

informe estadístico **DE MERCADO** **2013**



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala





Estimado lector

Como parte de las actividades de vigilancia y monitoreo del funcionamiento del Mercado Mayorista, cada año la CNEE elabora y publica este documento que recopila la información más relevante de la operación del Mercado Mayorista de Electricidad.

En esta oportunidad nos es grato presentar el Informe correspondiente a los resultados de la

operación del Mercado Mayorista durante el 2013, el cual fue elaborado por nuestro equipo técnico de la Gerencia de Mercado, con el propósito de difundir información relevante para la toma de decisiones y en atención a nuestras funciones como ente encargado de velar por el cumplimiento del marco regulatorio del subsector eléctrico del país.



Licda. Carmen Urizar Hernández
Presidente



Licda. Silvia Alvarado de Córdova
Directora



Lic. Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica



Licda. Silvia Alvarado
de Córdova,
Directora

Licda. Carmen
Urizar Hernández,
Presidente

Licdo. Jorge Aráuz Aguilar,
Director

En el presente documento se plasman los resultados más importantes de la operación del Mercado Mayorista durante el 2013. Resultados que son expuestos mediante el análisis y descripción de varios indicadores estadísticos, construidos en CNEE como parte de las herramientas que utilizamos para ejercer la vigilancia del mercado que la regulación nos manda.

A lo largo de sus cinco secciones, se abordan temas de especial interés para todas aquellas instituciones y personas que tienen alguna relación con el Sub Sector Eléctrico guatemalteco, o que simplemente desean estudiar o conocer el comportamiento que tuvo el Mercado Mayorista en el 2013.

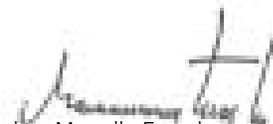
En la Sección 1 se analiza la forma en que fue cubierta la demanda de energía y el Precio Spot resultante; en la Sección 2 se describen los fenómenos oceano atmosféricos que ejercieron influencia sobre la generación hidroeléctrica; en la Sección 3 se estudia el comportamiento de la demanda de potencia que tuvo el sistema; en la Sección 4 se tratan aspectos relevantes del

mercado; y en la Sección 5 se desarrollo la interacción del Mercado Mayorista con el Mercado Eléctrico Regional y con el sistema eléctrico mexicano.

En cada una de las secciones del informe, el lector encontrará explicaciones conceptuales de los tópicos que se abordan, indicadores representados mediante gráficas y tablas, así como una diversidad de análisis y descripciones que le permitirán comprender los temas tratados a lo largo del documento.

Consideramos que con este documento estamos contribuyendo a mejorar el funcionamiento del Mercado Mayorista, ya que la información que contiene es una valiosa herramienta de consulta que está al alcance de todos sus actores.

Atentamente,



Ing. Marcello Estrada
Gerente de Mercado

Gerencia de Mercado



Marko Arias Galicia,
Analista de
Mercado

Licda. Dessiré
Menéndez Archila,
Analista de
Mercado

Ing. Roberto
Ortiz Solórzano,
Analista de
Mercado Eléctrico
Regional

Ing. Marcello
Estrada Vides,
Gerente de
Mercado

Ing.
Jonás Dobias
Nuila, Hidrólogo

Licda. Mónica
Pérez Yat,
Jefe Departamento
de Mercado.

Índice

Fuentes de información	7
Lista de acrónimos	9
Sección 1. Producción de energía y Precio Spot	11
1.1 Introducción	13
1.2 Abastecimiento de la demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado –SNI– durante el 2013	15
1.3 Importación de energía /Oferta total de generación	19
1.4 Costos Variables de generación y precios internacionales de los combustibles	21
1.5 Precios Spot	27
Sección 2. Fenómenos océano-atmosféricos y su influencia en el Régimen Hidrológico y Generación Hidroeléctrica en Guatemala durante el año 2013	33
2.1 Régimen de lluvias en Guatemala año 2013	35
2.2 Fenómenos océano-atmosféricos	39
2.2.1 Actividad ciclónica 2013	39
2.2.2 El Niño Oscilación del Sur (ENOS)	43
2.2.3 La Zona de Convergencia Intertropical	44
2.3 Caudales entrantes a centrales hidroeléctricas	45
2.4 Generación hidroeléctrica 2013	49
Sección 3. Demanda de potencia y energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala durante el año 2013	51
3.1 Demanda de potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista	53
3.1.1 Potencia	53
3.1.2 Energía	54
3.2 Análisis de la Demanda de Potencia y Energía Eléctrica	55

3.3	Requerimientos de potencia y energía eléctrica de los Participantes Consumidores en el Mercado Mayorista durante el 2013	61
3.3.1	Distribuidores	61
3.3.2	Grandes Usuarios	71

Sección 4. Aspectos relevantes del Mercado Mayorista de Electricidad 75

4.1	Servicios complementarios	77
4.1.1	Reserva Rodante Operativa (RRO)	77
4.1.2	Reserva Rápida (RRA)	80
4.2	Generación Forzada	82
4.3	Desvíos de Potencia	84
4.4	Transacciones en el Mercado a Término y el Mercado de Oportunidad de la Energía	86

Sección 5. Transacciones Internacionales de Energía Eléctrica y Mercado Eléctrico Regional 89

5.1	Transacciones internacionales de Guatemala	92
5.2	Origen y destino de los intercambios internacionales de energía eléctrica	94
5.3	Exportaciones al MER	95
5.4	Importaciones del MER	97
5.5	Intercambios en la región	99
5.6	Línea SIEPAC	107
5.7	Cargos Regionales	109

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
Banco Centroamericano de Integración Económica	BCIE
Banco de Desarrollo de América Latina	CAF
Banco Interamericano de Desarrollo	BID
Coficiente 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
Contratos No Firmes Físico Flexibles	CNFFF
Costo Variable de Generación	CVG
Demanda Firme	DF
Demanda Firme Efectiva	DFE
Demanda Firme Efectivamente Contratada	DFEC
Demanda Máxima Proyectada	DMP
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
Grandes Usuarios	GU

Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología	INSIVUMEH
International Research Institute	RI
Megavatio	MW/MVA
Megavatio-hora	MWH
Mercado Eléctrico Regional	MER
National Oceanic and Atmospheric Administration	NOAA
Oferta Firme Eficiente	OFE
Organización Meteorológica Mundial	OMM
Pago Máximo de Transporte	PMDT
Porcentaje de azufre	%S
Procedimiento de Detalle Complementario	PDC
Producto Interno Bruto	PIB
Programación de Largo Plazo	PLP
Red de Transmisión Regional	RTR
Reglamento del Mercado Eléctrico Regional	RMER
Regulación Primaria de Frecuencia	RPF
Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista	RAMM
Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional	RTMER
Reserva Rápida	RRa
Reserva Rodante Operativa	RRO
Sistema de Medición Comercial	SMEC
Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central	SIEPAC
Sistema Nacional Interconectado	SNI
Dólares Americanos	USD
West Texas Intermediate	WTI
Zona de Convergencia Intertropical	ZCI



**producción de energía
Y PRECIO SPOT**

1.1 Introducción

El Precio Spot es uno de los parámetros más representativos en un mercado mayorista de electricidad, especialmente cuando el mercado funciona bajo un modelo de costos, debido a que representa su costo marginal. El costo marginal es el incurrido por la producción de una unidad adicional, que en un mercado mayorista de electricidad resulta en los dólares (USD) que cuesta producir un Megawatt-hora (MWh) en un determinado período para cubrir la demanda del sistema.

A diferencia de un mercado de precios en donde los generadores pueden ofrecer libremente los precios a los que están dispuestos a generar energía, en un mercado de costos los generadores tienen que declarar sus costos de generación y el operador del mercado los convoca para generar en orden de mérito (del más barato al más caro). En los mercados en los que las condiciones de competencia están en desarrollo, tal y como

lo es en países como Guatemala, en donde la cantidad de generadores y de tecnologías de generación disponibles no son suficientes para incentivar a que los precios ofertados tiendan a igualarse al costo mar-

ginal, se ha comprobado que funciona mejor un mercado basado en costos.

El Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala es un mercado de costos. Los costos que un generador puede declarar están acotados en lo que el artículo 44 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista establece. En tal sentido, los generadores térmicos pueden declarar sus costos de operación y mantenimiento, arranque y parada, eficiencia y costo del combustible. Por su parte, los costos que los generadores hidroeléctricos pueden declarar son los de operación y mantenimiento, con excepción de las centrales con embalses con capacidad de regulación anual para las cuales el operador les puede calcular su "valor del agua". Los generadores basados en recursos renovables no hidráulicos pueden declarar como mínimo sus costos de operación y mantenimiento y los importadores de energía pueden declarar una metodología relacionada con las tecnologías de generación descritas anteriormente.

Los costos variables deben quedar reflejados en una metodología que tiene como vigencia el año estacional correspondiente, mismo que inicia el 1 de mayo y termina el 30 de abril. De las variables que contiene la metodología de costos variables, la única que puede ser actualizada semanalmente es la que representa el costo del combustible para las centrales térmicas y la energía semanal disponible para las hidroeléctricas con embalse de regulación anual.

Semanalmente el operador dispone de una lista de mérito para despachar conforme a ésta a las unidades generadoras que vaya requiriendo para cubrir las necesidades de potencia y energía del sistema. En la lista de mérito se ordena en primer lugar y como prioridad para el despacho a las unidades generadoras renovables y posteriormente a las unidades generadoras térmicas de la que tiene el costo variable más bajo a la que tiene el costo variable más alto.

El operador convoca a generar primero a las unidades generadoras renovables y después a las térmicas de la más barata a la más cara. Para cada hora, el Precio Spot lo establece la unidad generadora con el costo variable más alto que resultó generando durante esa hora en régimen de operación normal y por un lapso mayor a 15 minutos.

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. 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 Administrador del Mercado Mayorista –AMM– puede convocar a unidades generadoras con 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 primaria de energía derivados del petróleo, las variaciones 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 convoca 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 renovables o térmicos 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 2013

El 2013 fue un año positivo en cuanto a la incorporación de nueva generación al Sistema Nacional Interconectado –SNI–, debido a que como se detalla en el cuadro 1, ocho nuevas centrales generadoras iniciaron su operación aportando 133.408 MW más a la capacidad instalada en el SNI.

Nuestro parque de generación está conformado por centrales generadoras que utilizan distintas fuentes primarias de energía para producir energía eléctrica, pudiéndose clasificar en renova-

bles y no renovables. Las centrales generadoras renovables en Guatemala son en su mayoría hidroeléctricas, habiendo también unidades generadoras que utilizan biomasa y centrales geotérmicas. Las centrales generadoras no renovables utilizan búnker, diésel y carbón.

La generación renovable presenta una estacionalidad definida en función a la disponibilidad del recurso; en el caso del recurso hídrico la mayor producción de energía hidroeléctrica se tiene en los meses durante los cuales se presenta en Guatemala la estación lluviosa, mientras que la generación con biomasa se tiene con la zafra de los ingenios azucareros que inicia en noviembre y termina en abril; por su parte, la generación geotérmica se mantiene estable durante todo el año. Es importante mencionar que la generación con biomasa es un buen complemento de la generación hidroeléctrica, ya que cuando el recurso hídrico está mermando, la zafra de los ingenios azucareros inicia.

Cuadro 1
Nueva Generación incorporada al Mercado Nacional en el año 2013

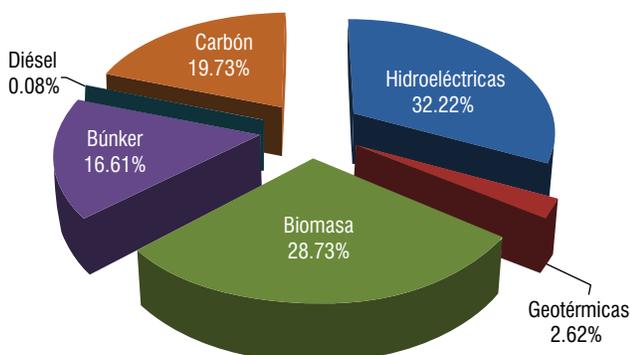
Nombre	Tipo	Potencia		Fecha de inicio de operaciones
		De placa MW	Efectiva del sistema MW	
El Libertador	Hidroeléctrica	2.47	2	24/11/2013
Palo Gordo	Termoeléctrica	27	26.3	01/12/2013
Generadora El Atlántico Vapor	Termoeléctrica	2.06	2.05	08/12/2013
Generadora El Atlántico Biogas	Termoeléctrica	1.3	1.275	08/12/2013
Generadora Costa Sur	Termoeléctrica	30.2	30.025	11/08/2013
Magdalena Bloque 6	Termoeléctrica	49.6	48.2	17/03/2013
El Pilar Bloque 3	Termoeléctrica	12.935	12.6	31/03/2013
Generadora Genosa	Termoeléctrica	12.4	10.958	21/07/2013
TOTAL		137.965	133.408	

La proporción de la demanda de energía del SNI que no se logra cubrir con energía proveniente de recursos renovables, se cubre con recursos no renovables. Debido a la estacionalidad de los recursos renovables, durante el año hay periodos durante los cuales se requiere más energía no renovable.

Por su costo y las características técnicas de las centrales generadoras que utilizan carbón, se consideran generación de base por lo que su producción de energía es estable durante todo el año, las centrales que utilizan búnker se usan durante ciertos periodos para poder cubrir la demanda de energía, y las centrales que utilizan diésel por su costo son utilizadas con poca frecuencia únicamente cuando la energía de las centrales generadoras de búnker no es suficiente para cubrir la demanda.

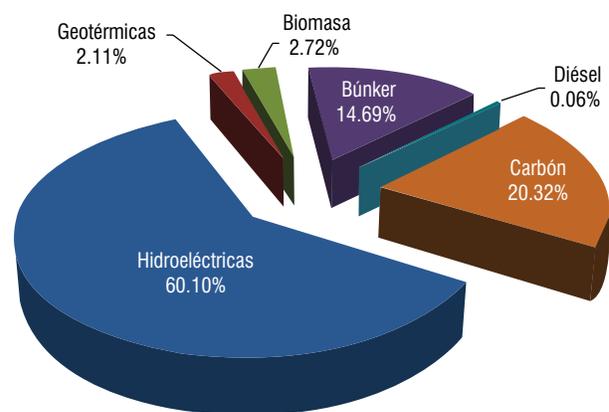
Tal y como se observa en la Gráfica 1, para el período de enero a abril del 2013, la energía producida fue en un 63.57% renovable y en un 36.43% no renovable. Durante este período destaca que la producción de energía hidroeléctrica y la producción de energía con biomasa fueron muy similares con un 32.22% y un 28.73% respectivamente.

Gráfica 1
Producción de energía del SNI
(enero-abril 2013)



Para el período de mayo a octubre del 2013, según se puede observar en la Gráfica 2, el 60.10% de la energía fue hidroeléctrica, el 20.32% proviene de centrales generadoras que usan carbón, el 14.69% de centrales búnker y hubo aportes mínimos de geotermia, biomasa y diésel. Cabe mencionar que este es período en donde la producción de energía hidroeléctrica fue mayor durante el año, existiendo una reducción importante en el Precio Spot.

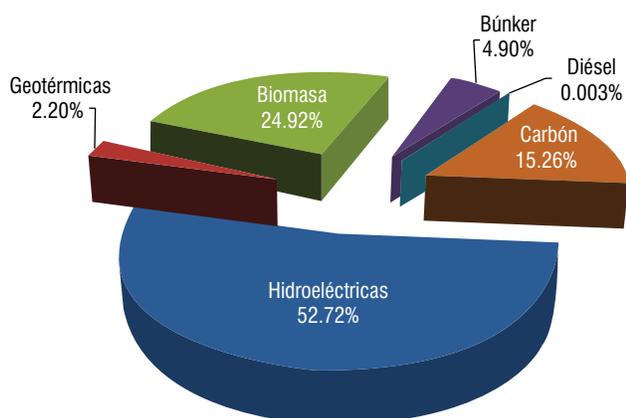
Gráfica 2
Producción de energía del SNI
(mayo-octubre 2013)



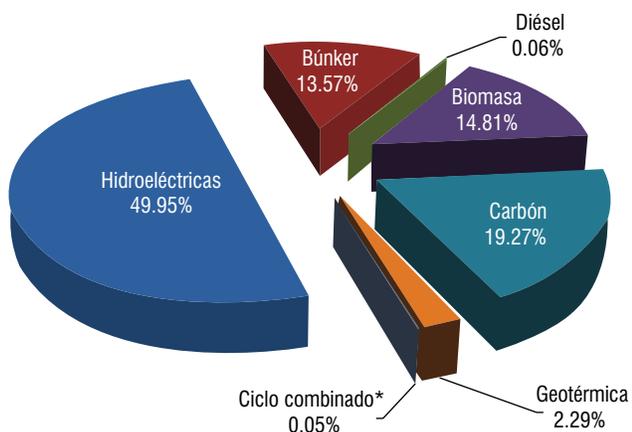
Tal y como se observa en la Gráfica 3 en el período comprendido de noviembre a diciembre, la energía hidroeléctrica representó un 52.72% de la generación a pesar de que la época lluviosa del año ya había terminado. Es interesante observar que en ese período la biomasa aportó un 24.92%, aporte que sumado a la importante cantidad de energía hidroeléctrica y a que el carbón aportó un 15.26%, derivó en que las centrales generadoras de búnker participaran únicamente con el 4.90% de la energía generada.

