

Informe ESTADÍSTICO

2013



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Indicadores

**DEL MERCADO MAYORISTA
DE ELECTRICIDAD DE LA**

República de Guatemala
Correspondiente a 2012

PRESENTACIÓN DEL INFORME

El presente informe ha sido elaborado con el propósito de documentar la información más relevante de la operación del Mercado Mayorista de Electricidad durante el 2012, constituye una valiosa herramienta de consulta para todos los interesados en el tema, siendo un aporte más de CNEE a la difusión de información sobre nuestro mercado.

Para la elaboración del informe se construyeron varios indicadores estadísticos, que son representados en el mismo por más de ciento veinte gráficas y tablas, cada gráfica y tabla es debidamente explicada y analizada a lo largo de las cinco secciones que lo conforman. Quedando plasmada información estadística, explicaciones, análisis y puntos de vista sobre varios temas de interés como la producción de energía y el Precio Spot, el régimen hidrológico y la generación, la demanda de potencia y energía en el Sistema Nacional Interconectado, los servicios complementarios y cargos de mercado, las transacciones internacionales, etc.

Siendo el monitoreo del funcionamiento del Mercado Mayorista, una de las acciones más importantes que efectúa la CNEE; esperamos haber contribuido durante el 2012, mediante la difusión de nuestros informes de monitoreo diarios, semanales, mensuales y con este informe anual, a que la información del mercado sea mucho más simétrica y con esto a que las decisiones que tomen sus actores sean mejores.

Atentamente,

Ing. Marcello Estrada
Gerente de Mercado
CNEE



Contenido

Presentación del Informe	3
Fuentes de Información	7
Lista de acrónimos.....	8
1. Producción de energía y precio spot	9
1.1 Introducción.....	11
1.2 Abastecimiento de la demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado –SNI– durante el 2012.....	11
1.3 Importación de Energía / Oferta total de generación.....	16
1.4 Costos variables de generación y precios internacionales de los combustibles.....	18
1.5 Precios Spot.....	23
2. Fenómenos océano-atmosféricos y su influencia en el régimen hidrológico y generación hidroeléctrica en Guatemala durante el año 2012.....	31
2.1 Régimen de lluvias 2012.....	33
2.2 Fenómenos océano-atmosféricos.....	33
2.2.1 Actividad ciclónica 2012	34
2.2.2 El Niño Oscilación del Sur (ENOS).....	37
2.2.3 La Zona de Convergencia Intertropical (ZCI).....	38
2.3 Caudales entrantes a centrales hidroeléctricas.....	38
2.4 Generación hidroeléctrica 2012.....	42
3. Demanda de potencia y energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala.....	47
3.1 Análisis de la demanda de potencia y energía eléctrica	49
3.2 Demanda de potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista	54
3.2.1 Potencia.....	54
3.2.2 Energía.....	54
3.3 Requerimientos de potencia y energía eléctrica de los participantes consumidores en el mercado mayorista durante el 2012.....	55
3.3.1 Distribuidores.....	55
3.3.2 Grandes Usuarios	64

4.	Aspectos relevantes del Mercado Mayorista de Electricidad.....	67
4.1	Servicios complementarios	69
4.1.1	Reserva Rodante Operativa (RRO)	69
4.1.2	Reserva Rápida (RRa).....	71
4.2	Generación Forzada.....	73
4.3	Desvíos de Potencia.....	76
4.4	Transacciones en el Mercado a Término y el Mercado de Oportunidad de la Energía.....	77
5.	Transacciones internacionales y mercado eléctrico regional	79
5.1	Transacciones Internacionales del Mercado Mayorista de Electricidad	81
5.2	Intercambios del Mercado Mayorista de Electricidad con el Mercado Eléctrico Regional.	82
5.2.1	Importaciones del MER.....	83
5.2.2	Exportaciones hacia el MER	84
5.2.2.1	Contratos de Exportación	86
5.2.2.2	Actores en el mercado de exportación al MER.....	86
5.2.3	Desviaciones.....	86
5.2.4	Precios.....	87
5.2.5	Precios y cantidades	88
5.3	Cargos Regionales	89
5.4	Interconexión eléctrica Guatemala-México	90
5.5	El Mercado Eléctrico en América Central	92
6.	Lista de cuadros y gráficas	97



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
Coefficiente de requerimiento adicional de la demanda	CAD
Comisión Económica para América Latina y el Caribe	CEPAL
Comisión Nacional de Energía Eléctrica	CNEE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica	CRIE
Consejo Director de Mercado Eléctrico Regional	CDMER
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
Documentos de Transacciones Eléctricas Regionales	DTER
Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.	EEGSA
El Niño Oscilación del Sur	ENOS
Ente Operador Regional	EOR
Factor de Planta	FP
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
Producto Interno Bruto	PIB
Reglamento del Mercado Eléctrico Regional	RMER
Regulación Primaria de Frecuencia	RPF
Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional	RTMER
Reserva Rápida	RRa
Reserva Rodante Operativa	RRO
Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central	SIEPAC
Sistema Nacional Interconectado	SNI
West Texas Intermediate	WTI
Zona de Convergencia Intertropical	ZCI



1. Producción DE ENERGÍA Y PRECIO SPOT

1.1 INTRODUCCIÓN

El Mercado Spot o Mercado de Oportunidad es el mecanismo de cierre para la Energía, en él se liquidan los excedentes y los faltantes de energía respecto a los contratos suscritos en el Mercado a Término.

El Precio Spot es fijado horariamente por el costo variable de la última unidad generadora convocada por orden de mérito que estuvo generando por lo menos 15 minutos de dicha hora en régimen de operación normal.

Si un Participante Consumidor no tiene cubierta toda su demanda de energía con un contrato, el faltante de energía será liquidado en el Mercado Spot, se debe tomar en consideración que el no tener cubierta toda la demanda de energía por un contrato y cubrir un faltante de energía en el Mercado Spot presenta algunos riesgos:

- a) Si se produce una falla en el Sistema Nacional Interconectado –SNI– el AMM convoca a unidades generadoras que pueden tener un costo variable más alto con el consecuente incremento en el Precio Spot.
- b) Debido a que la mayor parte del tiempo las unidades generadoras que marcan el Precio Spot son unidades que utilizan como fuente prima

ria de energía derivados del petróleo, las variaciones internacionales en los precios internacionales del petróleo y sus derivados influyen directamente en los niveles del Precio Spot.

- c) Las indisponibilidades en el parque de generación repercuten en que posiblemente para abastecer la demanda el AMM convoque a unidades de generación con costos variables más altos, por lo tanto las indisponibilidades en el parque de generación tienden a elevar los niveles del Precio Spot.
- d) Si se incorpora nuevos participantes productores con costos variables eficientes, los niveles del Precio Spot pueden tender a una disminución.

1.2 ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO –SNI– DURANTE EL 2012

En el 2012 se incorporaron al SNI tres nuevos Participantes Productores, aportando 92.652 MW a la capacidad de generación efectiva. De esta nueva generación el 96.20% corresponde a generación hidroeléctrica tal y como se observa en el cuadro 1.

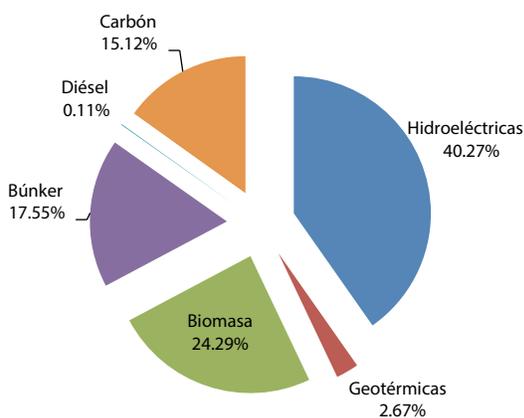
Cuadro 1: Nueva Generación incorporada al Mercado Nacional en el año 2012

Nombre	Tipo	Potencia		Fecha de inicio de operaciones
		De placa MW	Efectiva del sistema MW	
Palo Viejo	Hidroeléctrica	85.000	87.231	17/03/2012
HidroPower	Hidroeléctrica	2.160	1.908	20/11/2012
El Pilar	Termoeléctrica	10.500	3.513	17/01/2012
TOTAL		97.660	92.652	

Nuestra matriz de generación tiene un alto componente de generación producida con recursos renovables, tales como hidroeléctricas, geotérmicas y biomasa. La generación con biomasa es mediante el aprovechamiento del bagazo de caña de azúcar, siendo importante para la matriz energética porque su aporte de generación se realiza de noviembre a finales de abril abarcando en gran medida la época seca del año y con esto complementando a la generación hidroeléctrica que en este período se ve disminuida. De enero a abril del 2012, el aporte a la matriz de generación con biomasa fue de 24.29%, mientras que el aporte de la generación hidroeléctrica de mayo a octubre fue de 60.42%.

Tal y como se observa en la gráfica 1, el aporte de la generación hidroeléctrica en el período de enero a abril del 2012 fue de 40.27%, mientras que en el mismo periodo del año 2011 la generación hidroeléctrica aportó un 35.55%. Este incremento de la generación hidroeléctrica se debe a que el 2012 fue un año con precipitaciones normales y a que en marzo entró en operación comercial la hidroeléctrica Palo Viejo que tiene una potencia de 87.231 MW.

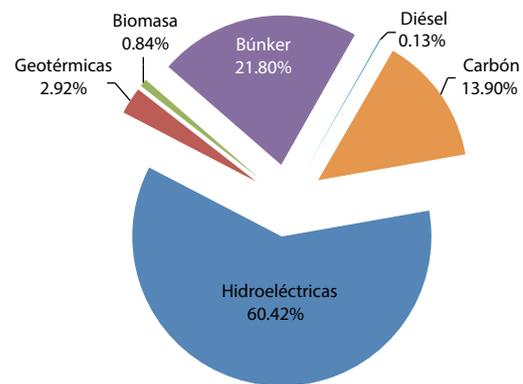
Gráfica 1. Producción de energía del SNI (enero-abril 2012)



En el período de mayo a octubre del 2012, que constituyó la época lluviosa del año, el aporte de la generación hidroeléctrica a la matriz de generación fue de 60.42% tal y como se observa en la gráfica 2, en agosto se estuvo bajo la influencia de la Tormenta Tropical Ernesto que aportó humedad al país. Al

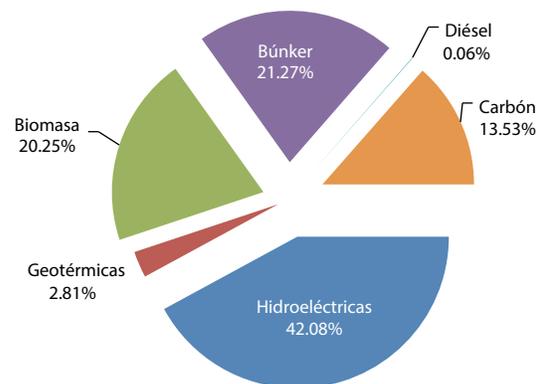
realizar una comparación con el 2011, año durante el que el aporte de la generación hidroeléctrica de mayo a octubre fue de 57.80%, podemos determinar que el porcentaje de generación hidroeléctrica para este período fue muy parecido al del 2012.

Gráfica 2. Producción de energía SNI (mayo-octubre 2012)



El periodo comprendido entre noviembre y diciembre se caracteriza porque la generación con biomasa complementa a la hidroeléctrica, que durante dicho período del 2012 aportó el 42.08% de la generación total mientras que la biomasa el 20.25% tal y como se observa en la gráfica 3, con lo cual más del 60% de la generación durante estos meses fue con recursos renovables.

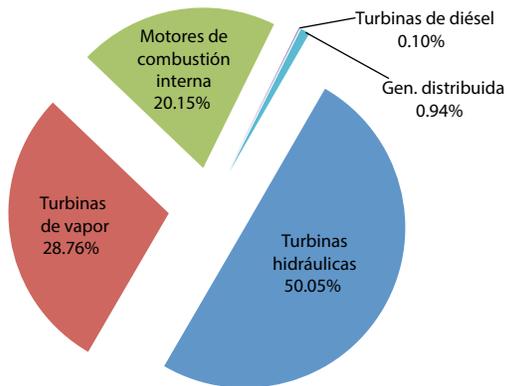
Gráfica 3. Producción de energía SNI (noviembre-diciembre 2012)



En la gráfica 4 y cuadro 2, podemos apreciar que en el año 2012 el 50.05% de la generación

hidroeléctrica fue producida con centrales generadoras convencionales, mientras que la generación Distribuida Renovable tuvo un aporte del 0.94%, siendo entonces el aporte total de la generación hidroeléctrica 50.99%. Si se compara este dato con el 2011, año en el que el aporte de la generación hidroeléctrica a la matriz de generación fue de 50.26%, se observa que la magnitud de la generación hidroeléctrica para ambos años fue muy similar.

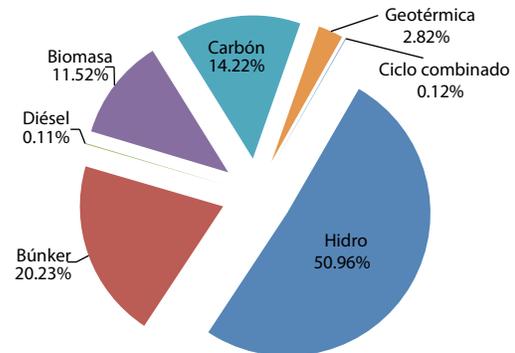
Gráfica 4. Participación en la producción de energía del SNI por tecnología (enero-diciembre 2012)



Cuadro 2. Producción de energía por tipo de tecnología (enero-diciembre 2012)

Tecnología	GWH
Turbinas hidráulicas	4,356.51
Turbinas de vapor	2,502.96
Motores de combustión interna	1,753.46
Turbinas de diésel	8.92
Gen. distribuida	81.72
Total	8,703.57

Gráfica 5. Participación en la producción de energía en el SNI por tipo de combustible (enero-diciembre 2012)

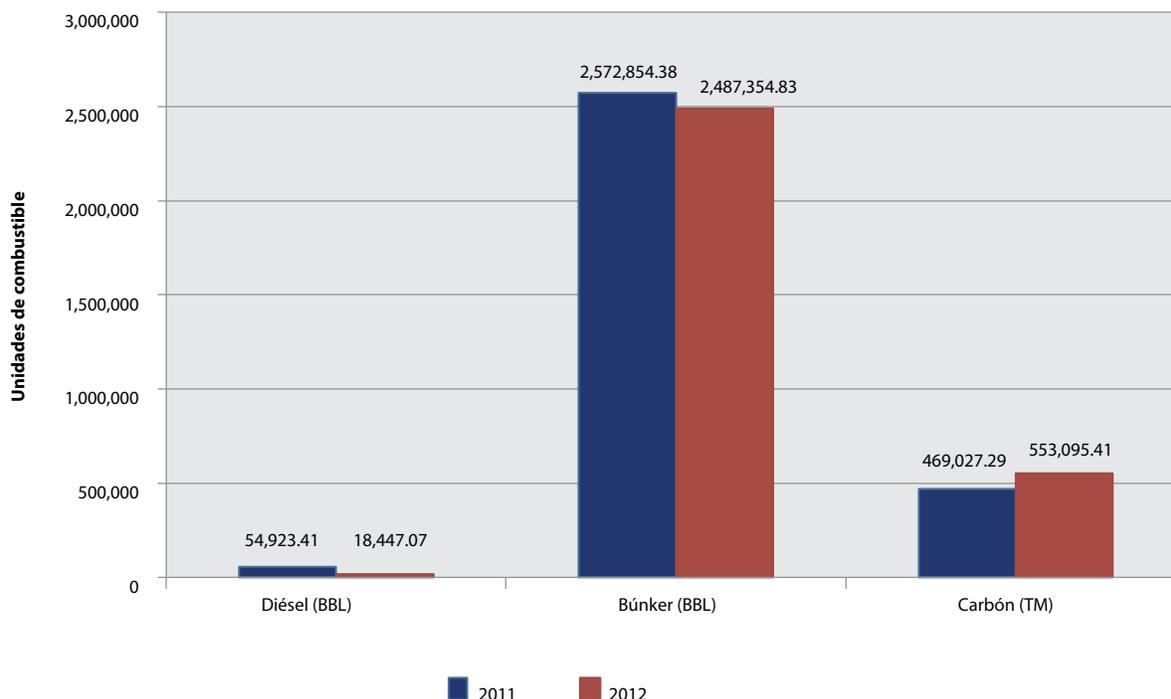


Cuadro 3. Producción de energía por tipo de combustible (enero-diciembre 2012)

Combustible	GWH
Hidro	4,434.92
Búnker	1,760.55
Diésel	9.61
Biomasa	1,003.02
Carbón	1,237.92
Geotérmica	245.63
Ciclo combinado*	11.92
Total	8,703.57

Durante el 2012 el consumo del diésel para la generación de energía eléctrica se redujo un 66.41% en comparación con el año 2011, para el caso del Búnker (BBL) también hubo una reducción del 3.32% en comparación con lo consumido en el 2011, en lo que respecta al consumo del Carbón (TM) para la producción de energía eléctrica se observa un incremento del 17.92% respecto a lo consumido en el 2011 debido a la entrada en operación de la central térmica Las Palmas 2 (Ver gráfica 6 y cuadro 4).

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

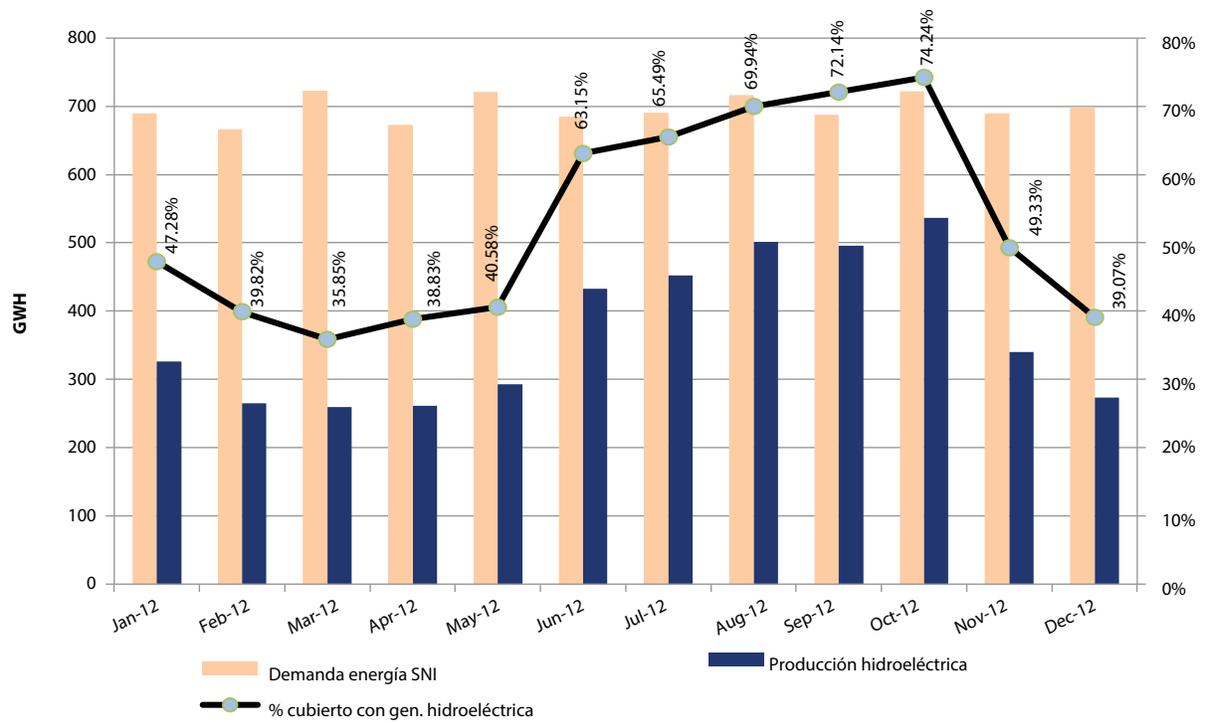


Cuadro 4. Consumo estimado de combustible en el SNI

	2011	2012	Diferencia 2012-2011	% respecto 2011
Diésel (BBL)	54,923.41	18,447.07	-36,476.35	-66.41%
Búnker (BBL)	2,572,854.38	2,487,354.83	-85,499.54	-3.32%
Carbón (TM)	469,027.29	553,095.41	84,068.12	17.92%

La generación hidroeléctrica en el 2012, 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 junio, julio y agosto. En la gráfica 7, podemos observar que 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

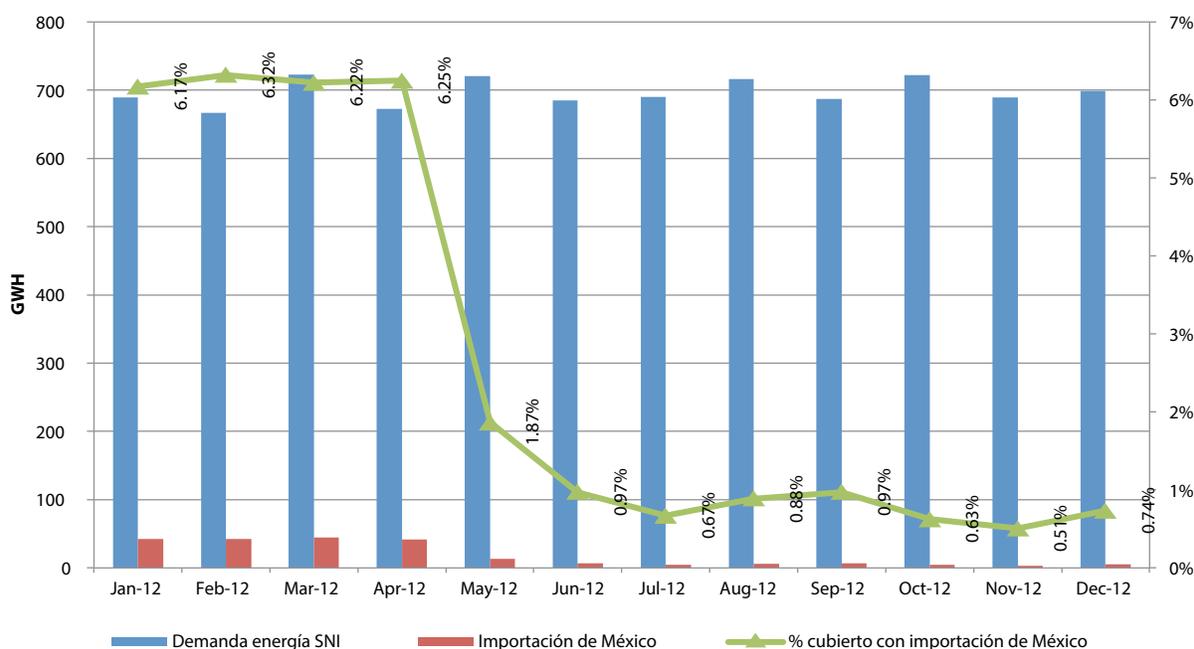


1.3 IMPORTACIÓN DE ENERGÍA/ OFERTA TOTAL DE GENERACIÓN

La importación de México contribuyó de enero-abril con un 6.24% del cubrimiento de la demanda del SNI, es necesario recordar que se mantiene una restricción horaria para la operación de la Interconexión con México de las 21:00 a las

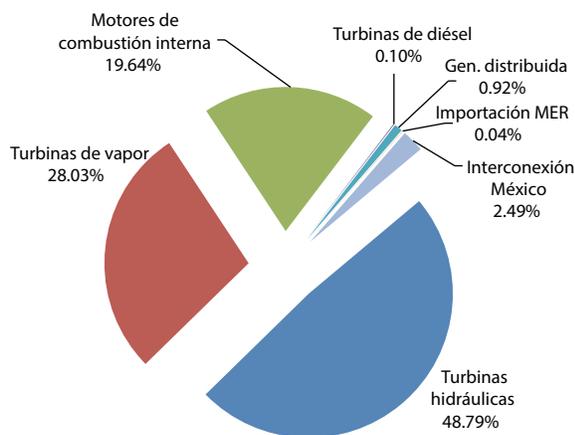
6:00 horas. En el período de mayo a diciembre la contribución de la importación al cubrimiento de la demanda del SNI fue mucho menor, debido a que el precio de su oferta fue más alto, razón por la que fue convocada en menor porcentaje.

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



Las gráficas 9 y 10 así como los cuadros 5 y 6 representan la oferta total de energía, incluyendo la generación local, importación del MER y la importación de energía a través de la Interconexión con México. La importación de energía a través de la Interconexión con México representó un 2.94% de la energía consumida durante el 2012 y la energía proveniente del MER un 0.04%.

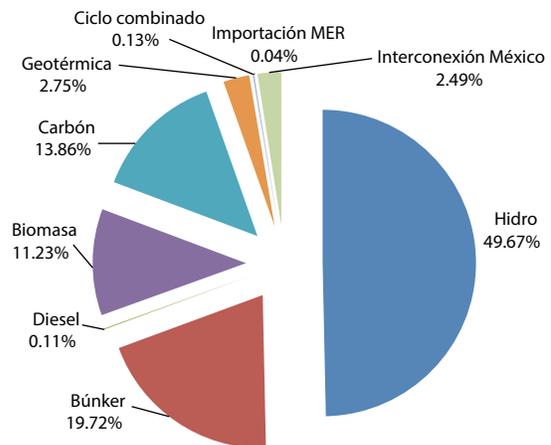
Gráfica 9. Oferta total de energía por tecnología (año 2012)



Cuadro 5. Oferta total de energía por tecnología

Tecnología	GWH
Turbinas hidráulicas	4,356.51
Turbinas de vapor	2,502.96
Motores de combustión interna	1,753.46
Turbinas de diésel	8.92
Gen. distribuida	81.72
Importación MER	3.26
Interconexión México	222.54
Total	8,929.36

Gráfica 10. Oferta total de energía por tipo de combustible (año 2012)



Cuadro 6. Oferta total de energía por tipo de combustible

Combustible	GWH
Hidro	4,434.92
Búnker	1,760.55
Diésel	9.61
Biomasa	1,003.02
Carbón	1,237.92
Geotérmica	245.63
Ciclo combinado	11.92
Importación MER	3.26
Interconexión México	222.54
Total	8,929.36

1.4 COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN Y PRECIOS INTERNACIONALES DE LOS COMBUSTIBLES

El informe macroeconómico de América Latina y el Caribe realizado por CEPAL (junio 2012) indica que el primer trimestre de 2012 se desarrolló en un contexto internacional incierto, que incluía los factores de riesgo en la zona del euro, una desaceleración de China, un crecimiento precario en los Estados Unidos y posibilidades de conflictos de naturaleza geopolítica que dieran lugar a interrupciones en el flujo de petróleo y a alzas de su precio. Es por ello que los precios del petróleo durante el primer semestre se vieron afectados por el comportamiento del mercado internacional, tal como se puede observar en el cuadro 7 y en la gráfica 11.

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

	WTI		
	2011	2012	% variación*
Enero	89.71	102.82	14.62%
Febrero	89.79	102.90	14.60%
Marzo	103.02	106.26	3.14%
Abril	110.01	103.20	-6.19%
Mayo	101.86	95.35	-6.39%
Junio	96.65	82.46	-14.68%
Julio	97.23	87.80	-9.70%
Agosto	86.52	93.80	8.42%
Septiembre	86.09	94.90	10.23%
Octubre	85.80	91.03	6.10%
Noviembre	96.78	86.61	-10.51%
Diciembre	98.94	88.05	-11.01%

*Variación respecto al año 2011



Gráfica 11. Promedio mensual de precios del WTI


En el cuadro 8 y en la gráfica 12 se observa que los precios del Búnker fueron mayores durante el período de enero a mayo del 2012 en comparación con el mismo período del 2011, en junio y julio se observa que los precios del Búnker fueron menores en comparación con los precios observados

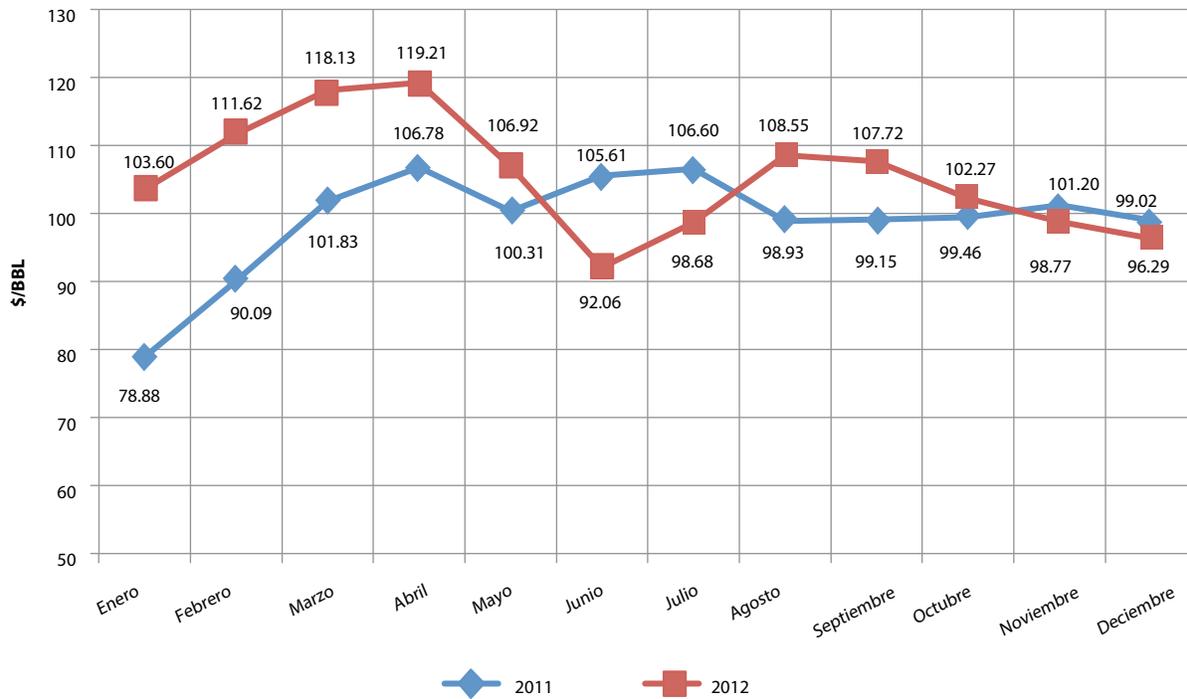
en éstos durante el 2011, situación que cambia en el período de agosto a octubre en donde nuevamente los precios del 2012 son mayores a los del 2011 y en noviembre y diciembre los precios del 2012 resultan ser menores nuevamente a los del 2011.

Cuadro 8. Promedio mensual de búnker y diésel (\$/bbl)

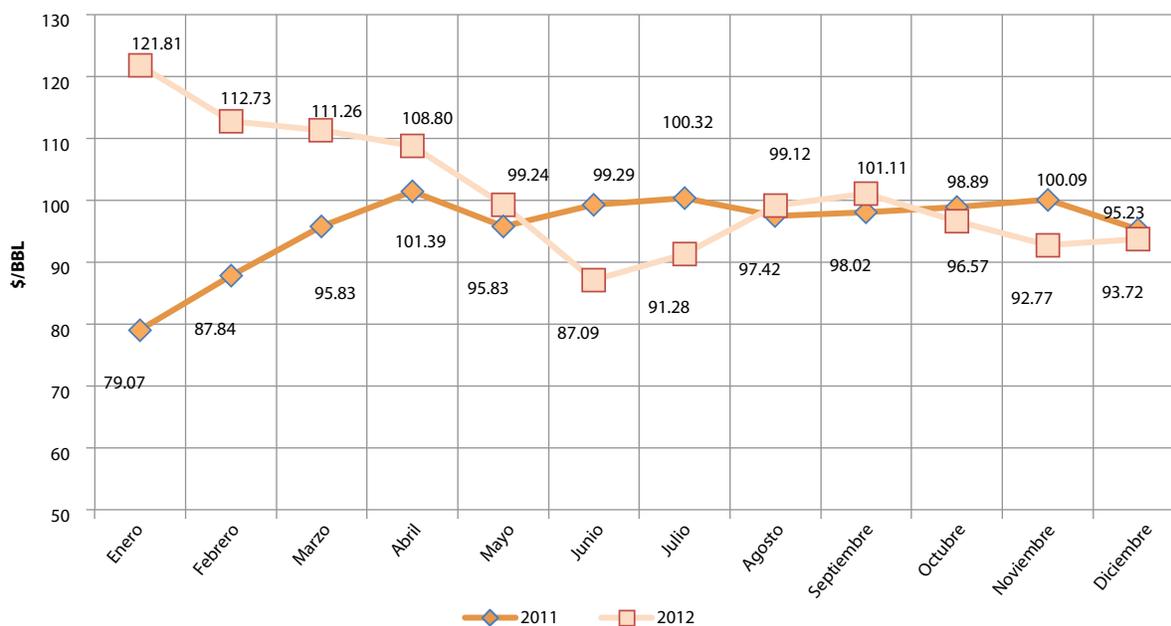
	Búnker 1%S			Búnker 3%S			Diésel		
	2011	2012	% variación*	2011	2012	% variación*	2011	2012	% variación*
Enero	78.88	103.60	31.34%	79.07	121.81	54.05%	109.43	127.78	16.77%
Febrero	90.09	111.62	23.90%	87.84	112.73	28.34%	116.01	133.94	15.46%
Marzo	101.83	118.13	16.00%	95.83	111.26	16.10%	127.44	135.30	6.17%
Abril	106.78	119.21	11.64%	101.39	108.80	7.31%	133.82	132.19	-1.22%
Mayo	100.31	106.92	6.59%	95.83	99.24	3.56%	124.80	123.38	-1.14%
Junio	105.61	92.06	-12.83%	99.29	87.09	-12.29%	124.74	109.89	-11.90%
Julio	106.60	98.68	-7.43%	100.32	91.28	-9.01%	128.16	116.58	-9.04%
Agosto	98.93	108.55	9.72%	97.42	99.12	1.75%	123.64	126.57	2.37%
Septiembre	99.15	107.72	8.64%	98.02	101.11	3.15%	123.32	131.79	6.87%
Octubre	99.46	102.27	2.83%	98.89	96.57	-2.35%	123.48	130.54	5.72%
Noviembre	101.20	98.77	-2.40%	100.09	92.77	-7.31%	128.31	124.11	-3.27%
Diciembre	99.02	96.29	-2.76%	95.23	93.72	-1.59%	121.67	123.81	1.76%

*Variación respecto al año 2011

Gráfica 12. Promedio mensual de precios del búnker de 1% S



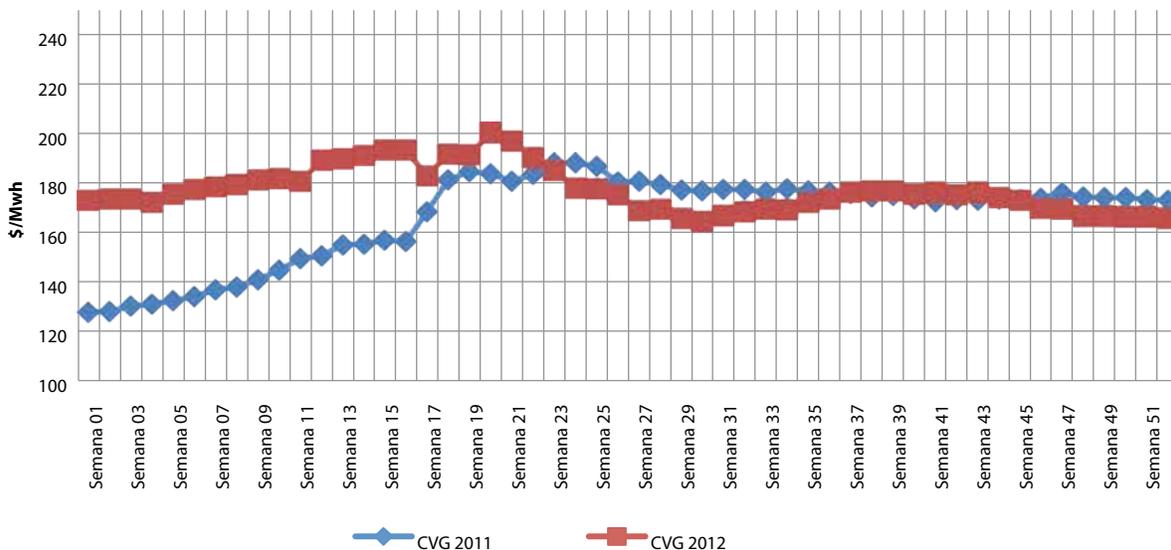
Gráfica 13. Promedio mensual de precios del búnker de 3% S



Gráfica 14. Promedio mensual de precios del diésel


En la gráfica 15 se observa el comportamiento de los costos variables de generación; en el caso de las últimas semanas del 2012 a partir de la 7 hasta la 45, los costos de variables de generación fueron muy similares al año anterior; por otro lado

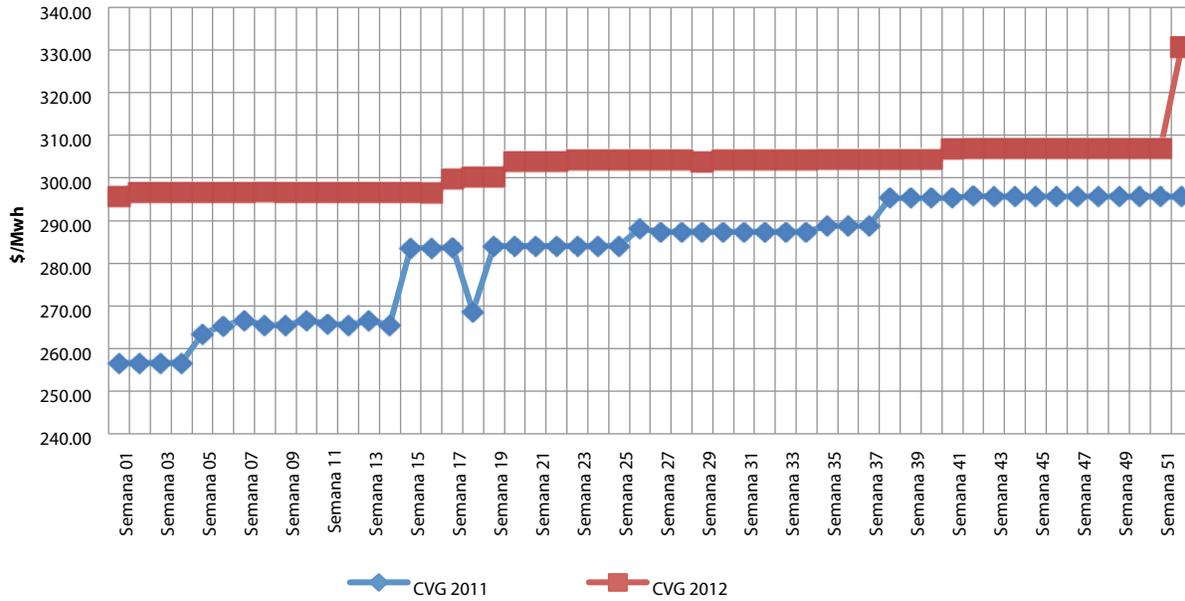
a principios de año podemos observar que los costos de generación están relacionados con los incrementos de los precios de los combustibles internacionalmente, incremento que tuvo sus efectos de la semana 1 a la 15.

