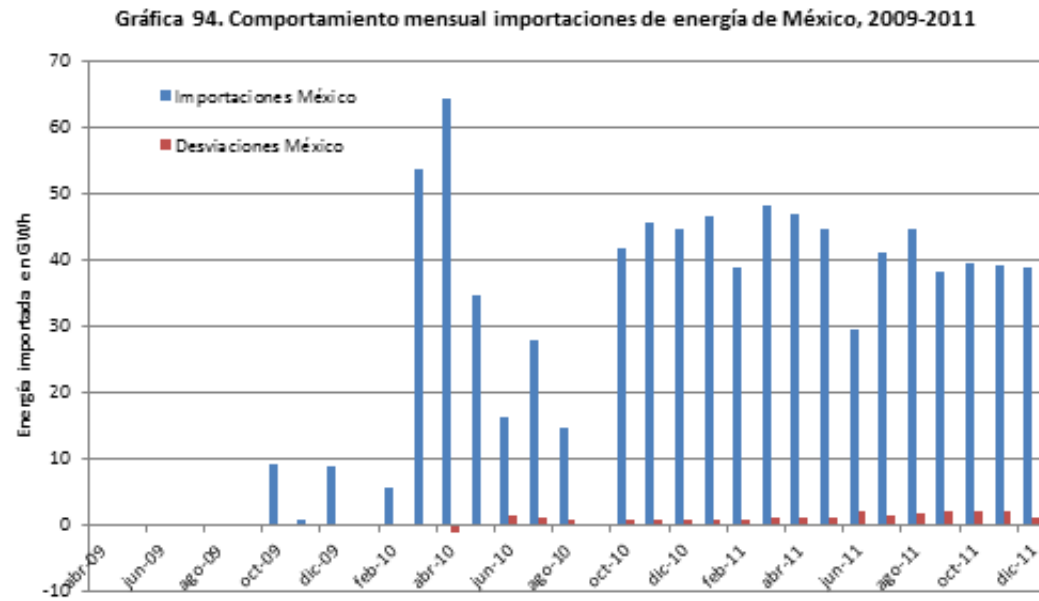
Año	Costa Rica	Guatemala	Panamá	Honduras	El Salvador	Nicaragua	Total Región
2010	1.40%	1.12%	0.19%	0.66%	0.68%	1.19%	0.88%
2011	1.78%	1.24%	0.02%	0.59%	0.76%	0.24%	0.86%

Fuente: Informes Estadísticos Mensuales del EOR



5.4 Interconexión eléctrica Guatemala - México

En relación a la interconexión eléctrica Guatemala - México, en la gráfica siguiente se muestra el comportamiento mensual de dicha interconexión desde el período de pruebas efectuado entre el 2009 - 2010.



Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

En cuanto a la interconexión eléctrica Guatemala - México es necesario hacer notar que hasta el 10 octubre de 2010, fecha de su entrada en operación comercial, la energía importada de México fue considerada por el AMM como energía atribuible a desviaciones y asignada al agente responsable. Luego a partir de dicha fecha las importaciones de energía se asignaron según su tipo, ofertas del agente o desviaciones.

Cuadro 33. Composición de las importaciones de energía de México al SNI

Año	Importaciones de México GWh	Desviaciones de Importación México GWh	Total Importaciones de México GWh
2009	19	0	19
2010	349	5	353
2011	496	18	514

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

En cuanto a la composición de los intercambios con México, en el cuadro anterior puede observarse, que a partir de la entrada en operación comercial, en el 2010 alrededor del 1% de la energía importada de México fue clasificada como desviaciones, y en el 2011, el 4% de las importaciones se clasificó como desviaciones.

Debido a la naturaleza de una interconexión eléctrica entre dos sistemas, también se registraron exportaciones de energía inadvertida hacia México, la cual en el 2011 constituyó el 9% del total de la energía exportada por el SNI.

Cuadro 34. Desviaciones de exportación de energía del SNI a México

Año	Desviaciones de Exportación a México, GWh	% del total de exportaciones del SNI
2010	12	8%
2011	18	9%



Comisión Nacional de Energía Eléctrica Directorio

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford	Presidente
Ingeniero Enrique Moller Hernández	Director
Ingeniero César Augusto Fernández Fernández	Director
División de Mercado	
Ing. Marcello Estrada	Jefe División de Mercado
Ing. Julio Marroquín	Jefe Departamento de Monitoreo del Mercado
Ing. Jonás Dobias	Hidrólogo
Inga. Leslie Escobedo	Analista de Mercado
Rosario Peñate	Analista de Mercado
Marko Arias	Analista de Mercado
Licda. Mónica Perez	Jefe Departamento del Mercado Eléctrico Regional
Ing. Roberto Ortiz	Analista Mercado Eléctrico Regional

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
cnee@cnee.gob.gt