En la Gráfica 4 se observa que durante el 2013 la generación hidroeléctrica fue la que más aportó al cubrimiento de la demanda con un 49.95% de la energía, seguida por la generación de las centrales generadoras que usan carbón con un

Gráfica 3
Producción de energía del SNI
(noviembre-diciembre 2013)



Gráfica 4
Participación en la producción de
energía del SNI por tipo de combustible
(enero-diciembre 2013)



19.27%. Es importante observar que la generación con biomasa fue mayor a la generación con búnker con un 14.81% contra un 13.57% respectivamente. Otro dato importante de anotar es que la matriz de generación del 2013 fue en su mayoría cubierta con fuentes renovables de generación con un 67.05%, mientras que la energía cubierta con fuentes no renovables fue un 32.95%.

Cuadro 2
Producción de energía
por tipo de combustible
(enero-diciembre 2013)

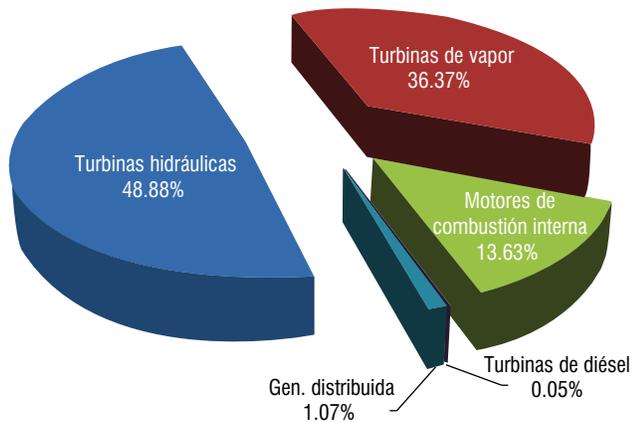
Combustible	GWH
Hidro	4,630.84
Búnker	1,258.27
Diésel	5.16
Biomasa	1,373.31
Carbón	1,786.19
Geotérmica	212.35
Ciclo combinado*	4.51
Total	9,270.63

Las centrales generadoras también se pueden clasificar por su tipo de tecnología, en el Sistema Nacional Interconectado –SNI– hay turbinas hidráulicas, turbinas de vapor, motores de combustión interna, turbinas diésel y generación distribuida.



En la Gráfica 5 se observa que la tecnología que más aportó energía durante el 2013 fueron las turbinas hidráulicas con un 48.88%, seguidas por las turbinas de vapor con un 36.37%, los motores de combustión interna aportaron únicamente el 13.63% de la energía y la Generación Distribuida un 1.07%.

Gráfica 5
Participación en la producción de energía del SNI por tecnología (enero-diciembre 2013)

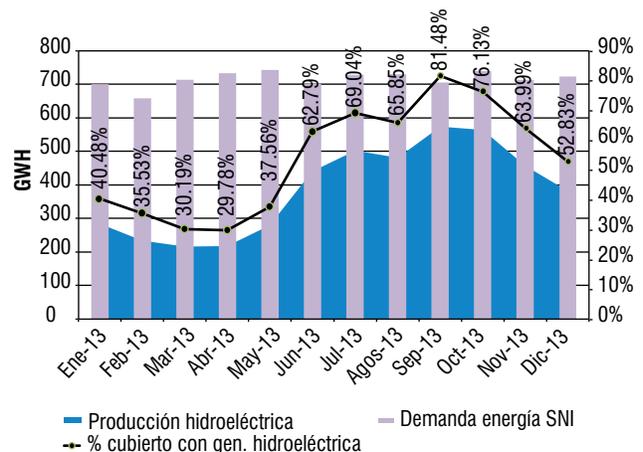


Cuadro 3
Producción de energía por tipo de tecnología (enero-diciembre 2013)

Tecnología	GWH
Turbinas hidráulicas	4,531.18
Turbinas de vapor	3,371.75
Motores de combustión interna	1,263.37
Turbinas de diésel	4.67
Generación distribuida	99.66
Total	9,270.63

En la Gráfica 6 se puede observar que durante el 2013 el aporte de la energía hidroeléctrica para el cubrimiento de la demanda fue muy importante, llegando a cubrir el 81.48% de la demanda en septiembre. El mes con menor aporte hidroeléctrico fue abril con un 29.78%, cabe mencionar que a partir de junio la mayor parte de la demanda fue cubierta con energía hidroeléctrica.

Gráfica 6
Porcentaje de la demanda de energía del SNI cubierta con generación hidroeléctrica



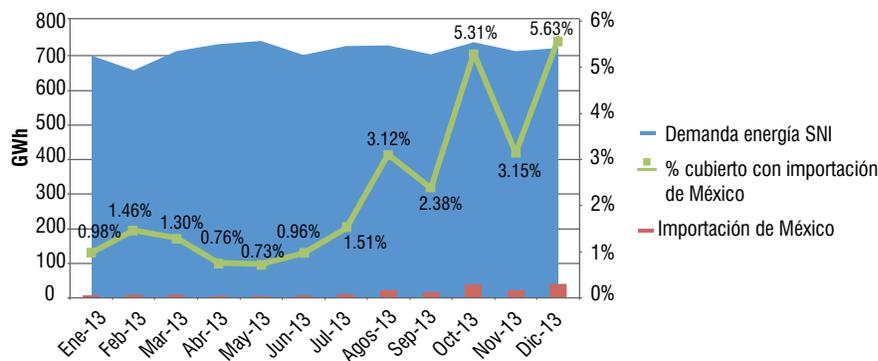
1.3 Importación de energía / Oferta total de generación

Durante el 2013 continuó la restricción operativa que implica que la Interconexión con México esté abierta de las 21:00 a las 6:00 horas, no obstante como se observa en la Gráfica 7 en meses como octubre y diciembre la energía que se importa a través de dicha interconexión contribuyó a cubrir la demanda del sistema con un 5.31% y 5.63%. Debido a que la importación de energía de México es sujeta al despacho económico, hubo meses en los que,

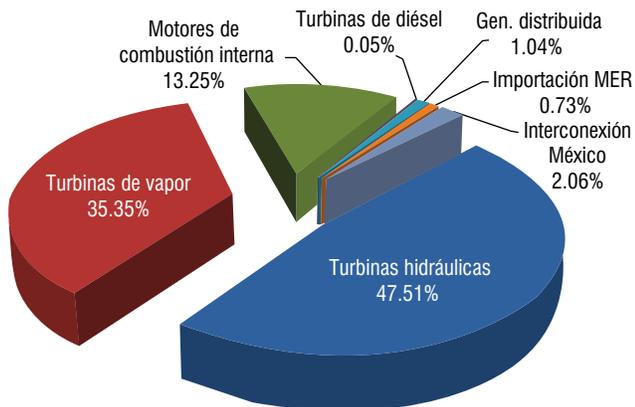
por su costo, se importó poca energía proveniente de ese país, como en abril y mayo en donde la importación contribuyó únicamente con un 0.76% y 0.73% respectivamente.

En las Gráficas 8 y 9 así como los Cuadros 4 y 5, se observa la oferta total de energía que hubo durante el 2013 considerando la generación local, la 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 2.06% de la energía consumida durante el 2013 y la energía proveniente del MER un 0.73%.

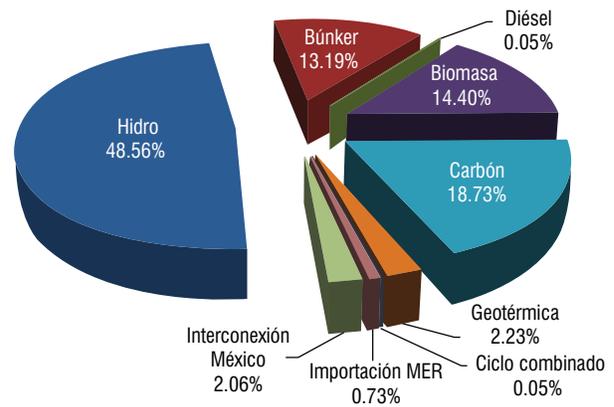
Gráfica 7
Porcentaje de la demanda de energía del SNI cubierta con energía importada de México (enero-diciembre 2013)



Gráfica 8
Oferta total de energía por tecnología (2013)



Gráfica 9
Oferta total de energía por tipo de combustible (2013)

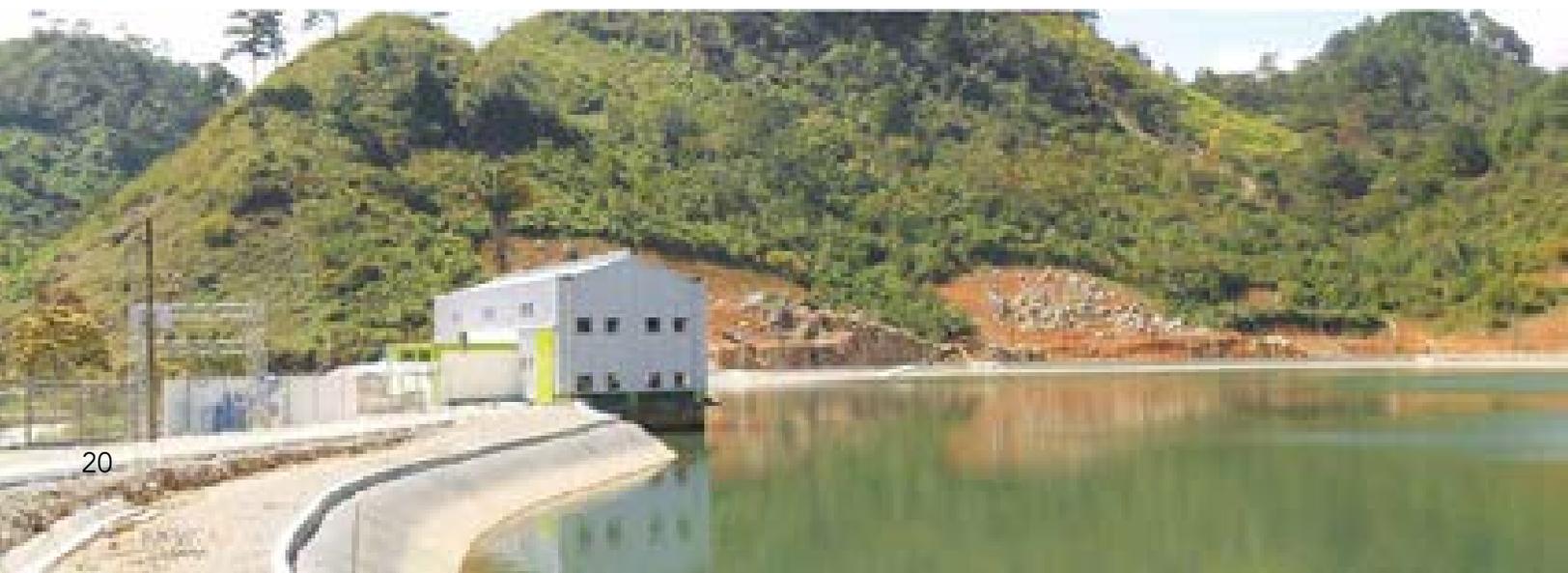


Cuadro 4
Oferta total de energía por tecnología

Tecnología	GWh
Turbinas hidráulicas	4,531.18
Turbinas de vapor	3,371.75
Motores de combustión interna	1,263.37
Turbinas de diésel	4.67
Generación distribuida	99.66
Importación MER	70.06
Interconexión México	196.53
Total	9,537.22

Cuadro 5
Oferta total de energía por tipo de combustible

Combustible	GWh
Hidro	4,630.84
Búnker	1,258.27
Diésel	5.16
Biomasa	1,373.31
Carbón	1,786.19
Geotérmica	212.35
Ciclo combinado	4.51
Importación MER	70.06
Interconexión México	196.53
Total	9,537.22



1.4 Costos Variables de generación y precios internacionales de los combustibles

En la Gráfica 10 y en el Cuadro 6 se observa el comportamiento que tuvo el precio internacional del petróleo WTI durante el 2013, siendo su precio promedio anual de 97.94 USD/BLL. El mes en el que reflejó un precio promedio mensual más bajo fue abril con 92.26 USD/BLL y el mes en el que el promedio mensual fue más alto fue septiembre con un precio de 106.56 USD/BLL.

Los precios registrados durante el primer trimestre del 2013 fueron más bajos que los precios registrados durante el primer trimestre del 2012, tendencia que a partir de junio cambió ya que a partir de ese mes los precios observados

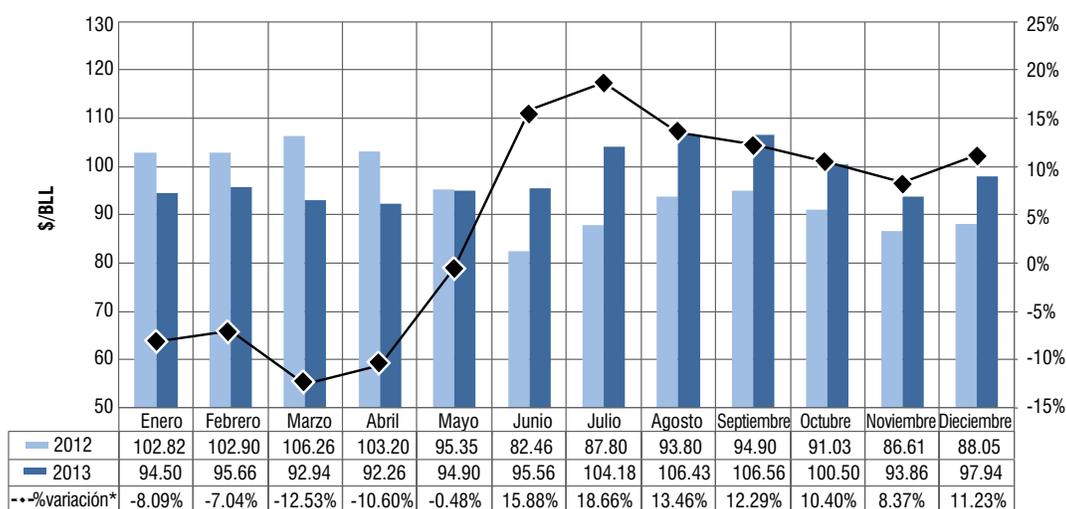
en el 2013 superaron a los observados durante el 2012.

Cuadro 6
Promedio mensual de precios del crudo (\$/bbl)

Meses	WTI		
	2012	2013	% variación*
Enero	102.82	94.50	-8.09%
Febrero	102.90	95.66	-7.04%
Marzo	106.26	92.94	-12.53%
Abril	103.20	92.26	-10.60%
Mayo	95.35	94.90	-0.48%
Junio	82.46	95.56	15.88%
Julio	87.80	104.18	18.66%
Agosto	93.80	106.43	13.46%
Septiembre	94.90	106.56	12.29%
Octubre	91.03	100.50	10.40%
Noviembre	86.61	93.86	8.37%
Diciembre	88.05	97.94	11.23%

*Variación respecto al año 2012

Gráfica 10
Precio promedio mensual del WTI

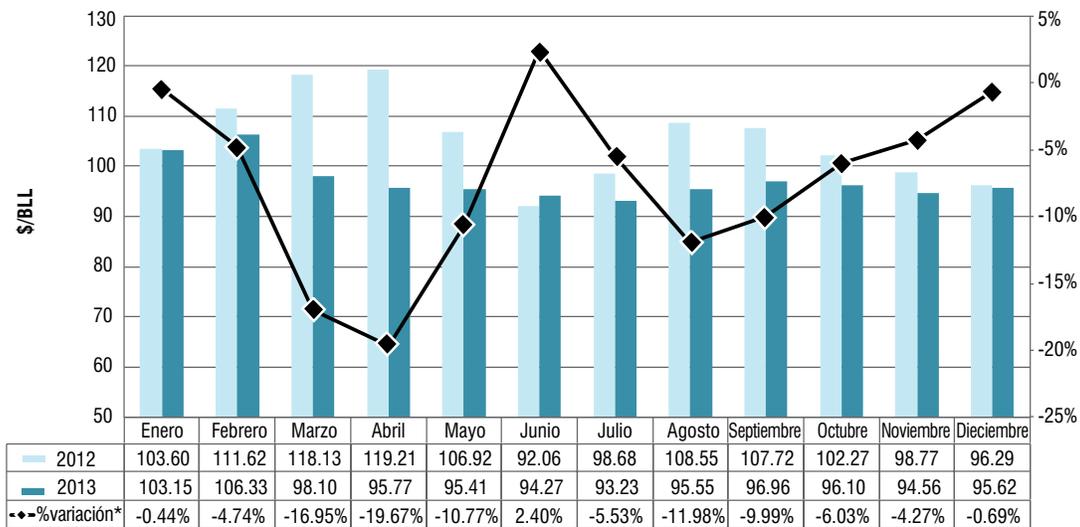


*Variación respecto al año 2012.