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


Como se puede observar en la gráfica 16, los costos variables de generación de turbinas Diésel durante el 2012 fueron bastante estables, la ge-

neración con esta tecnología tuvo una participación de 8.92 GWH lo que representa el 0.10% de la oferta total de generación.

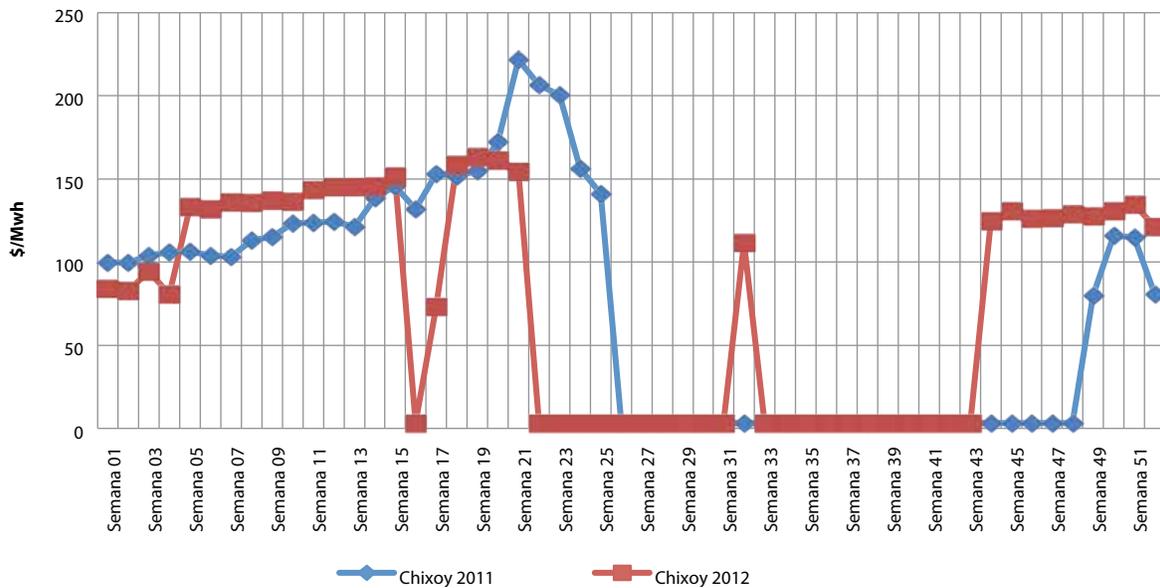
Gráfica 16. Costo variable de generación promedio semanal de turbinas de diésel

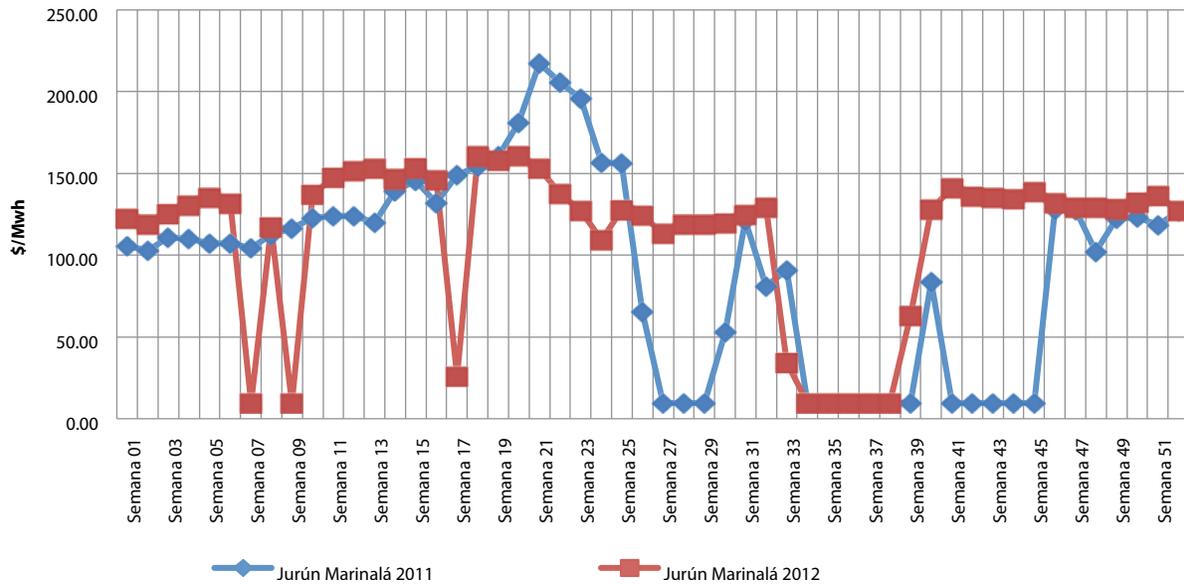


Como se puede observar en la gráfica 17 el valor del agua de la Central Chixoy presentó su máximo valor en las semanas 21 a la 25, al comparar

estos valores con los que tuvo para el mismo período del 2011, podemos observar que los valores del 2012 fueron menores.

Gráfica 17. Valor del agua semanal de Chixoy

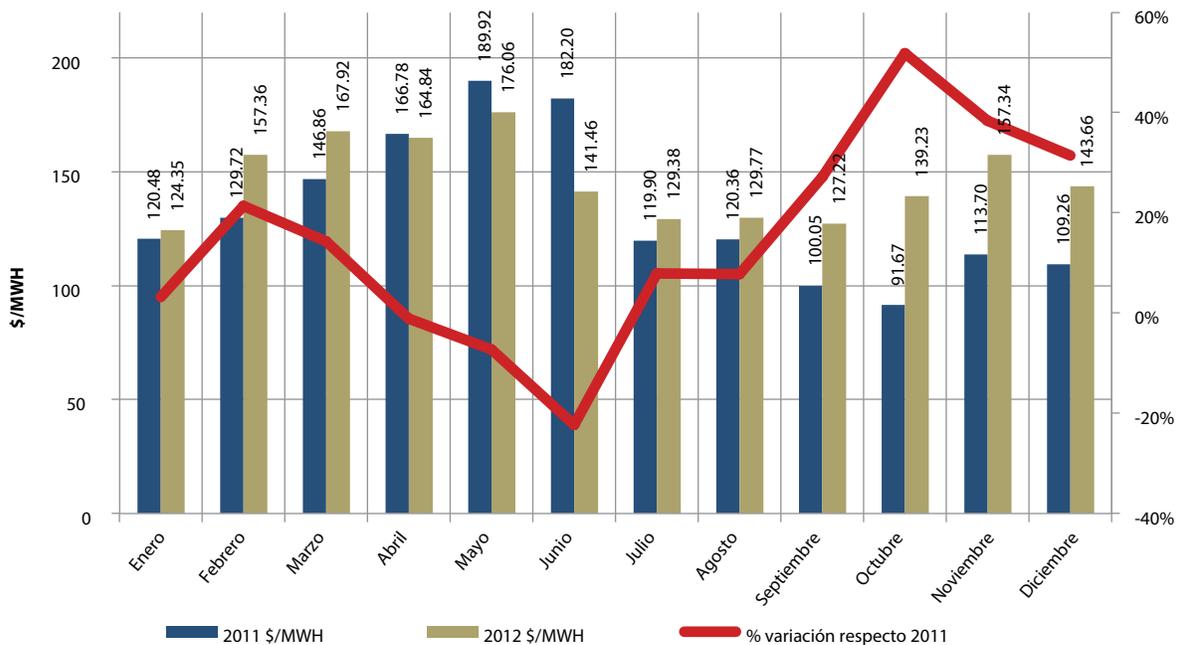


Gráfica 18. Valor del agua semanal de Jurún Marinalá


1.5 PRECIOS SPOT

En el 2012 el Precio Spot tuvo valores superiores en comparación con el 2011 tal y como se aprecia en la gráfica 19, en los meses de abril, mayo y junio el mismo estuvo por debajo de los valores registrados durante el mismo período en el 2011,

el resto del año fue superior al 2011. El mes en el que el valor fue más alto fue mayo, mes de transición entre la época seca y la lluviosa por lo que ante la limitada generación hidroeléctrica, se generaron 460.505 GWH con plantas térmicas.

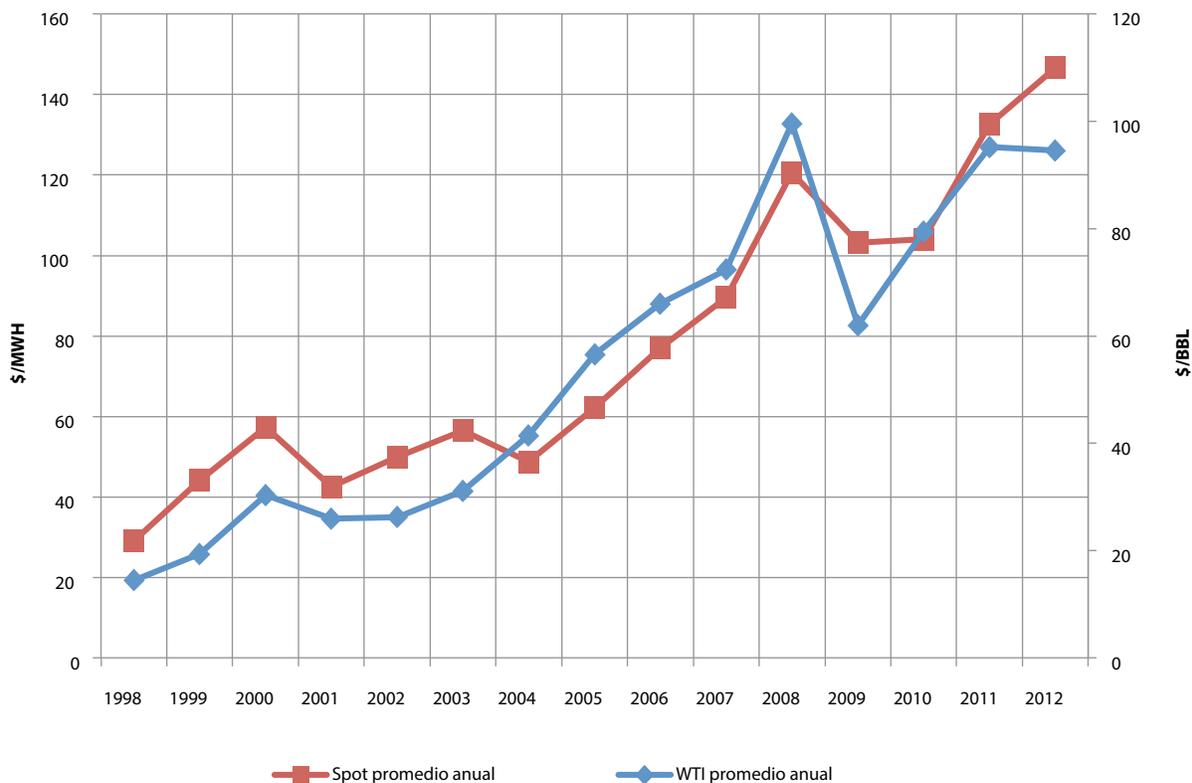
Gráfica 19. Comparativo precio spot promedio mensual 2011-2012


Cuadro 9: Precios spot promedio mensuales

\$/MWH	2011 \$/MWH	2012 \$/MWH	Diferencia 2011-2012	% variación respecto 2011
Enero	120.48	124.35	3.87	3.21%
Febrero	129.72	157.36	27.64	21.31%
Marzo	146.86	167.92	21.06	14.34%
Abril	166.78	164.84	-1.94	-1.16%
Mayo	189.92	176.06	-13.86	-7.30%
Junio	182.20	141.46	-40.74	-22.36%
Julio	119.90	129.38	9.48	7.91%
Agosto	120.36	129.77	9.40	7.81%
Septiembre	100.05	127.22	27.17	27.16%
Octubre	91.67	139.23	47.56	51.88%
Noviembre	113.70	157.34	43.63	38.38%
Diciembre	109.26	143.66	34.40	31.49%

En la gráfica 20 y en el cuadro 10 se observa el promedio anual del Precio Spot desde el inicio del Mercado Mayorista.

Gráfica 20. Precio spot promedio anual

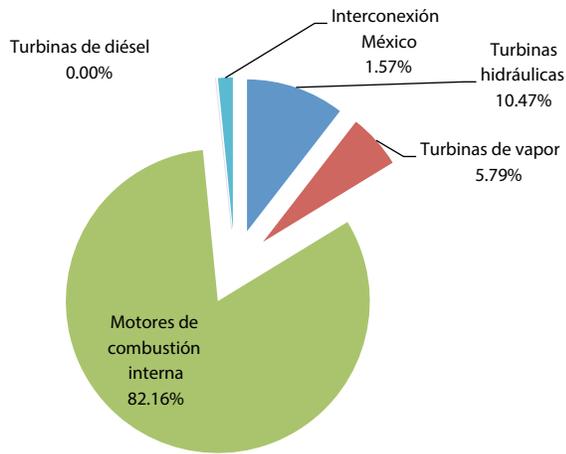


Cuadro 10: Precio Promedio Spot

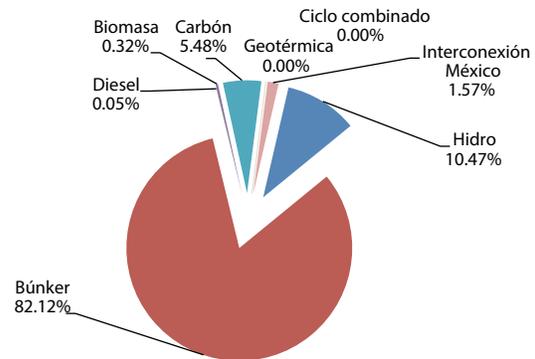
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Promedio mensual
Enero		28.46	52.31	38.63	44.98	53.07	43.38	47.21	65.43	73.49	119.17	62.00	124.12	120.48	124.35	135.37	75.50
Febrero		36.73	54.31	33.59	37.32	60.61	44.22	49.77	68.59	72.48	117.32	69.88	124.76	129.72	157.36	145.48	80.14
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	167.92	155.51	84.06
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	164.84	NULL	85.85
Mayo		59.27	70.96	52.58	55.34	64.26	49.86	90.38	92.87	96.54	138.29	107.39	121.93	189.92	176.06	NULL	97.55
Junio		58.67	54.21	41.13	47.91	53.99	50.18	89.74	79.39	97.08	138.5	109.39	111.76	182.20	141.46	NULL	89.69
Julio		42.44	56.75	50.07	54.91	51.95	46.87	55.55	78.67	109.64	129.51	107.73	95.74	119.90	129.38	NULL	80.65
Agosto		41.24	63.96	47.98	55.14	55.65	53.31	59.36	80.41	99.36	131.27	121.90	76.38	120.36	129.77	NULL	81.15
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	127.22	NULL	75.66
Octubre		40.29	58.47	42.9	52.48	58.85	49.09	49.48	75.51	81.86	109.37	134.23	77.53	91.67	139.23	NULL	75.78
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	113.70	157.34	NULL	83.53
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	109.26	143.66	NULL	77.12
Promedio anual	29.09	44.11	57.27	42.46	50.01	56.46	48.8	62.16	76.93	89.65	120.52	103.24	103.98	132.58	146.55	145.45	77.59

En las gráficas 21 y 22 se observa la gran influencia que tienen los motores de combustión interna y el Búnker en la fijación del Precio Spot, ya que en el 2012, si se analiza la fijación del Precio Spot por tecnología muestra que el 82.16% fue marginado por motores de combustión interna y al analizar la fijación del Precio Spot por tipo de combustible se observa que en un 82.12% fue fijado por Búnker.

Gráfica 21. Fijación del precio spot por tecnología

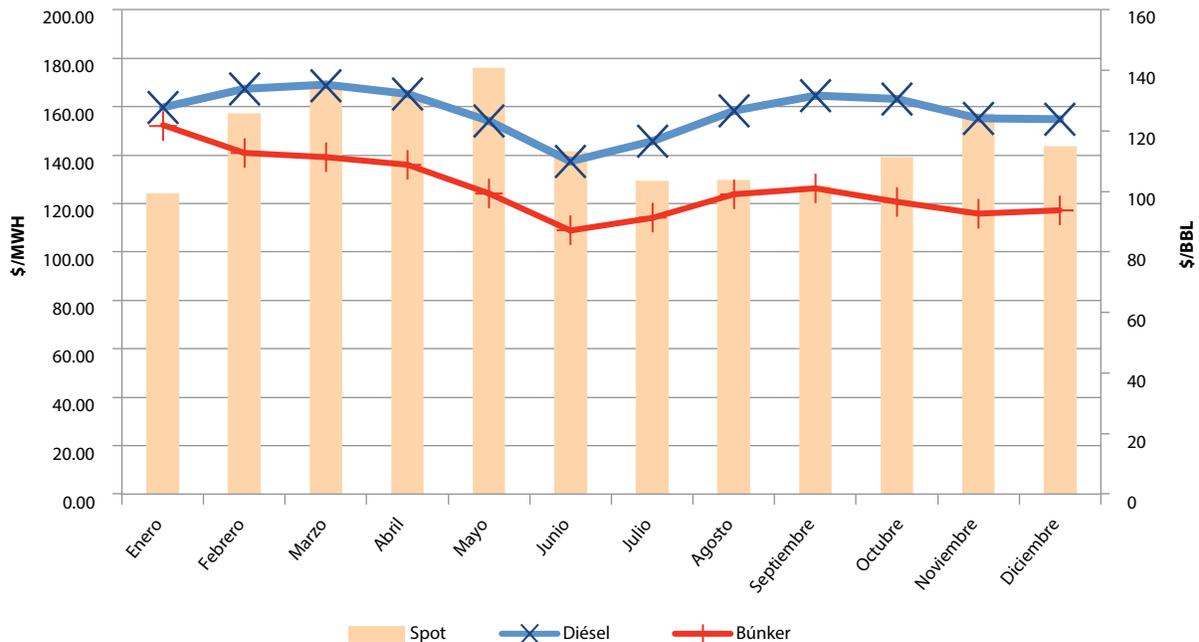


Gráfica 22. Fijación del precio spot por tipo de combustible



En la gráfica 23 se aprecia la existencia de una clara relación entre el comportamiento del Precio Spot y los precios del diésel y el búnker.

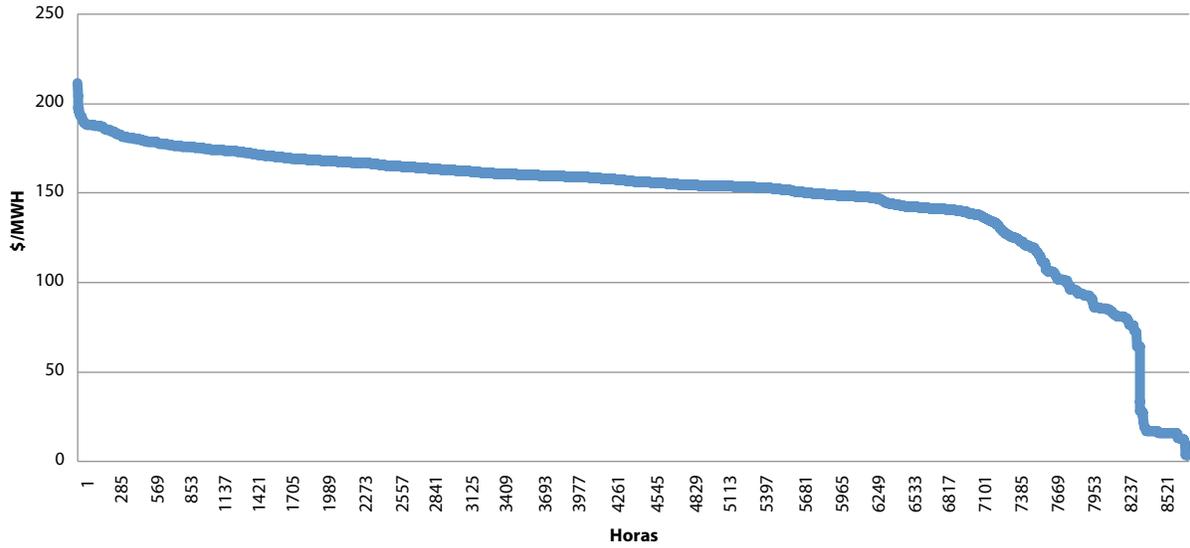
Gráfica 23. Promedios mensuales del precio spot y combustibles



En la gráfica 24 se presenta la curva de duración del Precio Spot. El Precio Spot máximo se mantu-

vo por una hora, y la mayor parte del año estuvo entre los 150 USD/MWh y 170 USD/MWh.

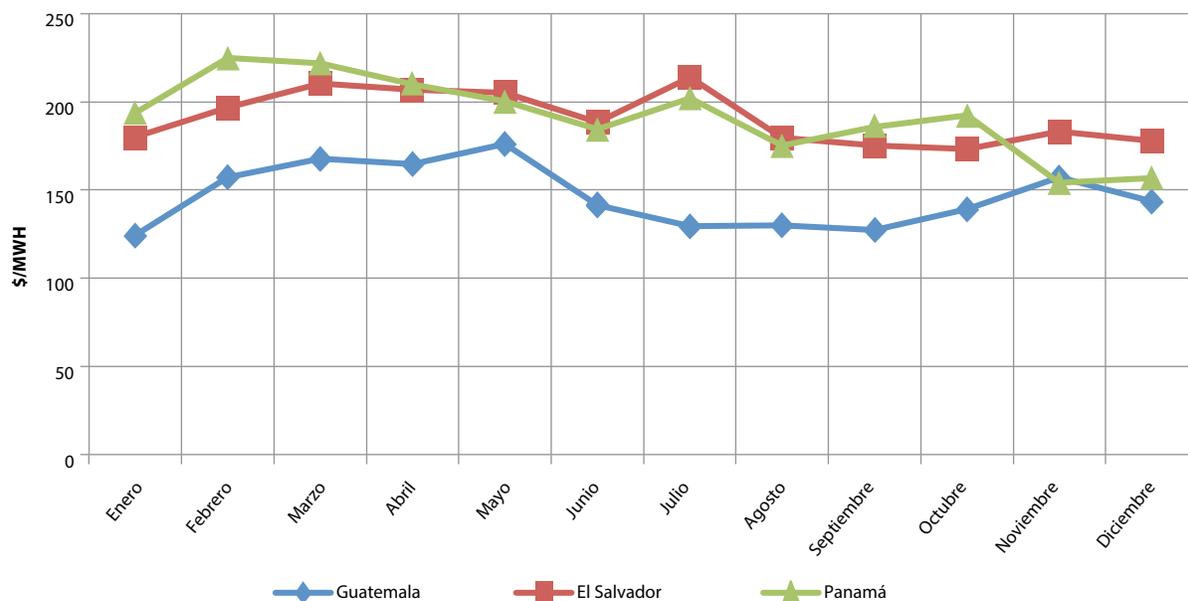
Gráfica 24. Curva de duración del Precio Spot



En la gráfica 26, se observa una comparación entre los Precio Spot de El Salvador, Panamá y Guatemala, pudiendo apreciar que el Precio

Spot guatemalteco se mantuvo durante todo el 2012 por debajo de los Precios Spot de los otros países.

Gráfica 26. Comparativo de precios spot de energía



Cuadro 11. Comparativo de precios spot de la energía

	\$/MWH		
	El Salvador (1)	Panamá (2)	Guatemala
Enero	179.95	193.72	124.35
Febrero	196.72	224.95	157.36
Marzo	210.44	221.83	167.92
Abril	206.91	210.06	164.84
Mayo	205.25	200.44	176.06
Junio	188.54	184.46	141.46
Julio	214.13	202.09	129.38
Agosto	179.72	175.31	129.77
Septiembre	175.43	185.75	127.22
Octubre	173.26	192.36	139.23
Noviembre	183.05	154.12	157.34
Diciembre	178.03	156.84	143.66
Promedio	190.95	191.83	146.55

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

(2) Fuente: Centro Nacional de Despacho Panamá





2. Fenómenos

OCÉANO-ATMOSFÉRICOS
Y SU INFLUENCIA EN EL
RÉGIMEN HIDROLÓGICO
Y GENERACIÓN
HIDROELÉCTRICA EN
GUATEMALA DURANTE EL
AÑO 2012

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

- I. Análisis mensual meteorológico (de mayo a octubre 2012). Publicados por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH).
- II. El Niño/La Niña Hoy (Febrero, Mayo, Junio, Septiembre y Noviembre 2012). Publicados por la Organización Meteorológica Mundial (OMM).
- III. "Summary of 2012 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".
- IV. "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 RÉGIMEN DE LLUVIAS 2012

Las precipitaciones pluviales a nivel nacional durante la época de lluvia del año 2012, período comprendido entre los meses de mayo y octubre, registraron acumulados dentro del promedio histórico, sin embargo la variación en la distribución espacial y temporal de dichos eventos hizo que hubieran meses y regiones en que los respectivos valores estuvieran por debajo o por encima del promedio y por consiguiente la generación de cada central hidroeléctrica estuvo marcada por el mes y su ubicación geográfica dentro del territorio nacional.

De acuerdo al INSIVUMEH el mes de abril por ejemplo, fue un mes muy húmedo comparado con su promedio histórico, ya que se presentaron tres frentes fríos que alcanzaron la península de Yucatán así como sistemas de baja presión que resulta-

ron en altas precipitaciones principalmente en la región Sur, Meseta Central y Franja Transversal de Norte, donde se llegaron a registrar acumulados hasta 45% por encima del promedio histórico. De igual manera durante el mes de mayo alcanzaron acumulados arriba del 50% del promedio histórico de este mes. En general el primer trimestre de la temporada de lluvias estuvo marcado por altos registros de lluvias en el territorio nacional, con excepción del mes de junio que presentó déficit en ciertas regiones. Al igual el mes de agosto, fue influenciado por cuatro ondas tropicales y el paso de la Tormenta Tropical Ernesto, dando como resultado acumulado de lluvias por arriba del promedio en la mayor parte del territorio nacional.

Por el contrario hubo meses con déficit de lluvias, como lo fue el mes de julio que estuvo marcado por una canícula que se desarrolló entre el 10 y el 20, por lo cual terminó con acumulados por debajo del promedio histórico en la mayor parte del territorio nacional. Asimismo en septiembre no se presentó actividad ciclónica que afectara a Guatemala, lo cual hizo que este mes terminara con acumulados por debajo del promedio. Octubre fue un mes muy inestable, sin embargo los acumulados de lluvias fueron deficitarios, con excepción de la Boca Costa del Pacífico donde los acumulados de lluvias fueron mayores que el promedio histórico.

2.2 FENÓMENOS OCÉANO-ATMOSFÉRICOS

La actividad climática y meteorológica en el territorio guatemalteco está influenciada por distintos fenómenos océano-atmosféricos y eventos de la circulación atmosférica global, que por teleconexiones influyen en la humedad, temperatura y presiones en distintas regiones del territorio nacional, regional y global. Por la ubicación geográfica de Guatemala entre los principales factores macro-climáticos (océano-atmosféricos) que inciden en el régimen de lluvias a nivel nacional se mencionan las actividades ciclónicas en las cuencas del Océano Atlántico, Caribe y Pacífico, El Niño Oscilación del Sur (ENOS) y la Zona de Convergencia Intertropical (ZCI).

2.2.1 Actividad ciclónica 2012

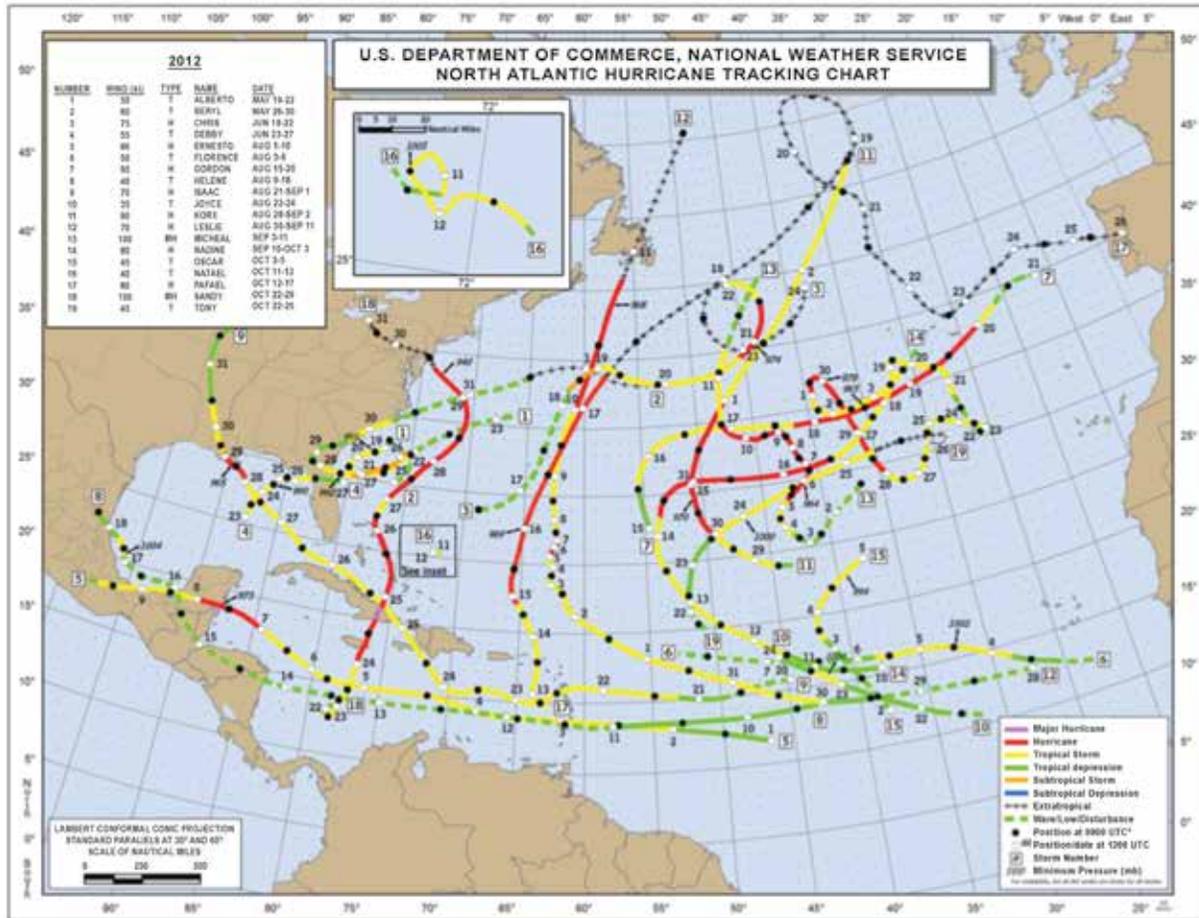
La actividad ciclónica del Océano Atlántico comienza el 01 de junio y finaliza el 30 de noviembre de cada año. El año 2012 se caracterizó por tener un gran número de ciclones débiles formados en altas latitudes pero solamente un huracán intenso. Esta actividad se concentró principalmente en el noreste subtropical de Atlántico, mientras que el único huracán intenso "Sandy" se desarrolló en el Atlántico central hasta llegar a la costa Noreste de los Estados Unidos.

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 Tropical¹ ("NTC" por sus siglas en inglés), entre otras. Los promedios del ACE y del NTC son de 96 y 100 puntos respectivamente para el período 1950-2000. Durante el año 2011 los valores correspondientes a ACE y NTC fueron 125 y 137 respectivamente, mientras que para el 2012 fueron 129 y 121 respectivamente, sin embargo la ubicación donde se desarrolló dicha actividad durante este último año dentro de la cuenca del Atlántico tuvo poca influencia en el régimen de lluvias en el territorio nacional tal y como lo muestra la figura 27.

1 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.



Gráfica 27. Actividad ciclónica en la cuenca del Océano Atlántico y Caribe durante el año 2012



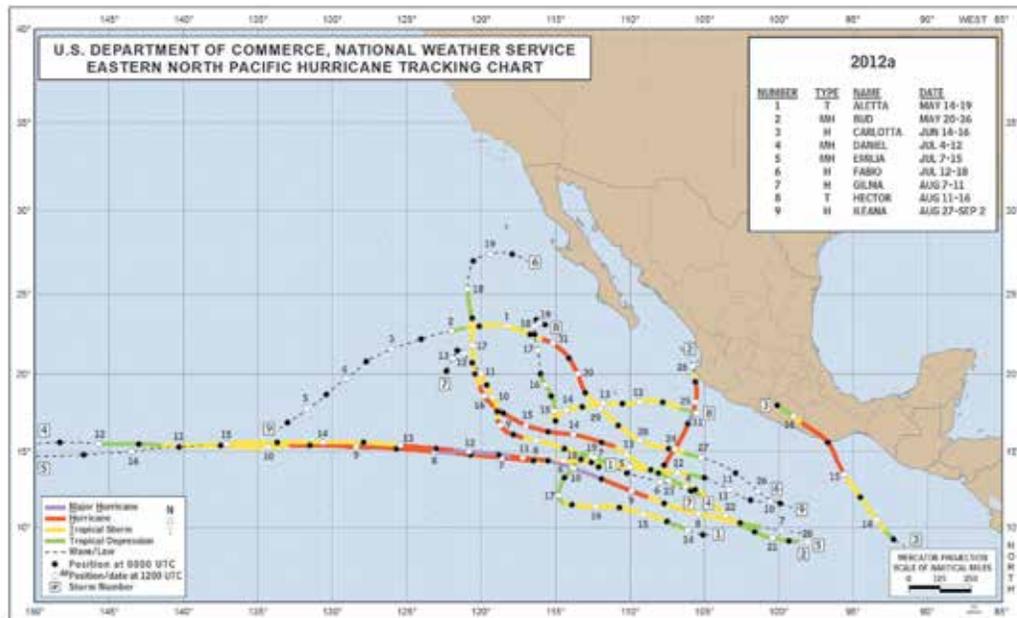
Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Hurricane Center (NHC).

Del total de 19 tormentas formadas durante el 2012 en las cuencas del Océano Atlántico y Caribe, solamente tres tuvieron efecto directo o indirecto en el incremento de lluvias a nivel nacional. La primera fue la Tormenta Tropical “Ernesto”, ubicada aproximadamente a 400 kilómetros hacia el noreste de Izabal, tuvo efectos de bandas nubosas favoreciendo el incremento de lluvias del 6 al 9 de agosto sobre regiones del Norte, Caribe, Franja Transversal de Norte y regiones del Sur. Asimismo, el 16 de ese mes pasó una Onda Tropical originaria de la Depresión Tropical “Helen”, generando nublados parciales a totales con lluvias en la mayor parte del territorio nacional. La tercera fue la “Súper” Tormenta Sandy, que llegó a convertirse en Huracán, la cual se formó el 18 de

octubre en aguas del Mar Caribe al Suroeste de Jamaica. La amplia circulación ciclónica de este evento favoreció viento del Nordeste e ingreso de humedad sobre el territorio nacional, con lluvias y lloviznas importantes en regiones del Norte, Caribe y Franja Transversal del Norte.

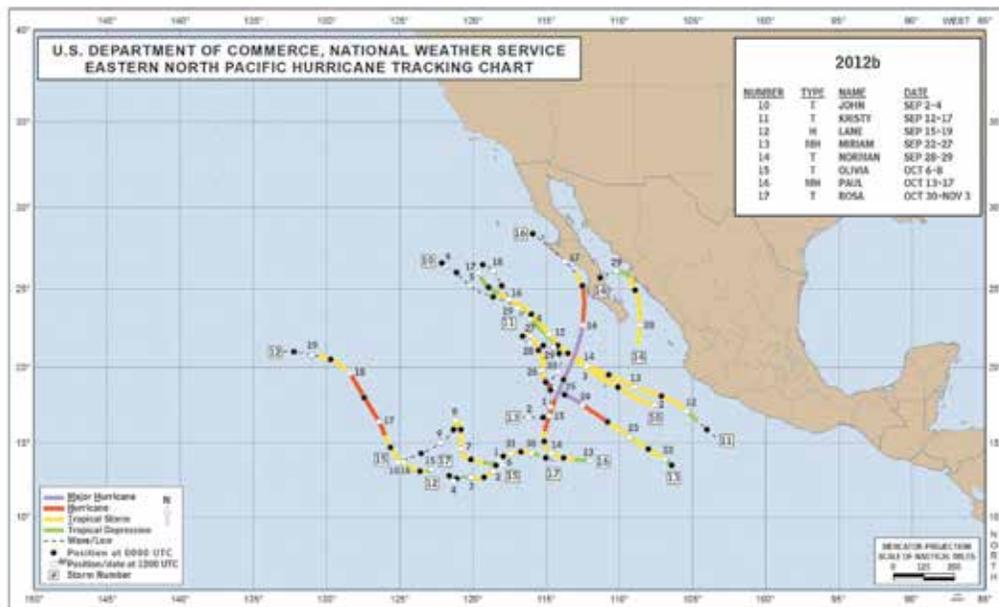
Por otro lado la actividad ciclónica en el Pacífico reportó 17 tormentas totales, de las cuales únicamente la Tormenta Tropical “Carlotta” que se formó entre el 14 y 16 de junio provocó inestabilidad e ingreso de humedad de ambos litorales favoreciendo lluvias en áreas de Occidente, Sur-occidente y hacia el Norte del país. La actividad ciclónica en el Océano Pacífico durante el año 2012 se muestra en las figuras 28(a) y 28(b).

Gráfica 28(a). Actividad ciclónica en la cuenca del Océano Pacífico durante el año 2012 en el período comprendido de mayo a agosto



Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Hurricane Center (NHC).

Gráfica 28(b). Actividad ciclónica en la cuenca del Océano Pacífico durante el año 2012 en el período comprendido de septiembre a octubre



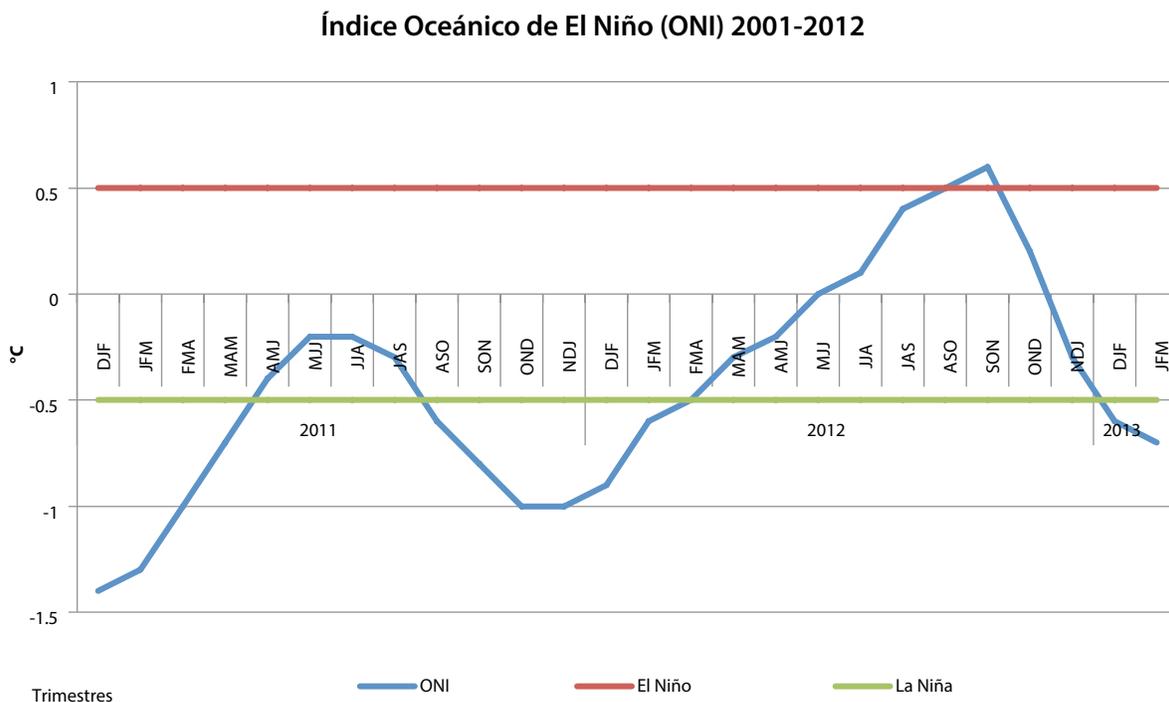
Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Hurricane Center (NHC).

2.2.2 El Niño Oscilación del Sur (ENOS)

Las condiciones de La Niña en el Océano Pacífico Tropical se mantuvieron de débiles a moderadas desde octubre del 2011 hasta principios de abril del 2012, fecha en que las condiciones pasaron a una fase de transición en condiciones neutras (ni El Niño ni La Niña), las cuales se mantuvieron hasta junio. Entre julio y septiembre, las temperaturas del mar superficial en el Pacífico Tropical alcanzaron valores correspondientes a un evento débil de El Niño, aunque la respuesta atmosférica correspondiente a tal evento no se desa-

rolló, en el territorio de Guatemala se redujeron las precipitaciones pluviales además de la presencia de la Canícula o Veranillo. Una respuesta atmosférica es necesaria para que los efectos de El Niño tengan impactos globales. A partir del mes de octubre hasta el final del año las temperaturas en la superficie del mar disminuyeron y se mantuvieron correspondientes a condiciones neutras. En la gráfica 29 puede observarse cómo evolucionó el fenómeno de El Niño durante el año 2012 a partir de las temperaturas en promedio trimestral en la superficie del mar del Océano Pacífico Tropical en la región denominada Niño 3.4.

Gráfica 29. Evolución de las temperaturas en promedio trimestral en la superficie del mar del Océano Pacífico Tropical, en la región denominada Niño 3.4.



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

La Administración Nacional Oceánica 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 (5°N-5°S, 120°-170°W). 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 cinco trimestres consecutivos o más. Por el contrario, cuando dichas anomalías tienen 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, mientras que El Niño presenta lo contrario, temperaturas elevadas y precipitaciones por debajo del promedio.

2.2.3 La Zona de Convergencia Intertropical (ZCI)

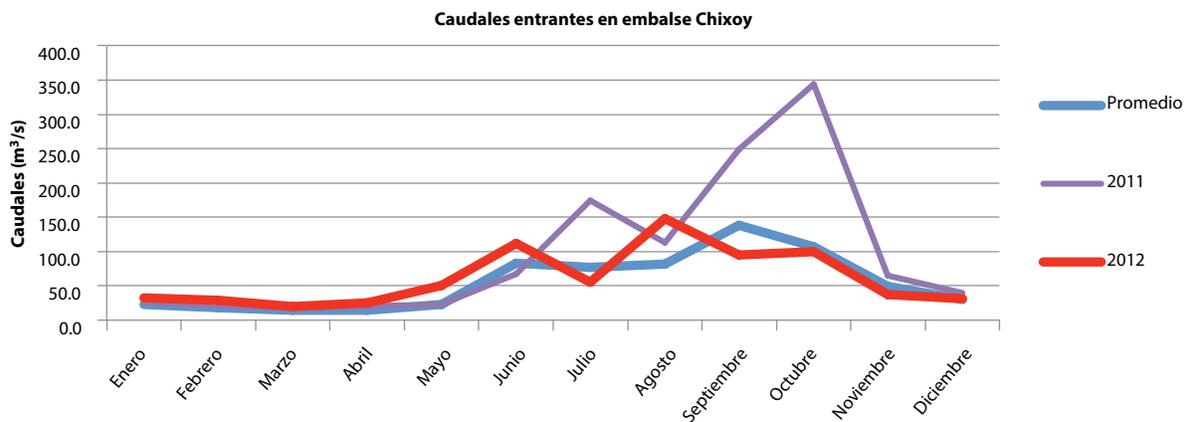
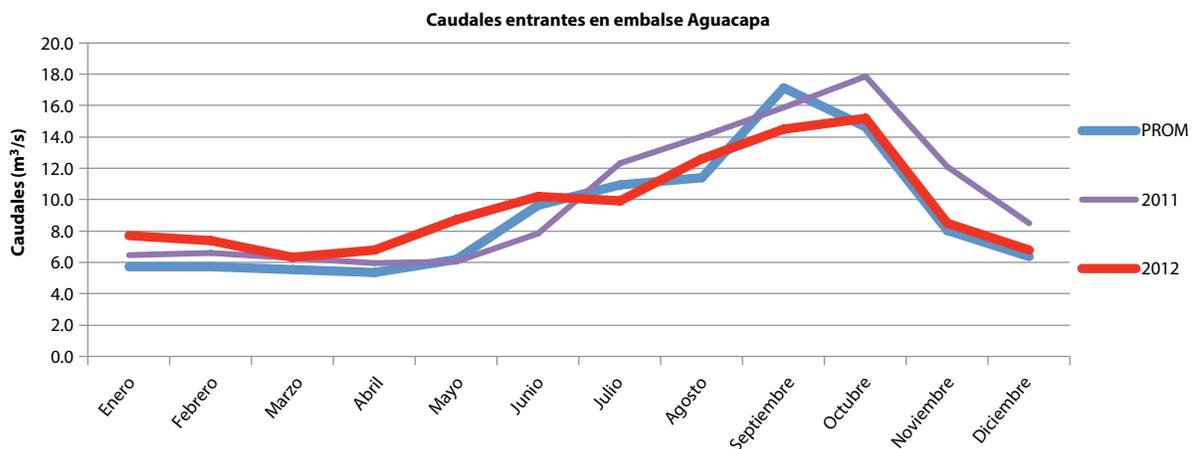
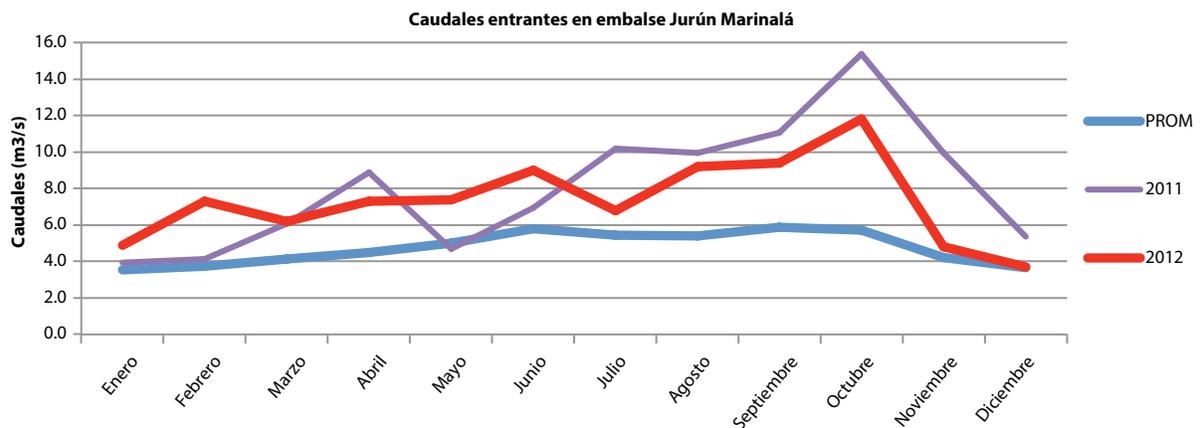
La Zona de Convergencia Intertropical (ZCI) es un cinturón que se forma a lo largo del Trópico y se debe a la confluencia de los vientos que soplan del Sureste con los del Noreste, que cargados de humedad forman sistemas de baja presión y nubosidad. La ZCI tiene un desplazamiento periódico el cual es inducido por los rayos solares, ubicándose sobre y bajo el ecuador durante el verano boreal y austral respectivamente. Durante el año 2012 este cinturón se ubicó sobre el territorio nacional provocando grandes acumulados de lluvias entre el 11 y el 23 de mayo. Asimismo, durante la segunda quincena del mes de junio bajas presiones asociadas al ZCI presentaron lluvias en la mayor parte del territorio nacional. Finalmente durante el mes de octubre el Pacífico se mantuvo muy inestable

debido a la proximidad nuevamente de la ZCI, lo cual tuvo como resultado acumulado de lluvias arriba del promedio en regiones del Sur del territorio nacional.

2.3 CAUDALES ENTRANTES A CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Como se describe en la sección 2.1 las precipitaciones correspondientes al año 2012 tuvieron variaciones durante el desarrollo de la época de lluvia en las distintas regiones del territorio nacional, como resultado el comportamiento hidrológico de los ríos que alimentan a las distintas centrales hidroeléctricas tuvo similitud de acuerdo a su ubicación geográfica. Es decir, que la hidrología de las centrales hidroeléctricas ubicadas en la Boca Costa se comportó de una manera semejante, lo mismo sucedió con las centrales localizadas a lo largo de la Franja Transversal del Norte y por otro lado las ubicadas dentro de la Meseta Central.

Analizando los caudales entrantes en los embalses de las centrales hidroeléctricas de Pueblo Viejo Chixoy (Chixoy), Jurún Marinalá y Aguacapa en la figuras 30(a), 30(b) y 30 (c), se puede observar que el año 2012 inició con caudales superiores al promedio histórico y a los caudales reportados durante el año 2011 (el cual fue un año con un episodio de La Niña), esto probablemente debido a que las lluvias generadas por la Depresión Tropical 12-E durante octubre del 2011 permitió que los mantos acuíferos se recargaran al final del mismo año, los cuales alimentaron los ríos en la época seca del 2012 durante los meses de enero a marzo. De manera similar se comportaron los meses de abril, mayo y junio, que además de ser influenciados por el fenómeno de La Niña, fueron afectados por frentes fríos, el acercamiento de la ZCI y la tercera Tormenta Tropical del Océano Pacífico, Carlotta, dando como resultados caudales por arriba del promedio histórico.

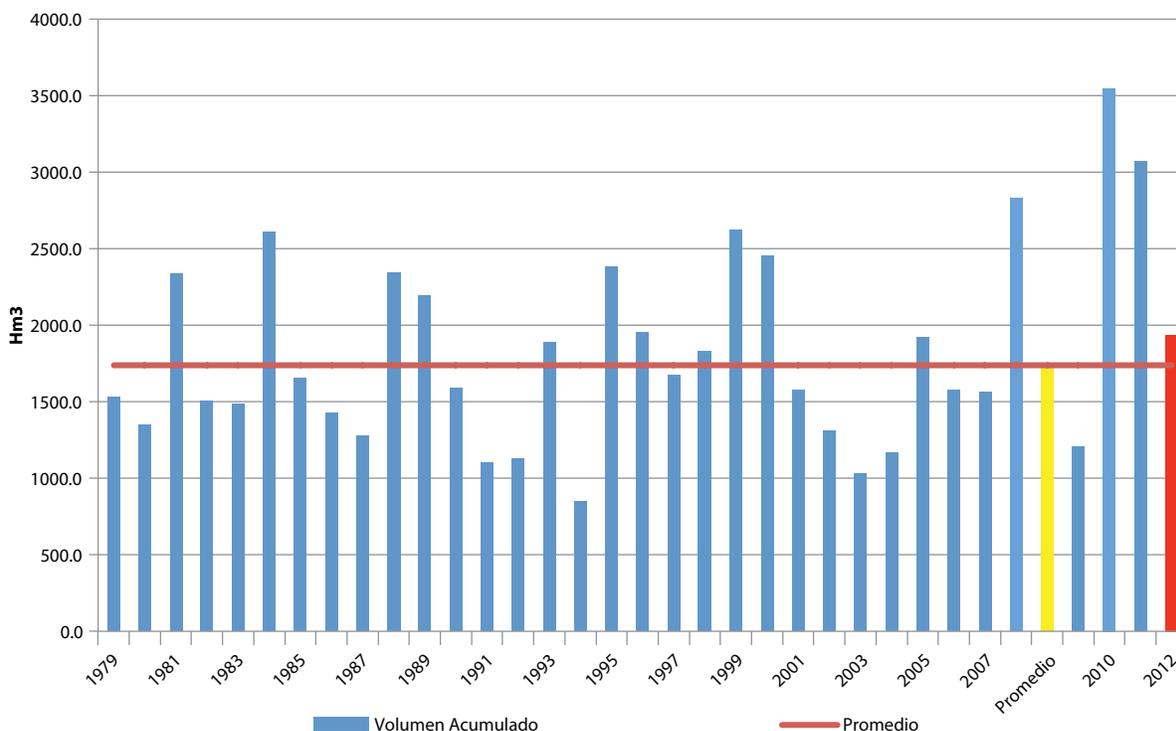
Gráfica 30(a). Caudales promedio (1979-2008) vrs Caudales 2011 y 2012, embalse Pueblo Viejo Chixoy

Gráfica 30 (b). Caudales promedio (1979-2008) vrs Caudales 2011 y 2012, embalse Aguacapa

Gráfica 30 (c). Caudales promedio (1979-2008) vrs Caudales 2011 y 2012, embalse Jurún Marinalá


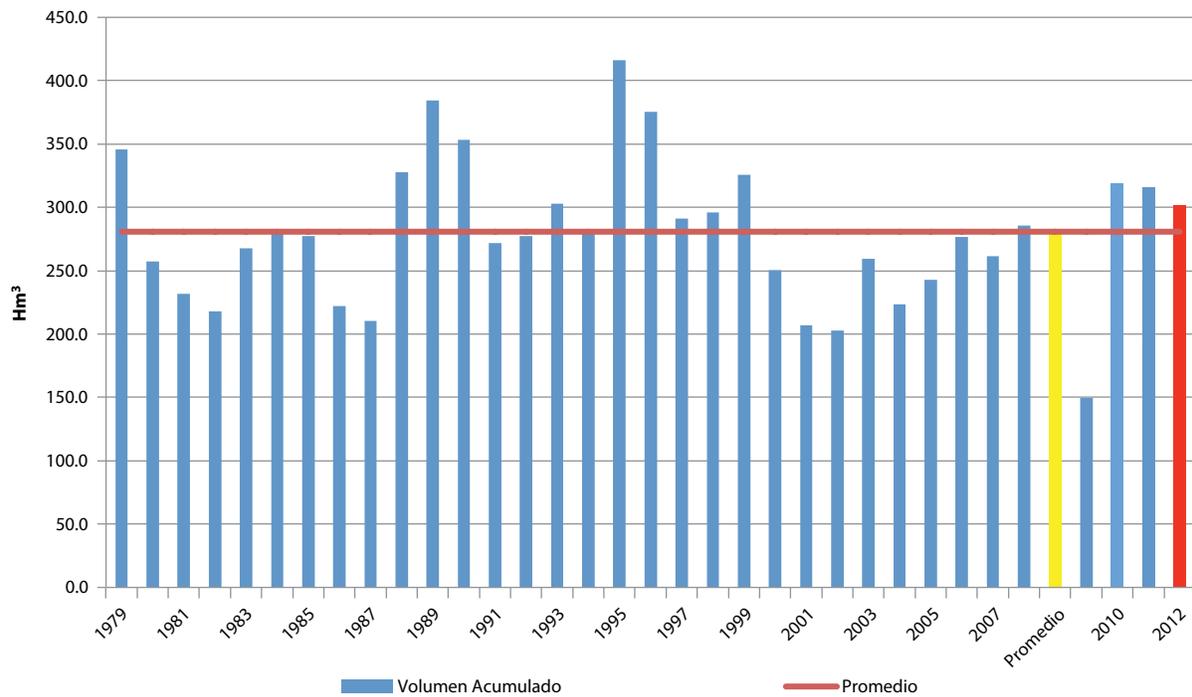
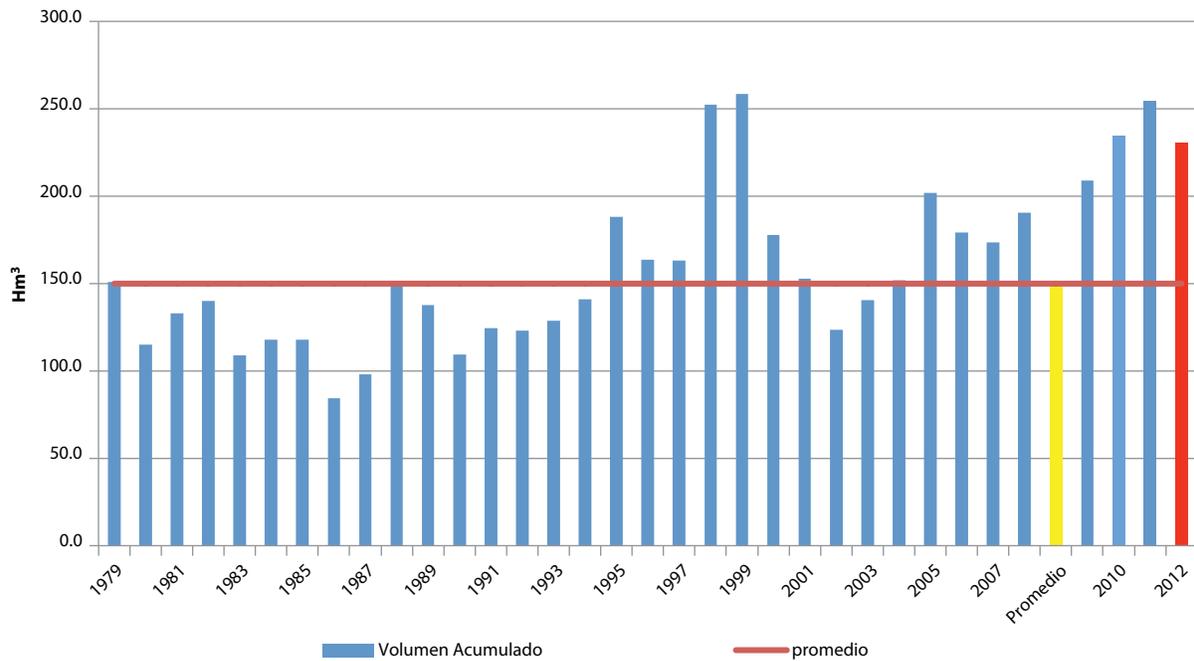
Asimismo los caudales durante el mes de agosto fueron influenciados por cuatro ondas tropicales y el paso de la tormenta Tropical Ernesto, como consecuencia, acumulados de lluvias y caudales por arriba del promedio en la mayor parte del territorio nacional. Por el contrario, el mes de julio se presentó una canícula de diez días, la cual tuvo como resultados caudales por debajo del promedio histórico en la gran mayoría de las centrales hidroeléctricas, con excepción de Jurún Marinalá, la cual tiene como embalse el lago de Amatitlán cuyo principal afluente es el río Villalobos, el cual recibe aportes de aguas residuales de 13 municipios de Guatemala en el transcurso del año, y por consiguiente existe un aporte hidrológico constante. Septiembre fue otro mes deficitario, ya que no tuvo influencia ciclónica. Es importante mencionar que históricamente este mes es el segundo máximo de

acumulado de lluvias a nivel nacional, sin embargo en el 2012 estos valores fueron por debajo del promedio histórico.

Al evaluar los volúmenes de agua total escurridos durante el año 2012 en los embalses de las centrales Chixoy y Aguacapa, se puede observar en las gráficas 31(a) y 31(b), que los mismos estuvieron muy aproximados al promedio, con una ligera tendencia sobre dichos valores, tal y como era esperarlo, ya que fue un año con registros de lluvias dentro del promedio histórico. Sin embargo en el caso de Jurún Marinalá este valor fue muy por encima del promedio histórico, ver gráfica 31(c). Como fue descrito anteriormente, el incremento de la población y por consiguiente las descargas de aguas residuales en el río Villalobos, hace que los caudales del mismo sean más estables en épocas secas.

Gráfica 31(a). Volumen promedio (1979-2008) vrs volúmenes 2011 y 2012, embalse Pueblo Viejo Chixoy



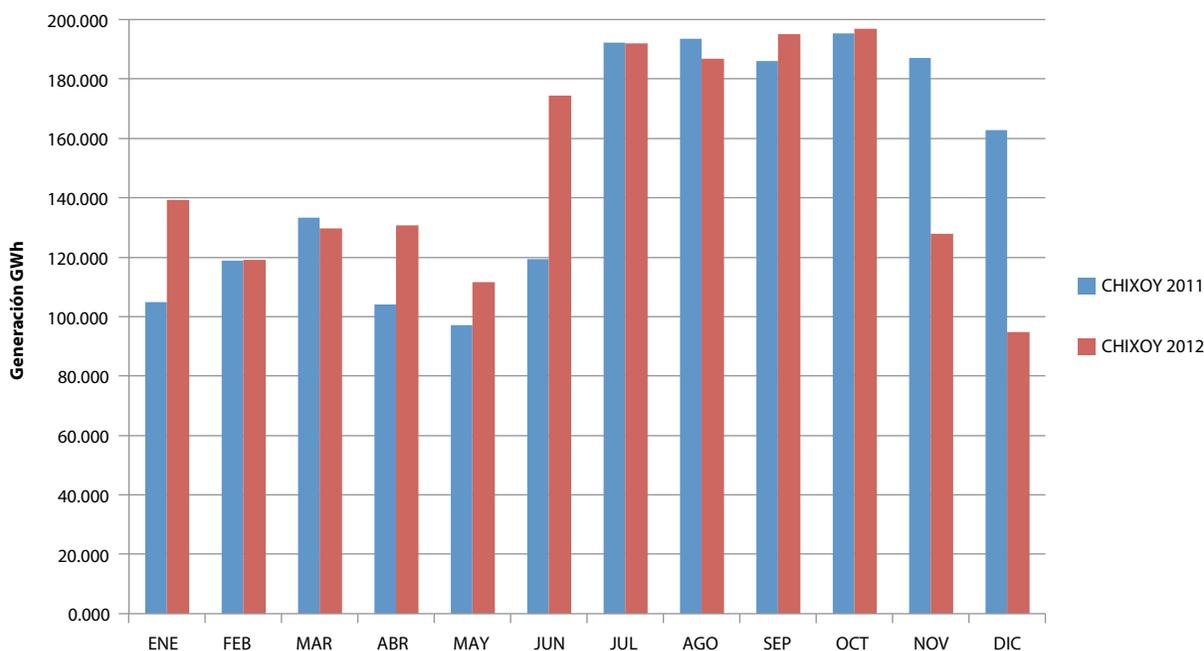
Gráfica 31(b). Volumen promedio (1979-2008) vrs volúmenes 2011 y 2012, embalse Aguacapa

Gráfica 31(c). Volumen promedio (1979-2008) vrs volúmenes 2011 y 2012, embalse Jurún Marinalá


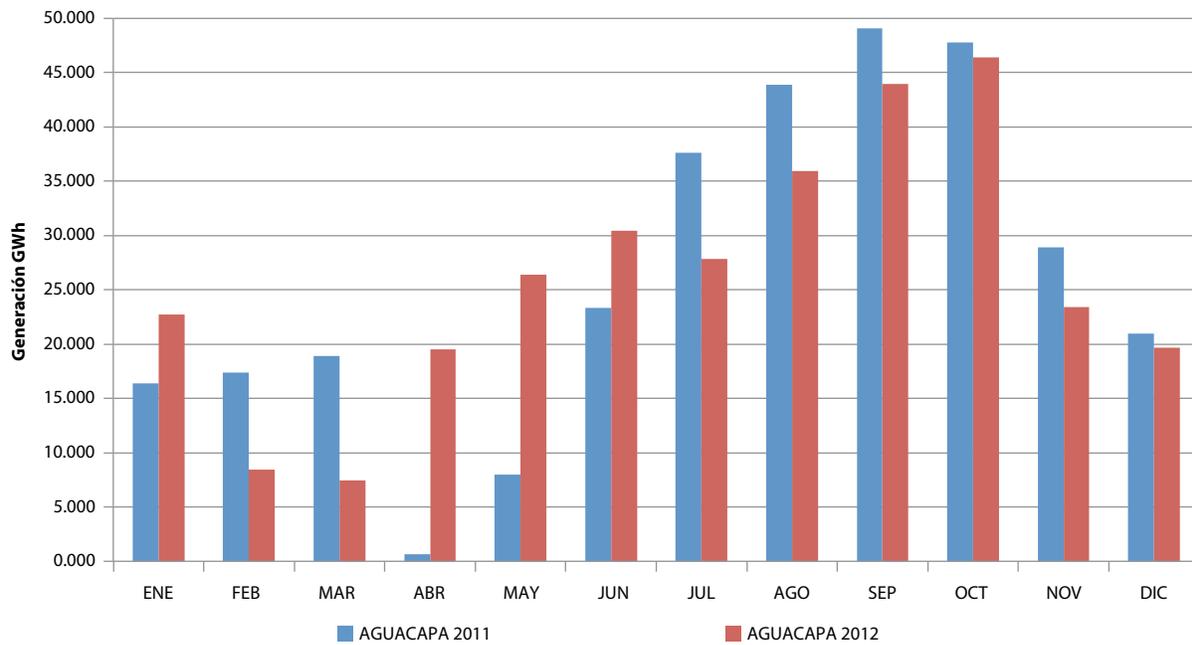
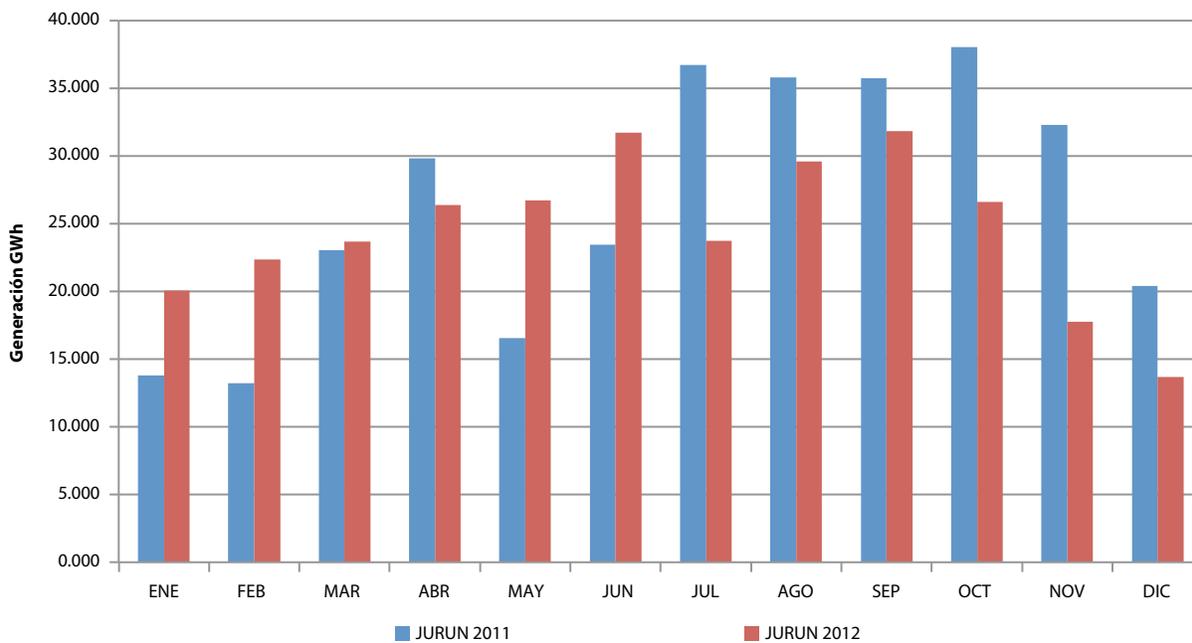
2.4 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 2012

Derivado de la distribución en el tiempo y en el espacio de las precipitaciones pluviales durante el año 2012 descritas en las secciones 2.1, 2.2 y 2.3, la generación hidroeléctrica tuvo un comportamiento proporcional, principalmente en las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación diaria y las a filo de agua. Además, en el 2012 la generación energética a nivel nacional tuvo mayor participación de fuentes hidráulicas debido a la incorporación de nuevas centrales, como lo es el caso de Palo Viejo (87 MW), Santa Teresa (16.6 MW) y Choloma (9.7 MW), estas últimas dos con su primer año generando durante 12 meses.