En las Gráficas 11 y 12, así como en el Cuadro 7, se aprecia el comportamiento observado en el precio internacional del búnker durante el 2013. El precio promedio mensual mayor para el búnker con 1% de azufre se observó en febrero con 106.33 USD/BLL, mientras que el mínimo para ese tipo de combustible fue en julio con

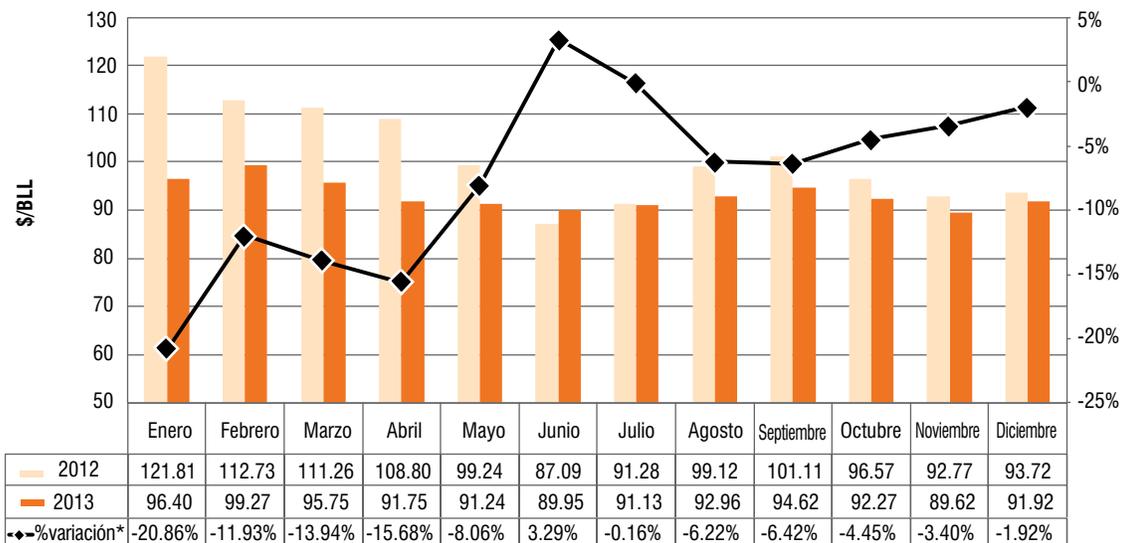
93.23 USD/BLL. Para el búnker con 3% de azufre, el mayor precio promedio mensual observado fue en febrero con 99.27 USD/BLL, mientras que el menor precio fue en noviembre con 89.62 USD/BLL. En general los precios del búnker durante el 2013 fueron menores que los precios observados durante el 2012.

Gráfica 11
Precio promedio mensual del Bunker 1%\$



* Variación respecto al año 2012.

Gráfica 12
Precio promedio mensual del Bunker 3%\$



* Variación respecto al año 2012.

Cuadro 7
Promedio mensual de búnker y diésel (\$/bll)

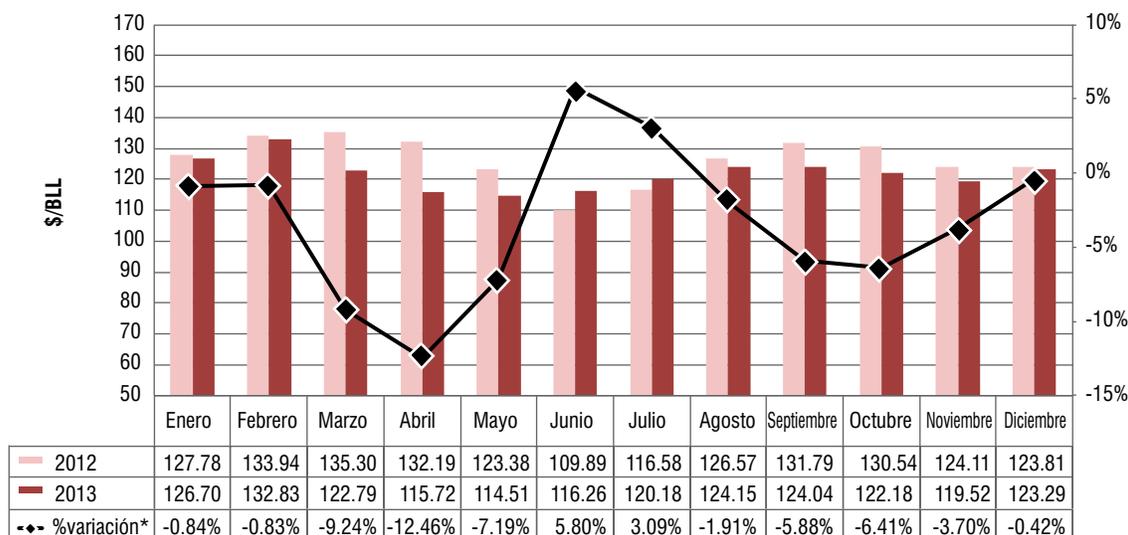
	Búnker 1%S			Búnker 3%S			Diésel		
	2012	2013	% variación*	2012	2013	% variación*	2012	2013	% variación*
Enero	103.60	103.15	-0.44%	121.81	96.40	-20.86%	127.78	126.70	-0.84%
Febrero	111.62	106.33	-4.74%	112.73	99.27	-11.93%	133.94	132.83	-0.83%
Marzo	118.13	98.10	-16.95%	111.26	95.75	-13.94%	135.30	122.79	-9.24%
Abril	119.21	95.77	-19.67%	108.80	91.75	-15.68%	132.19	115.72	-12.46%
Mayo	106.92	95.41	-10.77%	99.24	91.24	-8.06%	123.38	114.51	-7.19%
Junio	92.06	94.27	2.40%	87.09	89.95	3.29%	109.89	116.26	5.80%
Julio	98.68	93.23	-5.53%	91.28	91.13	-0.16%	116.58	120.18	3.09%
Agosto	108.55	95.55	-11.98%	99.12	92.96	-6.22%	126.57	124.15	-1.91%
Septiembre	107.72	96.96	-9.99%	101.11	94.62	-6.42%	131.79	124.04	-5.88%
Octubre	102.27	96.10	-6.03%	96.57	92.27	-4.45%	130.54	122.18	-6.41%
Noviembre	98.77	94.56	-4.27%	92.77	89.62	-3.40%	124.11	119.52	-3.70%
Diciembre	96.29	95.62	-0.69%	93.72	91.92	-1.92%	123.81	123.29	-0.42%

*Variación respecto al año 2012

En la Gráfica 13 se observa el comportamiento registrado del precio internacional del diésel durante el 2013. El valor promedio mensual más alto registrado durante el 2013 fue en febrero con 132.83 USD/BLL y el precio promedio men-

sual más bajo registrado fue en mayo con 114.51 USD/BLL. Las variaciones de los precios promedio mensuales del 2013 respecto a los precios promedio mensuales del 2012 no fueron muy significativas.

Gráfica 13
Precio promedio mensual del diésel

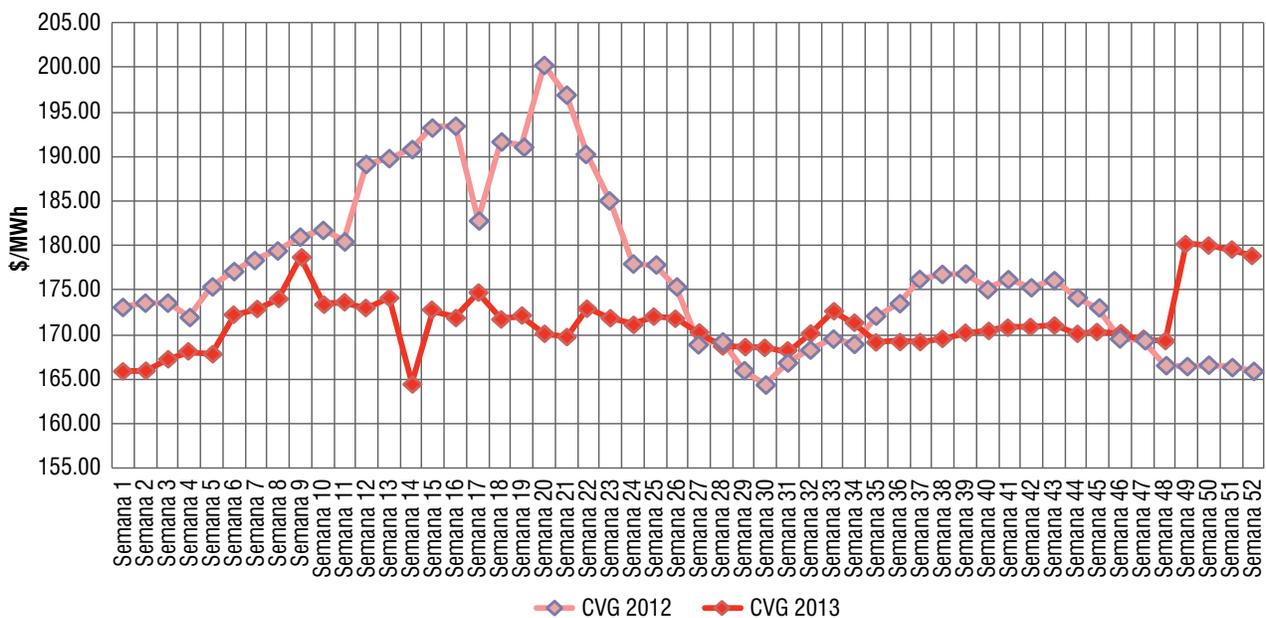


* Variación respecto al año 2012.

En la Gráfica 14, se observa el comportamiento que tuvo el promedio semanal de los costos variables de los motores de combustión interna durante el 2012 y 2013. Es importante mencionar que de la semana 1 a la semana 48, los costos variables del 2013 fueron menores a los que se observaron durante el 2012; únicamente durante las últimas cuatro semanas se observa que los precios promedio semanales del

2013 son mayores a los del 2012. El hecho de que la mayor parte del año, los precios observados durante el 2013, hayan sido menores a los observados durante el 2012, posiblemente se debe a que en el 2013 los motores de combustión interna fueron despachados menos que durante el 2012 y consecuentemente sus inventarios de combustible tuvieron una menor rotación.

Gráfica 14
Costos variables de generación promedio semanal de motores de combustión interna

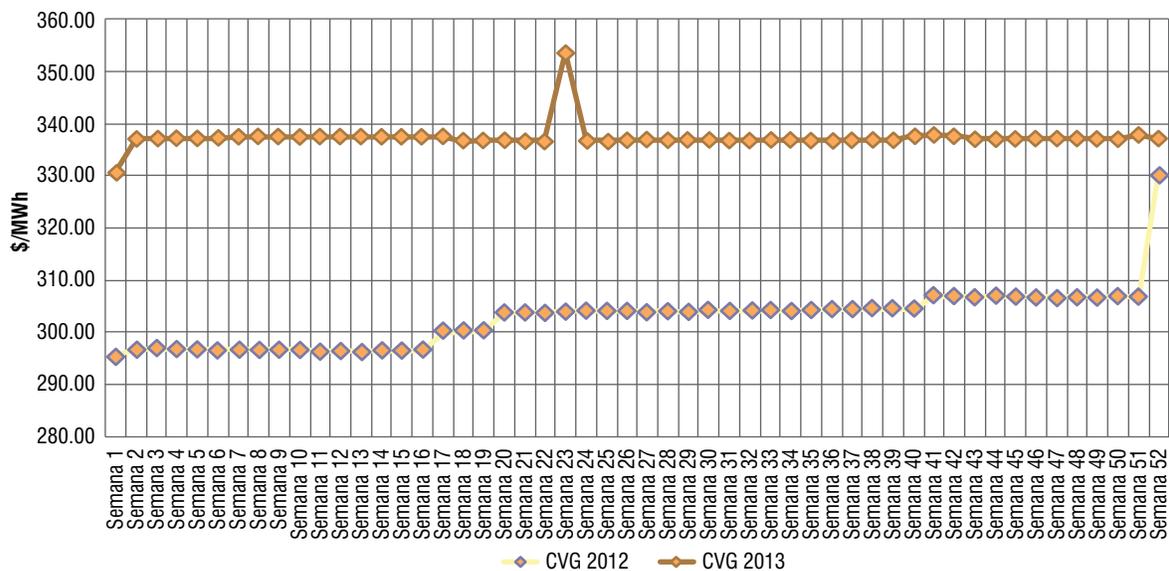


En la Gráfica 15 se observa que los costos variables promedio de las turbinas diésel durante el 2013 fueron prácticamente constantes y mayores a los observados durante el 2012. La constancia de los costos observados durante todo el año, se debe a que hubo muy poca necesidad de convocar a generar a las turbinas diésel, por lo que su inventario de combustible prácticamente tuvo que ser el mismo para todo el año.

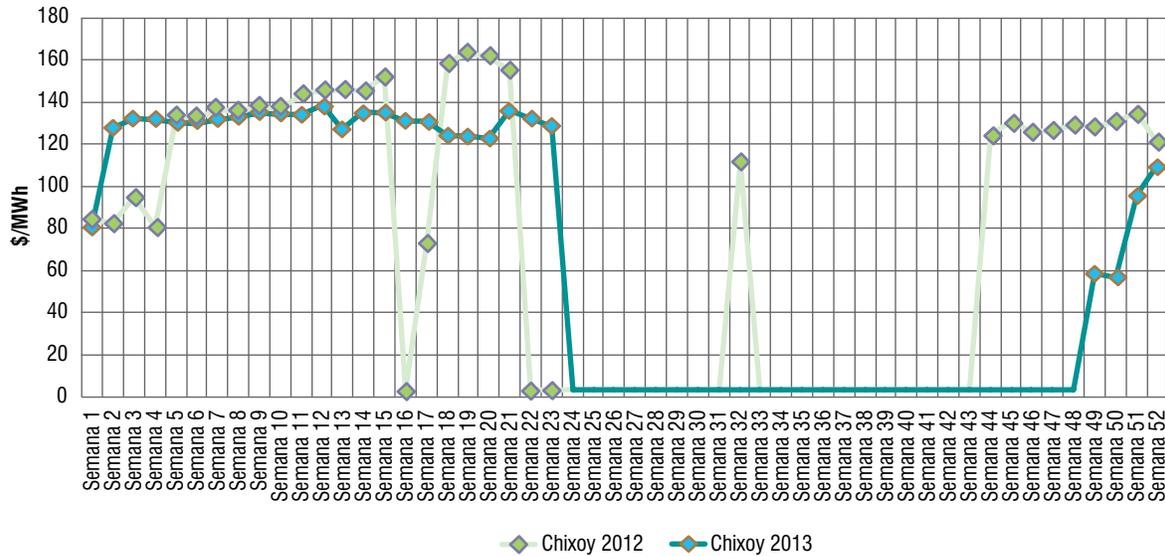
Tal y como se puede observar en la Gráfica 16, el valor del agua de la Central Hidroeléctrica

Chixoy durante el 2013 presentó su máximo valor durante las semanas 2 a la 13, y valores muy similares pero ligeramente más bajos de la semana 14 a la semana 24. En la semana 25 el valor del agua de Chixoy tomó el valor de operación y mantenimiento y se mantuvo en esta condición hasta la semana 48. Se observa que durante el 2012 el valor del agua de Chixoy presentó valores más altos que durante el 2013, y que permaneció 4 semanas menos en valor de operación y mantenimiento que durante el 2013.