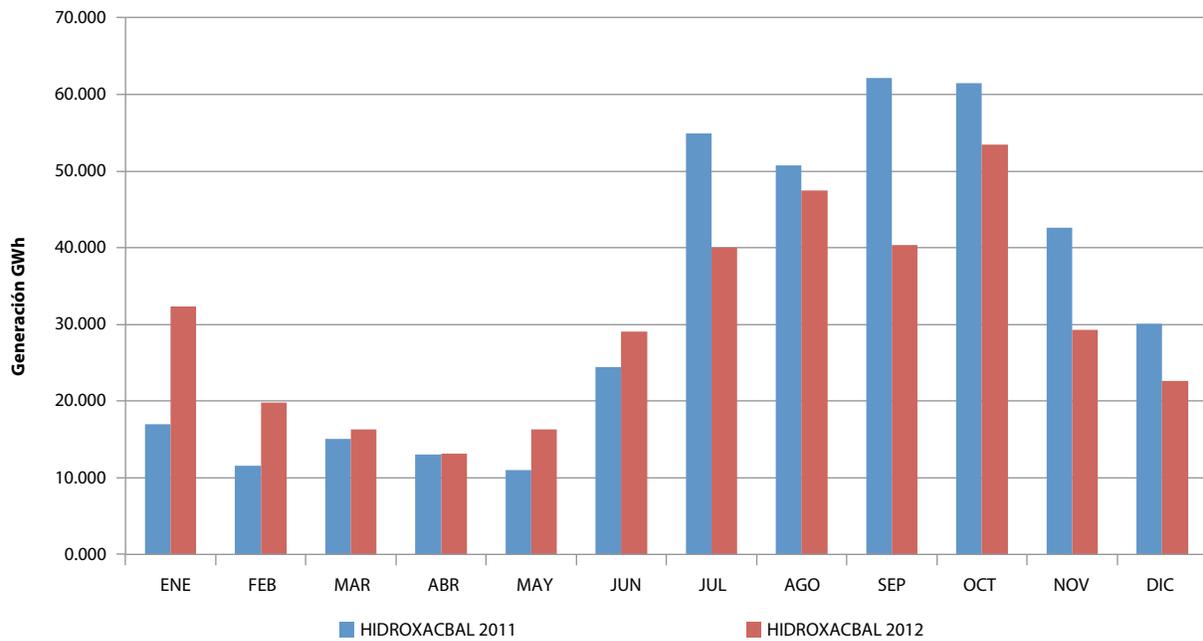
Como puede observarse en las figuras 32(a), 32(b), 32(c), 32(d) y 32(e), a lo largo del primer semestre la energía por central hidroeléctrica fue mayor mensualmente en comparación con la del año 2011, ya que las condiciones climáticas eran favorables debido a la Depresión Tropical 12-E en octubre del 2011 y al episodio de La Niña presente. La excepción a esta tendencia de generación son las centrales hidroeléctricas de Chixoy y Aguacapa, la primera debido a que al tener un embalse de regulación anual la energía puede generar en ciertos momentos de acuerdo a los requerimientos de la demanda nacional del sistema y a las condiciones hidro-meteorológicas previstas. Mientras que la de Aguacapa, su generación fue muy baja durante los meses de febrero y marzo, ya que debido a trabajos de mantenimiento estuvo fuera de operación desde el 13 de febrero hasta el 23 de marzo.

Gráfica 32(a). Generación mensual central hidroeléctrica Chixoy 2011-2012

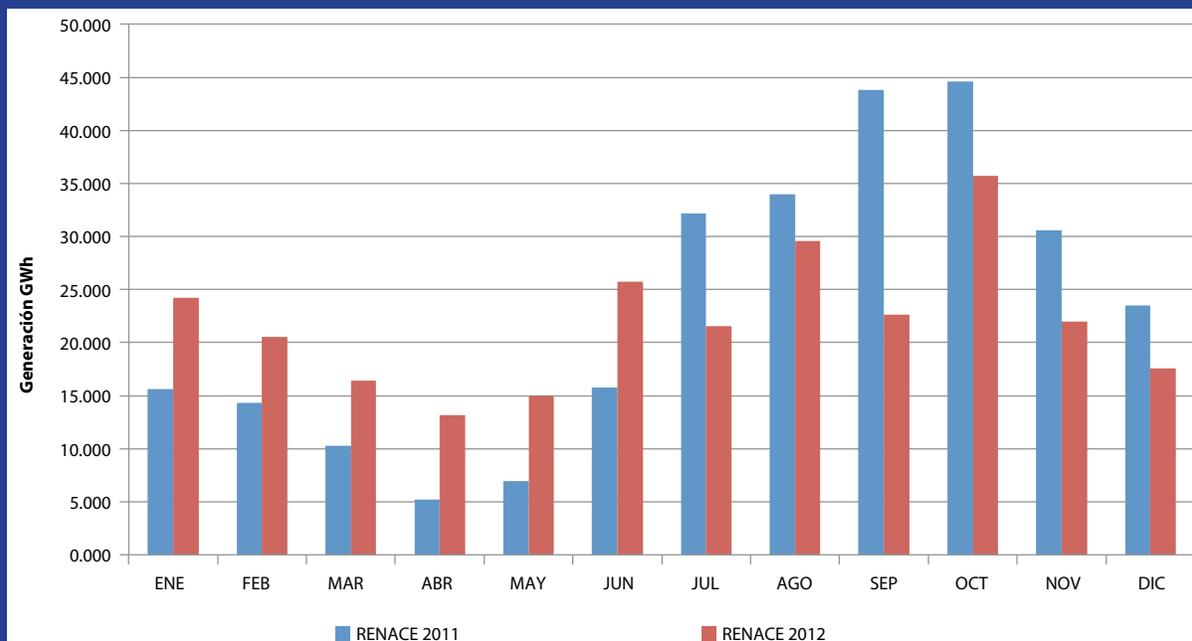


Gráfica 32(b). Generación mensual central hidroeléctrica Aguacapa 2011-2012

Gráfica 32(c). Generación mensual central hidroeléctrica Jurún Marinalá 2011-2012


Gráfica 32(d). Generación mensual central hidroeléctrica Xacbal 2011-2012



Gráfica 32(e). Generación mensual central hidroeléctrica Renace 2011-2012



Sin embargo a partir del mes de julio con la llegada de la canícula y la transición del fenómeno La Niña a condiciones neutras, las precipitaciones se redujeron y por consiguiente la generación hidroeléctrica. Nuevamente la central Chixoy con su embalse de regulación anual tuvo la capacidad de seguir generando de acuerdo a la demanda del sistema nacional.

En general del total energía generada durante el año calendario (enero-diciembre) 2012, 50.96% fue generada a partir de energía hidráulica, mientras que durante la época de lluvia (mayo-octubre), la misma correspondió al 60.42%. Comparado con la generada en el año calendario y época de lluvia del 2011, las cuales fueron de 50.26% y 57.8% respectivamente, vemos que la producción total anual en el 2011 fue prácticamente la misma comparada con la del 2010, mientras que la generada durante la época de lluvia aumentó 2.62 puntos. En la sección 1 se describe en detalle cómo estuvo conformada la matriz energética y la

producción de energía durante el 2012. Las diferencias entre la energía total generada durante los años calendario y las épocas de lluvia, en los años 2011 y 2012, se debió a la variación hidrológica mensual, el ingreso de nuevas centrales hidroeléctricas y la salidas de operación de algunas durante eventos extremos como lo fue el caso de la Depresión Tropical 12-E, que dejó sin generar por varios días 232MW de potencia hidráulica instalada.

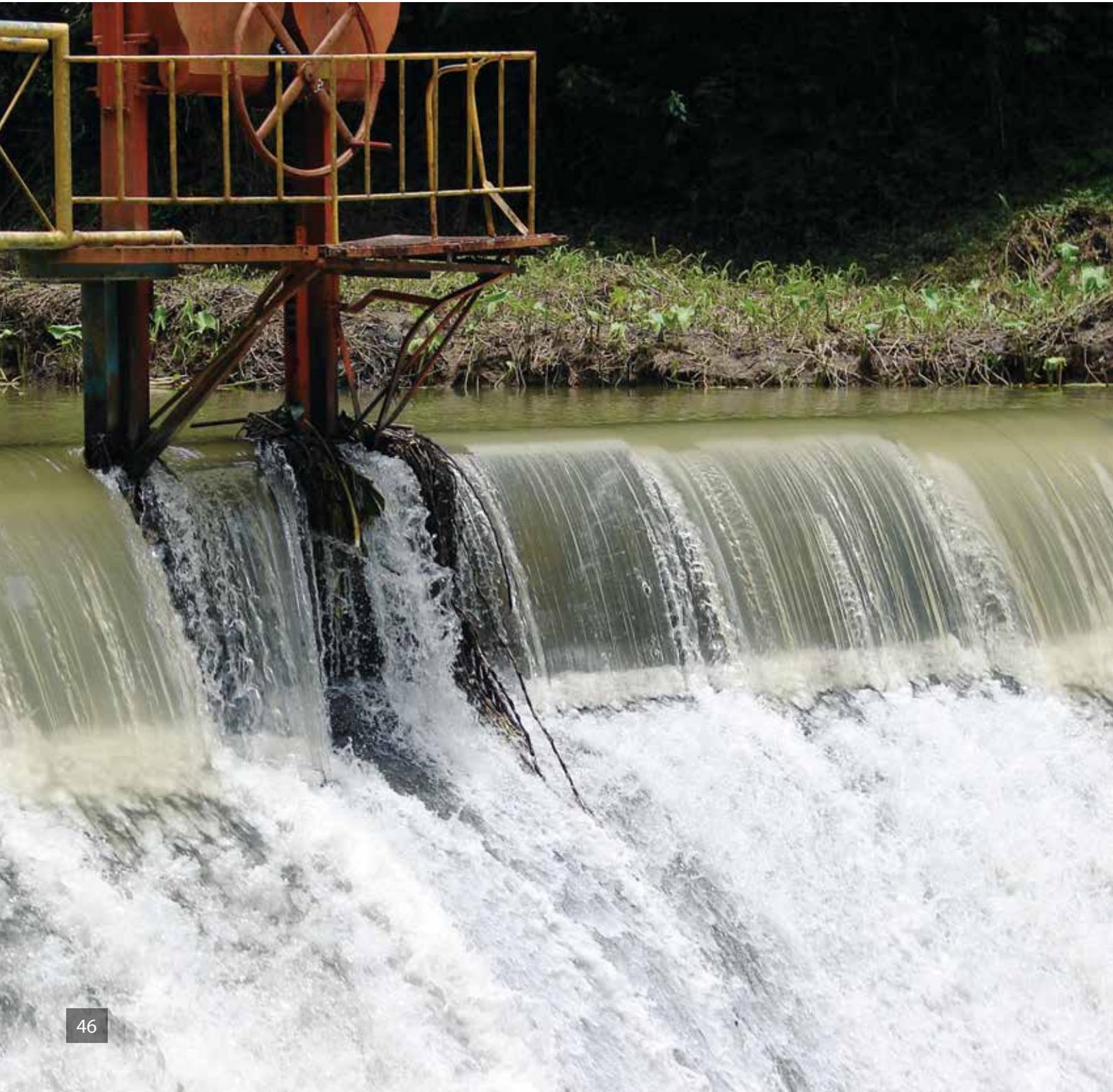
Al comparar los valores de la figura 33, entre el 2011 y el 2012 el Factor de Planta (FP) de 16 centrales hidroeléctricas, las cuales representan más del 93% de la potencia hidráulica instalada a nivel nacional, podemos observar que: (i) 12 presentaron pequeñas variaciones dentro del rango de 0 a ± 4 puntos porcentuales, (ii) dos presentaron un incremento superior a 10 puntos, Los Esclavos y El Recreo, las cuales fueron afectadas durante el 2011 por la Depresión Tropical 12-E, quedando fuera de operación, y (iii) dos disminuyeron 5.5 puntos, siendo estas Jurún Marinalá y Matanzas.

Gráfica 33. Factor de planta y generación anual de energía de centrales hidroeléctricas en Guatemala para los años 2011 y 2012



Lo descrito en el párrafo anterior nos revela que un año con lluvias copiosas o eventos extremos debido a la actividad ciclónica o el fenómeno de La Niña, no significa necesariamente un año con la máxima generación de energía, esto debido a que el incremento de arrastre de sedimentos e

inundaciones pueden afectar la infraestructura de ciertas centrales hidroeléctricas dejándolas fuera de operación en algunos casos. Además, los efectos derivados de estos eventos pueden tener por consiguiente el incremento de los costos de Operación y Mantenimiento.





3. Demanda

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



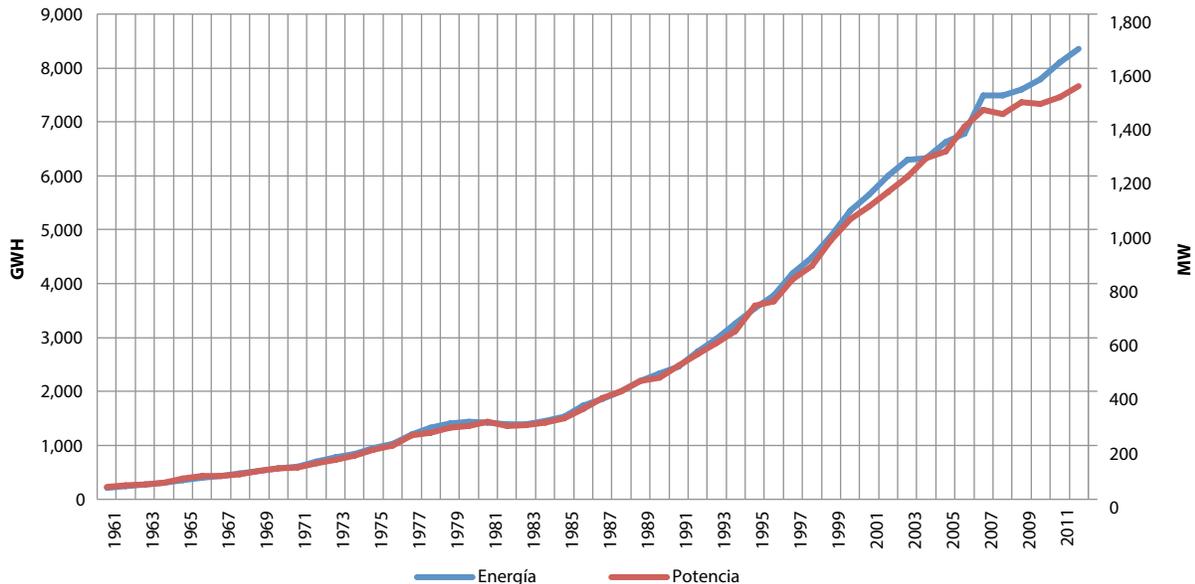
3.1 ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA

Desde sus inicios, el Sistema Nacional Interconectado (SINI) ha experimentado un constante crecimiento de la demanda de potencia y energía eléctrica, con excepción de los años 1982, 2008 y 2010. El hecho que la demanda de potencia y energía eléctrica crezcan año con año, se debe a

que las condiciones de la sociedad moderna así lo requieren, consecuentemente la energía eléctrica se ha convertido en uno de los principales motores de desarrollo para el país.

A continuación la gráfica número 34 muestra el comportamiento de la demanda histórica de potencia y energía del SINI, tomando en cuenta el período comprendido del año 1961 al 2012. La gráfica muestra un crecimiento constante la mayor parte del tiempo.

Gráfica 34. Demanda histórica de potencia y energía del SINI



De la gráfica anterior, se puede observar que de 1961 a 1981 el requerimiento de potencia tuvo un crecimiento constante que en promedio fue de 8.65%, en los años 1965 y 1977 donde se observó un crecimiento considerable de 18.42% y 15.47% respectivamente; por el contrario en los años 1971 y 1980 el crecimiento aumentó por debajo del promedio con un 2.52% y 2.79% respectivamente.

De 1982 a 1995, el crecimiento interanual promedio fue de 6.22%, sin embargo cabe mencionar que en el año 1982 el requerimiento de potencia disminuyó considerablemente en un 5.98%, posiblemente por el difícil momento político y so-

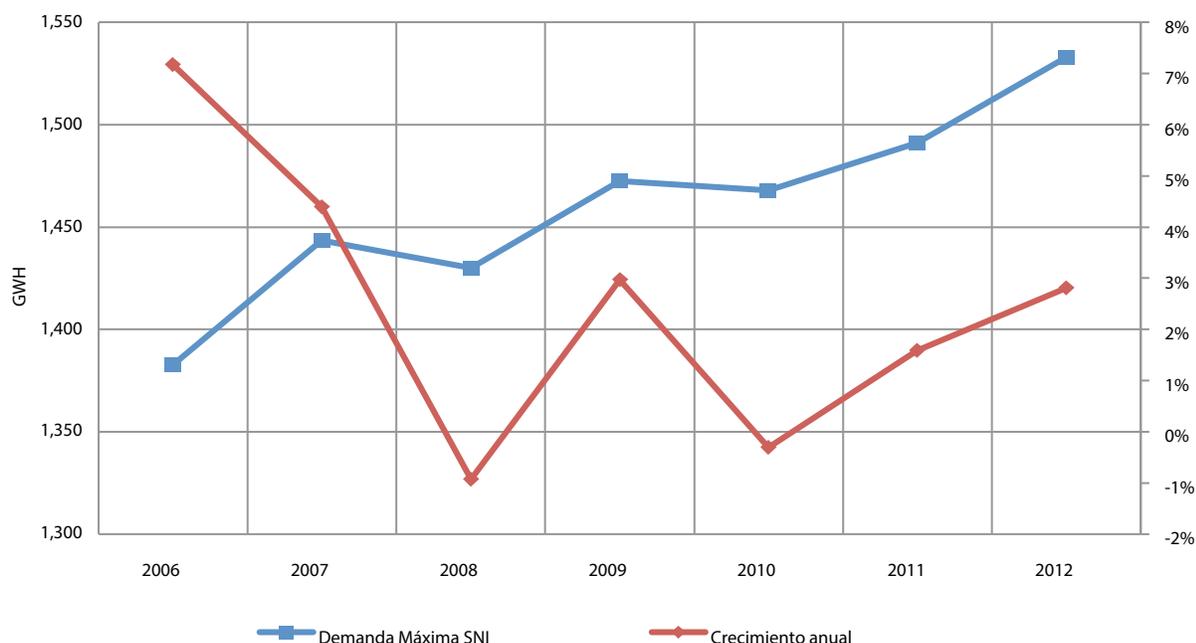
cial que vivía Guatemala en ese momento con un golpe de estado militar y un conflicto armado interno en uno de sus puntos más álgidos. En 1987, se hace notar nuevamente una tendencia de crecimiento de un 10.73%, debido a que la economía se empieza a estabilizar con la llegada de un nuevo gobierno elegido democráticamente.

En 1996, se emite la Ley General de Electricidad, suceso que se cataloga de mucha importancia para el subsector eléctrico de Guatemala, a partir de este año en donde se reforma el subsector eléctrico, se observa nuevamente un crecimiento sostenido de la demanda potencia y energía. Es hasta el 2009, que debido a la crisis económica mundial que se

generó en el 2008 impactando la región, que el requerimiento de potencia disminuyó a un 0.94%, y para el año 2010 la disminución fue de 0.31%. Para el año 2011, la economía se empieza a estabilizar nuevamente y el crecimiento promedio interanual del requerimiento de potencia fue de 4.42%.

La gráfica 35 muestra la demanda máxima de potencia del SIN y su crecimiento interanual para el período comprendido del 2006 al 2012.

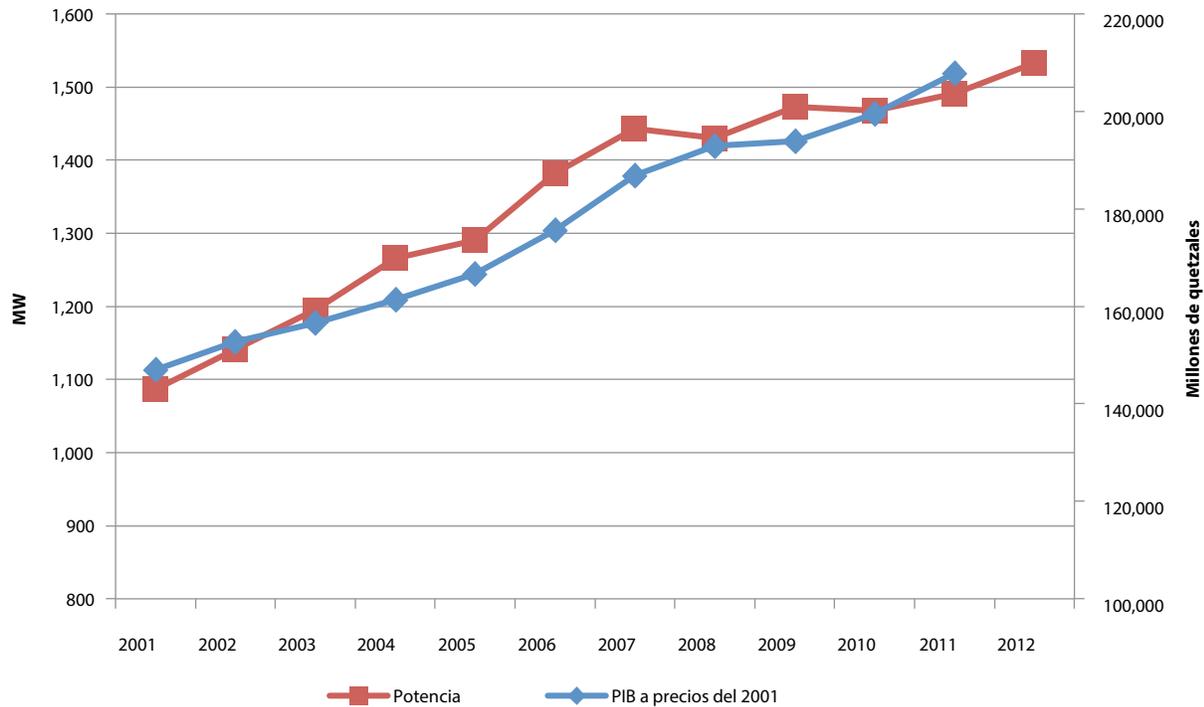
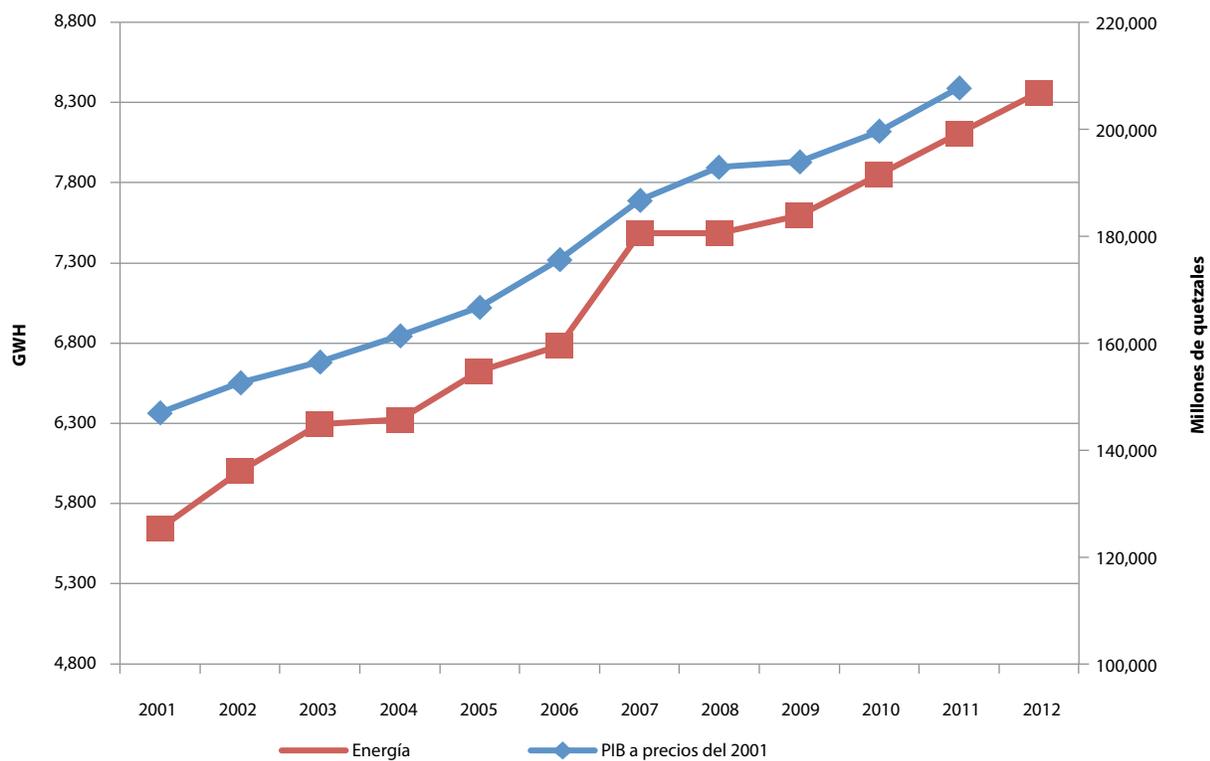
Gráfica 35. Demanda máxima anual de potencia SNI (MW) 2006-2012 y crecimiento porcentual anual de la demanda de potencia



De acuerdo con los datos que muestra la gráfica anterior, se puede observar una tendencia al alza en la demanda máxima del SIN. Para el 2012 dicho crecimiento fue de 2.80%, año en que la misma fue de 1,532.97 MW. El crecimiento de la demanda máxima de potencia entre el 2006 y el 2007 muestra su mayor pico con un 7.17%, y entre los años 2008 y 2009 se observa el menor crecimiento con un 0.93%.

Las gráficas 36 y 37 muestran que tanto la demanda de potencia como la demanda de energía tienen correlación con el Producto Interno Bruto (PIB), es decir que el crecimiento del PIB se ve reflejado por el consumo de potencia y energía eléctrica, por lo tanto cuando el PIB se incrementa también existe un incremento en la demanda de potencia y energía (opuesta cuando la p y la e aumenta el PIB también).



Gráfica 36. Demanda de potencia - PIB

Gráfica 37. Demanda de energía - PIB


Existe una serie de factores en la actividad económica que pueden influir sobre el crecimiento de la demanda de potencia y energía del SNI, entre los cuales se pueden mencionar: la estabilidad en el nivel general de precios, estabilidad en el tipo de cambio, fortalecimiento del mercado interno, desempeño de la política fiscal, precio internacional del petróleo, precios de los combustibles, niveles de las tasas de interés (internas y externas), entre otros.

Como se puede observar en las gráficas anteriores, existe una relación directa entre el PIB y la demanda de potencia y energía, ya que si la actividad económica del país se encuentra en aumento esta demanda también tiene una tendencia al alza del PIB. Es importante mencionar que muchas de las proyecciones que se realizan sobre el crecimiento económico que se espera en el país, se hacen en base a las series del cre-

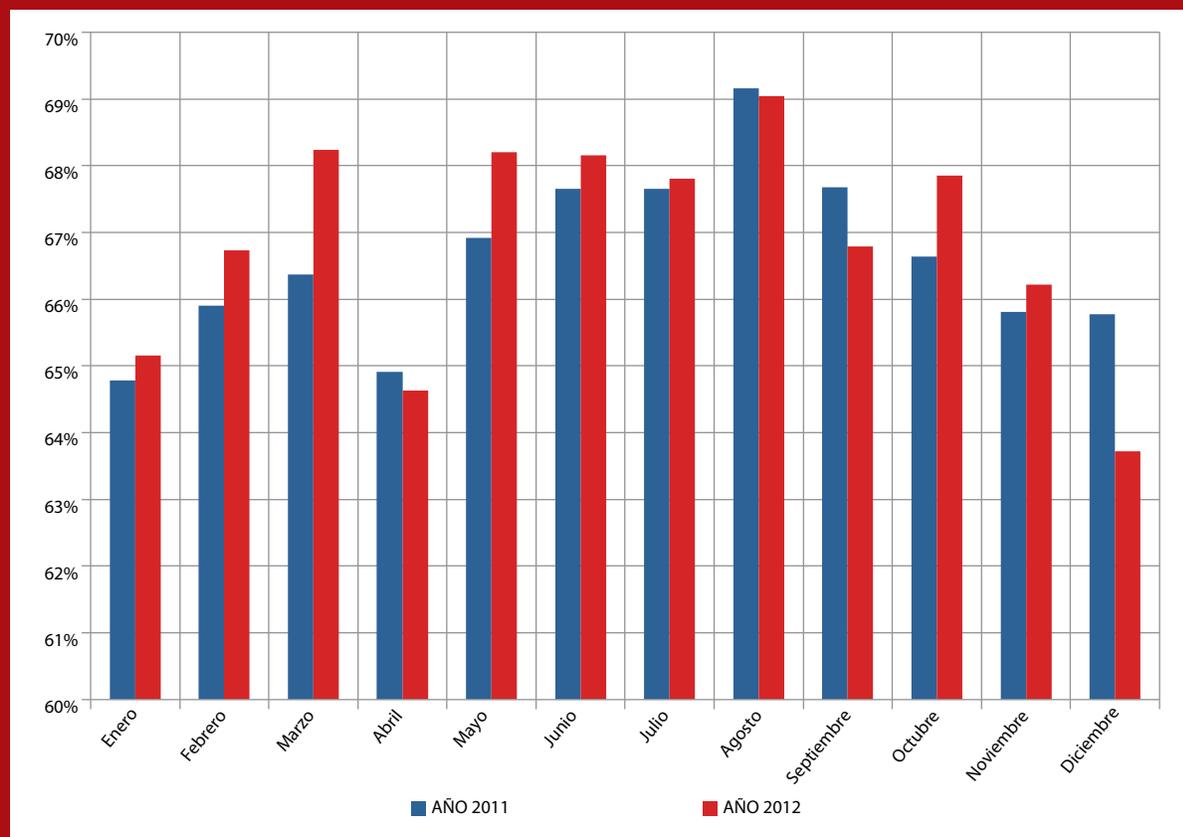
cimiento interanual de la demanda de potencia y de energía.

En la gráfica 37 se puede observar que la demanda de energía se incrementó en 3.08% con respecto a la del año 2011. La gráfica 36 que corresponde a la demanda de potencia, muestra un incremento de 2.80% para el 2012 en comparación con la observada en el 2011.

En la gráfica 38, se puede observar que el factor de carga para la mayor parte del año tuvo una tendencia al alza, lo cual indica que hubo un uso más eficiente del –SNI–.

Es muy importante mencionar que el factor de carga representa la proporción en la que se usa la capacidad instalada del –SNI– y de acuerdo a los datos que muestra la gráfica 39 el mismo para el año 2012 tuvo un crecimiento con respecto al año 2011.

Gráfica 38. Factor de carga mensual del SNI años 2011 y 2012

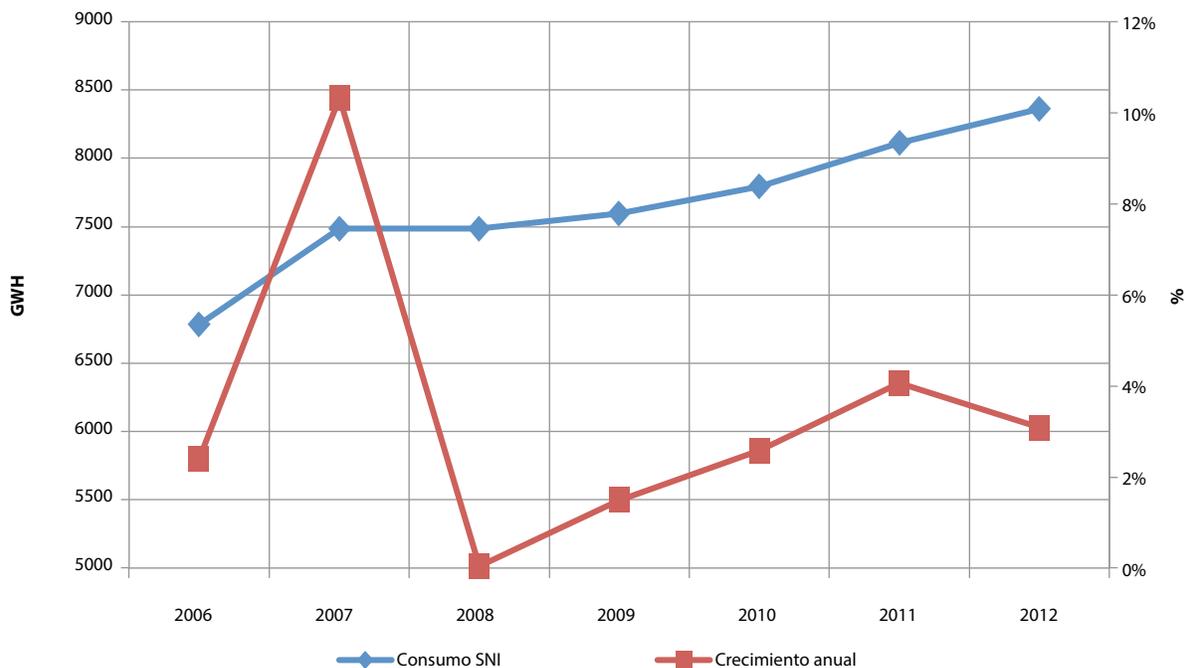


De acuerdo al comportamiento del factor de carga durante el año 2012, que muestra la gráfica anterior, se puede indicar que diciembre fue el mes con el menor valor siendo de 0.6372; el mes con el mayor valor fue agosto con un 0.6905. Para el año 2011 el promedio del mismo fue de 0.6660 y para el año 2012 fue de 0.6688, lo cual indica el

uso del –SNI– mejoró ya que el crecimiento del factor de carga del 2011 respecto del 2012 fue de 0.0027.

La gráfica número 39, muestra el consumo anual de energía y su crecimiento para el período comprendido del 2006 al 2012.

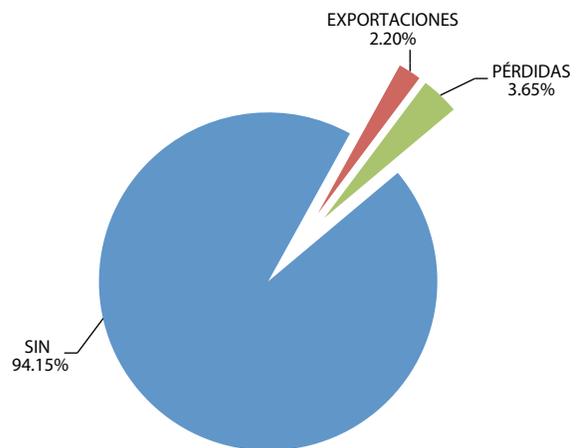
Gráfica 39. Consumo total anual de energía SNI (GWh) 2006-2012 y crecimiento porcentual anual del consumo de energía



De acuerdo con los datos que presenta la gráfica anterior, el consumo total anual de energía del –SNI– muestra para el año 2007 un máximo crecimiento de 10.33%, mientras que para el año 2008 muestra su menor crecimiento con un 0.04%. El consumo de energía para el año 2012 fue de 8361.46 GWh y el crecimiento que hubo entre los años 2011 y 2012 corresponde a 3.08%.

En la gráfica 40, se observa que el consumo total de energía del –SNI– durante el año 2012 asciende a 8,361.46 GWh, de los cuales el 94.15% corresponde al consumo de energía, el 3.65% fueron pérdidas y el 2.20% corresponde a la energía exportada.

Gráfica 40. Consumo total de energía



3.2 DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO MAYORISTA

El Mercado Mayorista –MM–, es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan entre agentes del mercado.

El despacho de las unidades de generación debe ser a mínimo costo y debe considerarse como demanda a cubrir la correspondiente a los Participantes Consumidores y como oferta a despachar la correspondiente a los Participantes Productores. Cabe mencionar que los Participantes Consumidores para propósitos de coordinación operativa y comercial, son los Distribuidores, Comercializadores, Exportadores y Grandes Usuarios y los Participantes Productores son los Generadores, Comercializadores e Importadores.

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 –MM–.

3.2.1 Potencia

El Distribuidor, Gran Usuario y Exportador están obligados a cubrir la totalidad de su Demanda Firme mediante contratos de potencia que estén respaldados plenamente con Oferta Firme Eficiente. Es decir que el requerimiento mínimo de potencia que los Participantes Consumidores deben contratar, es el equivalente a su Demanda Firme.

Se conoce como Demanda Firme a la Demanda de potencia calculada por el Administrador del

Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor o Gran Usuario. Esta demanda de Potencia del consumidor será la coincidente con la Demanda Máxima Proyectada para el –SNI– y deberá tenerla cubierta mediante contratos de potencia, en el Año Estacional correspondiente.

Es importante y necesario contratar la Demanda Firme, debido a que con esto se asegura cubrir sus necesidades de consumo cuando el –SNI– está operando en condiciones de máxima demanda, es decir que cuando se tenga la Demanda Máxima del Sistema, ésta pueda ser cubierta sin ningún riesgo.

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 –MM–, debiendo informar al AMM las modalidades de abastecimiento que haya seleccionado de acuerdo a los contratos tipo habilitados en el –MM– mismo 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 2012

Los Participantes Consumidores representan el mayor porcentaje del total de la demanda de energía y potencia del –SNI–, en las siguientes gráficas se presentan los resultados sobre los requerimientos de potencia y energía eléctrica durante el periodo correspondiente al año 2012.

3.3.1 Distribuidores

Los Distribuidores son Agentes del –MM– 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 –MM– 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 or-

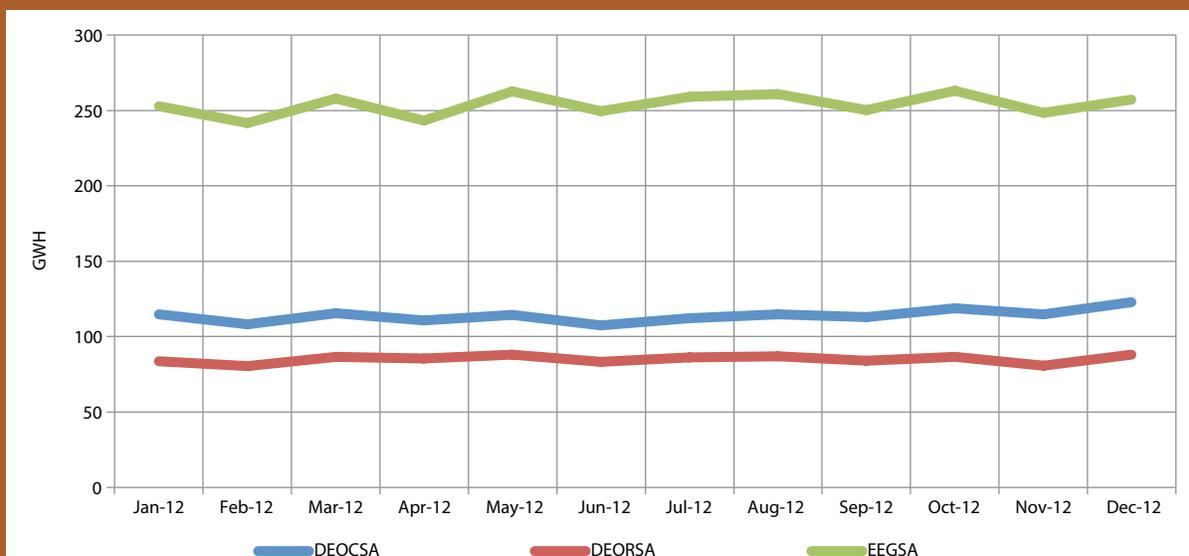
den: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Distribuidora de Occidente, S.A. (DEOCSA) y Distribuidora de Oriente, S.A. (DEORSA).

a. Requerimiento de energía para el año 2012

Para dar cumplimiento al Decreto 96-2000 del 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.

La gráfica 41 muestra la energía total demandada (Tarifa Social y No Social), que corresponde a los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA durante el periodo 2012.

Gráfica 41. Energía total demandada (tarifa social y no social)

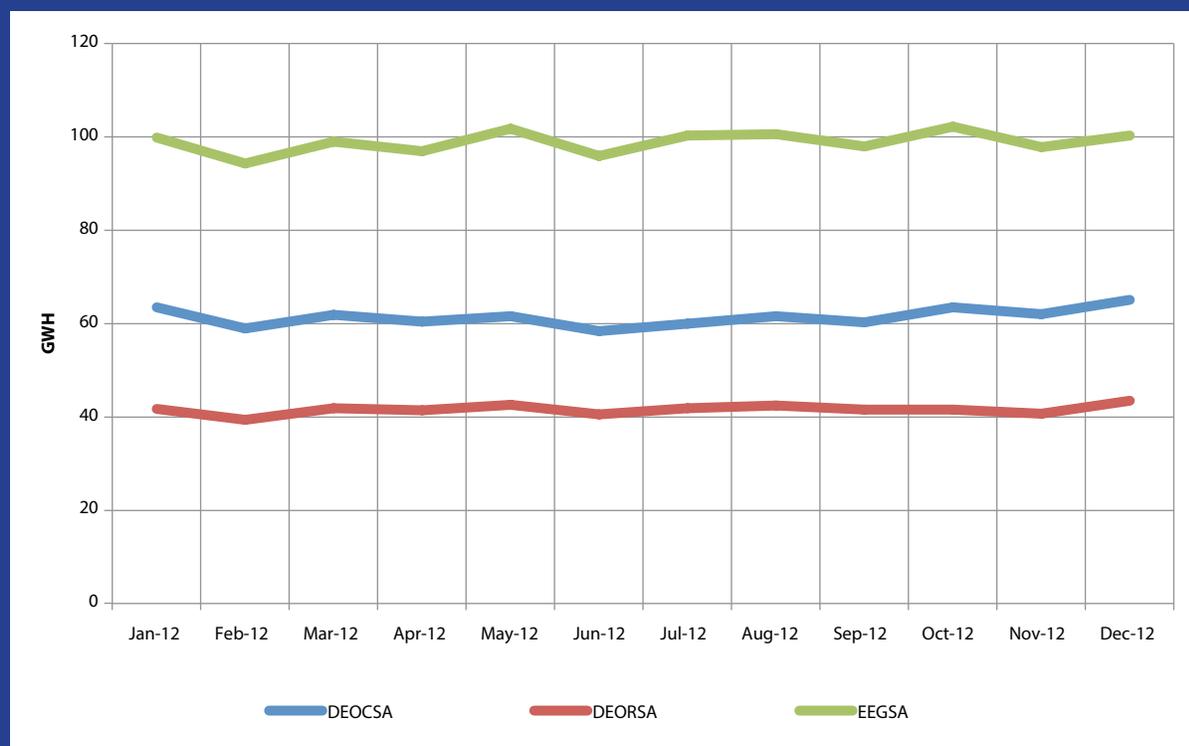


Para analizar la gráfica anterior, se iniciará por indicar que el consumo promedio mensual de EEGSA correspondiente al año 2012 fue de 253.93 GWh, lo que equivale a un 3% más de consumo promedio mensual de energía en comparación con el que se observó en el 2011. Para DEOCSA el consumo promedio mensual de energía para el 2012 fue de 114.04 GWh, siendo un 6% mayor al consumo promedio mensual del año 2011. Por su parte DEORSA tuvo un consumo promedio mensual de energía de 85.07 GWh, lo que equivale a un 4% de crecimiento con respecto al consumo promedio mensual observado en el 2011.

En el periodo del año 2012, EEGSA consumió un total de 3,047.21 GWh, DEOCSA 1,368.14 GWh y DEORSA 1,020.82 GWh. Los meses identificados con un consumo máximo de energía por parte de los Distribuidores, son octubre para EEGSA, diciembre para DEOCSA y mayo para DEORSA.

A continuación las gráficas 42 y 43 presentan la energía demandada de cada distribuidor, que corresponden a la Tarifa Social y No social respectivamente, los valores están registrados mensualmente y corresponden al 2012.

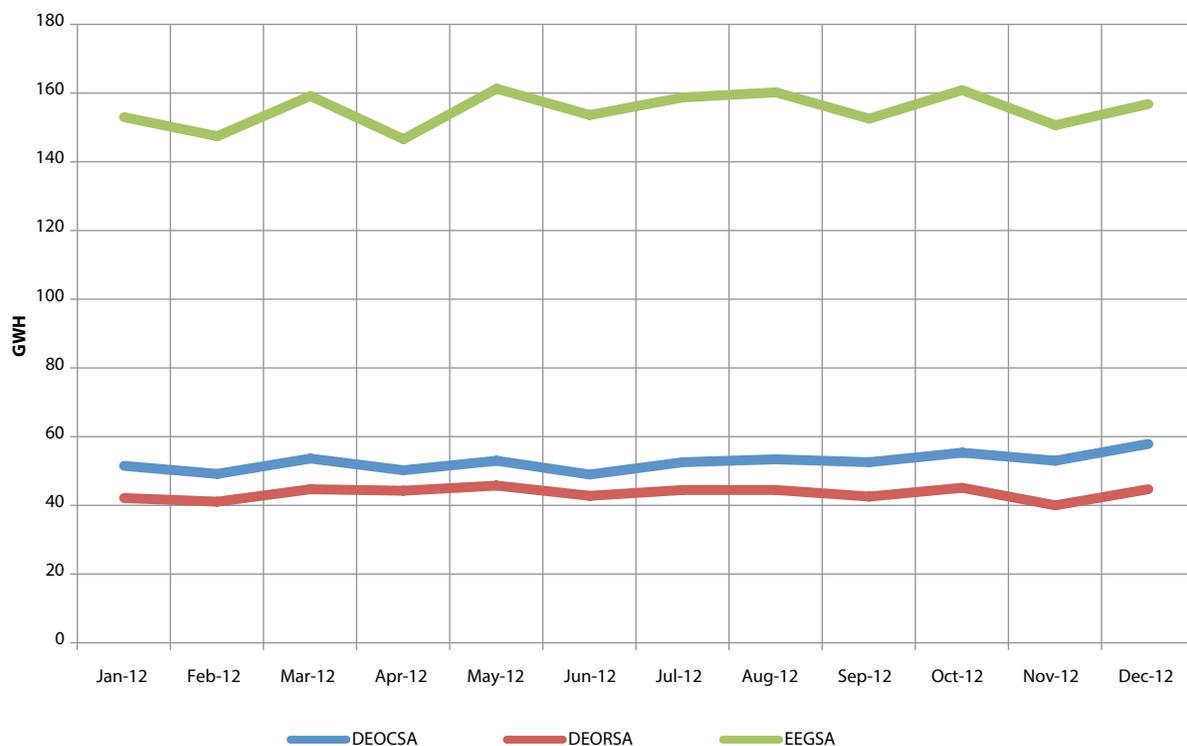
Gráfica 42. Energía demandada Tarifa Social



La gráfica 42 muestra el consumo promedio mensual de los usuarios que están dentro de la Tarifa Social de EEGSA durante el año 2012, dicho consumo promedio fue de 98.94 GWh, lo que equivale a 13.52% mayor al promedio mensual del año 2011. Para los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social de DEOCSA durante el año 2012, el promedio mensual fue de 61.41 GWh y para los de DEORSA el promedio mensual fue de 41.60 GWh, siendo un 7.98% y 9.36% respectivamente, superior al consumo reportado en el año 2011.

El consumo total de energía de los usuarios de Tarifa Social de EEGSA correspondiente al año 2012, fue de 1,187.24 GWh, el de DEOCSA fue de 736.98 GWh y el de DEORSA fue de 499.22 GWh. El total de energía consumida por los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social de las distribuidoras fue de 2,423.43 GWh, representado un 10.92% de crecimiento respecto al que estos usuarios mostraron durante el año 2011.

Gráfica 43. Energía demandada Tarifa No Social

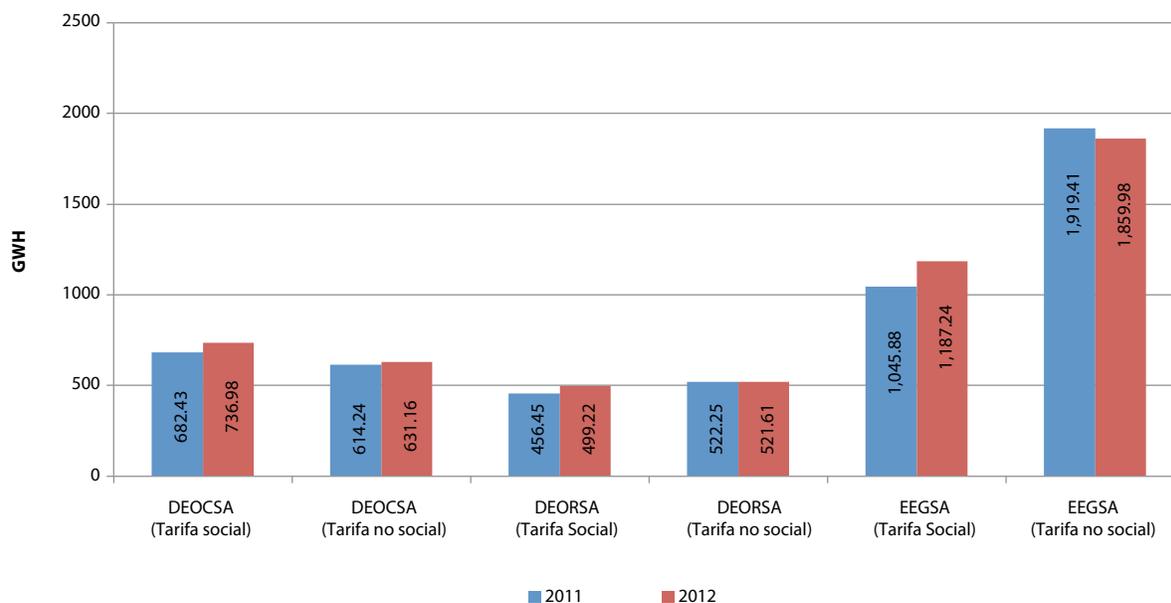


La gráfica 43 muestra el consumo promedio mensual de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa No Social para EEGSA durante el año 2012, dicho consumo fue de 155 GWh, lo que equivale a una reducción del 3.08% respecto al promedio mensual del año 2011. Para DEOCSA fue de 52.60 GWh, siendo un 2.75% mayor al que hubo en el año 2011. Para DEORSA fue de 43.47 GWh, siendo un 0.11% inferior al que fue reportando durante el año 2011.

El consumo total de energía de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa No Social de EEGSA en el periodo correspondiente al año 2012 fue de 1,859.98 GWh, el de DEOCSA fue de 631.16 GWh, y el de DEORSA 521.61 GWh. El consumo total de energía de los usuarios de la Tarifa No Social de las distribuidoras durante el 2012 fue de 3,012.74 GWh, lo que equivale a una reducción de un 1.40% respecto al observado en el año 2011.

En la gráfica 44 se observa un comparativo de demanda de energía de la Tarifa Social y No Social de las tres distribuidoras para los años 2011 y 2012.

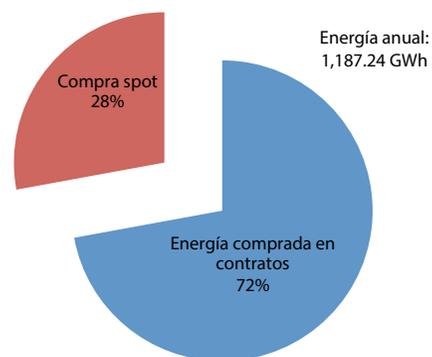
Gráfica 44. Comparativo de demanda de energía Distribuidores 2011-2012



Los resultados de la gráfica muestran que para el 2012 hubo un mayor consumo de energía en comparación con el periodo del año 2011, con excepción de los usuarios de la Tarifa no Social de EEGSA y de DEORSA.

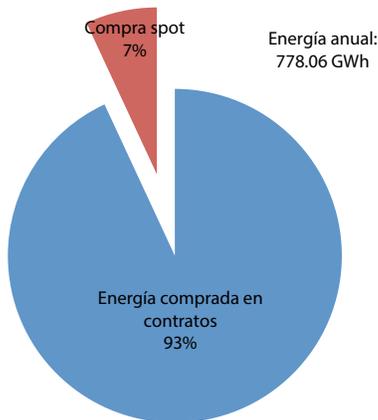
La gráfica 45, muestra que EEGSA durante el periodo 2012, compró en el Mercado Spot el 28% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social.

Gráfica 45. Compras de energía 2012 EEGSA Tarifa Social



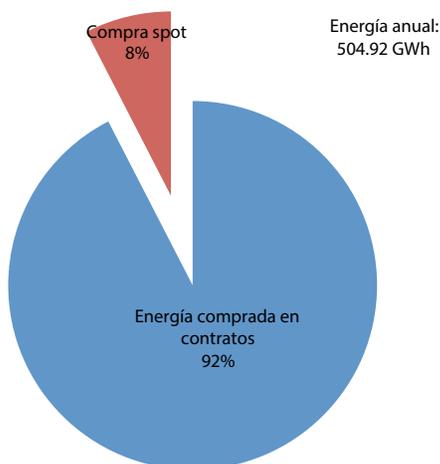
La gráfica número 46 muestra que DEOCSA durante el periodo 2012, compró en el Mercado Spot el 7% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social.

Gráfica 46. Compras de energía 2012 DEOCSA Tarifa Social



La gráfica 47 muestra que DEORSA durante el periodo 2012, compró en el Mercado Spot el 8% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social.

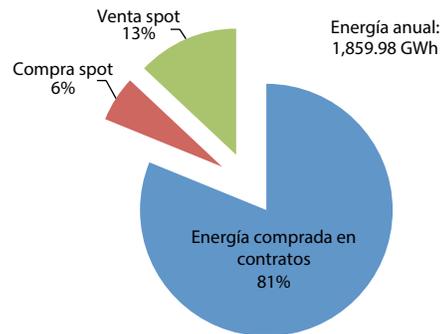
Gráfica 47. Compras de energía 2012 DEORSA Tarifa Social



Debido a que los "contratos existentes", que fueron suscritos por EEGSA previo a la vigencia de

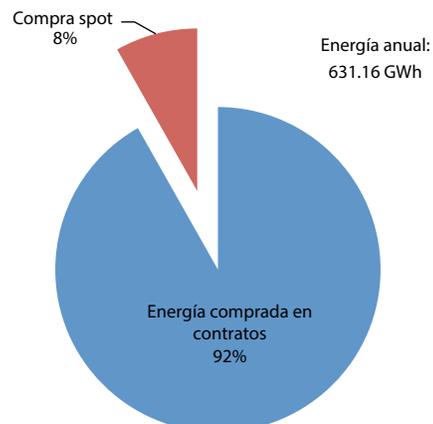
la Ley General de Electricidad, son asignados a la Tarifa No Social de la distribuidora, la Tarifa No Social de EEGSA en algún momento resulta sobre-contratada y la distribuidora se puede convertir en vendedora en el Mercado Spot. En la gráfica 48 se observa que durante el periodo 2012 EEGSA compró en el Mercado Spot el 6% de la energía utilizada por los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa No Social y vendió en el Mercado Spot el 13% de la energía producida por los contratos existentes que están asignados para cubrir la Tarifa No Social.

Gráfica 48. Compras de energía 2012 EEGSA Tarifa No Social



Durante el año 2012, DEOCSA compró en el Mercado Spot el 8% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa No Social, tal y como se puede observar en la gráfica número 49.

Gráfica 49. Compras de energía 2012 DEOCSA Tarifa No Social

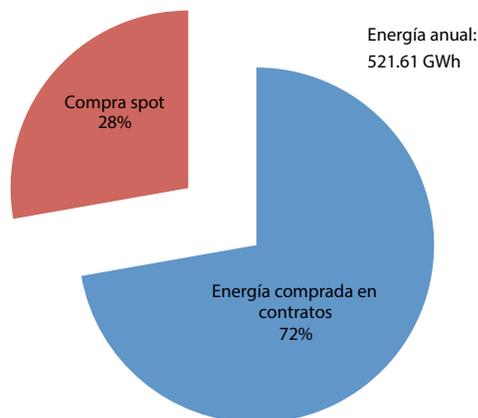


Durante el 2012, DEORSA compró en el Mercado Spot el 28% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa No Social, tal y como se puede observar en la gráfica 50.

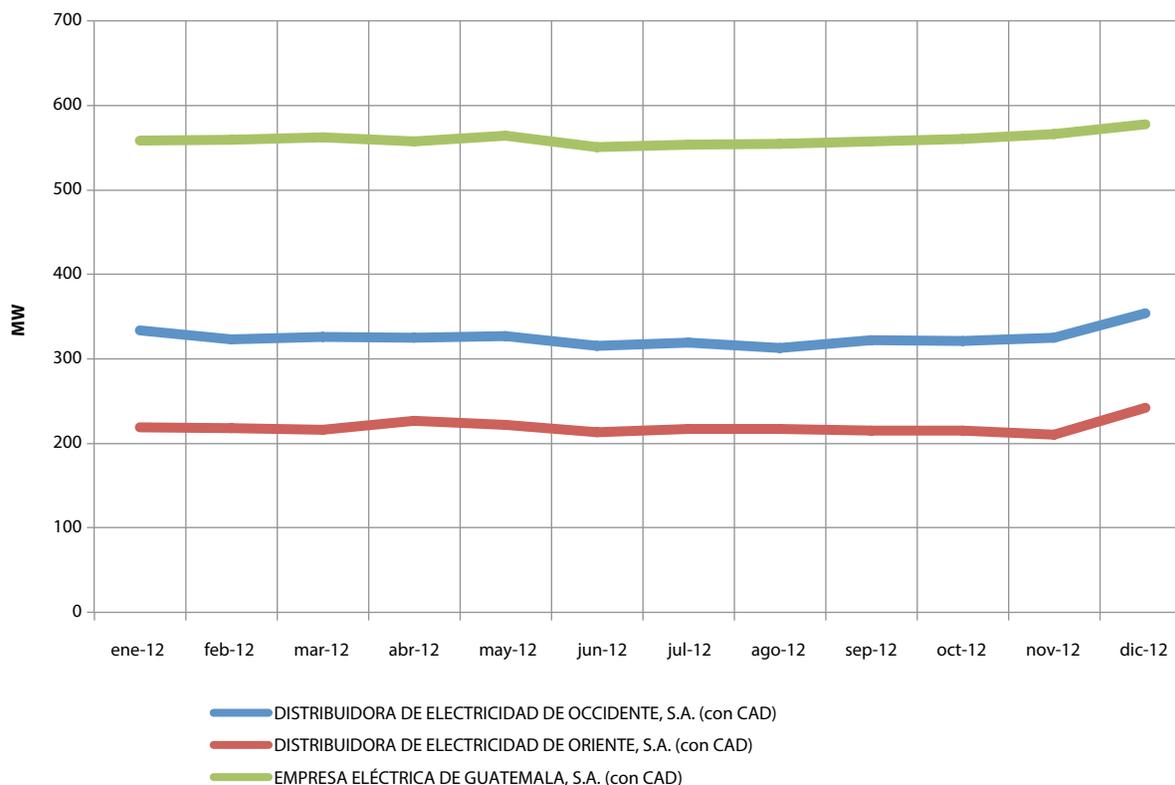
b. Requerimiento de potencia de las distribuidoras para el año 2012

La gráfica 51 muestra la Demanda Firme Efectiva Total de potencia que las tres distribuidoras consumieron durante el año 2012.

Gráfica 50. Compras de energía 2012 DEORSA Tarifa No Social



Gráfica 51. Demanda Firme Efectiva Total (Tarifa Social y No Social, incluyendo CAD)



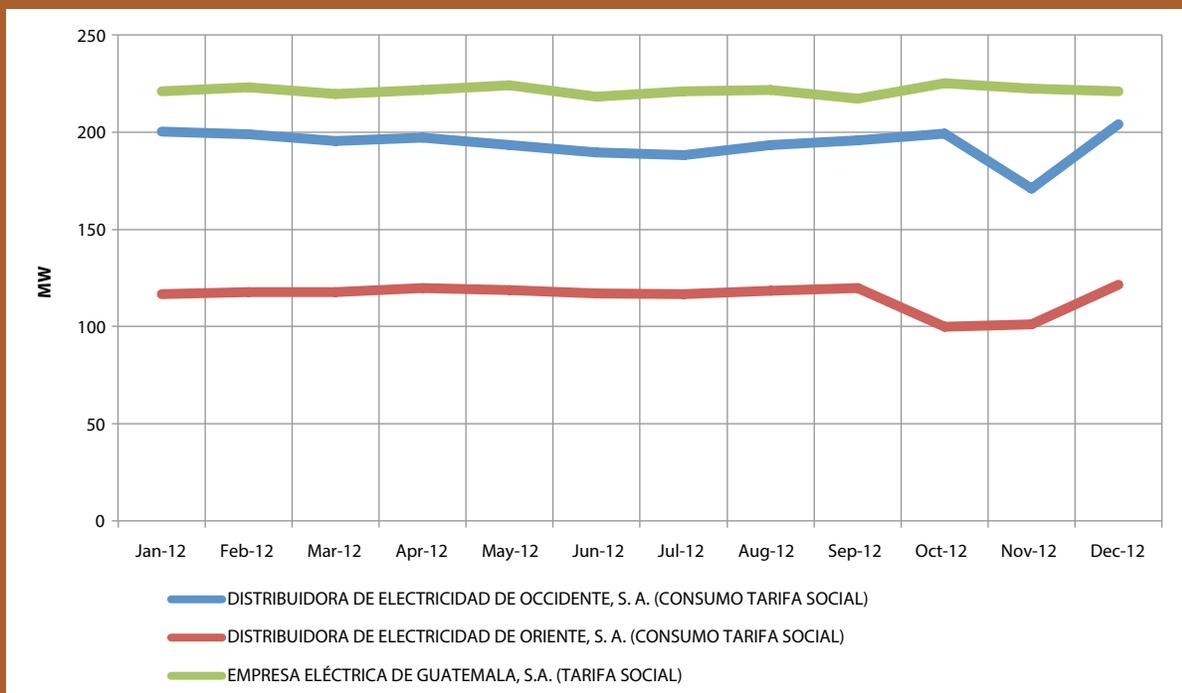
De acuerdo con los datos presentados en la gráfica anterior el promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva de EEGSA durante el periodo 2012, fue de 560.19 MW, identificando a julio como el mes de menor requerimiento de potencia, el cual fue de 550.51 MW y a diciembre como el mes de mayor requerimiento de potencia con 578.12 MW.

El promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva para DEOCSA durante el periodo 2012, fue de 325.36 MW, siendo agosto el mes de menor requerimiento de potencia con 312.95 MW y a diciembre como de mayor requerimiento de potencia con 353.92 MW.

Para DEORSA el promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva durante el periodo 2012, fue de 219.39 MW, siendo noviembre el mes de menor requerimiento de potencia, el cual fue de 210.03 MW y diciembre identificado como el de mayor requerimiento con 242.13 MW.

De acuerdo a la gráfica 52, se puede observar la Demanda Firme Efectiva que las distribuidoras tuvieron durante el periodo 2012, para la Tarifa Social.

Gráfica 52. Demanda Firme Efectiva Tarifa Social (incluye CAD)

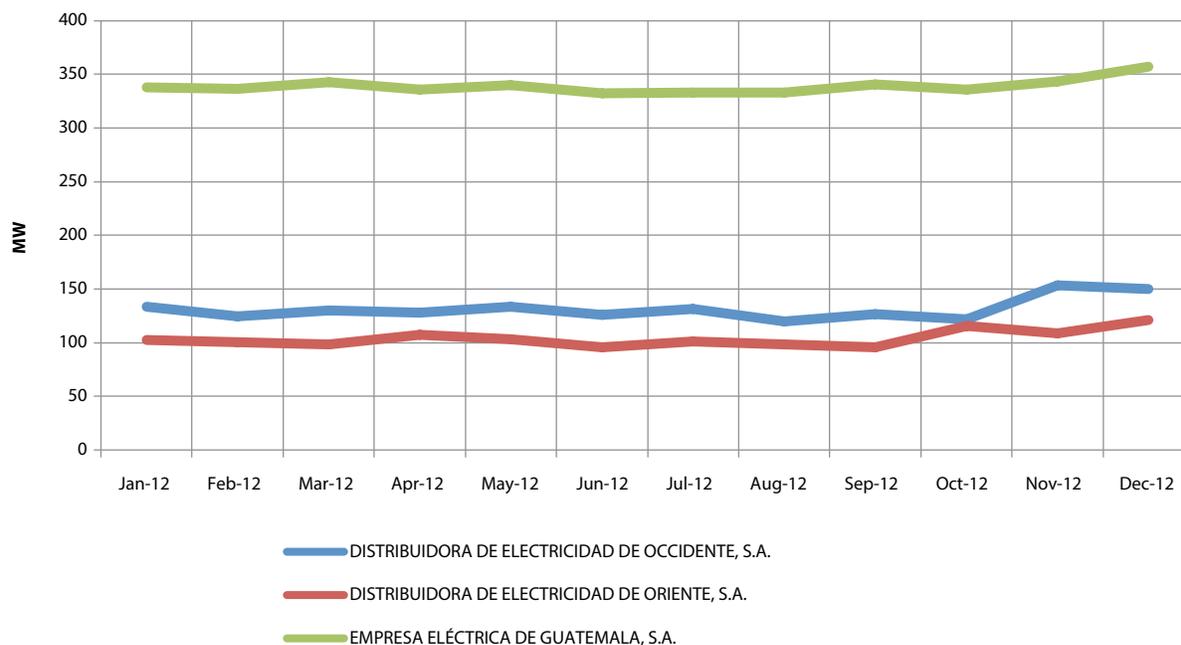


Los datos de la gráfica anterior muestran que el promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva de la Tarifa Social de EEGSA durante el periodo 2012 fue de 221.32 MW, para DEOCSA fue de 193.84 MW y para DEORSA 115.37 MW. Para EEGSA, octubre fue el mes de máximo requerimiento de potencia para la Tarifa Social con 225.02 MW,

para DEOCSA diciembre con 204.23 MW y asimismo para DEORSA, fue diciembre con 121.35 MW.

De acuerdo a la gráfica 53, se puede observar la Demanda Firme Efectiva que las distribuidoras tuvieron durante el periodo 2012, para la Tarifa No Social.

Gráfica 53. Demanda Firme Efectiva Tarifa No Social (incluye CAD)



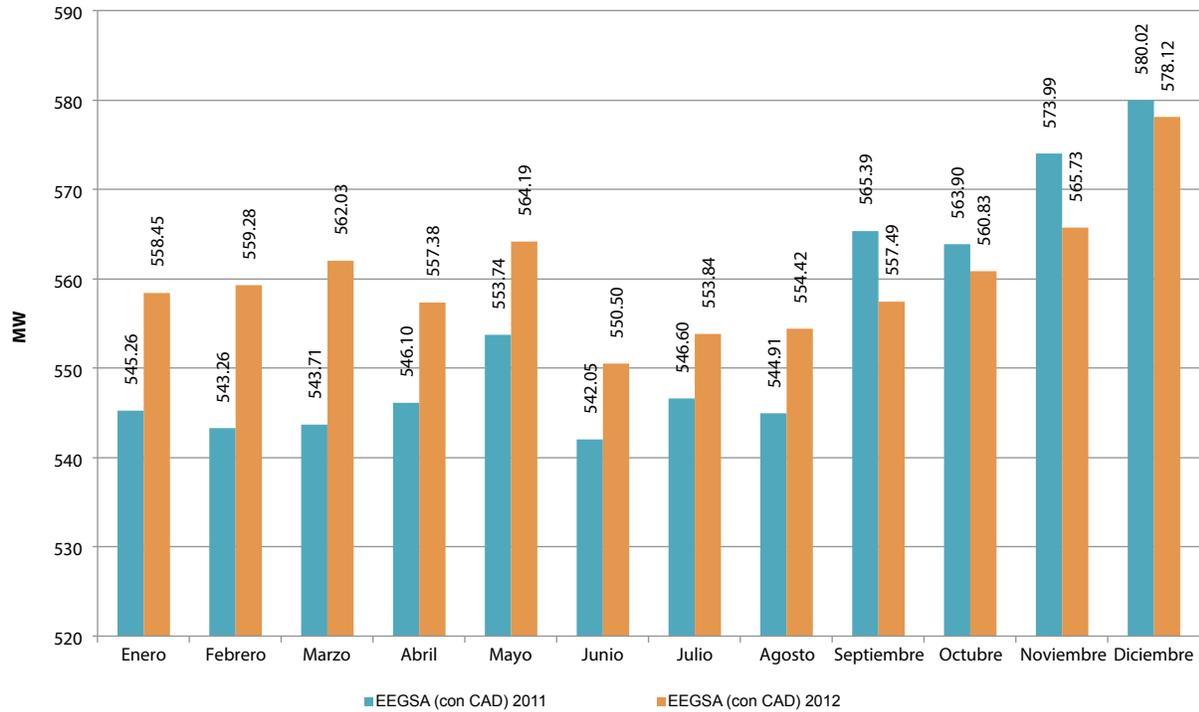
Durante el 2012 el promedio mensual de la Demanda Firme Efectiva de EEGSA para la Tarifa No Social fue de 338.86 MW, para DEOCSA fue de 131.51 MW y para DEORSA 104.02 MW. Con respecto al mes de máximo requerimiento de potencia para la Tarifa No Social de EEGSA fue el mes de diciembre con 357.27

MW, para DEOCSA fue noviembre con 153.63 MW y para DEORSA diciembre con 120.78 MW.

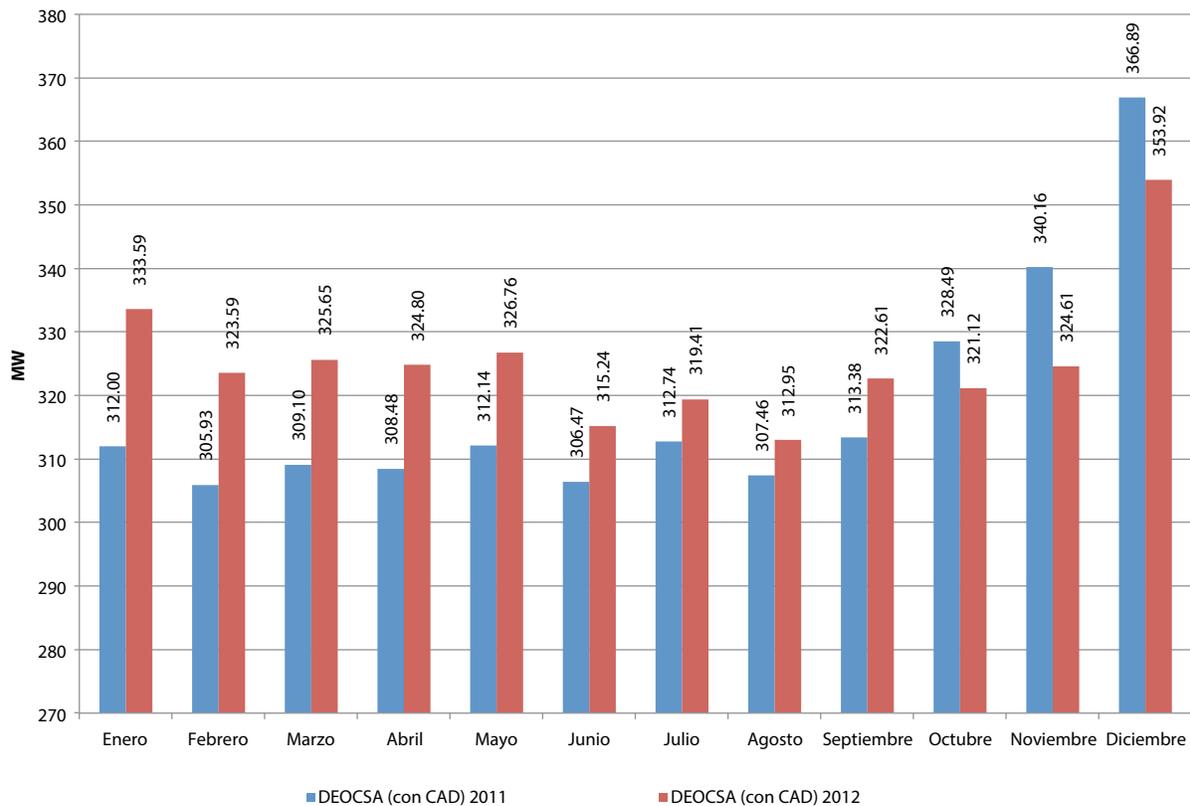
En las gráficas 54 y 55 se puede observar la Demanda Firme Efectiva mensual que cada distribuidora tuvo durante los años 2011 y 2012.