Gráfica 15
Costos variables de generación promedio semanal de turbinas de diésel



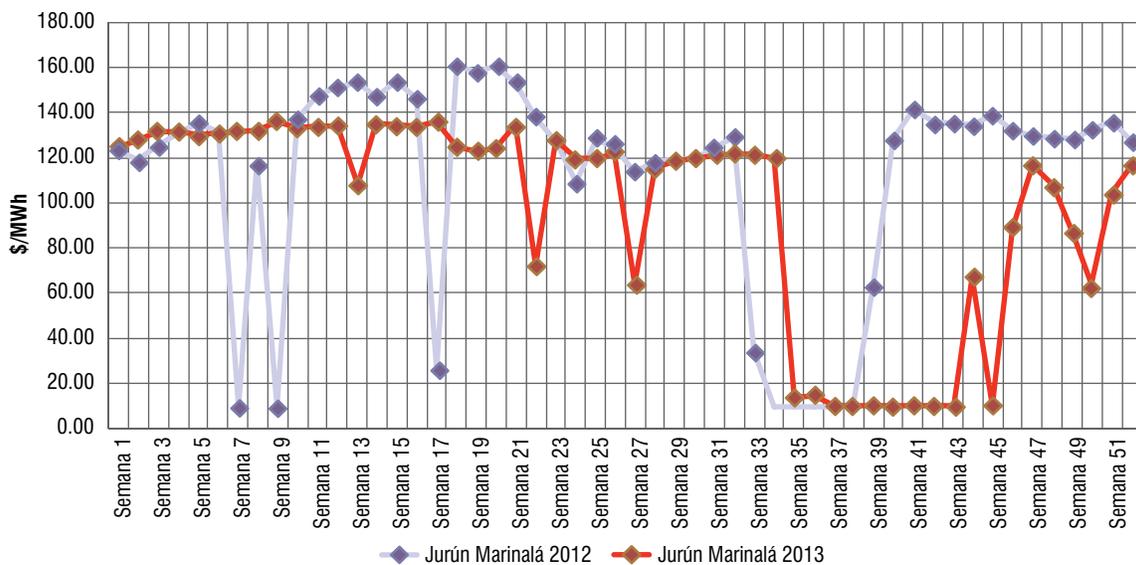
Gráfica 16
Costos variables de generación semanal de Chixoy



También se observa en la Gráfica 17, el valor del agua de la Hidroeléctrica Jurún Marinalá que presentó valores máximos que no superan a los valores máximos observados durante el 2012. Es importante comentar que el valor del agua de

Jurún Marinalá durante el 2013, tomó el valor de operación y mantenimiento de la semana 35 a la semana 43 y nuevamente en la semana 45, estando en operación y mantenimiento 4 semanas más que durante el 2012.

Gráfica 17
Costos variables de generación semanal de Jurún Marinalá



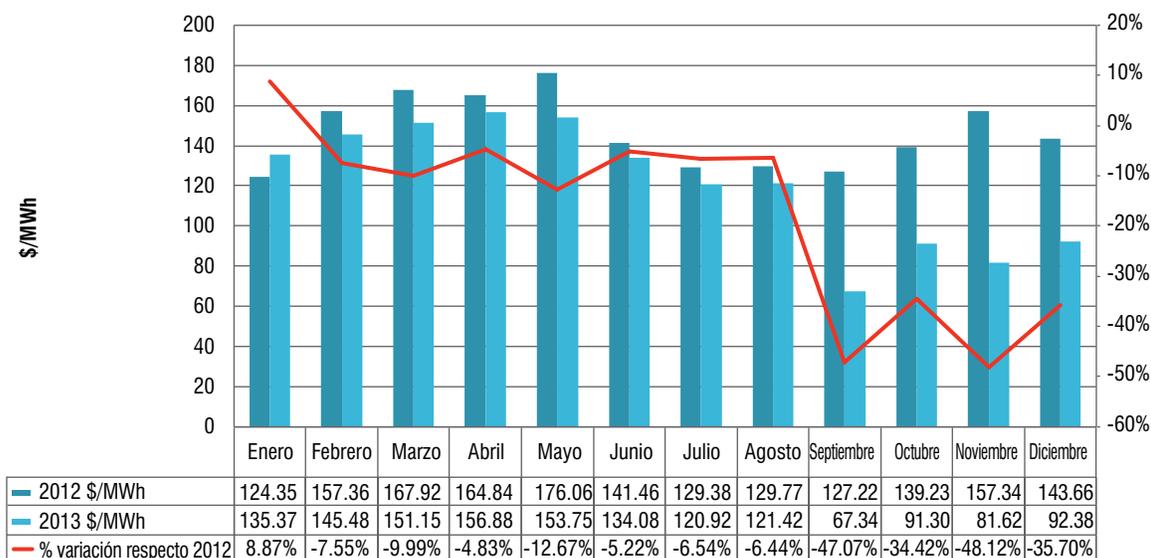
1.5 Precios Spot

Los valores promedio mensuales del Precio Spot apreciados durante el 2013 en general fueron menores a los observados durante el 2012, esto obedece a que durante el 2013 iniciaron operaciones nuevas centrales generadoras con costos variables eficientes para el Sistema Nacional Interconectado, entre las que destaca la Central Generadora Magdalena Bloque 6 que aporta 49.6 MW y la Central Generadora Costa Sur que aporta 30.2 MW, ambas generan energía eléctrica a partir del carbón.

En la Gráfica 18 y Cuadro 8, se puede observar que el valor promedio mensual más alto obser-

vado durante el 2013 fue en abril con 156.88 USD/MW y que el valor más bajo observado fue en septiembre con 67.34 USD/MW. Cabe destacar que en septiembre, octubre, noviembre y diciembre, los valores promedio mensuales del Precio Spot del 2013 son por mucho más bajos que los valores promedio observados para esos meses durante el 2012, situación que responde al cambio que está teniendo la matriz de generación eléctrica de Guatemala con la adición de nuevas centrales de generación renovables y centrales térmicas con costos variables más eficientes.

Gráfica 18
Comparativo precio spot promedio mensual 2012-2013



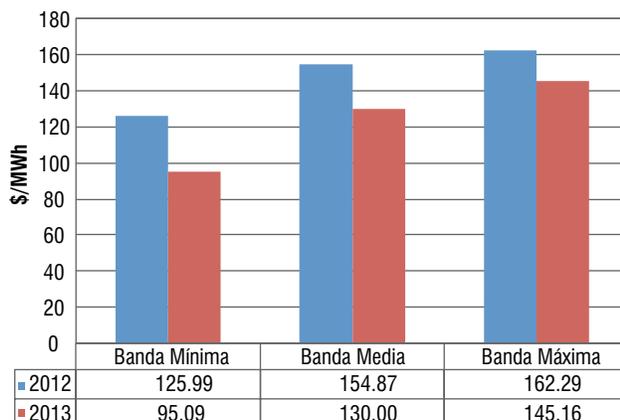
Cuadro 8
Precios spot promedio mensuales

\$/MWh	2012 \$/MWh	2013 \$/MWh	Diferencia 2013-2012	% variación respecto 2012
Enero	124.35	135.37	11.02	8.87%
Febrero	157.36	145.48	-11.88	-7.55%
Marzo	167.92	151.15	-16.77	-9.99%
Abril	164.84	156.88	-7.96	-4.83%
Mayo	176.06	153.75	-22.31	-12.67%
Junio	141.46	134.08	-7.39	-5.22%
Julio	129.38	120.92	-8.46	-6.54%
Agosto	129.77	121.42	-8.35	-6.44%
Septiembre	127.22	67.34	-59.88	-47.07%
Octubre	139.23	91.30	-47.93	-34.42%
Noviembre	157.34	81.62	-75.72	-48.12%
Diciembre	143.66	92.38	-51.28	-35.70%

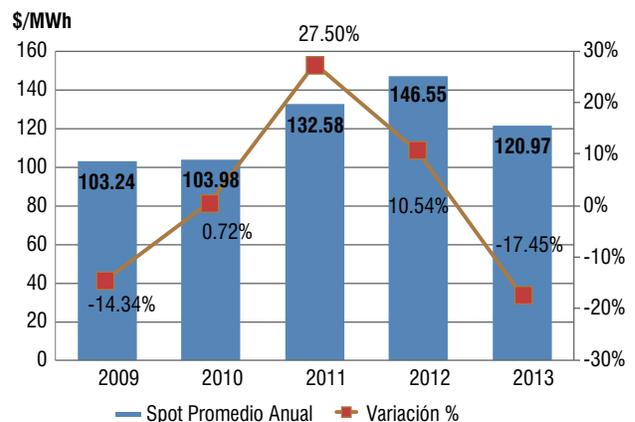
Como se puede observar en la Gráfica 19, el Precio Spot promedio registrado por banda horaria fue menor para todas las bandas durante el 2013 que los registrados durante el 2012, observándose la mayor diferencia en la banda mínima.

Así mismo, en la Gráfica 20 y Cuadro 9, el Precio Spot promedio anual resultante en el 2013 fue de 120.97 USD/MWh, un 17.45% menor al Precio Spot promedio anual resultante en el 2012 e incluso menor al Precio Spot promedio anual resultante en el 2011.

Gráfica 19
Comparación del precio spot promedio por banda horaria



Gráfica 20
Precio spot promedio anual de la energía



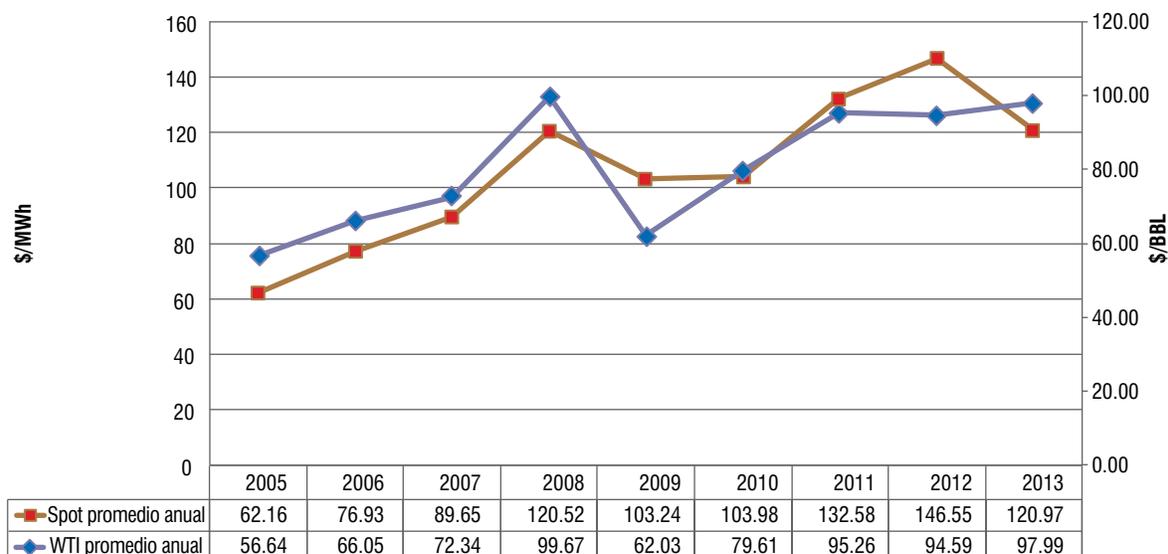
Cuadro 9
Precio promedio mensual de la energía en el mercado de oportunidad (US\$/MWh)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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
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
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	151.15
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	156.88
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	153.75
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	134.08
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	120.92
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	121.42
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	67.34
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	91.30
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	81.62
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	92.38
Promedio	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	120.97

En la Gráfica 21 se observa la relación que el Precio Spot ha tenido con el precio internacional del petróleo, relación que se espera sea cada vez me-

nor, esto como consecuencia del cambio que la matriz de generación está sufriendo al incorporarse nuevos proyectos de generación renovables.

Gráfica 21
Precio spot promedio anual



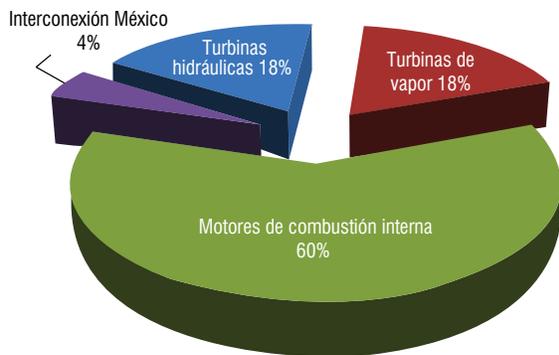
Durante el 2013 tal y como se muestra en la Gráfica 22, el 60% del tiempo el Precio Spot fue fijado por motores de combustión interna, el 18% por turbinas de vapor, el 18% por turbinas hidráulicas y el 4% por la interconexión de energía proveniente de México.

De la misma manera se muestra en la Gráfica 23, el combustible que más participó en la fijación del Precio Spot fue el búnker con el 60% del tiempo, el agua participó con un 18%, el carbón con un 16%,

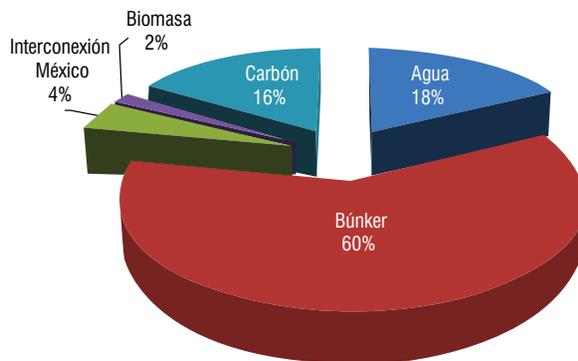
la energía proveniente de la interconexión con México un 4% y la biomasa un 2%. Estos resultados corroboran que el Precio Spot durante el 2013 tuvo una fuerte relación con el precio del búnker.

En la Gráfica 24 se observa que durante el 2013, para los meses de la época seca el Precio Spot tuvo una fuerte relación con el precio del búnker, situación que cambia a partir de agosto cuando ya inició la época lluviosa y las hidroeléctricas generan a plena capacidad.

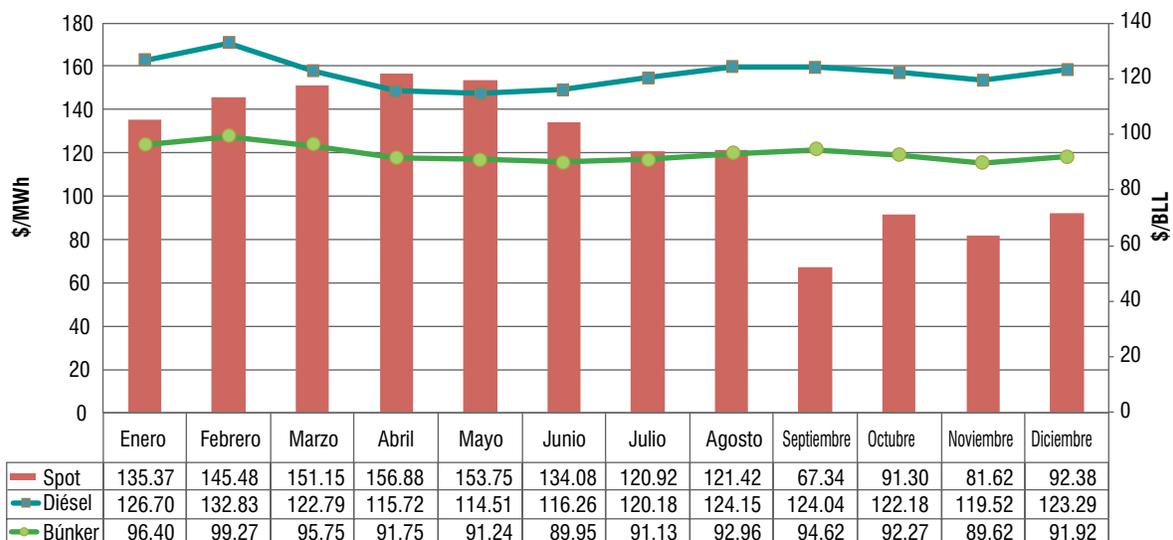
Gráfica 22
Fijación del precio spot por tecnología



Gráfica 23
Fijación del precio spot por tipo de combustible



Gráfica 24
Precio promedio mensual de spot y combustible

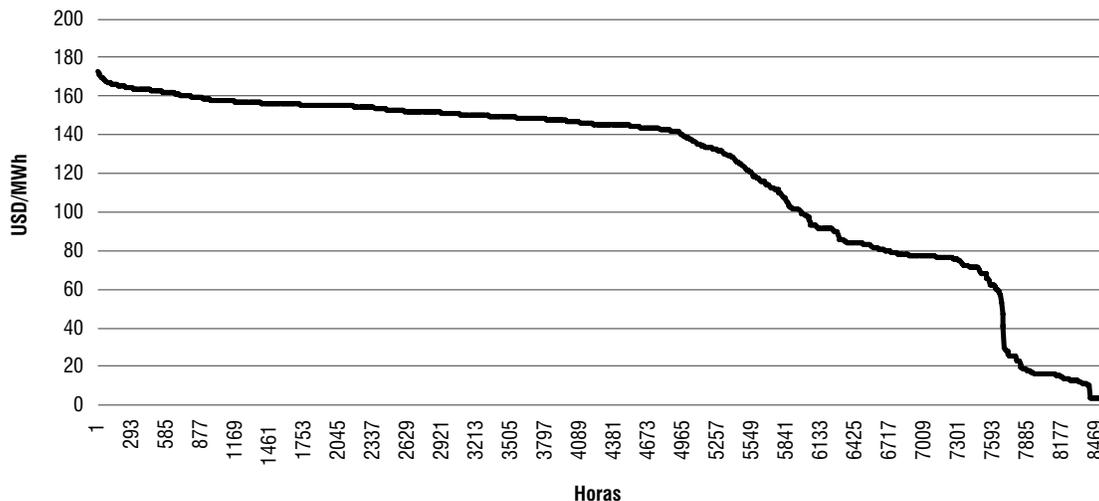


En la Gráfica 25 se presenta la curva de duración del Precio Spot. El Precio Spot máximo se mantuvo por una hora, y la mayor parte de las horas del año estuvo entre los 140 USD/MWh y 160 USD/MWh.