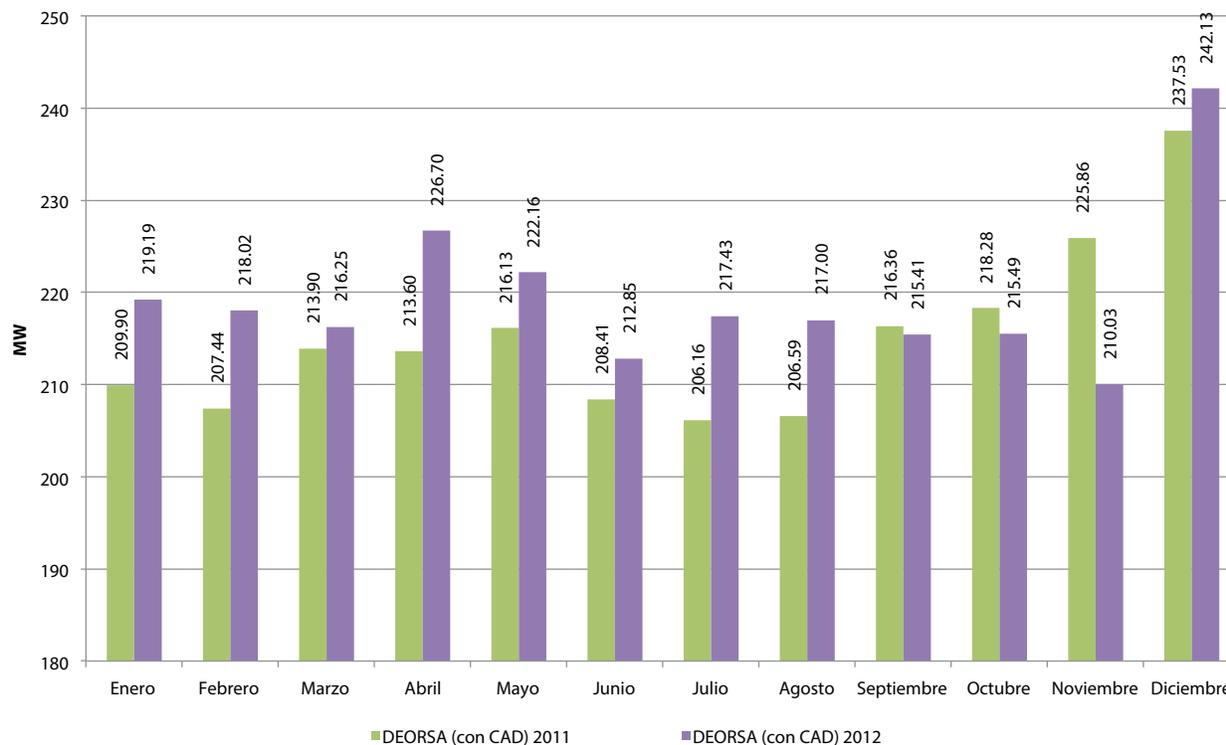
Gráfica 54. EEGSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2011-2012



Gráfica 55. DEOCSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2011-2012



Gráfica 56. DEORSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2011-2012



De acuerdo con los datos que se observan en las gráficas anteriores, se identificó que el requerimiento de potencia de EEGSA en el 2012 fue mayor que en el 2011 de enero a agosto y menor de septiembre a diciembre; que el requerimiento de DEOCSA en el 2012 fue mayor que en el 2011 de enero a septiembre y menor de octubre a diciembre; y que el de DEORSA en el 2012 fue mayor que en el 2011 de enero a agosto y en diciembre, y menor de septiembre a octubre.

3.3.2 Grandes Usuarios

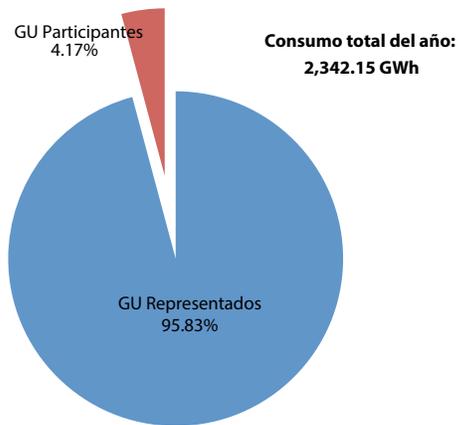
Los Grandes Usuarios son Participantes del Mercado Mayorista cuya demanda de potencia excede el límite estipulado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad; actualmente ese límite es de 100 kW. El Gran Usuario tiene la característica que el precio de la electricidad que consume no está sujeto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

De acuerdo a la legislación vigente en el puede haber Grandes Usuarios Participantes y Representados. El Gran Usuario con Representación es aquel que celebra un Contrato de Comercialización con un Comercializador, siendo este el responsable de su participación en el –MM–. El Gran Usuario Participante es el que participa directamente en el –MM–.

a. Requerimiento de energía para el año 2012

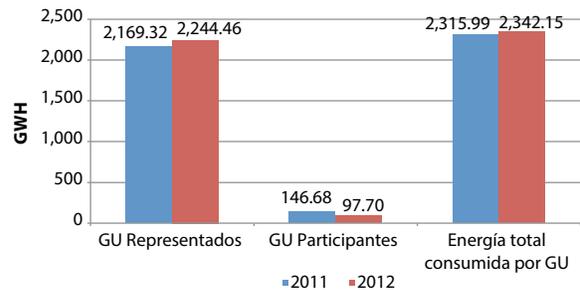
La demanda de energía de los Grandes Usuarios (participantes y representados) durante el periodo 2012 fue de 2,342.15 GWh, lo que representa un incremento de 1.13% en comparación con el año 2011. De acuerdo a la gráfica 57 del total de energía consumida por los Grandes Usuarios durante el 2012, el 4.17% fue consumida por los Grandes Usuarios Participantes y el 95.83% por los Grandes Usuarios Representados.

Gráfica 57. Demanda de energía de Grandes Usuarios (enero-diciembre 2012)



rios de un 1.13% durante el 2012 en comparación con el 2011.

Gráfica 58. Comparativo de demanda de energía de los Grandes Usuarios 2011-2012

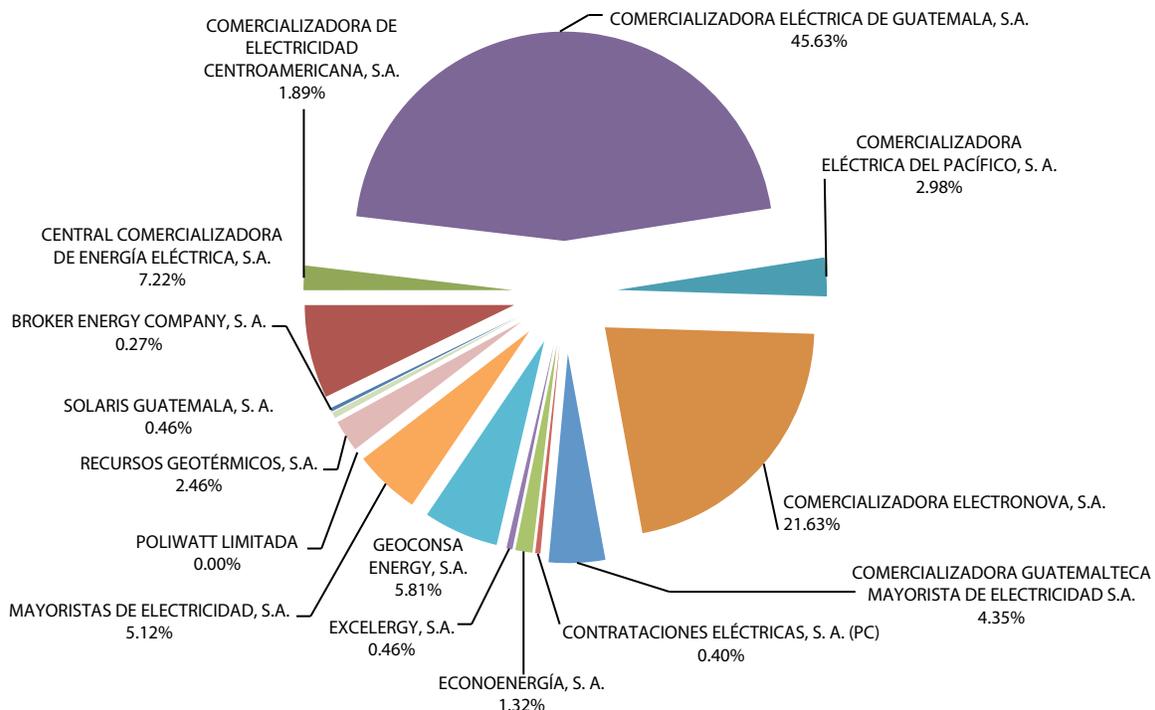


b. Evolución del requerimiento de energía

Para poder medir la evolución del requerimiento de energía de los Grandes Usuarios, la gráfica 58 muestra un comparativo de los años 2011 y 2012, observándose que hubo un incremento del consumo de energía de los Grandes Usa-

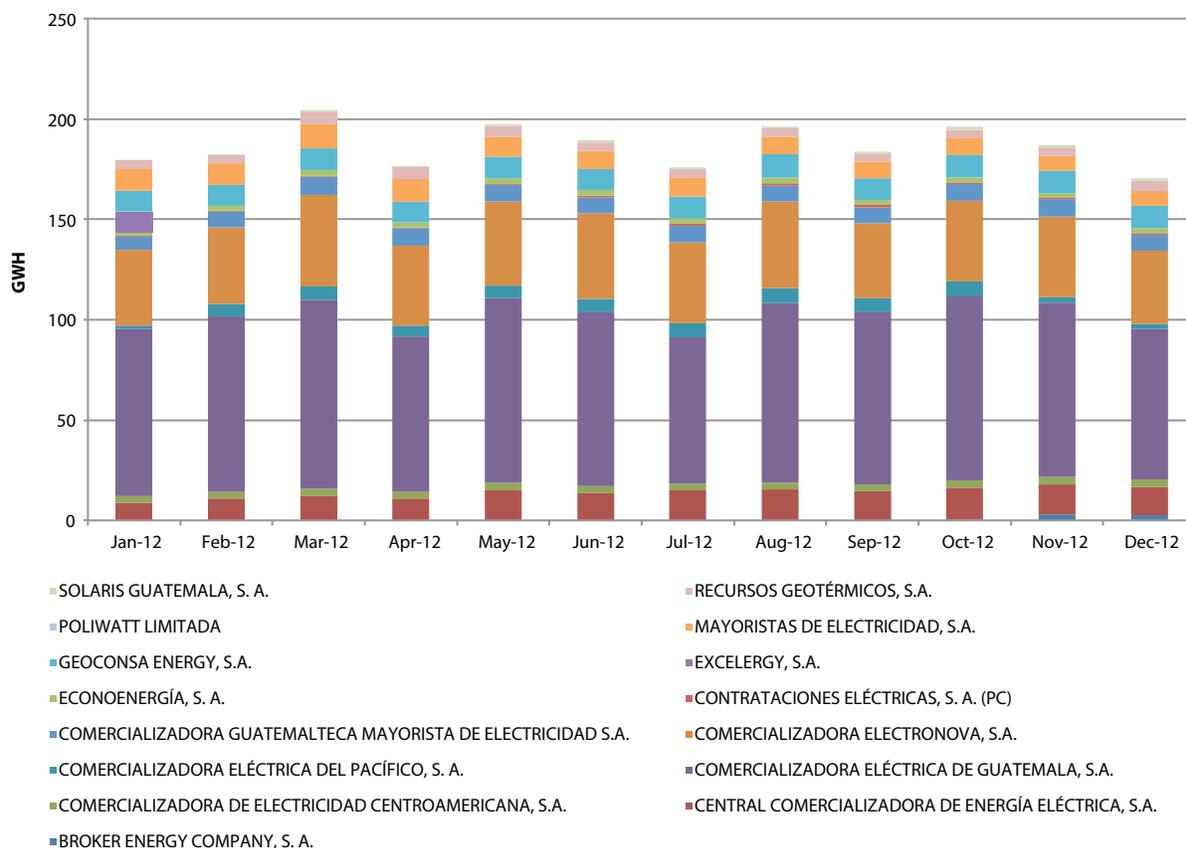
La gráfica 59 muestra el porcentaje de energía que los comercializadores demandaron durante el periodo 2012, en representación de los Grandes Usuarios, siendo Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A., la que presenta mayor porcentaje de demanda de energía, el cual es de 45.63%.

Gráfica 59. Demanda de energía por Comercializador año 2012 (Grandes Usuarios con representación)



La gráfica 60 muestra el consumo de energía de cada uno de los comercializadores en representación de sus grandes usuarios, estos datos están identificados por cada mes del año 2012.

Gráfica 60. Demanda mensual de energía por Comercializador (Grandes Usuarios con representación)





4. Aspectos

RELEVANTES DEL
MERCADO MAYORISTA
DE ELECTRICIDAD

4.1 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios, son los requeridos para que el –SNI– opere con los niveles de calidad y seguridad establecidos en la normativa vigente. Están conformados por reservas de energía y potencia destinadas a la regulación de frecuencia eléctrica y a la compensación de los desbalances existentes entre la demanda y producción de energía/potencia en tiempo real.

Los Servicios Complementarios establecidos 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.

Para participar en la prestación de servicios complementarios, las Normas de Coordinación Operativa establecen los principios para determinar la participación de cada unidad generadora en la prestación del servicio complementario, entre los que se pueden mencionar los siguientes:

- Regulación de frecuencia
- Arranque en negro
- Reserva fría
- Reserva rápida para emergencia e imprevistos
- Requisitos técnicos de producción o absorción de la potencia reactiva que el AMM le requiera, sobre la base de la curva de capacidad informada.

El AMM debe asignar los Servicios Complementarios de acuerdo a los márgenes de reserva y niveles de calidad establecidos en las Normas Técnicas respetando los criterios aprobados en la programación de largo plazo y teniendo en cuenta el costo económico que resulta de dicha asignación.

En la presente sección se dará a conocer la información estadística relacionada con los servicios complementarios de Reserva Rodante Operativa –RRO– y Reserva Rápida –RRa–:

4.1.1 Reserva Rodante Operativa (RRO)

Se define como Reserva Rodante Operativa a 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 –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 2012 se tuvo ocho centrales de generación prestando este servicio (cuadro 12).

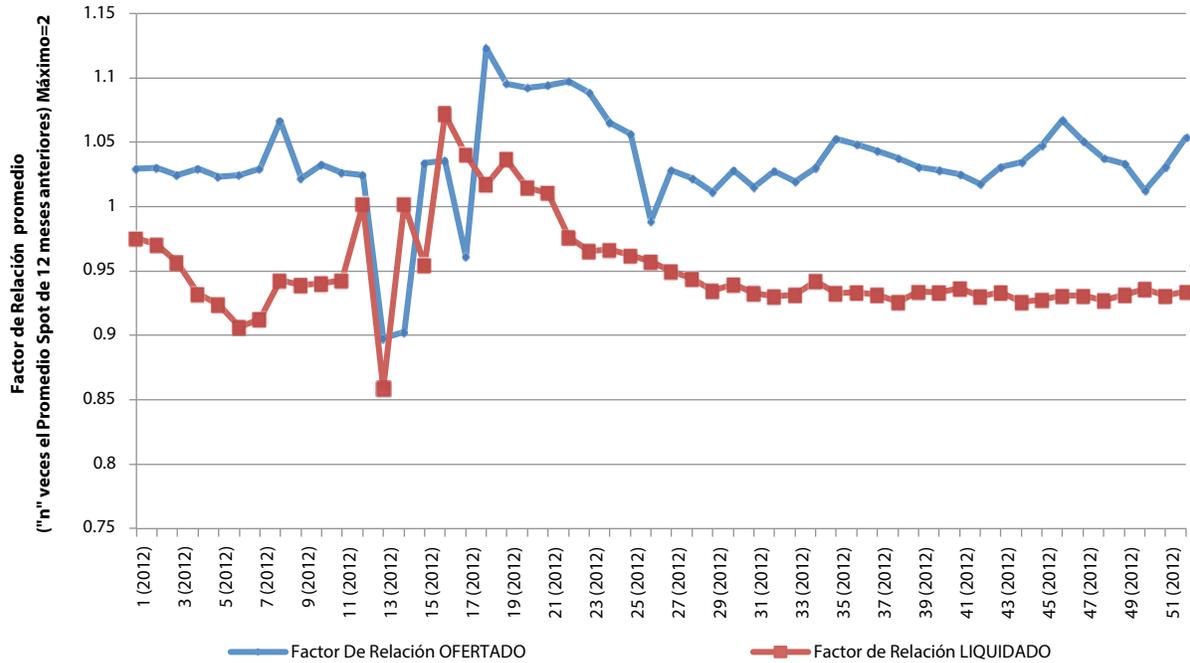
Cuadro 12. Unidades que participaron en la prestación de RRO (año 2012)

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

La competencia en la prestación del servicio de RRO, es medible examinando la tendencia de los precios de las ofertas y comparándolos con el límite que la normativa vigente establece para las mismas, que es dos veces del Precio Spot promedio publicado en los Informes de Transacciones Económicas de los últimos doce meses.

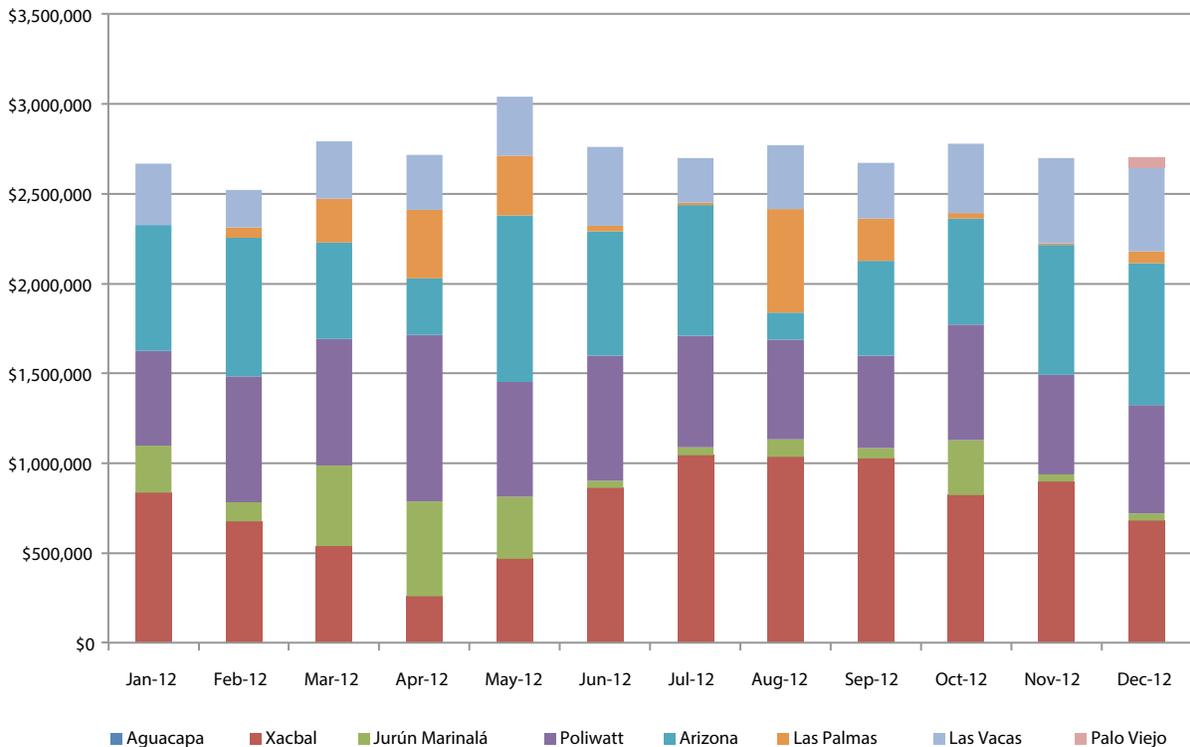
El factor de relación que se presenta en la gráfica 61, indica el promedio de la relación de las ofertas de RRO y su liquidación con respecto al Precio Spot promedio de los últimos doce meses, según lo establecido en la normativa vigente.

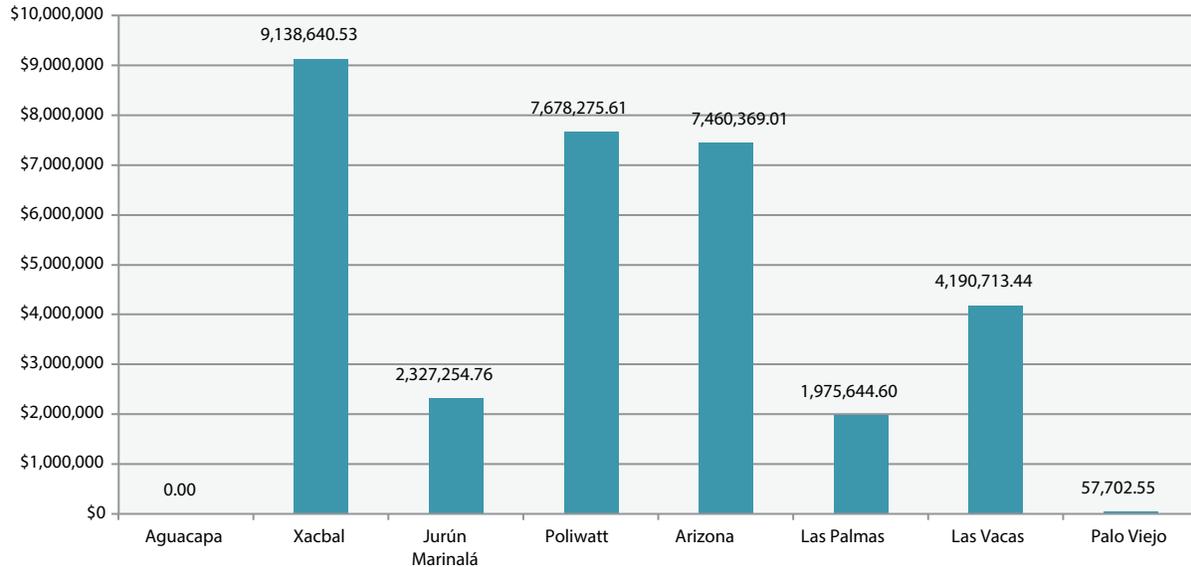
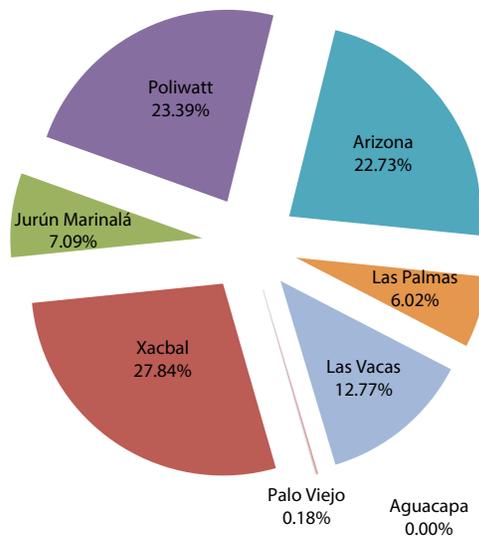
Gráfica 61. Factor de Relación Histórico precio promedio semanal, ofertado y liquidado año 2012



A continuación las gráficas 62, 63 y 64, muestran la participación de mercado, dando a conocer la remuneración mensual por la prestación del Servicio Complementario de –RRO–:

Gráfica 62. Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRO



Gráfica 63. Remuneración del servicio de RRO durante el año 2012

Gráfica 64. Participación en la remuneración de RRO durante el año 2012


La gráfica 64 muestra el porcentaje de participación en la remuneración de –RRO– que las unidades centrales generadoras tuvieron durante el 2012, como se puede observar la central generadora que más porcentaje de participación tuvo fue Hidro Xacbal con un 27.84%. Con respecto a la central hidroeléctrica Aguacapa, a pesar de que presentó ofertas para la prestación del servicio de RRO, no fue asignada a la prestación del mismo.

La menor remuneración por la prestación de RRO se dio en el mes de febrero y fue por un monto de \$2,522,390.56, la mayor se dio en el mes de mayo y fue por un monto de \$3,038,707.82 y la total de –RRO– para el año 2012 fue de \$32,828,600.50, lo cual indica que hubo una disminución de un 4.08% en comparación con la remuneración del año 2011, la cual fue de \$ 34,224,240.57, esto se debe a que las unidades centrales generadoras están ofertando el servicio a un menor precio.

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, desviaciones que se dan por contingencias e imprevistos en el sistema. Este servicio fue ofertado por 06 unidades según se observa en el cuadro 13.

Cuadro 13. Unidades generadoras que prestaron el servicio de RRa (año 2012)

1	Tampa 1	4	Arizona 6
2	Tampa 2	5	Arizona 7
3	S & S	6	Laguna Gas 2

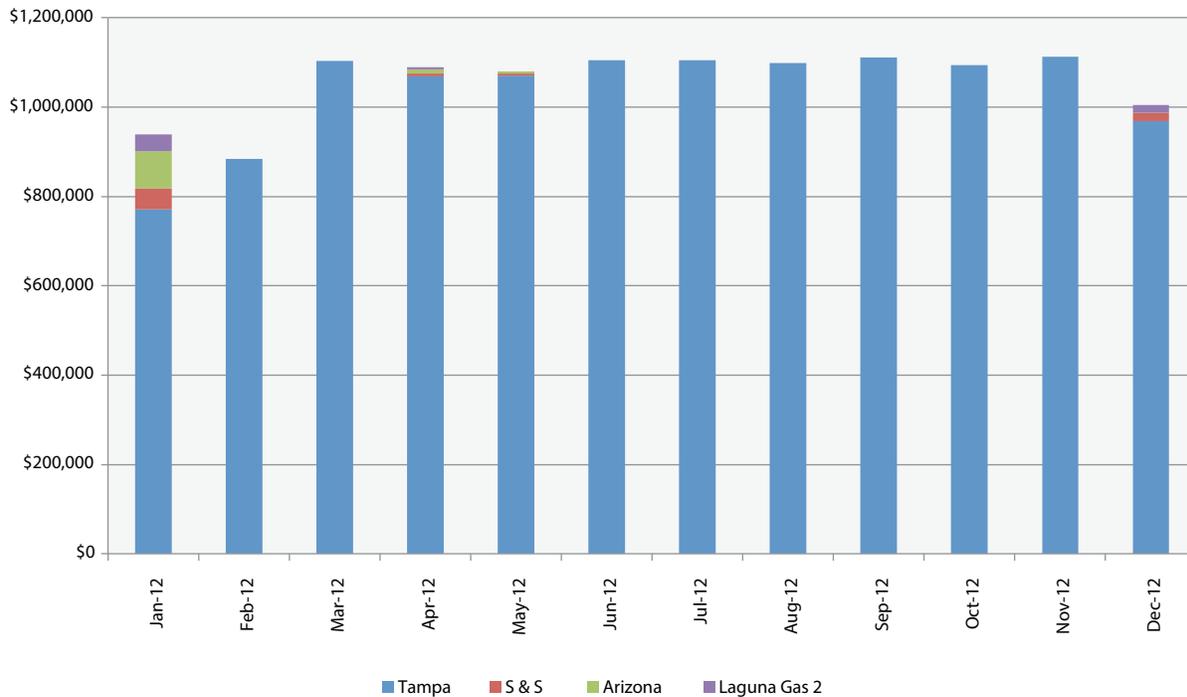
Las gráficas que se presentan a continuación muestran la remuneración mensual por la prestación del servicio de RRa, y el porcentaje de participación en la prestación del mismo para el año 2012.

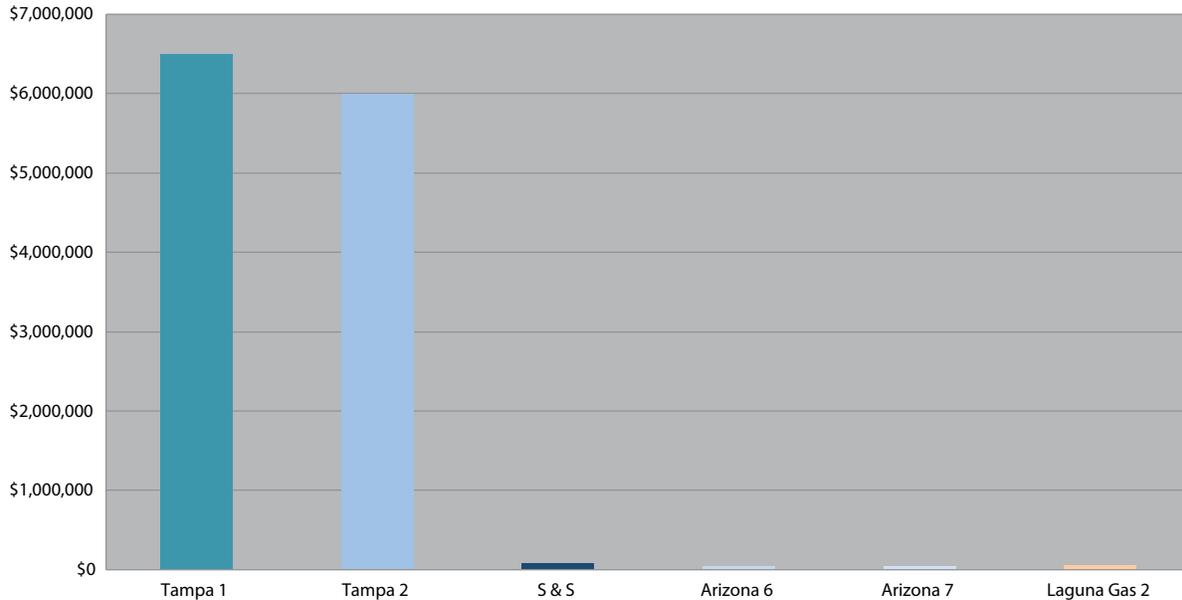
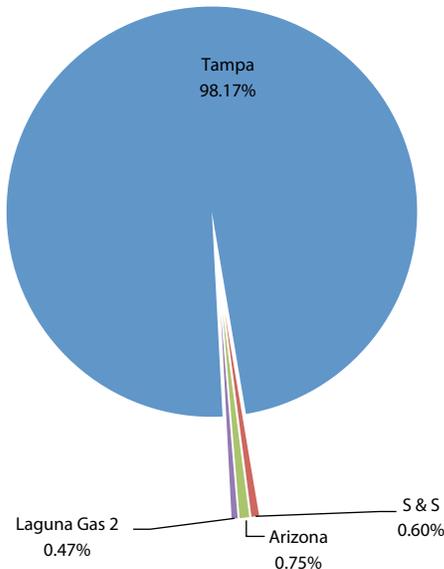
De las unidades generadoras que prestaron el servicio de RRa, Tampa fue la que tuvo mayor remuneración, con un monto de \$12,495,459.76, 60% más que la del año 2011. Este incremento se debe a que en el año 2011 la central generadora

Tampa no participó en los meses de enero a abril, en dicho servicio, a diferencia del año 2012, que sí tuvo participación en todos los meses del año.

La central generadora Tampa estuvo cubriendo la mayor parte del tiempo el servicio de RRa para el periodo 2012. Enero fue identificado como el mes de menor remuneración, al cual le correspondió un monto de \$771,388.42 y el mes de noviembre como el de mayor remuneración con un monto de \$1,112,347.80.

Gráfica 65. Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRa



Gráfica 66. Remuneración del servicio de RRa

Gráfica 67. Participación en la remuneración de RRa (2012)


Los datos de las gráficas anteriores muestran el porcentaje de participación de cada unidad central generadora en la remuneración de la prestación del servicio complementario RRa, para el periodo 2012. Para la prestación del servicio de – RRa– el total remunerado para el año 2012 fue de \$12,727,811.30, un 20% más que la del año 2011, la cual fue de \$10,591,965.78.

4.2 GENERACIÓN FORZADA

La generación convocada por el AMM por un motivo diferente a su costo variable, la constituye la energía producida por una unidad generadora convocada a operar fuera del despacho económico por restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad, por importación o exportación de energía, así como por cláusulas de compra mínima de energía de los contratos existentes.

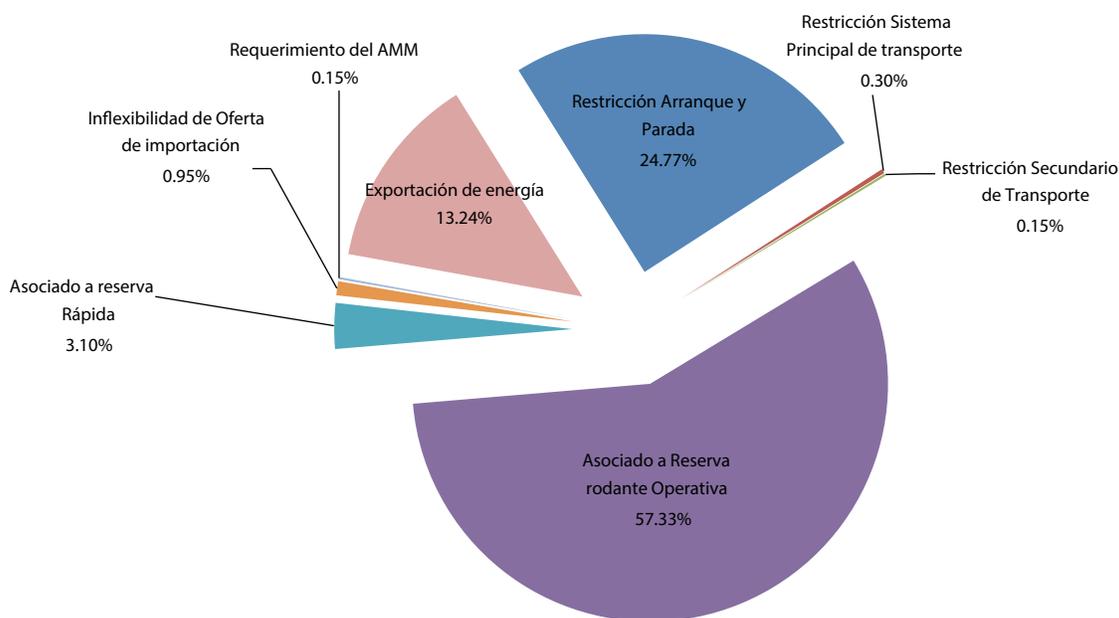
En el cuadro 14 se presentan las causas de restricción para Generación Forzada, correspondientes al periodo 2012.

Cuadro 14. Causas de restricción para Generación Forzada (año 2012)

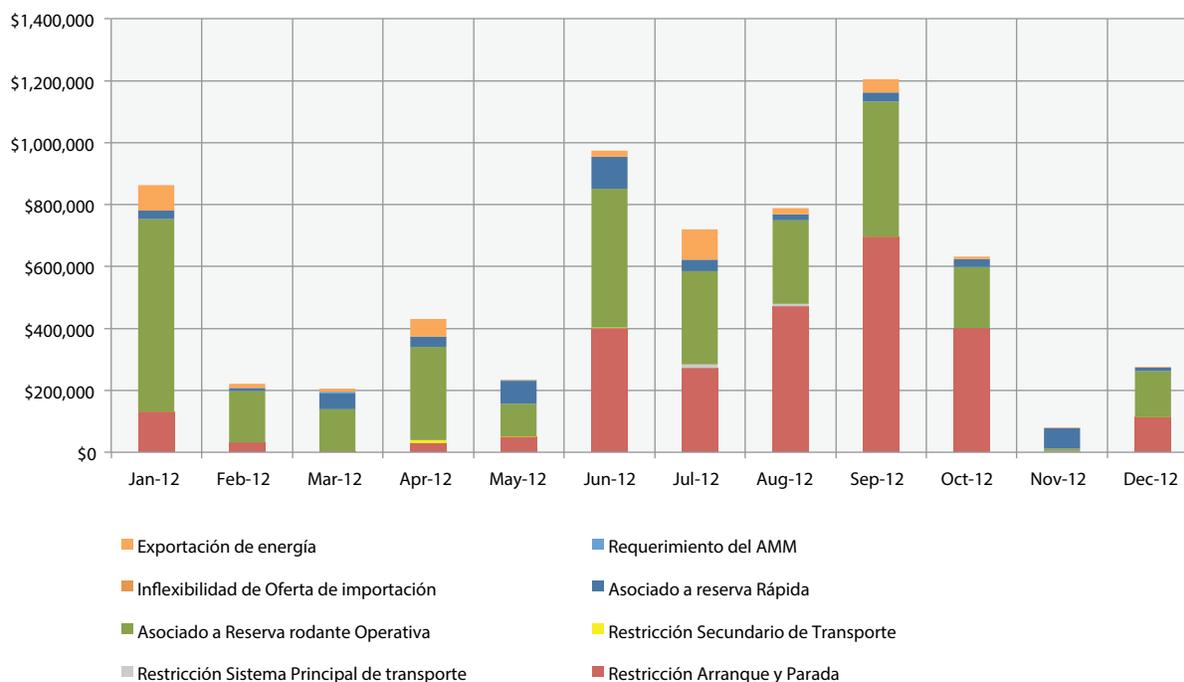
Restricción Arranque y Parada
Restricción Sistema Principal de transporte
Restricción Secundario de Transporte
Asociado a Reserva rodante Operativa
Asociado a reserva Rápida
Inflexibilidad de Oferta de importación
Requerimiento del AMM
Exportación de energía

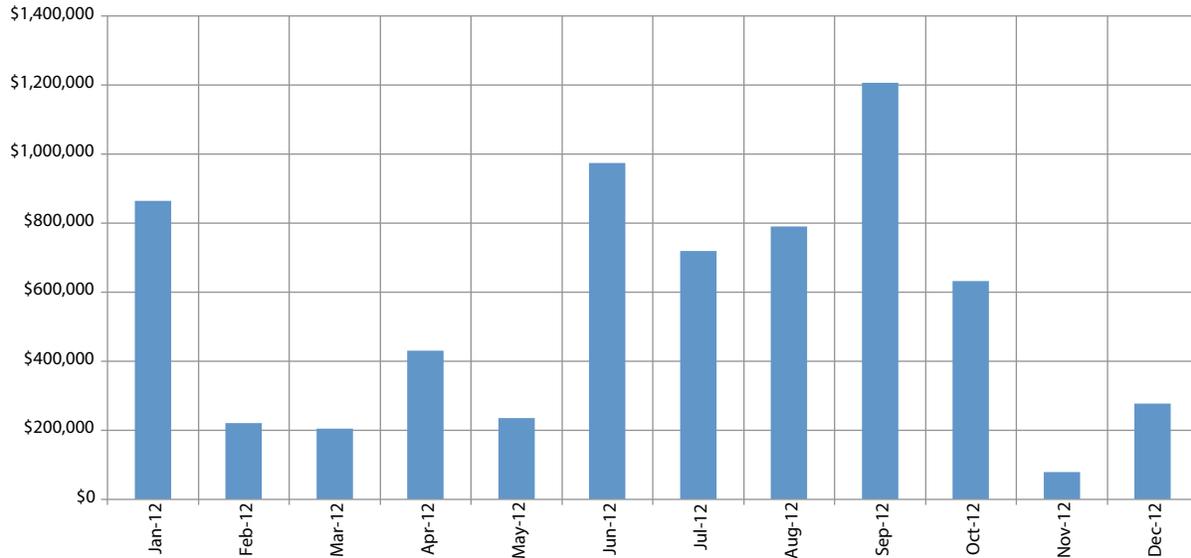
En las gráficas 68, 69 y 70 se puede observar el porcentaje de Generación Forzada por causas de restricción, así como también los sobrecostos de la Generación Forzada, correspondientes al año 2012.

Gráfica 68. Generación forzada por causas de restricción



Gráfica 69. Sobrecostos por Generación Forzada (2012)



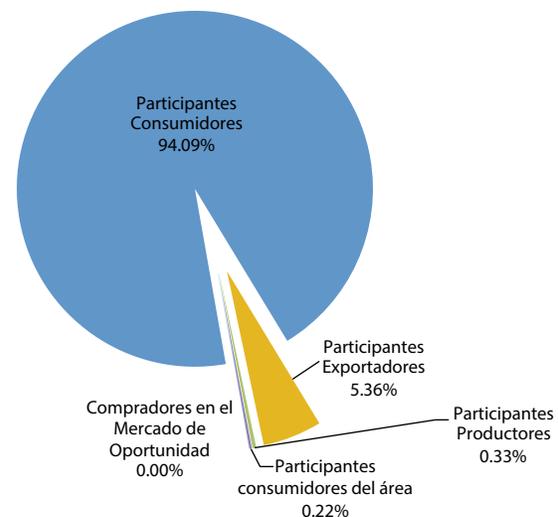
Gráfica 70. Sobrecosto mensual por Generación Forzada (2012)


Una central generadora resulta con Generación Forzada por que su costo operativo es superior al Precio Spot en el nodo en que la misma está conectada. El total de sobrecostos por Generación Forzada para el periodo 2012 fue por un monto de \$6,630,800.61, lo cual indica que en comparación con el año 2011 hubo un decremento de un 53.60%. El menor sobrecosto se identificó en el mes de noviembre con un monto de \$79,391.74 y el mayor se identificó en septiembre con un monto de \$1,205,743.78.

La Generación Forzada es pagada por los Participantes del –MM– 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 –RRO– y restricción por –RRa. 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 Exportación de energía. El sobrecosto por inflexibilidad en la

oferta de importación, es pagado por los compradores en el Mercado Spot.

Durante el 2012, la mayor asignación de cargos por Generación Forzada fue para los Participantes Consumidores del –MM– con un 94.09% de los sobrecostos por Generación Forzada, por su parte los Participantes Exportadores cargaron con el 5.36% de los mismos por Generación Forzada. Esto se ve reflejado en la gráfica 71:

Gráfica 71. Asignación de cargos por Generación Forzada (2012)


4.3 DESVÍOS DE POTENCIA

Los Desvíos de Potencia son el mecanismo de cierre establecido en el –MM– para la potencia, están constituidos por las diferencias entre la potencia contratada y la potencia operada en el SNI en un mes determinado. Las transacciones de desvíos de potencia, son el conjunto de intercambios en el –MM– que resultan de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes del –MM–.

Existen dos tipos de Desvíos de Potencia:

- Desvíos de Potencia positivos (DP+)
- Desvíos de Potencia negativos (DP-)

Los (DP+) corresponden a los Participantes que tienen excedentes de potencia no comprometi-

da 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 (DP+) como en (DP-). El precio de los (DP-) 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 (DP-) se distribuye entre los Participantes que resultaron con (DP+). De esta forma, a los Participantes con (DP+) se les reconoce un abono, mientras que los Participantes con (DP-) reciben un cargo.

La gráfica 72 muestra los precios de Desvíos de Potencia correspondientes al 2012.

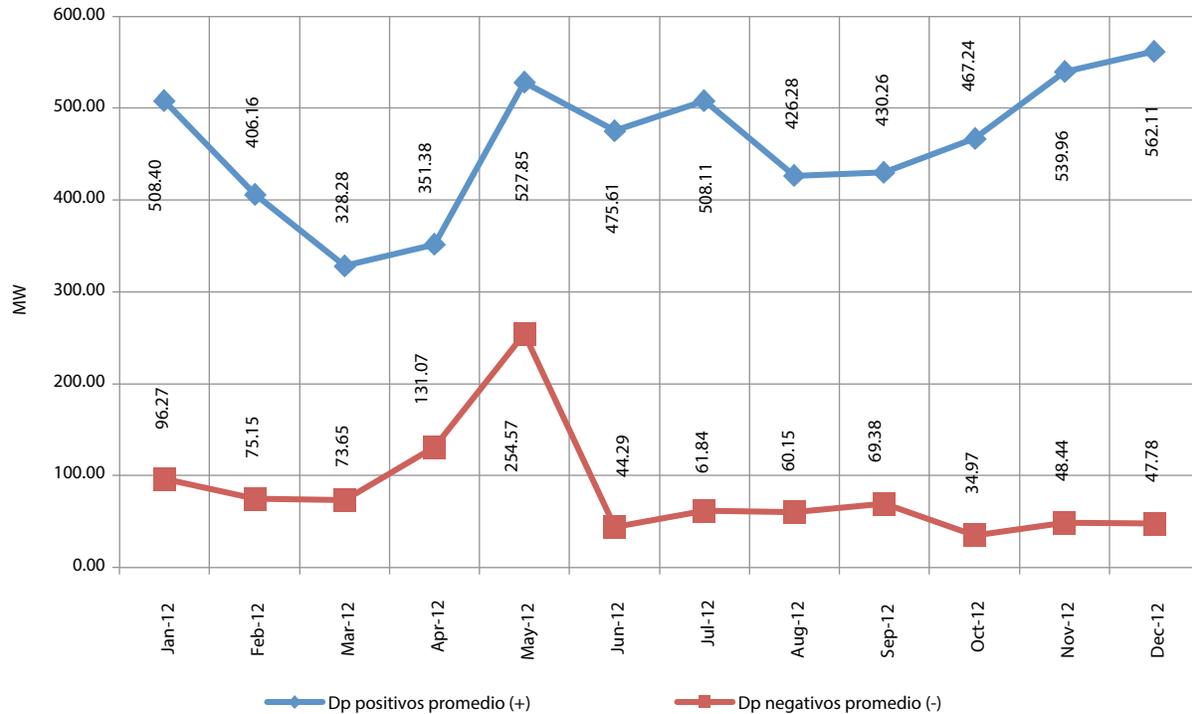
Gráfica 72. Precios de desvíos de Potencia mensuales en el año 2012



Para los (DP-) durante el año 2012, se tuvo un precio fijo de \$8.90/KW-mes. Con respecto a los (DP+) en el mes de mayo se tuvo un precio máximo de \$4.29/KW-mes y en el mes de octubre se tuvo un precio mínimo de \$0.67/KW-mes.

La gráfica 73 muestra el promedio de los Desvíos de Potencia de los Participantes Productores y Participantes Consumidores, que corresponden al periodo 2012.

Gráfica 73. Desvíos de potencia promedio en el año 2012



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:

- 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 -MM-, que cuentan con excedentes de energía no comprometida, y que son liquidadas con un precio establecido en forma horaria, calcula-

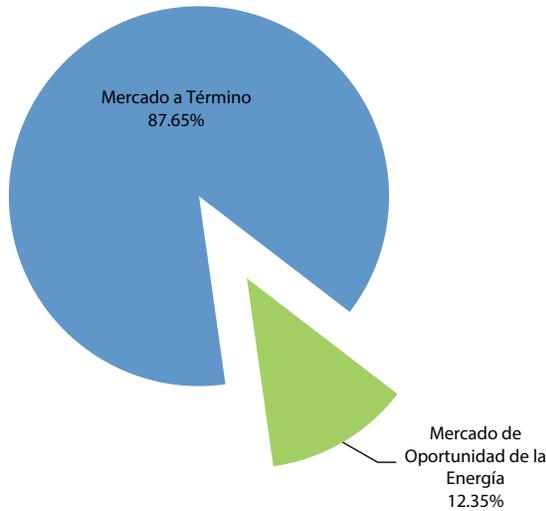
do en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta de generación disponible.

- Un Mercado a Término: En este mercado los Agentes del -MM- y Grandes Usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos. Los contratos de compra de potencia y energía eléctrica existentes antes de la vigencia de la ley, serán considerados como pertenecientes al Mercado a Término.

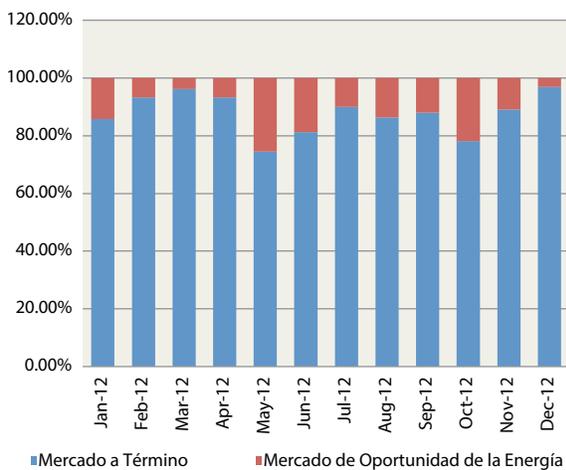
En las gráficas 74 y 75 se puede observar el porcentaje anual de transacciones de energía en el Mercado a Término y Mercado de Oportunidad de la Energía, durante el 2012. Las transacciones de energía en el Mercado a Término fueron de 7,500.61 Gwh, representado con un 87.65% del

total de las transacciones de energía, para las transacciones de energía en el Mercado de Oportunidad fueron de 1,056.57 Gwh, representado con un 12.35%.

Gráfica 74. Porcentaje anual de transacciones de energía en el Mercado a Término y Mercado de Oportunidad de la Energía



Gráfica 75. Transacciones de energía. Porcentaje mensual correspondiente al Mercado a Término y Mercado Spot



En la gráfica 75 se observa que el mes en donde más transacciones se efectuaron en el Mercado Spot durante el 2012 fue mayo y el mes en donde se efectuaron menos transacciones en Mercado Spot fue diciembre.





5. Transacciones

INTERNACIONALES Y
MERCADO ELÉCTRICO
REGIONAL

El Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala realiza intercambios de importación y exportación de energía eléctrica con el Mercado Eléctrico Regional –MER– a través de las interconexiones eléctricas con El Salvador, y con el Sistema Eléctrico de México a través de la interconexión eléctrica con México.

El –MER–, es el ámbito en el que se efectúan transacciones de energía eléctrica entre los seis países de la región de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

En 1996, los seis países suscribieron lo que se denomina el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, conocido comúnmente como Tratado Marco, y posteriormente fueron suscritos dos Protocolos a dicho Tratado (Primer Protocolo 1996, y Segundo Protocolo 2007).

El Tratado Marco y sus protocolos, crearon dos instituciones en el Mercado Eléctrico Regional, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE– y el Ente Operador Regional –EOR–, además de la conformación del Consejo Director de MER –CD-MER–. La CRIE es el ente regulador y el EOR es el operador del MER, el CDMER es un órgano de política cuya función es impulsar el desarrollo del MER.

En el año 2002 la CRIE emitió el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional –RTMER–, y en el año 2005 la CRIE emitió lo que denominaría el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER–. Por ello, desde el año 2002 y hasta la entrada en vigencia y aplicación del RMER, las transacciones en el –MER– se rigen por el RTMER.

A partir de enero de 2013 el MER se encuentra en un período de transición para pasar de la aplicación del Reglamento Transitorio –RTMER– a la implementación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER– y un cuerpo normativo que deshabilita y complementa varias de sus disposiciones denominado Procedimiento de Detalle Complementario –PDC–. Lo relativo al proceso que se lleva a cabo a la presente fecha para la implementación del RMER, puede encontrarse en la memoria de labores de CNEE una breve reseña.

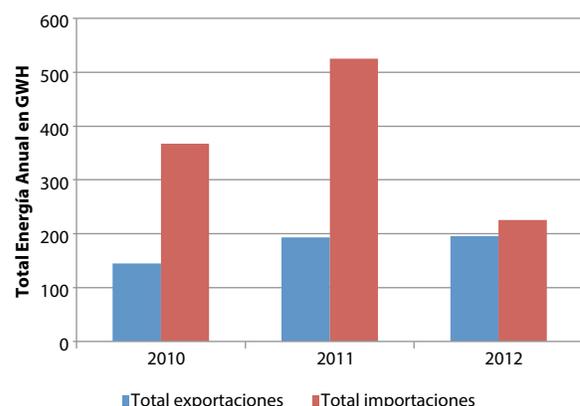
La Interconexión Eléctrica del –SNI– con el sistema eléctrico mexicano inició operaciones de prueba en el año 2009 y a partir del año 2010 entró en su fase de operación comercial. Esta infraestructura deriva de un Memorando de Entendimiento Bilateral entre Guatemala y México en el año 2003. Actualmente México no es un país firmante del Tratado Marco, y por ello no constituye un país miembro del MER. Por lo tanto, el origen de la infraestructura de interconexión entre ambos países y su marco normativo de operación y realización de transacciones son distintos a los del MER.

En esta sección se ilustra el comportamiento de estos intercambios internacionales de energía del SNI durante el año 2012 comparándolo con los de años anteriores, así como una reseña de lo sucedido en el MER. El incremento en las importaciones de energía eléctrica al SNI desde el año 2010 obedece al inicio de la operación comercial de la interconexión eléctrica Guatemala-México.

5.1 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

En la gráfica 76 se ilustra el comportamiento anual de los intercambios internacionales de energía que ha mostrado el SNI durante el período 2010-2012.

Gráfica 76. Intercambios internacionales de energía del SNI años 2010-2012



Fuente: Informes de Transacciones Economicas, AMM

En el 2012 el total de exportaciones del SNI ascendió a 196 GWh, lo cual significa un incremento del 1% comparado con las exportaciones del año 2011, tal y como se observa en el cuadro 15.

Cuadro 15. Total energía exportada por el SNI, años 2008-2012

Año	2008	2009	2010	2011	2012
Total energía exportada del SNI* GWh	76	94	145	193	196
Variación Anual		24%	54%	34%	1%

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

En el cuadro 16 se observa el total de energía importada al SNI para el período 2008-2012. En el año 2012 las importaciones de energía totales del SNI fueron 226 GWh, una reducción del 57% comparado con las importaciones del año 2011.

Cuadro 16. Total energía importada al SNI, años 2008-2012

Año	2008	2009	2010	2011	2012
Total energía importada al SNI* GWh	5	37	367	526	226
Variación Inter-anual		690%	887%	43%	-57%

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

Los cambios en las importaciones entre los años 2009 al 2010, corresponden al inicio de la operación comercial de la interconexión eléctrica Guatemala-México. En el cuadro 17, se muestra el resultado neto de los intercambios internacionales totales del SNI (exportaciones-importaciones).

Cuadro 17. Intercambio neto del SNI en transacciones internacionales, años 2008-2012

Año	2008	2009	2010	2011	2012
Intercambio neto del SNI GWh*	71	57	-223	-332	-30
Variación Anual		-20%	-491%	49%	-91%

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

En el cuadro 18 se ilustra la relevancia de los intercambios internacionales para el SNI al compararse con el total de la demanda de energía nacional.

Cuadro 18. Intercambios Internacionales del SNI totales, como porcentajes de la Demanda del SNI

Años	Demanda SNI Anual GWh	Importaciones GWh	Exportaciones GWh	Importaciones como porcentaje de la Demanda	Exportaciones como porcentaje de la Demanda
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%
2012	8,361	226	196	2.7%	2.3%

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

5.2 INTERCAMBIOS DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CON EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.

En este apartado, se presentan datos sobre el intercambio del SNI con el MER. En el cuadro 19 se muestra la evolución de los intercambios netos totales del SNI con el MER.

Cuadro 19. Evolución de los Intercambios netos del SNI con el MER

Año	2008	2009	2010	2011	2012
Intercambio neto total del SNI con el MER GWh*	71	76	119	165	168
Variación Anual	-42%	6%	57%	39%	2%

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

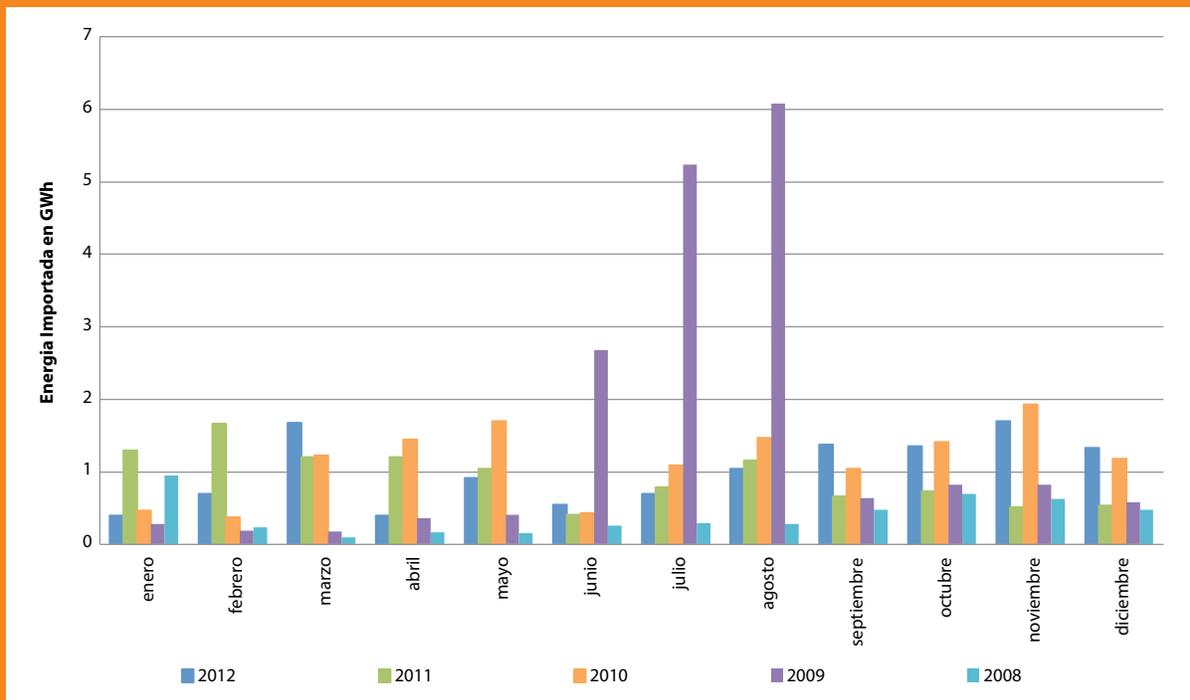
En el cuadro 20, para ilustrar su relevancia, se contrastan los intercambios con el MER con el total de la demanda del SNI.

Cuadro 20. Intercambios del SNI con el MER como porcentajes de la demanda

Años	2008	2009	2010	2011	2012
Importaciones del MER como porcentaje de la Demanda	0.06%	0.24%	0.18%	0.14%	0.14%
Exportaciones del MER como porcentaje de la Demanda	1.01%	1.24%	1.70%	2.17%	2.15%
Intercambio neto con el MER como porcentaje de la Demanda	0.95%	1.00%	1.52%	2.03%	2.01%

5.2.1 Importaciones del MER

En la gráfica 77 se muestra el comportamiento de las importaciones mensuales de energía durante los años 2008 al 2012.

Gráfica 77. Total de energía mensual importada del MER años 2008-2012


Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

En el cuadro 21, puede observarse que el total de energía importada del MER, en el año 2012 creció en 8% con respecto al total de importaciones del año 2011.

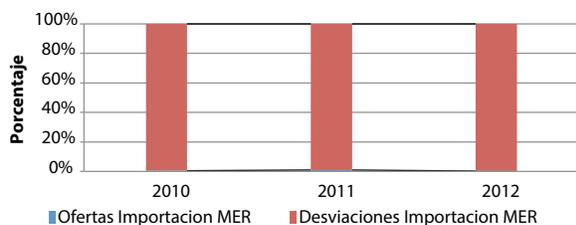
Cuadro 21. Importaciones del MER 2008-2012

Año	2008	2009	2010	2011	2012
Total energía importada del MER por el SNI* GWh	5	18	14	11	12
Variación Anual	-42%	288%	-25%	-19%	8%

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

En la gráfica 78 se observa que en los años 2010 al 2012 del total de importaciones del MER, menos del 1% constituyeron importaciones por ofertas de Agentes, lo cual podría interpretarse como que el mercado nacional continúa sin mostrar un interés por importar energía del MER.

Gráfica 78. Composición de las importaciones 2010-2012



5.2.2 Exportaciones hacia el MER

En el cuadro 22, observamos que en el 2012 las exportaciones hacia el MER crecieron en un 2% respecto a las del 2011.

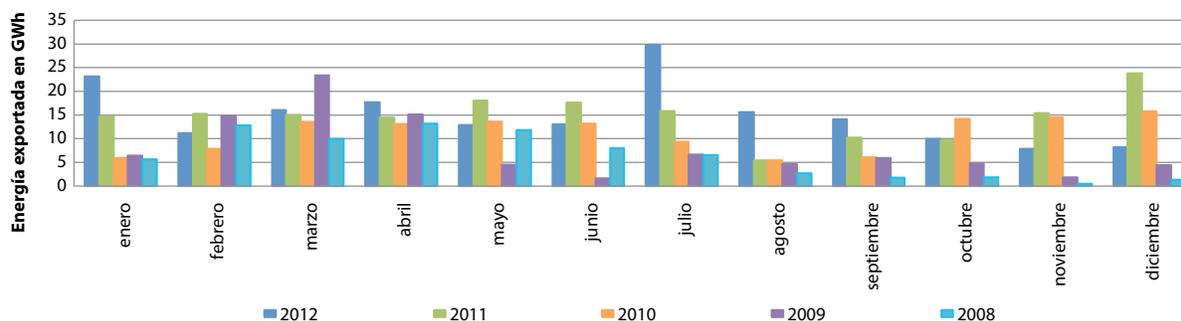
Cuadro 22. Total energía exportada del SNI al MER, años 2005-2012

Año	2008	2009	2010	2011	2012
Total energía exportada al MER por el SNI* GWh	76	94	133	176	180
Variación Anual	-42%	24%	41%	33%	2%

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

En la gráfica 79 se muestra el comportamiento mensual de las exportaciones de energía del SNI hacia el MER durante los años del 2008 al 2012.

Gráfica 79. Total de energía exportada al MER 2008-2012

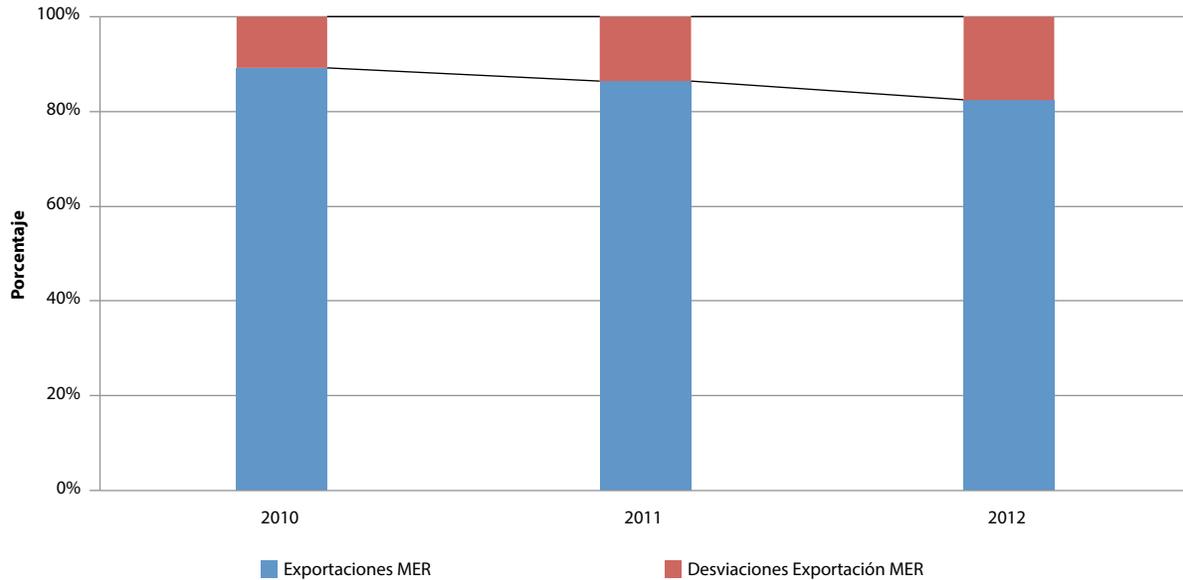


Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM.

La composición de las exportaciones del SNI hacia el MER consiste básicamente en ofertas de exportación bien sea de contratos o de oportuni-

dad efectuadas por los Agentes. En la gráfica 80 se muestra la composición de las exportaciones en Ofertas y Desviaciones:

Gráfica 80. Composición de las exportaciones al MER 2010-2012



En el cuadro 23 se muestra la composición de las exportaciones, y se observa que el porcentaje de las desviaciones de exportación se incrementó en 4% en el 2012, en comparación con el 2011. En el año 2012, las desviaciones de exportación fueron de 18% mientras que en el 2011 fueron de 14%.

Cuadro 23. Composición de las Exportaciones 2005-2012

Año	Exportaciones Ofertas MER GWh	Desviaciones Exportación MER GWh	Total Exportaciones al MER GWh	Porcentaje de desviaciones respecto al total exportaciones al MER
2008	65	11	76	14%
2009	83	11	94	12%
2010	118	14	133	11%
2011	152	24	176	14%
2012	148	32	180	18%

5.2.2.1 Contratos de Exportación

Las ofertas de contratos de exportación, según el RTMER pueden ser de tres tipos: Ofertas de Contratos Pago Máximo de Transporte –PMDT–, Ofertas de Oportunidad y Ofertas de Contrato Decrementales –DEC–. En la gráfica 81 se puede observar que el 97.2% de las ofertas de exportación durante el 2012 fueron del tipo Pago Máximo de Transporte –PMDT–

Gráfica 81. Tipos de Ofertas de Exportación en Contratos durante el año 2012



5.2.2.2 Actores en el mercado de exportación al MER

En el cuadro 24 puede apreciarse la participación porcentual en las exportaciones por Participante, así como las variaciones en la participación anual de cada uno, durante los años del 2009 al 2012. En el cuadro también puede apreciarse la “entrada” y “salida” de exportadores en el período.

Cuadro 24. Estructura de Mercado de Exportaciones

Agente / Año	2009	2010	2011	2012
Cceesa Exportaciones	4%	2%	0.24%	0.14%
Cecsa	24%			
Coenesa	0%	0%	0.44%	1.29%
Comegsa	1%	48%	20.22%	4.61%
Comercializadora de Energía para el Desarrollo				4.36%
Contrataciones	0%	4%	0.61%	0.24%
Cutuco	0%	0%	6.28%	3.93%
Econoenergía	12%	4%	0.44%	0.24%
Electronova		9%	30.83%	48.93%
Enerma			2.05%	7.77%
Excelergy	4%	2%	5.80%	0.81%
GDuke	2%		30.95%	15.69%
Generadora La Laguna				0.80%
Genor	28%	27%	1.83%	1.10%
Geoconsa	2%			
HidroXacbal				1.35%
Melsa	2%	1%		0.93%
Poliwatt	17%	4%	0.31%	7.79%
Textiles	2%	0%		
San Diego				0.02%
Total	100%	100%	100%	100%

5.2.3 Desviaciones

Los intercambios internacionales, tanto importaciones como exportaciones tienen dos fuentes: una que corresponde a ofertas de los Agentes bien sea a través de contratos o de ofertas oportunidad, y la otra que corresponde a desviaciones. Las desviaciones, son la diferencia entre la cantidad de energía programada en el enlace de interconexión y la que en la operación es efectivamente registrada por el medidor.

Actualmente, estas desviaciones según el RTMER pueden clasificarse en Energía bonificable, compensable, de emergencia e inadvertida, y cada una puede ser por importación o por exportación.

En el cuadro 25 se presenta la energía y los créditos y cargos por desviaciones durante el año 2012:

Cuadro 25. Desviaciones del SNI el MER, año 2012

Mes	Desviaciones Importación MER GWh	Cargos por Desviaciones de Importación MER US\$	Desviaciones Exportación MER GWh	Créditos por Desviaciones de Exportación MER US\$
Ene-12	0.39	54,673	2.62	323,264
Feb-12	0.70	110,036	2.34	377,632
Mar-12	1.68	314,508	3.18	541,584
Abr-12	0.40	67,060	3.64	609,730
May-12	0.89	159,943	3.04	547,320
Jun-12	0.54	78,695	3.26	502,625
Jul-12	0.69	92,455	2.89	401,906
Ago-12	1.04	138,025	2.78	401,220
Sep-12	1.37	194,764	1.63	221,482
Oct-12	1.36	209,343	2.46	378,326
Nov-12	1.70	269,977	1.87	296,632
Dic-12	1.33	195,910	1.83	265,966
Total 2012	12.08	1,885,388	31.55	4,867,687

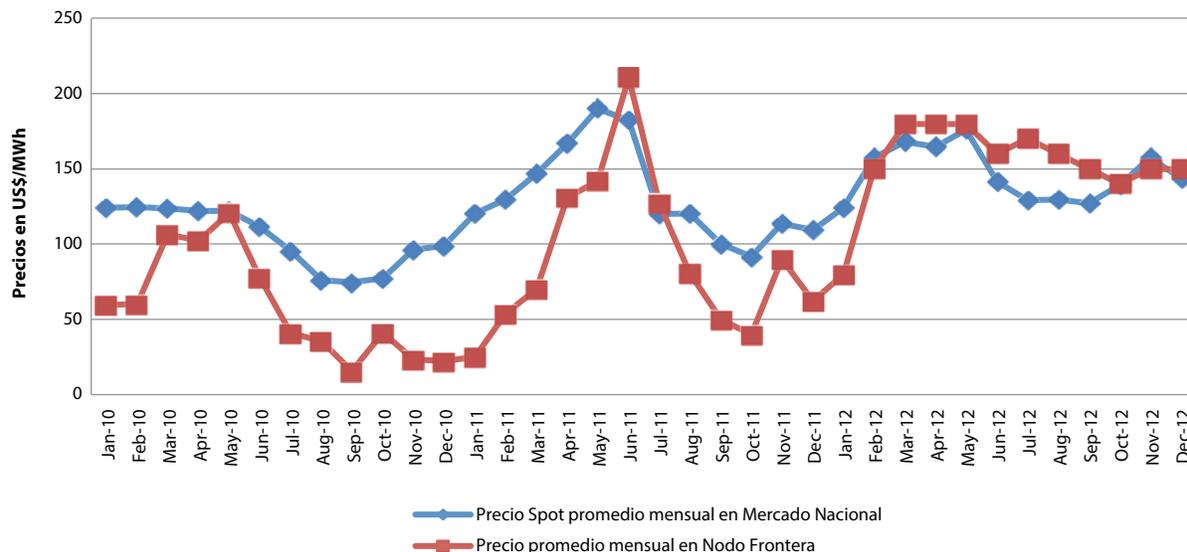
5.2.4 Precios

A modo de análisis, en la gráfica 82 se compara el comportamiento del Precio de Oportunidad de la Energía (POE) promedio en el mercado nacional (Precio Spot) y el Precio promedio en el Nodo Fron-

tera, en la misma se observa que ha existido una aparente correspondencia entre el Precio Spot y el Precio en el Nodo Frontera, también puede notarse que a partir de 2012 el precio en el Nodo Frontera ha sido en general superior al Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista.



Gráfica 82. Comparativo de la evolución del Precio Spot (SNI) y del Precio en Nodo Frontera (MER)



Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM.