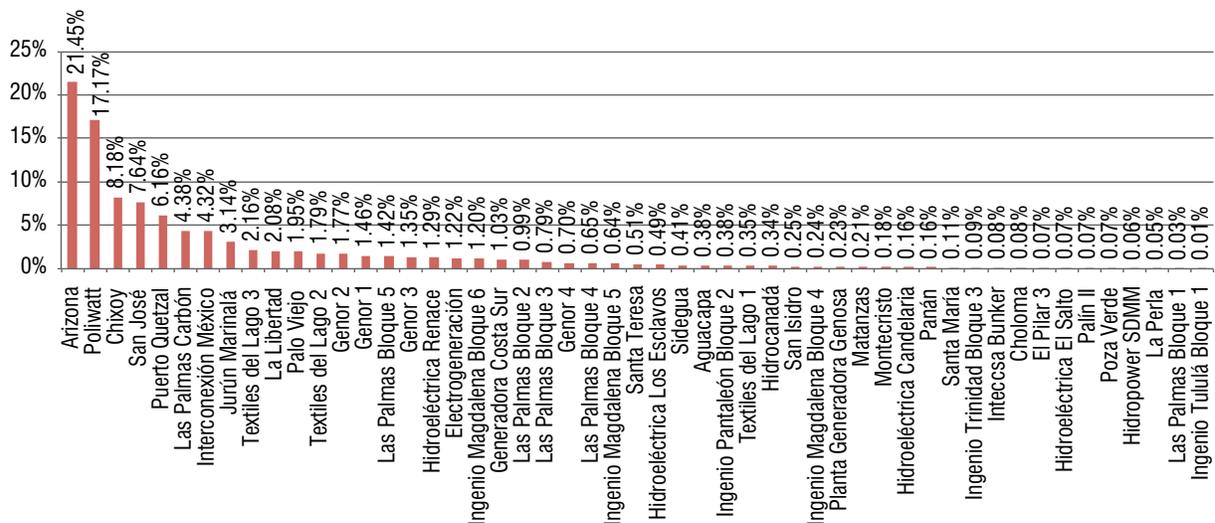
Durante el 2013 fueron varias las centrales generadoras que participaron en la fijación del Precio Spot, tal y como se observa en la Gráfica 26, la

central Arizona fue la que más participó en la fijación del Precio Spot con el 21.45% de las horas, Poliwatt con el 17.17% y Chixoy con el 8.18%. Es importante mencionar la alta relación que en el 2013 hubo entre el Precio Spot y los costos variables de Arizona y Poliwatt, ya que entre ambas centrales generadoras fijaron el Precio Spot el 38.62% de las horas del año.

Gráfica 25
Curva de duración del precio spot



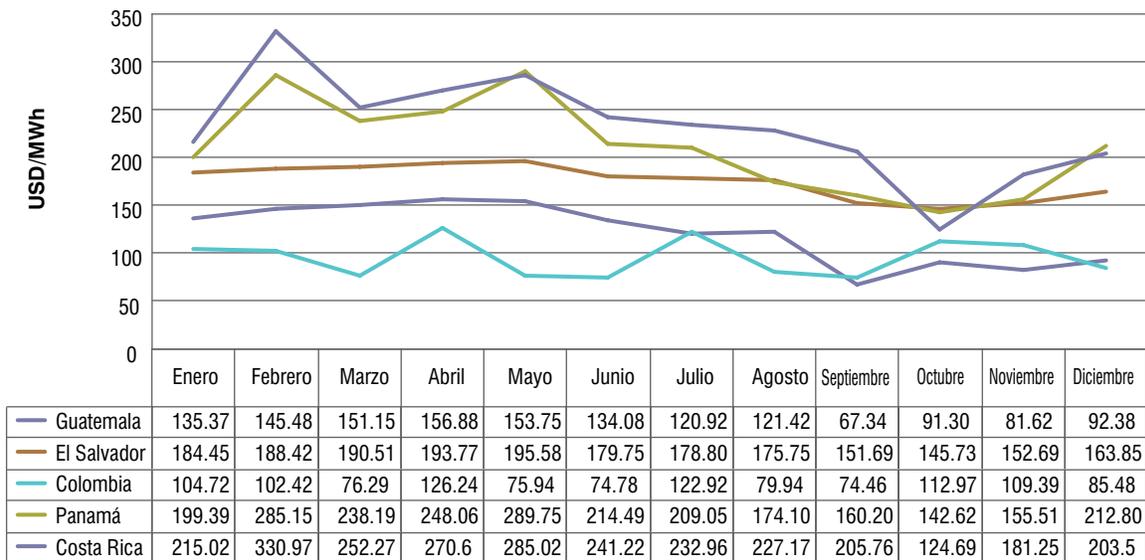
Gráfica 26
Porcentaje de tiempo de marginación por unidad generadora



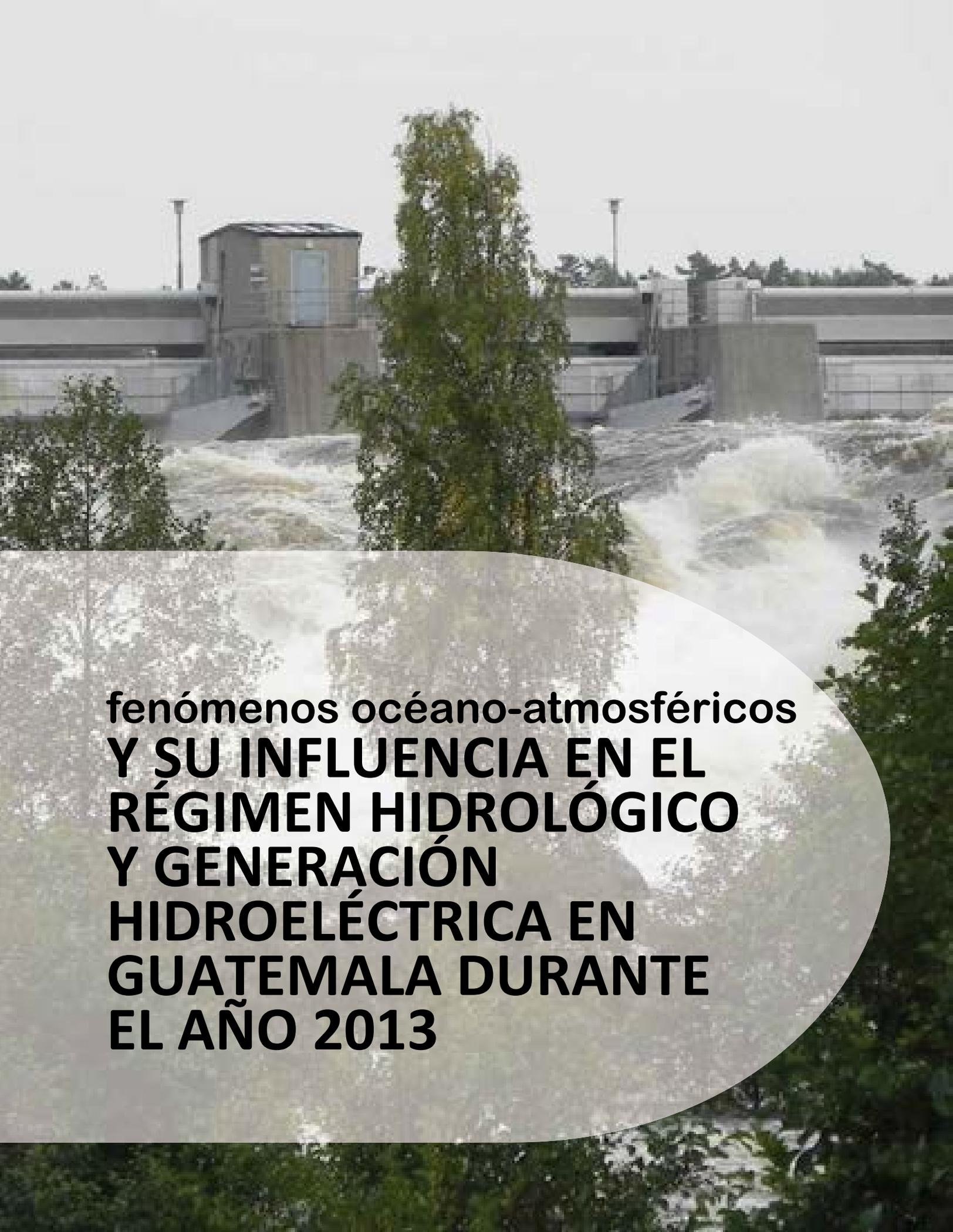
Se observa en la Gráfica 27, que durante todo el 2013 el Precio Spot guatemalteco fue el menor de América Central. Es importante apuntar que a partir de septiembre, el Precio Spot guatemalteco fue incluso menor que el Precio Spot colombia-

no. Durante el 2013 en Panamá y Costa Rica se observaron precios spot particularmente altos. En el Salvador el promedio mensual del Precio Spot tuvo su mínimo en octubre con 145.73 USD/MWh y su máximo en mayo con 195.58 USD/MWh.

Gráfica 27
Comparación del precio spot promedio mensual internacional



- 1) Fuente: Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
- 2) Fuente: Centro Nacional de Despacho Panamá



**fenómenos océano-atmosféricos
Y SU INFLUENCIA EN EL
RÉGIMEN HIDROLÓGICO
Y GENERACIÓN
HIDROELÉCTRICA EN
GUATEMALA DURANTE
EL AÑO 2013**



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

- I. Análisis mensual meteorológico (de mayo a octubre 2013). Publicados por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH).
- II. El Niño/La Niña Hoy (marzo, junio y octubre del 2013). Publicados por la Organización Meteorológica Mundial (OMM).
- III. "Summary of 2013 Atlantic Tropical Cyclone activity and verification of author's seasonal and two-week forecast". Publicado por Klotzbck, P. y 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 en Guatemala año 2013

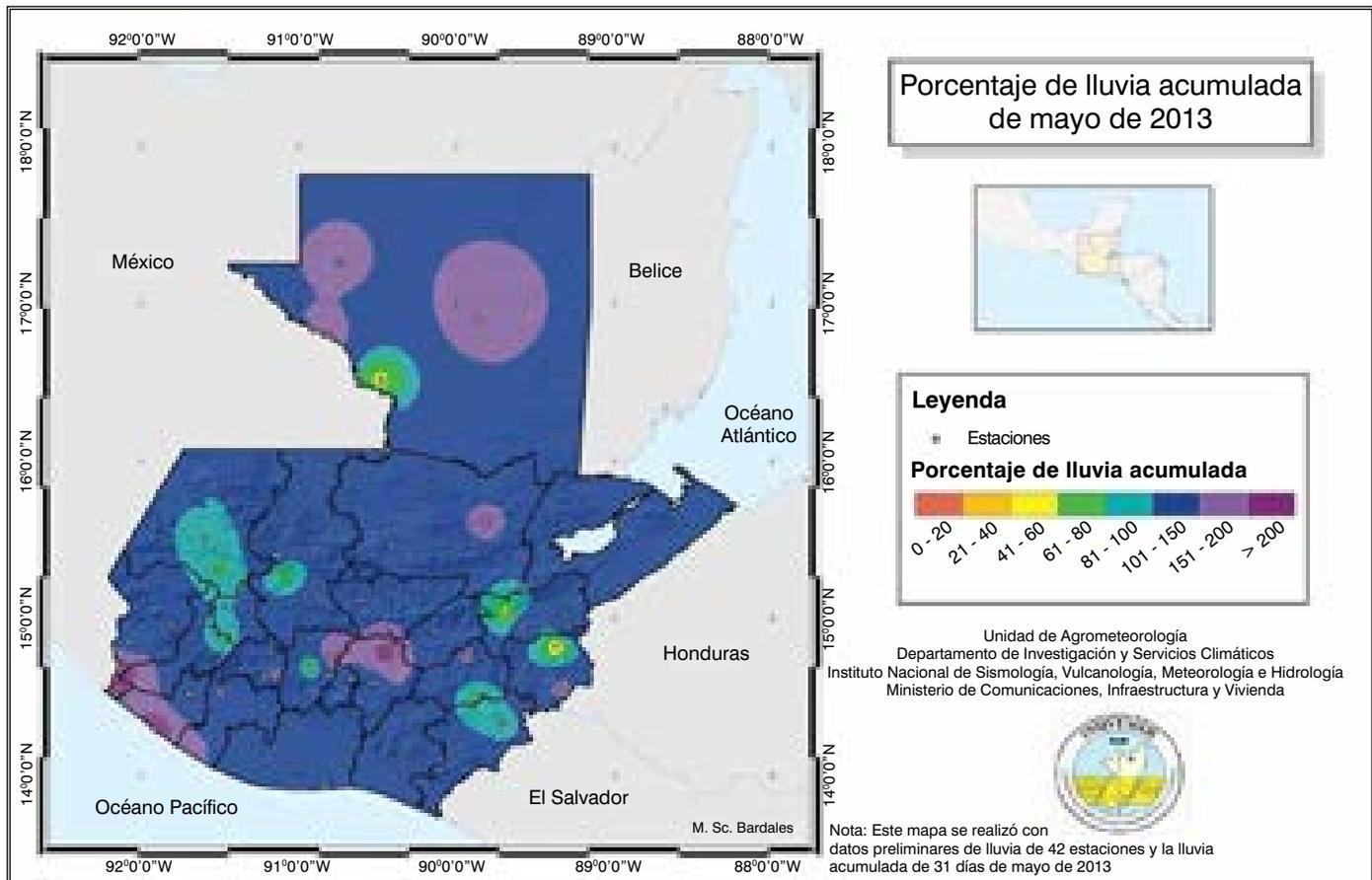
Por la ubicación geográfica y la topografía del territorio, Guatemala es un país que recibe altas precipitaciones a nivel anual. Estas precipitaciones presentan una distribución temporal y espacial, que pueden ir en promedio anual de 600mm en las regiones más secas de Guatemala como lo es el Oriente del país y Corredor Seco, hasta acumulados superiores a los 3,500-4,000mm anuales en regiones como la Bocacosta y la Franja Transversal del Norte¹. Asimismo, por su ubicación dentro de los trópicos, la distribución de las lluvias se hace en general en dos épocas, siendo esta la época de lluvia entre los meses de mayo y octubre donde llegan a acumularse entre el 80 y 90% total de las precipitaciones, y la época seca entre los meses de noviembre a abril. Sin embargo, existen regiones donde las precipitaciones se distribuyen a lo largo de más meses como lo son algunas áreas dentro de la Franja Transversal del Norte y la Bocacosta, entre otras.

¹ El Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH) ha dividido el territorio nacional en seis zonas climáticas caracterizadas por el sistema de Thornwaite: (i) las Planicies del Norte; (ii) Franja Transversal del Norte; (iii) Meseta Central y Altiplano; (iv) Bocacosta; (v) Planicie Costera del Pacífico y; (vi) Zona Oriental.

El inicio de la época de lluvia para el año 2013 durante el mes de mayo, se presentó por el ingreso de un frente frío en la península de Yucatán, así como por el ingreso de humedad proveniente del Pacífico lo cual generó actividad de lluvias principalmente en la Meseta Central y Franja Transversal del Norte, y en la región Suroccidente

respectivamente. El 29 de mayo, se formó la tormenta tropical Bárbara que se convirtió en huracán en la costa del Pacífico de México (ver Gráfica 32.b) provocando fuerte ingreso de humedad en el territorio nacional. A nivel general las lluvias del mes de mayo llegaron a superar hasta un 32% del promedio histórico, ver Gráfica 28.

Gráfica 28
Acumulado porcentual de lluvias durante el mes de mayo de 2013



Fuente: INSIVUMEH

Durante los primeros 10 días de junio se presentaron elevados acumulados de lluvias principalmente en la Franja Transversal del Norte y Sur-Occidente, ver Gráfica 29. Asimismo, el paso de la Depresión Tropical No. 2 entre el 18 y 19 del mismo mes, proveniente del mar Caribe, provocó precipitaciones significantes, ver Gráfica 31.

El mes de julio inició con el acercamiento de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT), lo cual presentó acumulados de lluvias representativas del promedio para dicho mes. Asimismo, la llegada de una onda tropical el día 14 promovió lluvias con acumulados entre 30 y 40 mm en 24 horas. De acuerdo con seis estaciones operadas por el

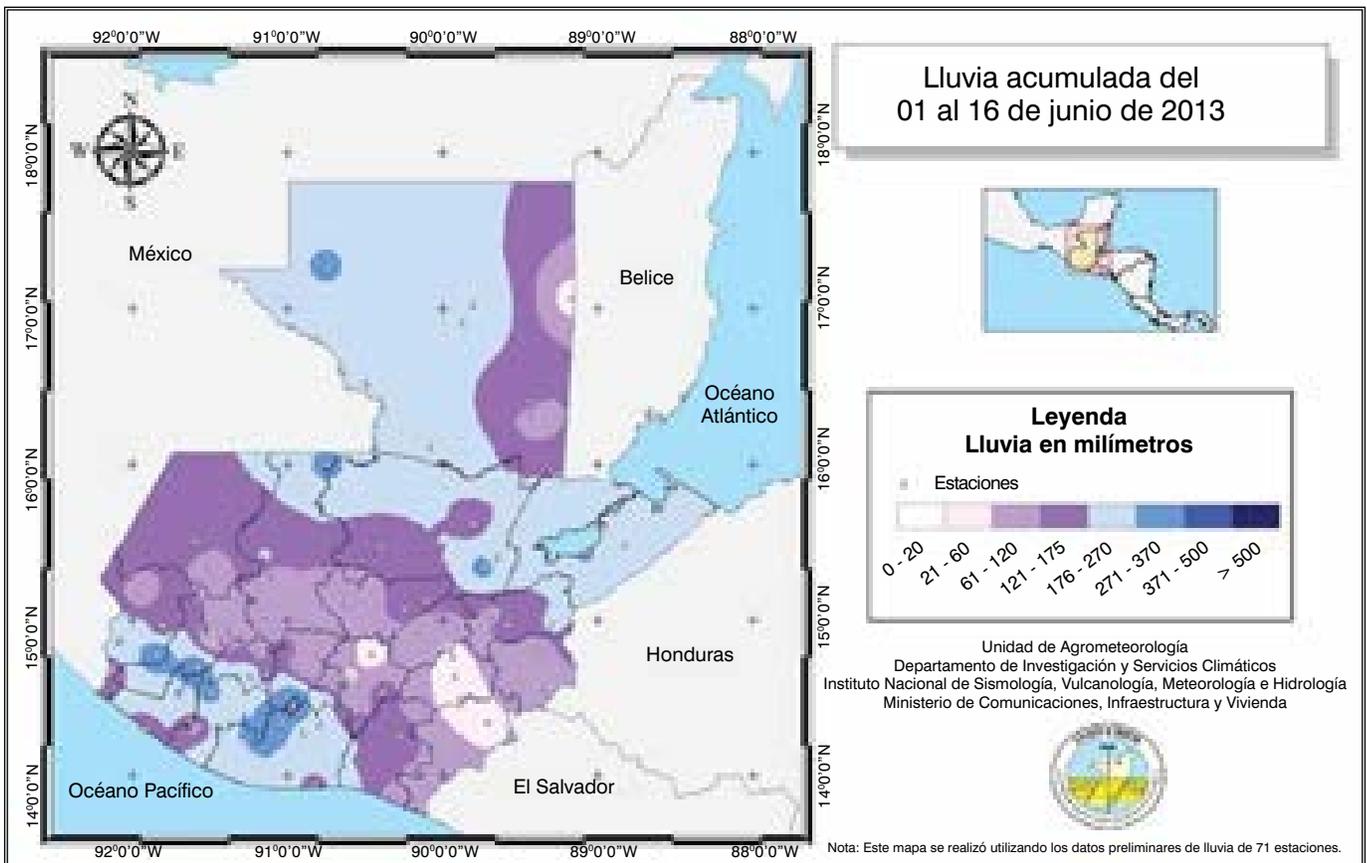
INSIVUMEH los acumulados en 24 horas se presentan en el cuadro 10. Durante la segunda quincena se presentó una disminución de lluvias.

Cuadro 10
Acumulados de lluvias en 24 horas el 14 de julio del 2014

Estación	Lluvia en mm
Petén	39.8
Puerto Barrios	33.4
Retalhuleu	42.3
Cobán	31.2
Zacapa	32.2
Ciudad Capital	13.3

Fuente: Informe climático del mes de septiembre del 2013, INSIVUMEH.

Gráfica 29
Acumulados de lluvias en la primera quincena de junio del 2013



Fuente: INSIVUMEH

Durante la primera quincena del mes de agosto se presentó el fenómeno denominado canícula o veranillo, lo cual tuvo como resultado una reducción considerable de las precipitaciones pluviales a nivel nacional, ver Gráfica 30. Esta merma puede observarse en la rebaja de caudales entrantes en distintas centrales hidroeléctricas, principalmente en la de Chixoy y Renace, ver Gráficas 34 y 35.

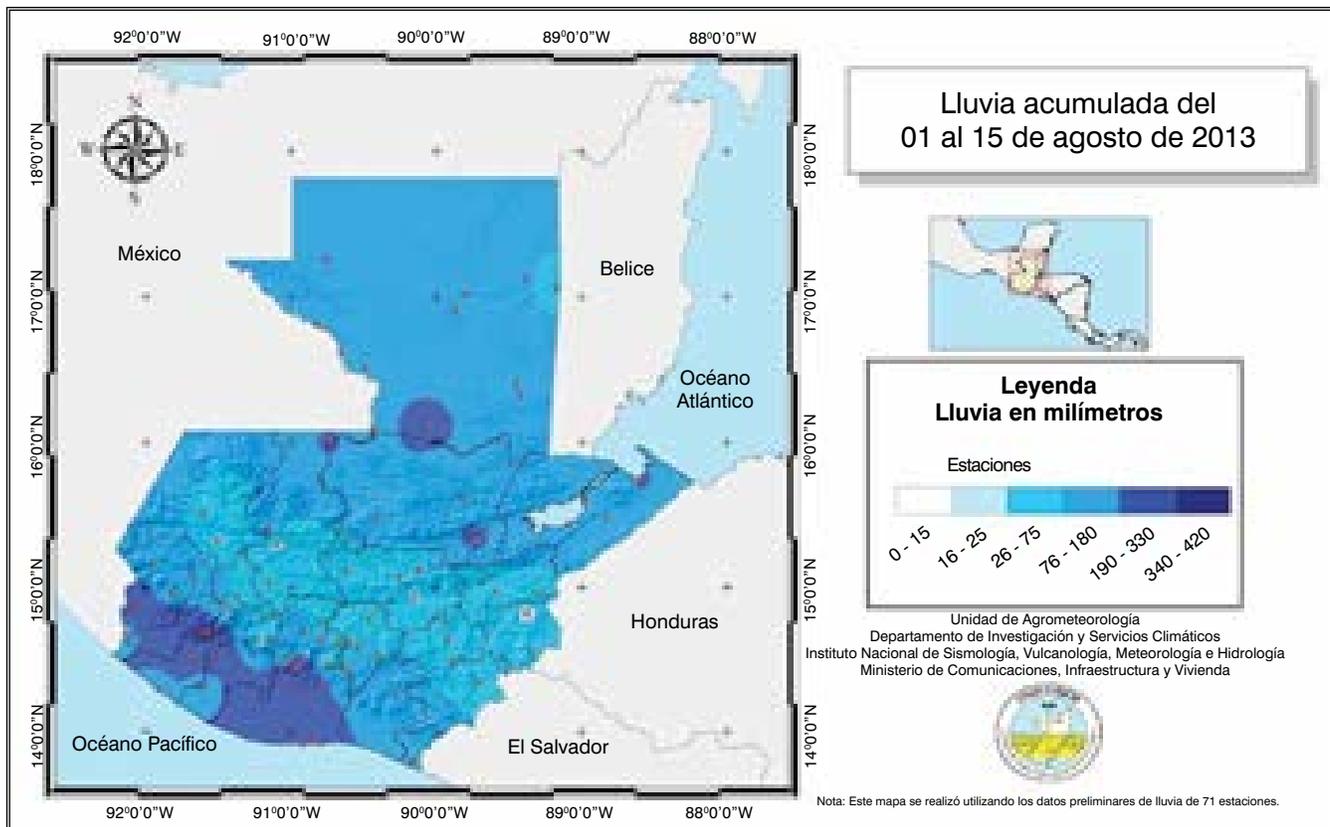
A partir de la segunda semana de este mes las precipitaciones se incrementaron con acumulados en 24 horas de 50 a 100 mm en la mayor parte del territorio nacional, esto da inicio a la segunda parte de la época de lluvia en Guatemala.

El mes de septiembre se vio influenciado por sistemas de baja presión casi en su totalidad, presentándose un mes lluvioso. Los análisis muestran que el acumulado total de lluvia mensual sobrepasó en un 11% al total estadístico de septiembre, con estaciones que presentaron acumulados de lluvias muy por encima del promedio mensual.

El paso de la tormenta tropical Karen en el golfo de México, de manera indirecta influyó en las precipitaciones pluviales en el territorio nacional, ver Gráfica 31. En general el mes de octubre se presentó muy lluvioso, ocasionando en algunos casos la salida de operación de distintas centrales hidroeléctricas, principalmente

Gráfica 30

Precipitaciones acumuladas durante la primera quincena de agosto del 2013, debido a la canícula



Fuente: INSIVUMEH

por arrastre de sedimentos, deslaves, obstrucción de rejillas y crecidas, entre otras. Tales son los casos de las centrales El Canadá, Monte Cristo, Las Vacas, El Recreo, Los Esclavos, Palín II y Palo Viejo.

La época de lluvia del año 2013 se extendió hasta los primeros 10 días del mes de noviembre, según registros de hasta 60% del total de las estaciones meteorológicas a nivel nacional.

2.2 Fenómenos oceano-atmosféricos

La actividad climática y meteorológica en el territorio guatemalteco está influenciada por distintos fenómenos oceano-atmosféricos y eventos de la circulación atmosférica global, más específicamente a nivel de los trópicos, que por teleconexiones influyen en la humedad, temperatura y presiones en distintas regiones del territorio nacional. Por la ubicación geográfica de Guatemala entre los principales factores macro-climáticos (oceano-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 2013

La actividad ciclónica del Océano Atlántico comienza el 1 de junio y finaliza el 30 de noviembre de cada año. El año 2013 se caracterizó por tener un bajo número de ciclones débiles formados en la cuenca del Atlántico, con el paso únicamente de la Depresión Tropical No. 2, que más tarde se convirtió en la Tormenta Barry, por el norte del territorio nacional entre el 17 y 18 de junio. Asimismo, la formación de la tormenta tropical Karen entre el 3 y 6 de octubre en el golfo de Mé-

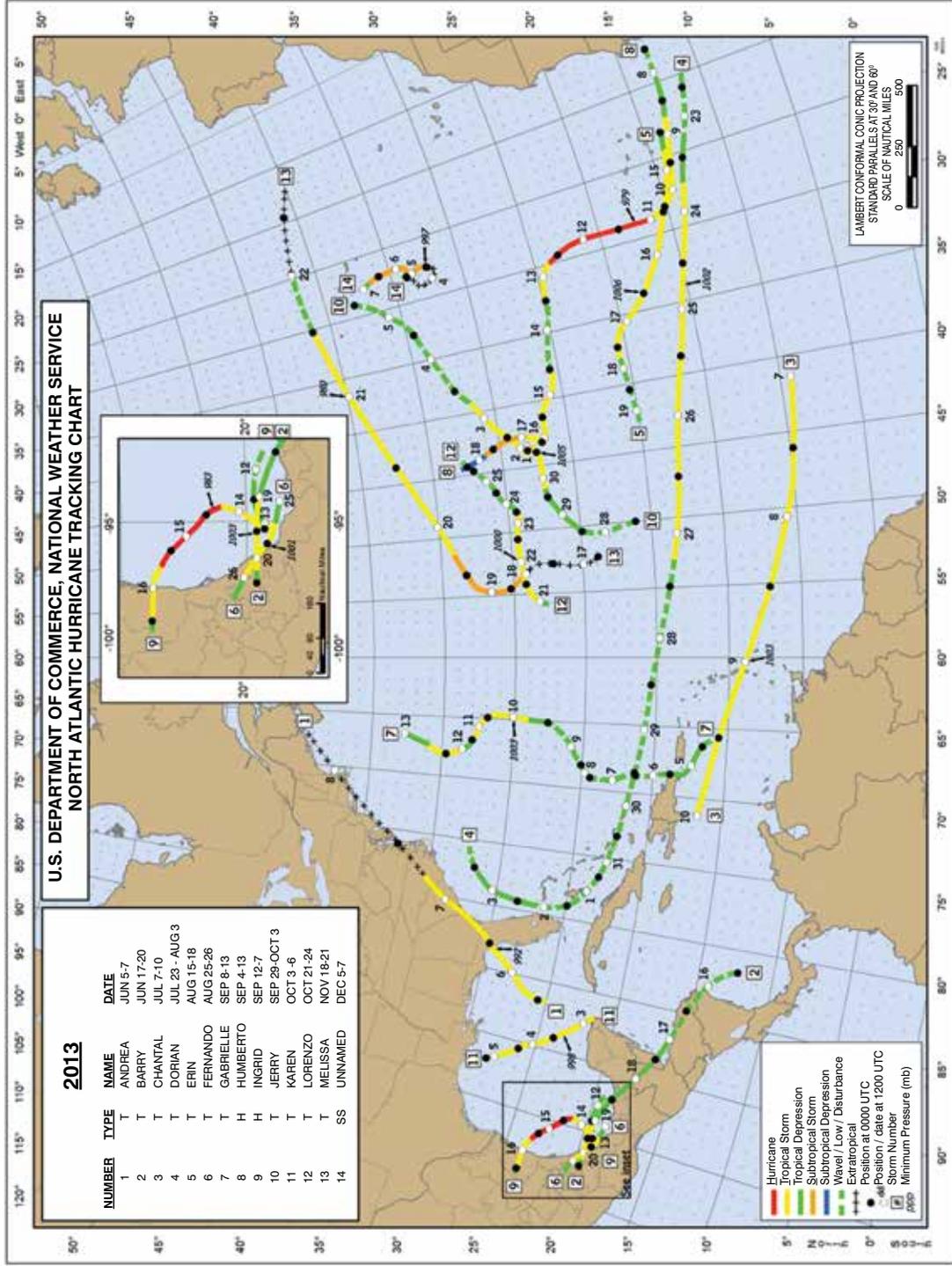
xico tuvo una influencia indirecta en la entrada de humedad y generación de precipitaciones en el territorio nacional.

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 Tropical² ("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 2012 los valores correspondientes a ACE y NTC fueron 129 y 121 respectivamente, mientras que para el 2013 fueron 30 y 43 respectivamente, además la ubicación donde se desarrolló dicha actividad durante este último año tuvo poca influencia en el régimen de lluvias en el territorio nacional tal y como lo muestra la Gráfica 31.

Por otro lado la actividad ciclónica en el Pacífico reportó 18 tormentas totales, de las cuales únicamente el huracán "Bárbara" que se formó el 29 de mayo provocó inestabilidad e ingreso de humedad principalmente en regiones del Pacífico, Norte y Caribe. La actividad ciclónica en el Océano Pacífico durante el año 2013 se muestra en las Gráficas 32(a) y 32(b).