Cuadro 26. Precios Spot y Precios en Nodo Frontera, años 2008-2012

Año	2008	2009	2010	2011	2012
Precio Spot promedio en Mercado Nacional US\$/MWh	121	103	104	133	147
Precio promedio en Nodo Frontera US\$/MWh	92	91	59	90	154
Diferencia porcentual	-24%	-12%	-43%	-32%	5%

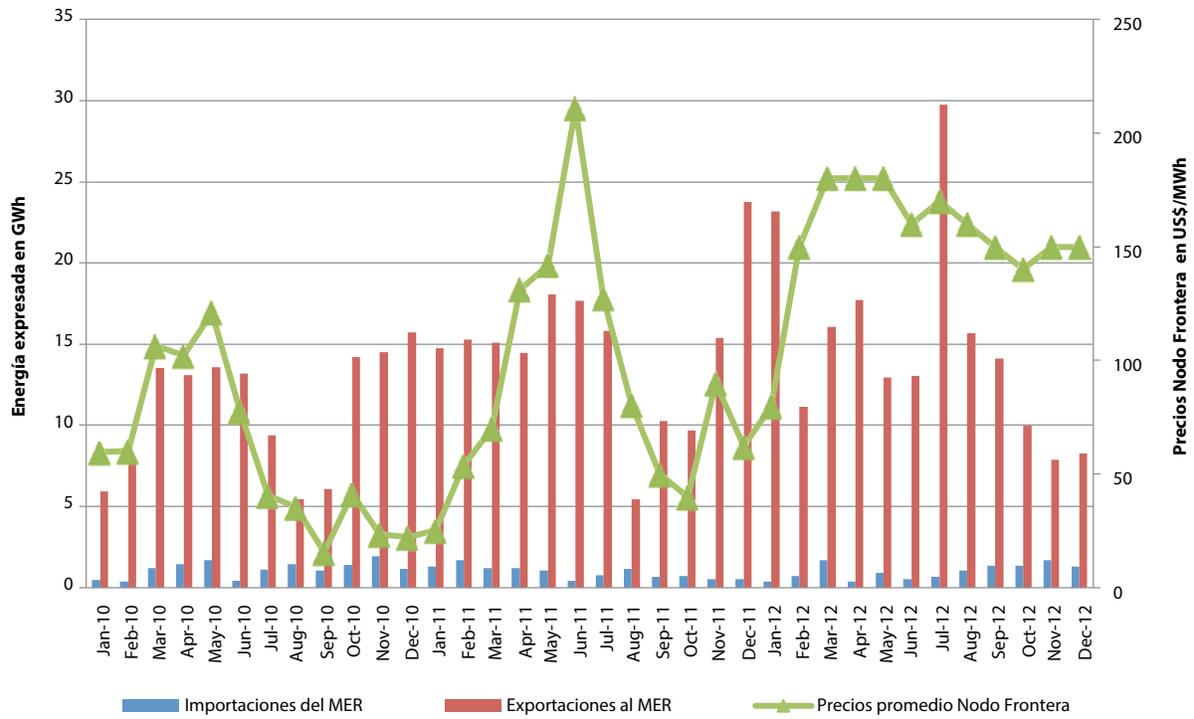
Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

5.2.5 Precios y cantidades

En la gráfica 83 se hace una comparación entre las transacciones efectuadas por el SNI en el MER y los precios ofertados en el Nodo Frontera. Pese al contraste, no puede distinguirse un patrón de comportamiento claro que relacione los intercambios con el MER con los precios en el nodo frontera.



Gráfica 83. Comparación mensual Transacciones en el MER del SNI y Precios Nodo Frontera años 2010-2012



Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM.

5.3 CARGOS REGIONALES

El financiamiento de los organismos CRIE y EOR, así como el pago del proyecto SIEPAC, se efectúa a través de cargos a las demandas de la región. De acuerdo con las disposiciones emitidas por la CRIE, el método de asignación consiste básicamente en la asignación de un Presupuesto anual a cada entidad, el mismo se distribuye en partes iguales durante los 12 meses del año y luego se reparte en proporción a la demanda de energía eléctrica de cada país con respecto al total de la región. A la demanda de energía de Guatemala, al aplicar la metodología descrita, le asignan aproximadamente el 20% anual de dichos presupuestos.

El Cargo por Regulación (conocido como Cargo CRIE) fue establecido en el artículo 24 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, y su forma de cálculo en los artículos del 61 al

65 del Segundo Protocolo a dicho Tratado y en la resolución CRIE-01-2009. En el cuadro 27 se muestran los presupuestos totales anuales de la CRIE, los cuales constituyen hasta la fecha el Cargo por Regulación. El traslado de dicho cargo a la demanda de energía eléctrica de la región inició a partir del año 2010.

Cuadro 27. Presupuesto anual CRIE

Año	Resolución	Presupuesto total anual US\$	% Asignado a Guatemala en DTER
2010	Página web CRIE	1,619,046.36	20%
2011	Página web CRIE	3,425,879.00	20%
2012	Página web CRIE	3,238,343.00	20%
2013	Acuerdo CRIE-06-61	2,627,068.00	20%

DTER: Documentos de Transacciones Económicas Regionales, emitido por el EOR

El Cargo por el Servicio de Operación del Sistema (conocido como Cargo EOR) fue establecido en el artículo 29 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –Tratado Marco– y su forma de cálculo en los artículos del 66 al 70 del Segundo Protocolo a dicho Tratado y en la resolución CRIE-01-2009. El traslado de dicho cargo a la demanda de energía eléctrica de la región inició a partir del año 2010. En el cuadro 28 se muestran los presupuestos totales anuales del EOR, autorizados por la CRIE para ser trasladados a la demanda de la región a partir del año 2010.

Cuadro 28. Presupuesto anual EOR

Año	Resolución	Presupuesto total anual US\$	% Asignado a Guatemala en DTER
2010	CRIE-3-2009	1,930,784.44	20%
2011	CRIE-NP-03-2010	2,137,880.00	20%
2012	CRIE-P-02-2012	2,676,100.00	20%
2013	CRIE-NP-33-2012	4,081,904.34	20%

DTER: Documentos de Transacciones Económicas Regionales, emitido por el EOR

En cuanto al proyecto SIEPAC, el cargo se calcula a partir del Ingreso Autorizado Regional –IAR–. El IAR es el monto que tiene autorizado anualmente la Empresa Propietaria de la Red –EPR– cobrar en concepto de la Línea SIEPAC.

El Ingreso Autorizado regional, aprobado por la CRIE comprende, el servicio de la deuda del proyecto SIEPAC, reconocimiento del capital propio de los accionistas, costos de operación y mantenimiento, impuestos y tributos. El detalle puede encontrarse en el Anexo I del libro III del RMER. El

IAR se calcula por tramo del proyecto SIEPAC, y el IAR total constituye la suma de los mismos.

El Ingreso Autorizado Regional, puede recuperarse a través del peaje y del Cargo Complementario. El peaje es el pago que efectúan las transacciones por el uso de la Línea SIEPAC. Sin embargo, dado el nivel de transacciones actuales a nivel regional, el IAR básicamente es trasladado a la demanda de la región a través del Cargo Complementario.

El Cargo Complementario que corresponde a cada país, se calcula y asigna por el EOR, según las resoluciones CRIE-01-2011, CRIE-02-2011 y CRIE-06-2011. La metodología actual consiste básicamente en asignar a cada país el tramo de la infraestructura que está a lo interno del mismo y lo que corresponde a IAR de interconectores, es decir enlaces binacionales, se distribuye entre la demanda de energía eléctrica de la región en proporción a la demanda individual de cada país miembro.

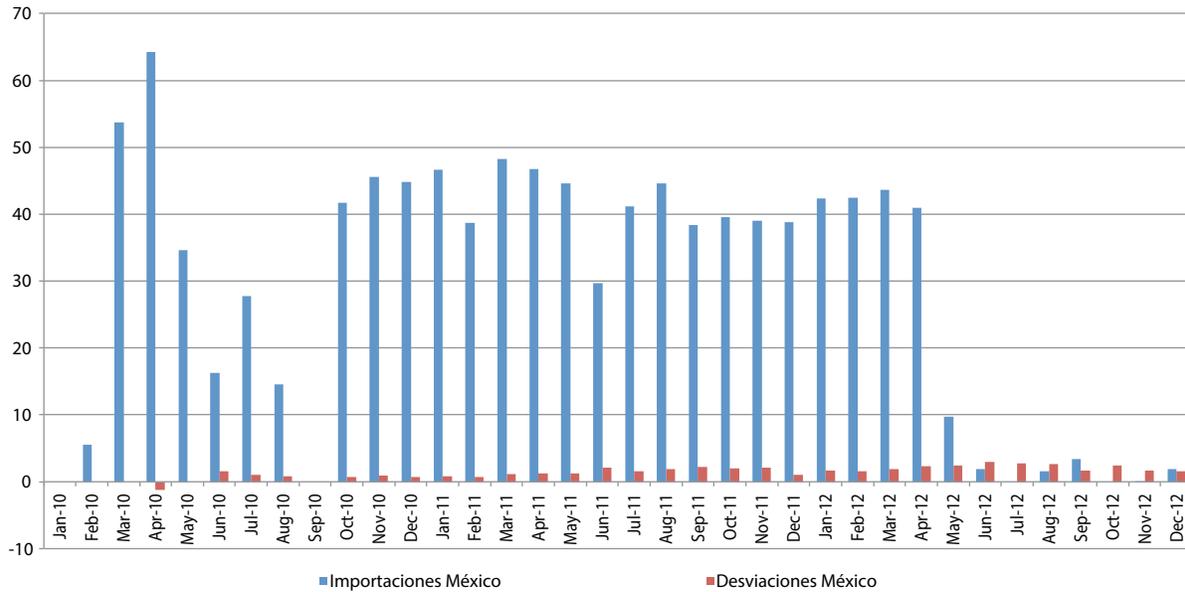
Cuadro 29. Ingreso Autorizado Regional –IAR– del Proyecto SIEPAC autorizado a la Empresa Propietaria de la Red –EPR–

Año	Resolución	IAR total US\$	% Asignado a Guatemala en DTER
2011	CRIE-01-2011	48,810,951	19%
2012	CRIE-P-01-2012	49,799,950	19%
2013	CRIE-NP-05-2013	60,079,241	18%

DTER: Documentos de Transacciones Económicas Regionales, emitido por el EOR

5.4 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA GUATEMALA-MÉXICO

En la gráfica 84 se muestra el comportamiento mensual de las importaciones a través de la interconexión eléctrica Guatemala-México:

Gráfica 84. Comportamiento mensual importaciones de energía de México, 2011-2012


Fuente: Informes de Transacciones Económicas, -ITE-, AMM

En cuanto a la composición de las importaciones de México, en el cuadro 30 puede observarse, que en el 2011 alrededor del 4% de la energía importada de México fue clasificada como desviaciones, mientras que en el 2012 este porcentaje fue de 12%.

Cuadro 30. Importaciones de energía por su tipo período 2010-2012

Año	Importaciones de México GWh	Desviaciones Importación México GWh	Total Importaciones México GWh	% Desviaciones del total de Importaciones del SNI
2010	349	5	353	1%
2011	496	18	514	4%
2012	188	26	214	12%

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

La energía inadvertida exportada hacia México, se muestra en el cuadro 31, y se le contrasta con el total de exportaciones del SNI:

Cuadro 31. 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%
2012	16	8%

Los detalles de las desviaciones de importación y exportación del SNI a México se muestran en el cuadro 32 durante el 2012.

Cuadro 32. Desviaciones de energía en la Interconexión con México

Mes	Desviaciones Importación México GWh	Desviaciones Importación México US\$	Desviaciones Exportación México GWh	Desviaciones Exportación México US\$
Ene-12	1.71	218,164	1.14	140,693
Feb-12	1.56	249,988	1.48	229,410
Mar-12	1.93	320,493	1.40	235,376
Abr-12	2.31	385,332	0.86	143,485
May-12	2.44	439,492	1.17	211,126
Jun-12	3.01	488,159	0.81	130,269
Jul-12	2.74	391,980	0.73	102,820
Ago-12	2.70	401,754	1.13	165,699
Sep-12	1.73	255,669	1.46	229,202
Oct-12	2.45	396,828	1.24	202,714
Nov-12	1.69	267,391	2.38	376,099
Dic-12	1.59	234,766	1.98	295,517
Total 2012	25.85	4,050,017	15.76	2,462,411

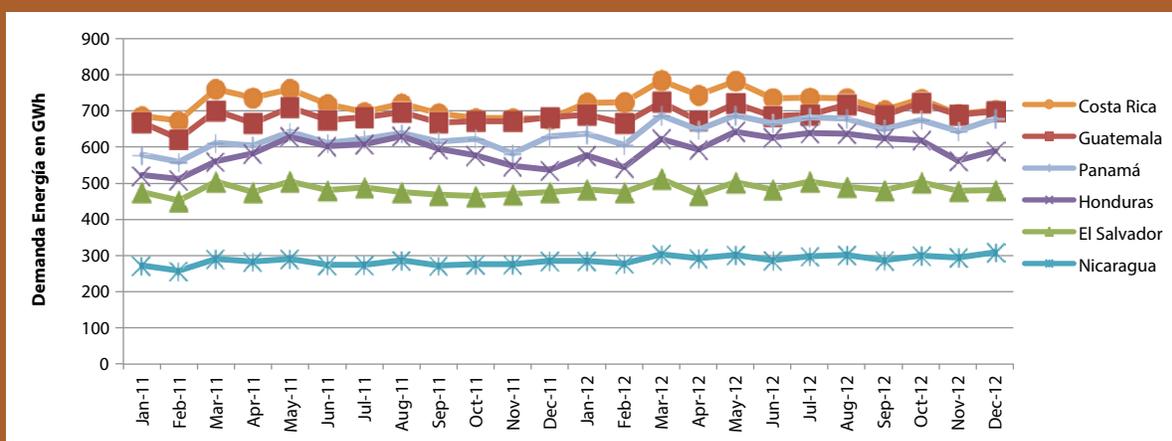
5.5 EL MERCADO ELÉCTRICO EN AMÉRICA CENTRAL

Como complemento al análisis de los intercambios del Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala con el MER, 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 85, se muestra la evolución mensual de la demanda de energía por país de la región durante los años 2011-2012.

Gráfica 85. Demanda mensual de energía por país, años 2011-2012



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

En el cuadro 33 se hace una comparación entre las demandas de energía eléctrica registradas en los años 2011 y 2012, se identifica que la deman-

da total del istmo creció en 4.48% y que la demanda que registró mayor crecimiento fue la de Panamá con 7.83%.

Cuadro 33. Análisis del crecimiento de la demanda anual de energía en la región, años 2011-2012

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total Región
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2011	8,112	5,738	6,907	3,342	8,484	7,316	39,899
2012	8,362	5,865	7,279	3,539	8,788	7,937	41,769
Crecimiento GWh	250	127	372	197	304	621	1,870
Crecimiento %	2.99%	2.16%	5.11%	5.56%	3.46%	7.83%	4.48%

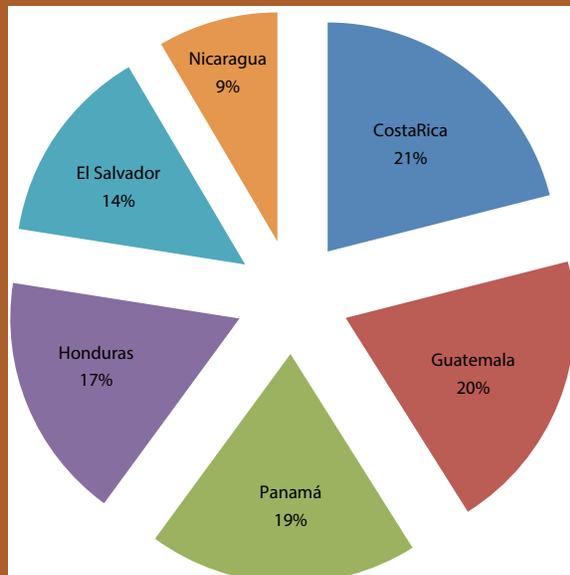
Fuente: DTER, publicados en Página web del EOR

En la gráfica 86 puede observarse la participación porcentual de cada país en la demanda total de energía eléctrica de la región de América Central. La demanda de Guatemala es aproximadamente el 20% de la demanda de energía eléctrica total de la región.

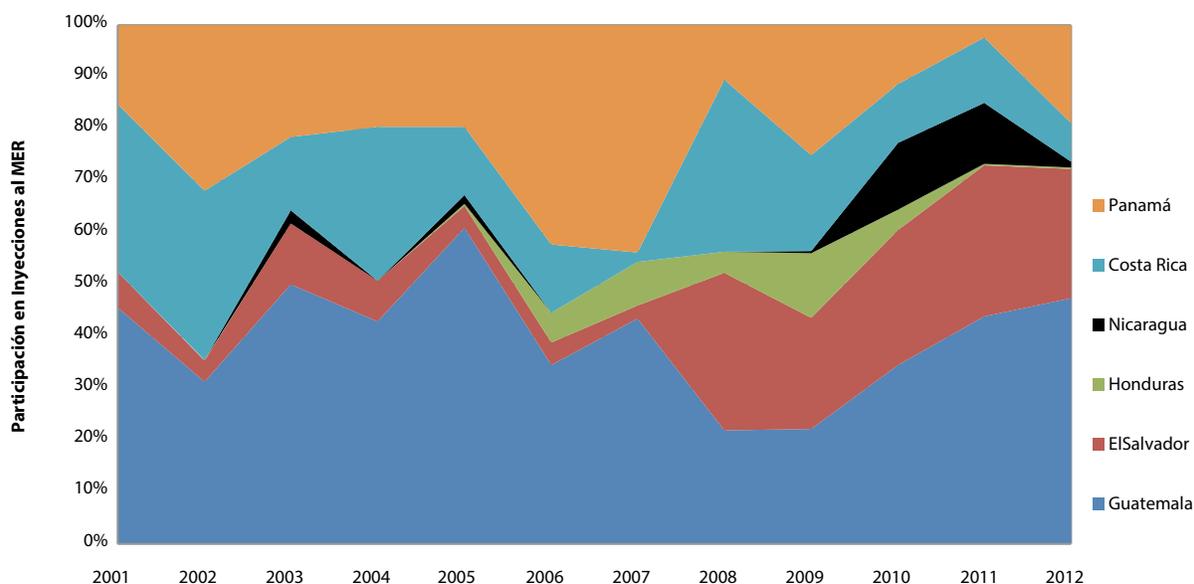
b) Inyecciones en el MER

En la gráfica 87 puede 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 86. Composición de la demanda de la región, año 2012



Gráfica 87. Inyecciones de Energía al MER - por País



Fuente: Informes Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico 2010 y 2011 CEPAL, e Informes Estadísticos Mensuales y Anuales del EOR.

En el cuadro 34 se ofrece el detalle de las variaciones en las inyecciones de energía por país para los años 2011-2012.



Cuadro 34. Análisis de Inyecciones de energía al MER por país, análisis años 2011-2012 (no incluye desviaciones)

Inyecciones	Guatemala MWh	El Salvador MWh	Honduras MWh	Nicaragua MWh	Costa Rica MWh	Panamá MWh	Total
2011	150,954	100,496	1,099	40,589	43,368	7,988	344,494
2012	145,660	76,540	1,080	3,190	22,880	58,140	307,490
Δ MW	-5,294	-23,956	-19	-37,399	-20,488	50,152	-37,004
Δ %	-4%	-24%	-2%	-92%	-47%	628%	-11%

Fuente: Informes Anuales de Gestión Comercial del EOR e Informes Estadísticas del Subsector Eléctrico 2010 y 2011 CEPAL

En la gráfica 88 pueden apreciarse la evolución de los retiros del MER por país, en la misma puede apreciarse incrementos en los retiros de El Salvador y Panamá, así como un decremento en los retiros de Nicaragua y Honduras.

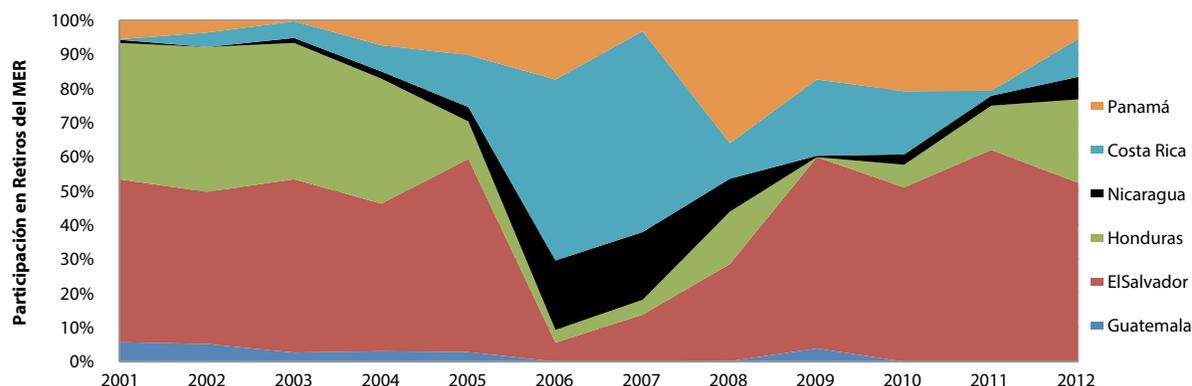
A manera de ilustración, en el cuadro 35, se contrastan las inyecciones anuales con la demanda anual registrada en los últimos dos años, de los resultados puede observarse que los intercambios en la región no han superado el 1% del total de la demanda de energía de la región.

Cuadro 35. Significancia de las inyecciones en el MER, contrastado con la demanda de cada país, y del total de la región.

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total Región
2011	1.24%	0.76%	0.59%	0.24%	1.78%	0.02%	0.86%
2012	0.92%	0.39%	0.04%	1.64%	1.66%	0.01%	0.74%

Fuente: Informes Anuales de Gestión Comercial del EOR e Informes Estadísticas del Subsector Eléctrico 2010 y 2011 CEPAL

c) Retiros en el MER

Gráfica 88. Retiros de Energía del MER - por país


Fuente: Informes Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico 2010 y 2011 CEPAL, e Informes Estadísticos Mensuales y Anuales del EOR.

En el cuadro 36 se presenta un detalle de las variaciones en los retiros de energía por país para los años 2011-2012.

Cuadro 36. Análisis de Retiros de energía al MER por país, análisis años 2011-2012 (no incluye desviaciones)

Retiros	Guatemala MWh	El Salvador MWh	Honduras MWh	Nicaragua MWh	Costa Rica MWh	Panamá MWh	Total
2011	104	213,562	44,763	9,937	5,193	70,936	344,493
2012	30	160,990	75,520	20,020	34,410	16,530	307,500
ΔMW	-74	-52,572	30,757	10,084	29,218	-54,406	-36,993
$\Delta\%$	-71%	-25%	69%	101%	563%	-77%	-11%

Fuente: Informes Anuales de Gestión Comercial del EOR e Informes Estadísticas del Subsector Eléctrico 2010 y 2011 CEPAL

En el cuadro 37, se ofrecen los resultados netos por país en el MER, según los datos de los Informes Anuales de Gestión Comercial, publicados por el Ente Operador Regional. Pueden observarse los

cambios en las balanzas de intercambio de los países, sobresaliendo el resultado de seguir siendo importador neto El Salvador y Honduras, y el cambio de importador neto a exportador neto de Panamá.

d) Resultados netos por país

Cuadro 37. Análisis de los resultados netos por país, años 2011-2012 (no incluye desviaciones)

Neto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Año	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
2011	150,850	-113,066	-43,664	30,652	38,175	-62,947
2012	145,630	-84,450	-74,440	-16,830	-11,530	41,610

Fuente: Informes Anuales de Gestión Comercial del EOR e Informes Estadísticas del Subsector Eléctrico 2010 y 2011 CEPAL. Los positivos indican que el país resultó exportador neto en el MER, los negativos que resultó importador neto en el MER.

6. Lista DE CUADROS Y GRÁFICAS

Cuadro 1:	Nueva Generación incorporada al Mercado Nacional en el año 2012.....	11
Cuadro 2:	Producción de energía por tipo de tecnología (enero-diciembre 2012).....	13
Cuadro 3:	Producción de energía por tipo de combustible (enero-diciembre 2012).....	13
Cuadro 4:	Consumo estimado de combustible en el SNI.....	14
Cuadro 5:	Oferta total de energía por tecnología.....	17
Cuadro 6:	Oferta total de energía por tipo de combustible.....	17
Cuadro 7:	Promedio mensual de precios del crudo (\$/bbl).....	18
Cuadro 8:	Promedio mensual de búnker y diésel (\$/bbl).....	19
Cuadro 9:	Precios spot promedio mensuales.....	24
Cuadro 10:	Precio Promedio Spot.....	25
Cuadro 11:	Comparativo de precios spot de la energía.....	29
Cuadro 12:	Unidades que participaron en la prestación de RRO (año 2012).....	69
Cuadro 13:	Unidades generadoras que prestaron el servicio de RRa (año 2012).....	71
Cuadro 14:	Causas de restricción para Generación Forzada (año 2012).....	73
Cuadro 15:	Total energía exportada por el SNI, años 2008-2012.....	82
Cuadro 16:	Total energía importada al SNI, años 2008-2012.....	82
Cuadro 17:	Intercambio neto del SNI en transacciones internacionales, años 2008-2012.....	82
Cuadro 18:	Intercambios Internacionales del SNI totales, como porcentajes de la Demanda del SNI.....	82
Cuadro 19:	Evolución de los Intercambios netos del SNI con el MER.....	83
Cuadro 20:	Intercambios del SNI con el MER como porcentajes de la demanda.....	83
Cuadro 21:	Importaciones del MER 2008-2012.....	84
Cuadro 22:	Total energía exportada del SNI al MER, años 2005-2012.....	84
Cuadro 23:	Composición de las Exportaciones 2005-2012.....	85
Cuadro 24:	Estructura de Mercado de Exportaciones.....	86
Cuadro 25:	Desviaciones del SNI el MER, año 2012.....	87
Cuadro 26:	Precios Spot y Precios en Nodo Frontera, años 2008-2012.....	88
Cuadro 27:	Presupuesto anual CRIE.....	89
Cuadro 28:	Presupuesto anual EOR.....	90
Cuadro 29:	Ingreso Autorizado Regional –IAR– del Proyecto SIEPAC autorizado a la Empresa Propietaria de la Red –EPR–.....	90
Cuadro 30:	Importaciones de energía por su tipo período 2010-2012.....	91
Cuadro 31:	Desviaciones de exportación de energía del SNI a México.....	91
Cuadro 32:	Desviaciones de energía en la Interconexión con México.....	92

Cuadro 33.	Análisis del crecimiento de la demanda anual de energía en la región, años 2011-2012.....	93
Cuadro 34.	Análisis de Inyecciones de energía al MER por país, análisis años 2011-2012.....	95
Cuadro 35.	Significancia de las inyecciones en el MER, contrastado con la demanda de cada país, y del total de la región.	95
Cuadro 36.	Análisis de Retiros de energía al MER por país, análisis años 2011-2012	96
Cuadro 37.	Análisis de los Resultados netos por país, años 2011-2012, (no incluye desviaciones)	96
Gráfica 1.	Producción de energía del SNI (enero-abril 2012).....	12
Gráfica 2.	Producción de energía SNI (mayo-octubre 2012).....	12
Gráfica 3.	Producción de energía SNI (noviembre-diciembre 2012)	12
Gráfica 4.	Producción de energía SNI (enero-diciembre 2012).....	13
Gráfica 5.	Participación en la producción de energía en el SNI por tipo de combustible (enero-diciembre 2012).....	13
Gráfica 6.	Consumo estimado de combustible para la producción de energía en el SNI.....	14
Gráfica 7.	Porcentaje de la demanda de energía del SNI cubierta con generación hidroeléctrica ...	15
Gráfica 8.	Porcentaje de la demanda de energía del SNI cubierta con energía importada de México	16
Gráfica 9.	Oferta total de energía por tecnología (año 2012).....	17
Gráfica 10.	Oferta total de energía por tipo de combustible (año 2012)	17
Gráfica 11.	Promedio mensual de precios del WTI	19
Gráfica 12.	Promedio mensual de precios del búnker de 1% S.....	20
Gráfica 13.	Promedio mensual de precios del búnker de 3% S.....	20
Gráfica 14.	Promedio mensual de precios del diésel	21
Gráfica 15.	Costo variable de generación promedio semanal de motores de combustión interna....	21
Gráfica 16.	Costo variable de generación promedio semanal de turbinas de diésel.....	22
Gráfica 17.	Valor del agua semanal de Chixoy.....	22
Gráfica 18.	Valor del agua semanal de Jurún Marinalá	23
Gráfica 19.	Comparativo precio spot promedio mensual 2011-2012.....	23
Gráfica 20.	Precio spot promedio anual	24
Gráfica 21.	Fijación del precio spot por tecnología	26
Gráfica 22.	Fijación del precio spot por tipo de combustible.....	26
Gráfica 23.	Promedios mensuales del precio spot y combustibles	26
Gráfica 24.	Curva de duración del Precio Spot.....	27
Gráfica 25.	Unidades o centrales que fijaron el precio spot (% de tiempo).....	28
Gráfica 26.	Comparativo de precios spot de energía.....	29
Gráfica 27.	Actividad ciclónica en la cuenca del Océano Atlántico y Caribe durante el año 2012.....	35

Gráfica 28(a). Actividad ciclónica en la cuenca del Océano Pacífico durante el año 2012 en el período comprendido de mayo a agosto	36
Gráfica 28(b). Actividad ciclónica en la cuenca del Océano Pacífico durante el año 2012 en el período comprendido de septiembre a octubre	36
Gráfica 29. Evolución de las temperaturas en promedio trimestral en la superficie del mar del Océano Pacífico Tropical, en la región denominada Niño 3.4.....	37
Gráfica 30(a). Caudales promedio (1979-2008) vrs Caudales 2011 y 2012, embalse Pueblo Viejo Chixoy.	39
Gráfica 30 (b).Caudales promedio (1979-2008) vrs Caudales 2011 y 2012, embalse Aguacapa.....	39
Gráfica 30 (c). Caudales promedio (1979-2008) vrs Caudales 2011 y 2012, embalse Jurún Marinalá	39
Gráfica 31(a). Volumen promedio (1979-2008) vrs volúmenes 2011 y 2012, embalse Pueblo Viejo Chixoy	40
Gráfica 31(b). Volumen promedio (1979-2008) vrs volúmenes 2011 y 2012, embalse Aguacapa.	41
Gráfica 31(c). Volumen promedio (1979-2008) vrs volúmenes 2011 y 2012, embalse Jurún Marinalá... ..	41
Gráfica 32(a). Generación mensual central hidroeléctrica Chixoy 2011-2012.....	42
Gráfica 32(b). Generación mensual central hidroeléctrica Aguacapa 2011-2012	43
Gráfica 32(c). Generación mensual central hidroeléctrica Jurún Marinalá 2011-2012.....	43
Gráfica 32(d). Generación mensual central hidroeléctrica Xacbal 2011-2012	44
Gráfica 32(e). Generación mensual central hidroeléctrica Renace 2011-2012.....	44
Gráfica 33. Factor de planta y generación anual de energía de centrales hidroeléctricas en Guatemala para los años 2011 y 2012	45
Gráfica 34. Demanda histórica de potencia y energía del SNI	49
Gráfica 35. Demanda máxima anual de potencia SNI (MW) 2006-2012 y crecimiento porcentual anual de la demanda de potencia.....	50
Gráfica 36. Demanda de potencia - PIB	51
Gráfica 37. Demanda de energía - PIB.....	51
Gráfica 38. Factor de Carga mensual del SNI años 2011 y 2012	52
Gráfica 39. Consumo total anual de energía SNI (GWh) 2006-2012 y crecimiento porcentual anual del consumo de energía	53
Gráfica 40. Consumo total de energía.....	53
Gráfica 41. Energía total demandada (tarifa social y no social).....	55
Gráfica 42. Energía demandada Tarifa Social	56
Gráfica 43. Energía demandada Tarifa No Social.....	57
Gráfica 44. Comparativo de demanda de energía Distribuidores 2011-2012	58
Gráfica 45. Compras de energía 2012 EEGSA Tarifa Social.....	58
Gráfica 46. Compras de energía 2012 DEOCSA Tarifa Social.....	59
Gráfica 47. Compras de energía 2012 DEORSA Tarifa Social	59
Gráfica 48. Compras de energía 2012 EEGSA Tarifa No Social.....	59

Gráfica 49.	Compras de energía 2012 DEOCSA Tarifa No Social	59
Gráfica 50.	Compras de energía 2012 DEORSA Tarifa No Social	60
Gráfica 51.	Demanda Firme Efectiva Total (Tarifa Social y No Social, incluyendo CAD)	60
Gráfica 52.	Demanda Firme Efectiva Tarifa Social (incluye CAD)	61
Gráfica 53.	Demanda Firme Efectiva Tarifa No Social (incluye CAD)	62
Gráfica 54.	EEGSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2011-2012.....	63
Gráfica 55.	DEOCSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2011-2012.....	63
Gráfica 56.	DEORSA: Demanda Firme Efectiva Tarifa Social y No Social / comparativo 2011-2012.....	64
Gráfica 57.	Demanda de energía de Grandes Usuarios (enero-diciembre 2012)	65
Gráfica 58.	Comparativo de demanda de energía de los Grandes Usuarios 2011-2012.....	65
Gráfica 59.	Demanda de energía por Comercializador año 2012 (Grandes Usuarios con representación)	65
Gráfica 60.	Demanda mensual de energía por Comercializador (Grandes Usuarios con representación)	66
Gráfica 61.	Factor de Relación Histórico precio promedio semanal, ofertado y liquidado año 2012	70
Gráfica 62.	Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRO	70
Gráfica 63.	Remuneración del servicio de RRO durante el año 2012	71
Gráfica 64.	Participación en la remuneración de RRO durante el año 2012	71
Gráfica 65.	Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRa	72
Gráfica 66.	Remuneración del servicio de RRa	73
Gráfica 67.	Participación en la remuneración de RRa (2012)	73
Gráfica 68.	Generación forzada por causas de restricción	74
Gráfica 69.	Sobrecostos por Generación Forzada (2012)	74
Gráfica 70.	Sobrecosto mensual por Generación Forzada (2012)	75
Gráfica 71.	Asignación de cargos por Generación Forzada (2012)	75
Gráfica 72.	Precios de desvíos de Potencia mensuales en el año 2012.....	76
Gráfica 73.	Desvíos de potencia promedio en el año 2012	77
Gráfica 74.	Porcentaje anual de transacciones de energía en el Mercado a Término y Mercado de Oportunidad de la Energía.....	78
Gráfica 75.	Transacciones de energía. Porcentaje mensual correspondiente al Mercado a Término y Mercado Spot.....	78
Gráfica 76.	Intercambios internacionales de energía del SNI años 2010-2012	81
Gráfica 77.	Total de energía mensual importada del MER años 2008-2012	83
Gráfica 78.	Composición de las importaciones 2010-2012	84
Gráfica 79.	Total de energía exportada al MER 2008-2012	84
Gráfica 80.	Composición de las exportaciones al MER 2010-2012	85
Gráfica 81.	Tipos de Ofertas de Exportación en Contratos durante el año 2012.....	86

Gráfica 82.	Comparativo de la evolución del Precio Spot (SNI) y del Precio en Nudo Frontera (MER)	88
Gráfica 83.	Comparación mensual Transacciones en el MER del SNI y Precios Nudo Frontera años 2010-2012.....	89
Gráfica 84.	Comportamiento mensual importaciones de energía de México, 2011-2012	91
Gráfica 85.	Demanda mensual de energía por país, años 2011-2012.....	92
Gráfica 86.	Composición de la demanda de la región, año 2012	93
Gráfica 87.	Inyecciones de Energía al MER - por País	94
Gráfica 88.	Retiros de Energía del MER - por país.....	95



CNEE

INFORME ESTADÍSTICO 2013