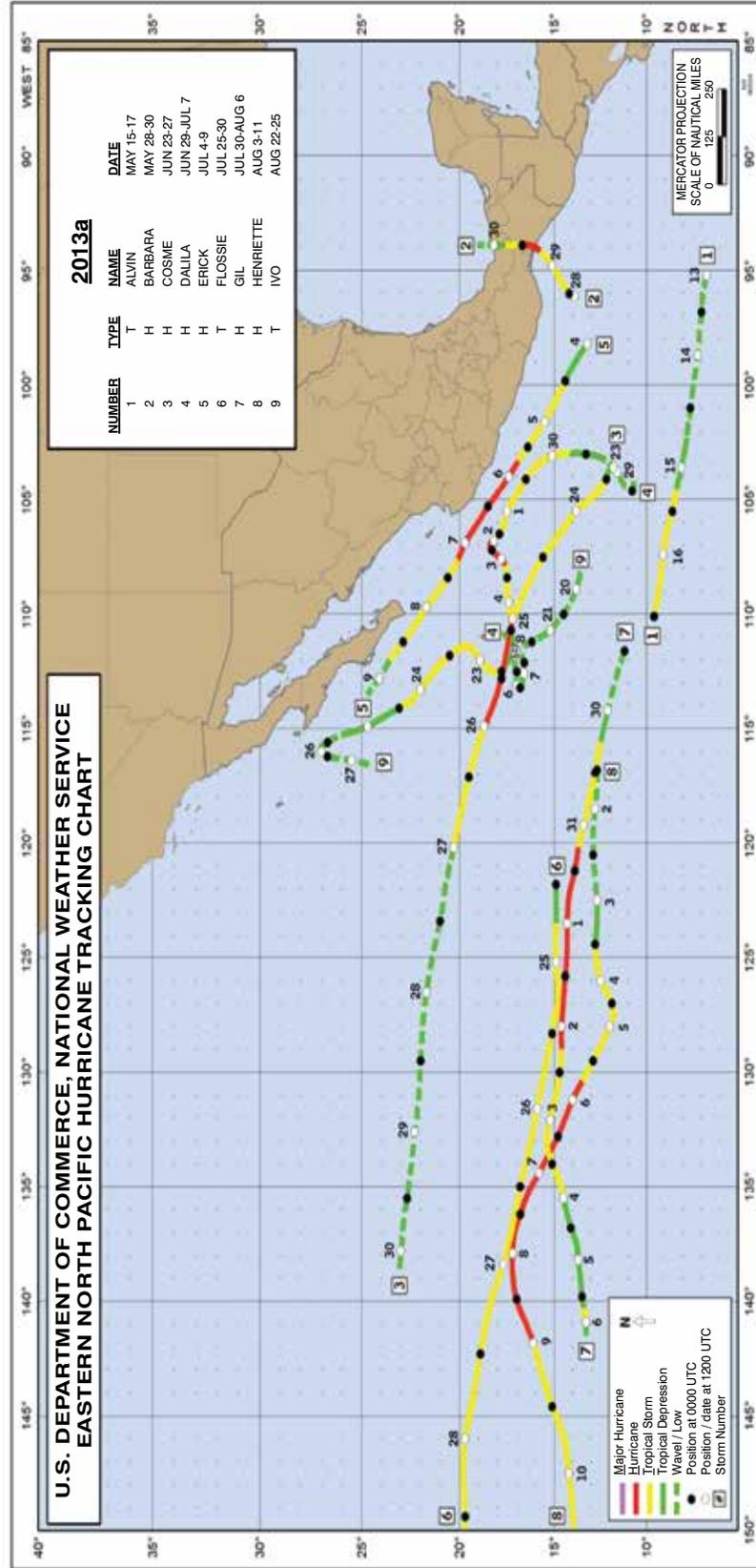
2 El ACE es una medida del potencial de destrucción de una tormenta y se define como la suma de cuadrados de la velocidad máxima para cada período de seis horas durante su existencia. Mientras que el NTC incluye el número de tormentas, días de tormentas, número de huracanes, días de huracanes, número 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 31
Actividad ciclónica en la cuenca del Océano Atlántico y el Caribe durante el año 2013



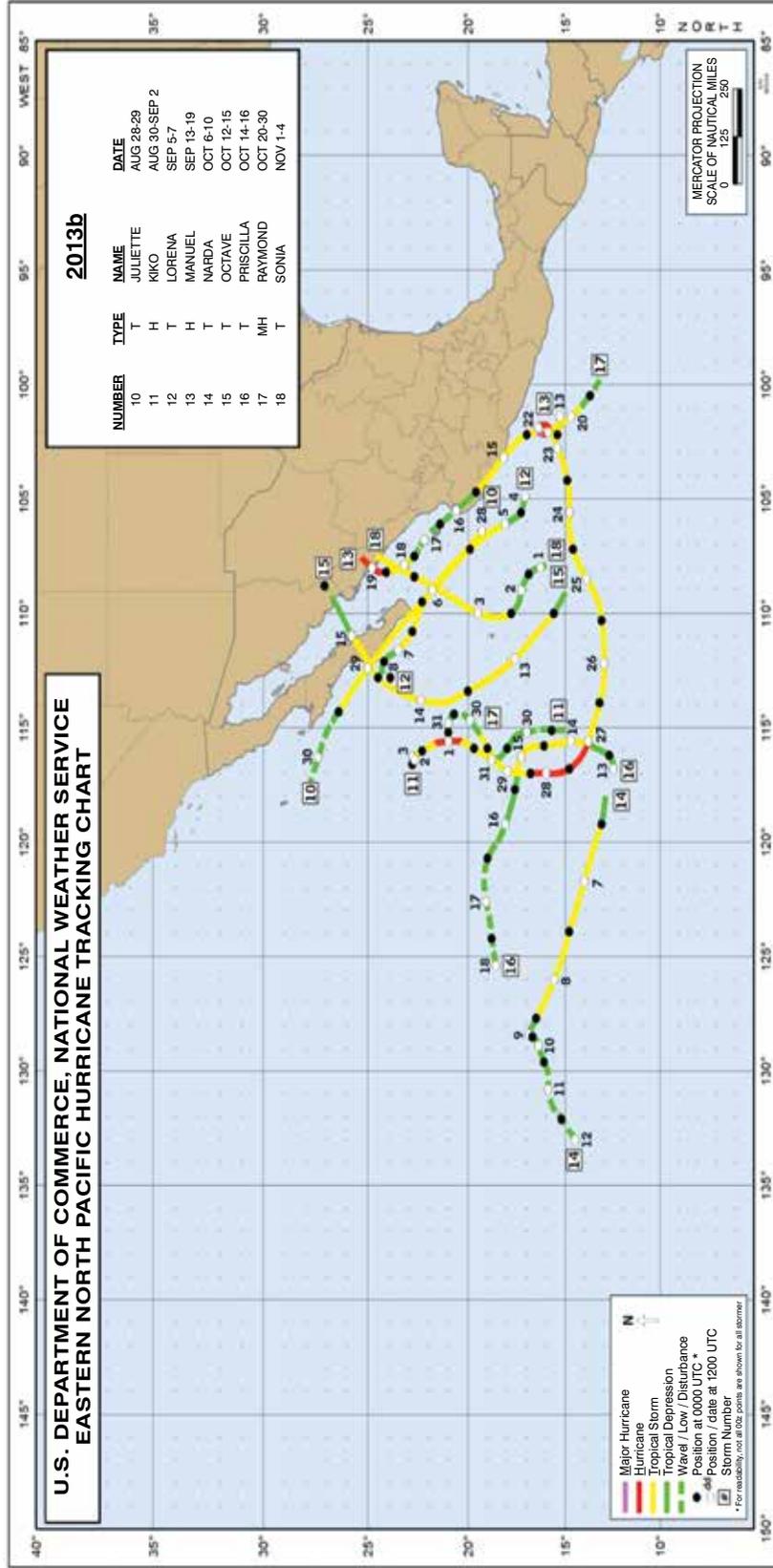
Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Hurricane Center (NHC)

Gráfica 32(a)
 Actividad ciclónica en cuenca del Océano Pacífico durante el año 2013
 en el período comprendido de mayo a agosto



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

Gráfica 32(b)
 Actividad ciclónica en cuenca del Océano Pacífico durante el año 2013
 en el período comprendido de septiembre a octubre.



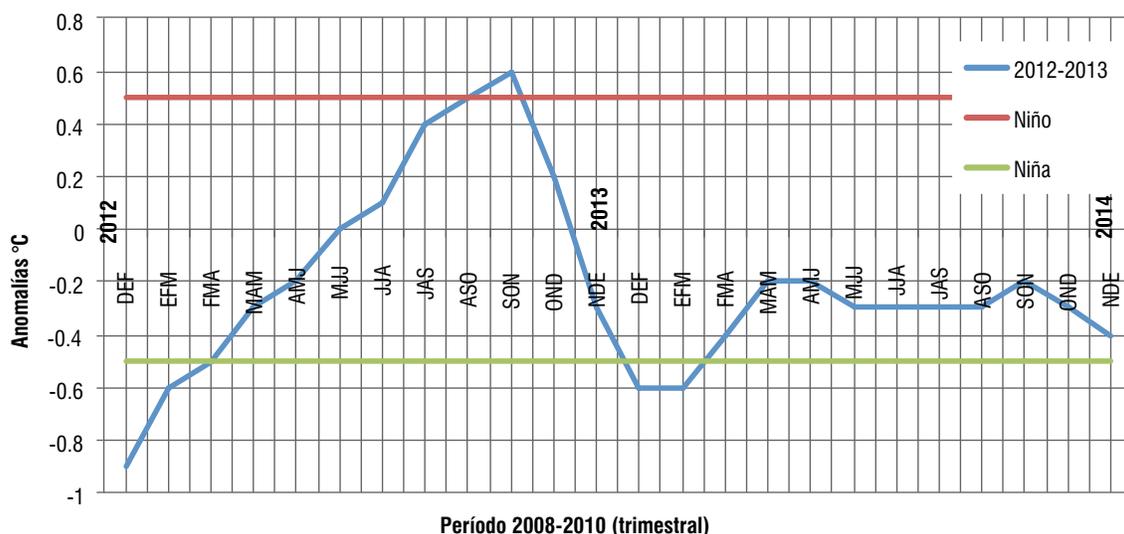
Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Hurricane Center (NHC)

2.2.2 El Niño Oscilación del Sur (ENOS)

Las condiciones de La Niña en el Océano Pacífico Tropical se presentaron durante los meses de enero y febrero del 2013, sin embargo a partir del trimestre febrero-marzo-abril, hasta el final del año 2013 se mantuvieron condiciones neutras, incluyendo las temperaturas en el océano Pacífico tropical, los vientos Alisios, presiones a nivel del mar y la nubosidad. Se consideran condiciones neutras cuando no se presenta ni un evento de El Niño ni de La Niña. Estas condiciones tienen en general efectos de una época de lluvia promedio dentro del territorio nacional, sin embargo es necesario considerar otros fenómenos locales así como la actividad ciclónica en ambos Océanos (Pacífico y Atlántico). En la Gráfica 33 puede observarse cómo evolucionó el fenómeno de El Niño durante el año 2012-2013, a partir de las temperaturas en promedio trimestral en la superficie del mar del Océano Pacífico Tropical en la región denominada Niño 3.4.

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.

Gráfica 33
Índice oceánico del Niño (ONI) 2012-2013



Fuente: Elaboración propia con datos del Climate Prediction Center (CPC) de NOAA.

2.2.3 La Zona de Convergencia Intertropical

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 2013 este cinturón

se ubicó sobre el territorio nacional provocando grandes acumulados de lluvias durante la primera quincena del mes de julio. Asimismo, durante la segunda quincena del mes de septiembre bajas presiones asociadas al ZCI presentaron lluvias principalmente en la Costa Sur en el Occidente y Centro 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 un acumulado de lluvias arriba del promedio en regiones del sur del territorio nacional.

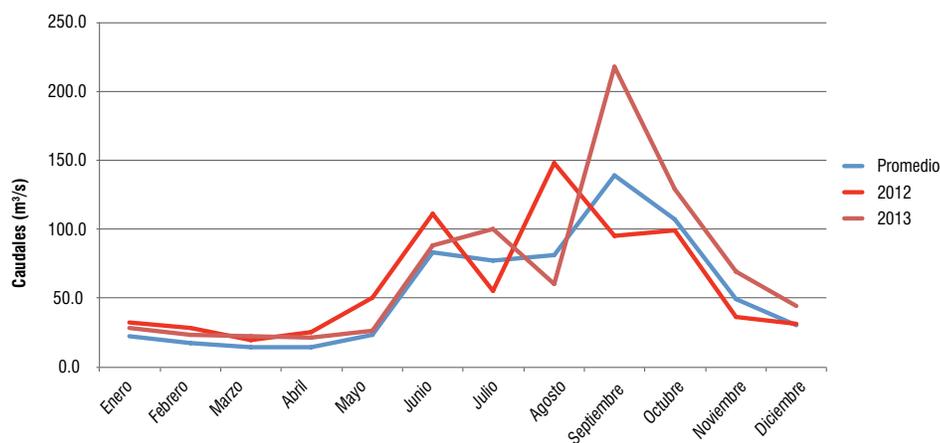


2.3 Caudales entrantes a centrales hidroeléctricas

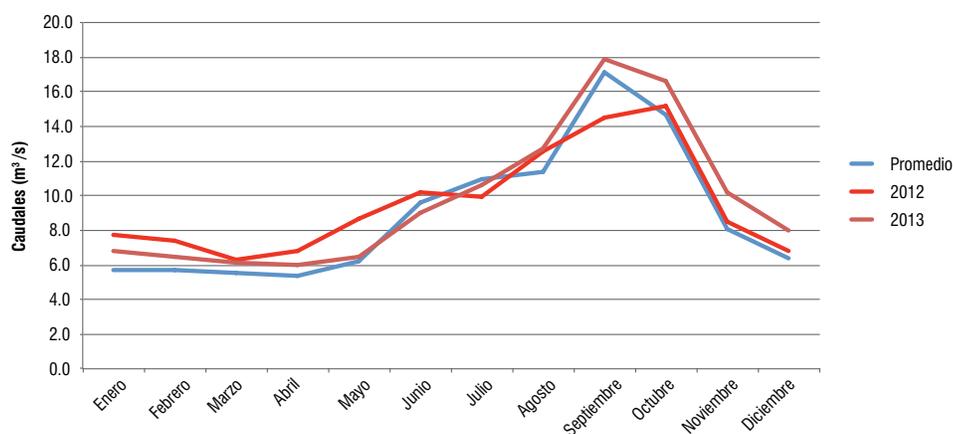
Derivado de las condiciones océano-atmosféricas presentadas principalmente en los océanos Atlántico y Pacífico, la hidro-climatología dentro del territorio nacional fue muy cercana al promedio histórico en general, con excepción del mes de agosto, el cual presentó una canícula durante la primera quincena de dicho mes, lo cual

se refleja en los caudales promedio entrantes en los embalses de las centrales hidroeléctricas de Chixoy, Renace y Jurún Marinalá, las cuales se ubican en las regiones de la Meseta Central, Franja Transversal del Norte y Costa del Pacífico respectivamente, ver Gráficas 34, 35 y 36. El año 2013 presentó en pequeña proporción, mayores acumulados de lluvias que el año 2012, en parte por la evolución de temperaturas inferiores en el Océano Pacífico tropical durante el año 2013 con respecto al 2012, tal y como lo muestra la Gráfica 34.

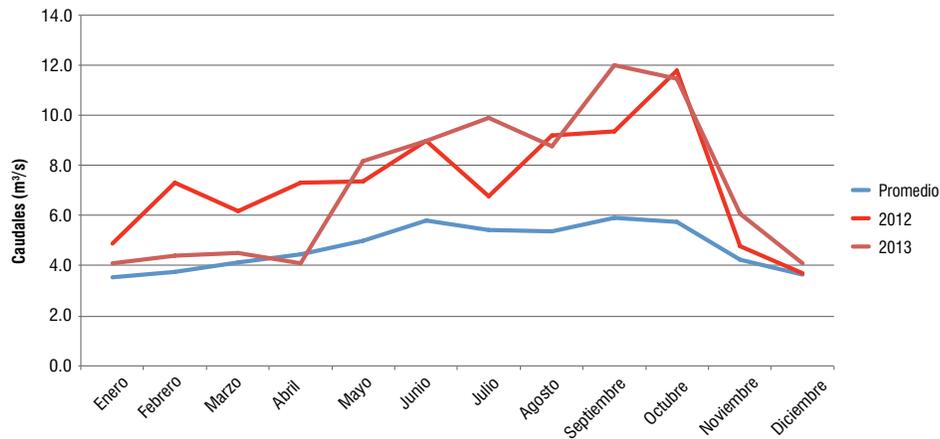
Gráfica 34
Caudales entrantes en embalse de central hidroeléctrica
–Chixoy–



Gráfica 35
Caudales entrantes en embalse de central hidroeléctrica
–Renace–



Gráfica 36
Caudales entrantes en embalse de central hidroeléctrica
–Jurún Marinalá–



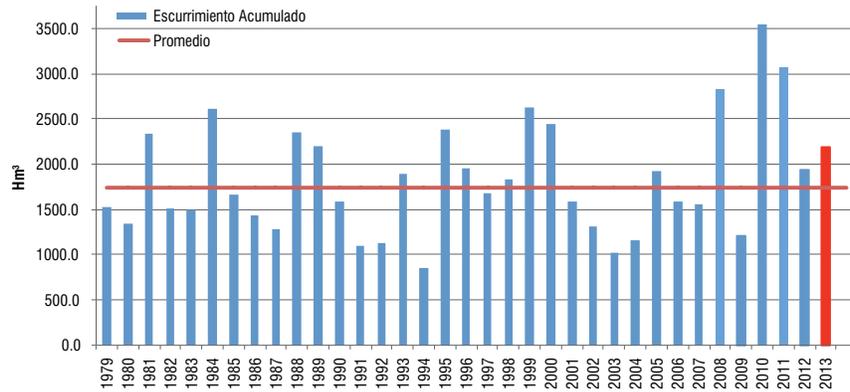
Por lo contrario a agosto, septiembre fue un mes muy húmedo influenciado por varios sistemas de baja presión, lo cual provocó un mes bastante lluvioso como es descrito en la sección 2.1. En las Gráficas 34, 35 y 36 puede observarse cómo los caudales promedios para este mes estuvieron por encima del promedio histórico y del mes de septiembre del año 2012. Asimismo, durante este mes se presentaron las tormentas tropicales Ingrid y Jerry en el Océano Atlántico y las tormentas tropicales Lorena y Manuel en el Pacífico; sin embargo ninguna de estas tuvo un efecto directo sobre el país. Es de hacer notar que el caso de Jurún Marinalá es un caso especial, ya que la misma tiene como embalse el lago de Amatitlán cuyo principal afluente es el río Villalobos, el cual recibe

aportes de aguas residuales de 13 municipios durante el transcurso del año, y por consiguiente existe un aporte hidrológico constante. Entre estos municipios se encuentra la Ciudad de Guatemala, Villa Nueva, Villa Canales, Amatitlán y Mixco entre otros, con una densidad poblacional elevada.

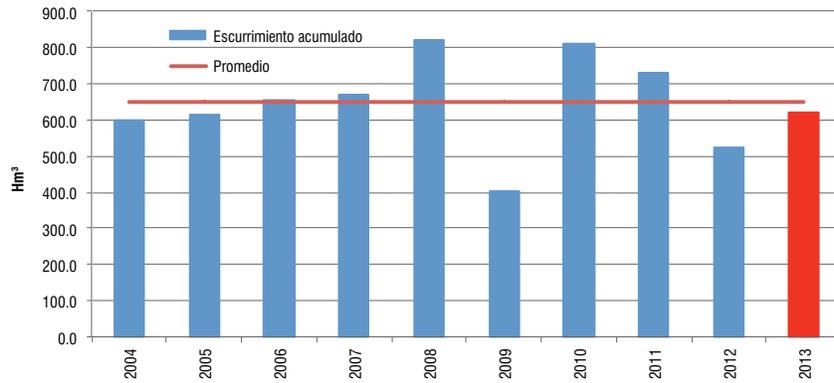
Revisando el volumen total de agua escurrido hacia los embalses de las centrales hidroeléctricas podemos ver que varios de ellos estuvieron muy cerca del promedio histórico, esto debido al año promedio en precipitaciones que se ha discutido para el 2013. En las Gráficas 37, 38 y 39 pueden observarse estos valores para las centrales hidroeléctricas de Chixoy, Renace y Aguacapa.



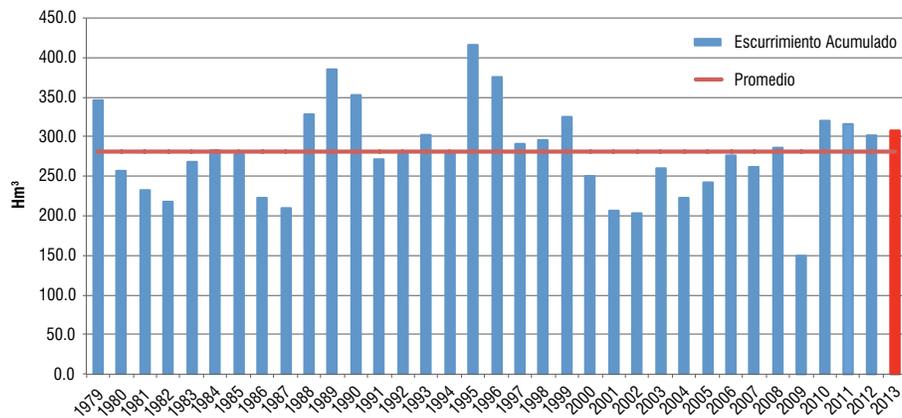
Gráfica 37
Escorrentamiento superficial promedio (1979-2013) e histórico
–Embalse Pueblo Viejo Chixoy–



Gráfica 38
Escorrentamiento superficial promedio (2004-2013) e histórico
–Renace–



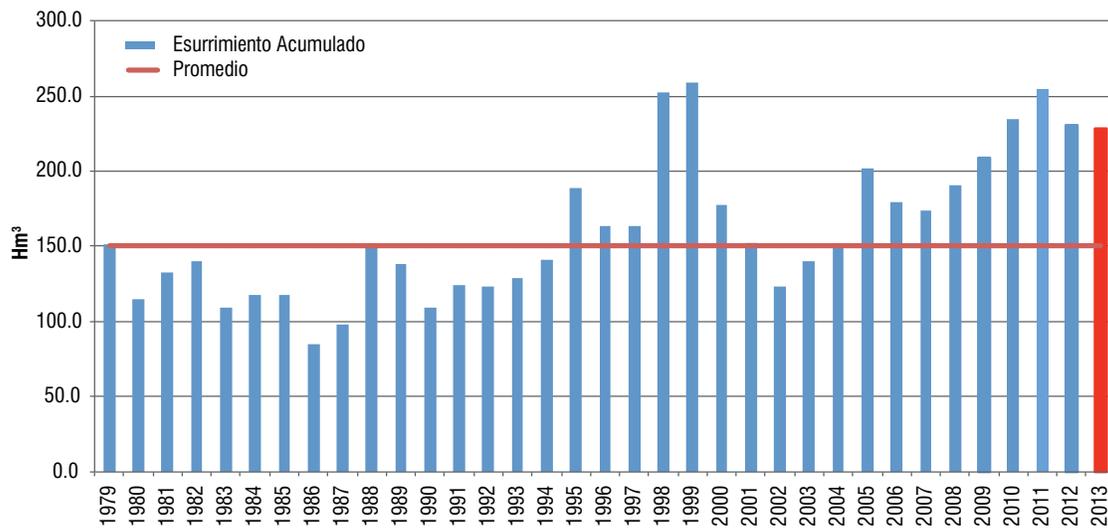
Gráfica 39
Escorrentamiento superficial promedio (1979-2013) e histórico
–Aguacapa–



En el caso de Jurún Marinalá este valor fue muy por encima del promedio histórico, ver Gráfica 40. 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 40
Escurrimiento superficial promedio (1979-2013) e histórico
–Jurún Marinalá–



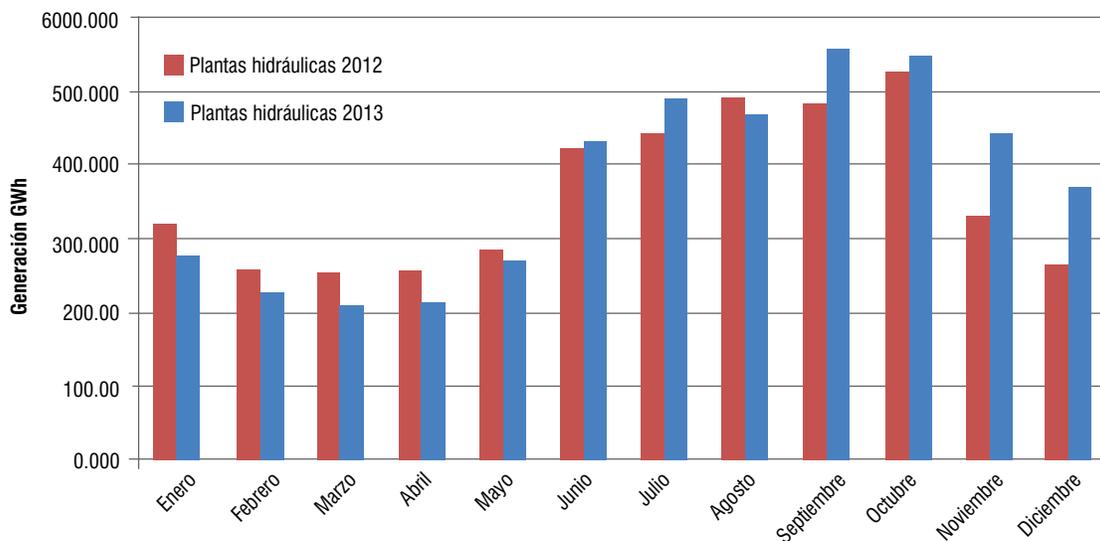
2.4 Generación hidroeléctrica 2013

Derivado de una época de lluvias con acumulados aproximados al promedio histórico, la generación hidroeléctrica para el año 2013 se comportó de similar manera a la del 2012, sin embargo, es de hacer notar que la generación durante los primeros seis meses del año 2013 fue inferior con respecto a la del año previo, es decir el año 2012. Esto debido principalmente a que el final del año 2011 e inicio del año 2012 estuvo bajo la influencia del fenómeno La Niña, dando como resultado precipitaciones por arriba del promedio en una gran parte del territorio nacional. Asimismo, durante el mes de octubre del 2011 dio paso la depresión tropical 12-E, dichos eventos generaron grandes acumulados de lluvias que permitieron recargar los mantos acuíferos, lo cual permite que los ríos sean alimentados principalmente por los afluentes subterráneos. La comparación de generación para estos meses entre los años 2012 y 2013 puede observarse en la Gráfica 41.

A partir del mes de junio la generación se incrementó levemente en comparación con el año previo, esto debido a dos razones principales: (i) en junio del 2013 operó a mayor capacidad la central hidroeléctrica de Palo Viejo y la pequeña central de Palín II en comparación con el año 2012 y; (ii) las temperaturas en la superficie del mar en el Océano Pacífico tropical se encontraban más elevadas en el año 2012 en comparación con el año 2013. Los efectos de temperaturas por arriba del promedio histórico en esta región han sido descritos en la sección 2.2.2. En general durante el año 2013 se generó 11% más de energía hidráulica en comparación con el año 2012.

La generación hidroeléctrica durante la época seca (enero-abril) del año 2013 cubrió aproximadamente el 32% de la demanda nacional, mientras que para la época de lluvia (mayo-octubre) fue del 60%, y finalmente entre noviembre y diciembre el 52.7%. En total la demanda nacional de energía eléctrica en Guatemala para el año 2013, fue cubierta en un 50% del total por el recurso hidráulico, siendo este valor

Gráfica 41
Generación mensual hidráulica 2012-2013

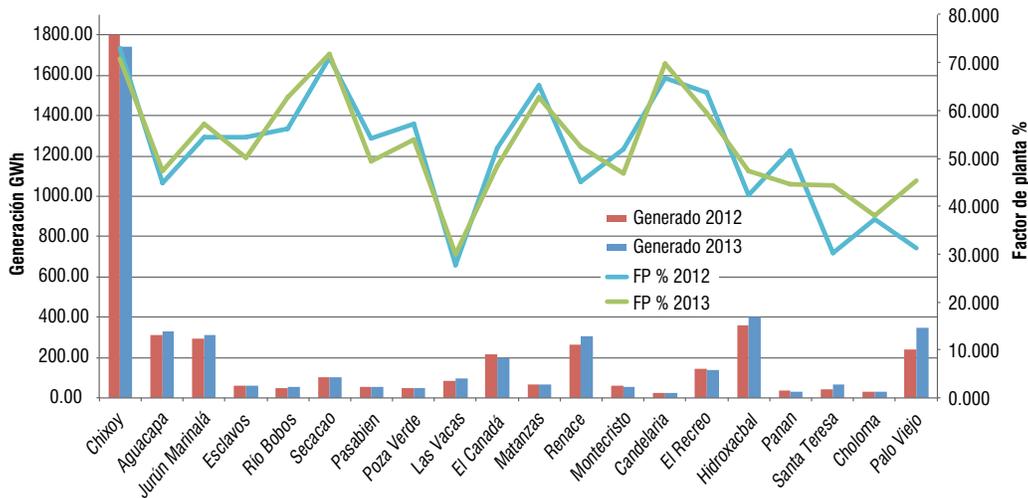


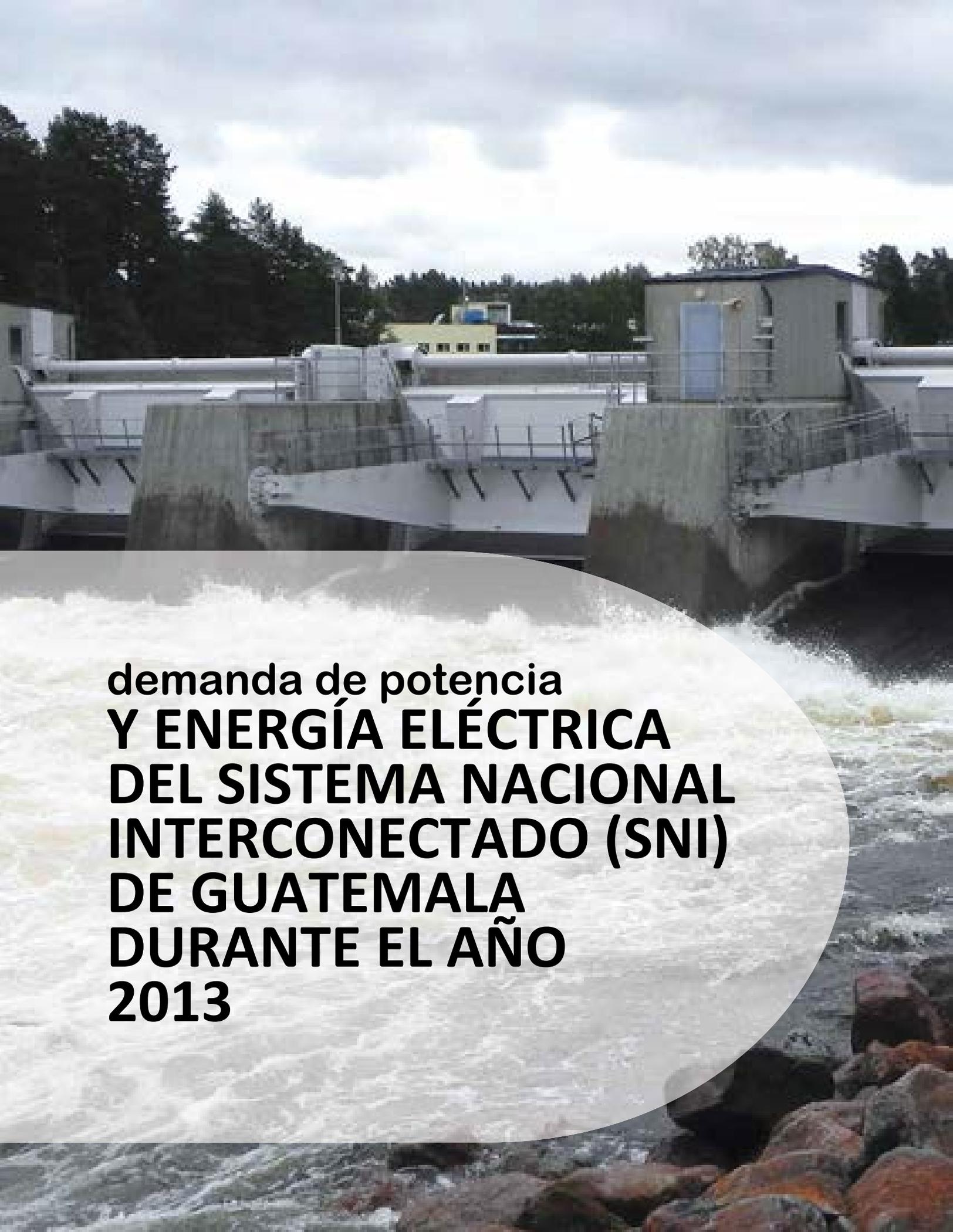
muy similar al del año 2012 el cual fue de 51%. En la sección 1 se detallan estos valores por fuente de energía y combustible para distintos períodos del año.

Al comparar el factor de planta de las distintas centrales hidroeléctricas podemos observar nuevamente la similitud entre los años 2012 y 2013, ya que como se ha mencionado previamente ambos años no presentaron eventos de los fenómenos El Niño y La Niña; asimismo, ambos años fueron poco impactados por la actividad ciclóni-

ca. Sin embargo las centrales de Santa Teresa y la de Palo Viejo presentan excepción a estos fenómenos, ya que la primera central estuvo fuera de operación por un mes completo (septiembre) debido al arrastre de sedimentos que dejó fuera de operación a la misma. Mientras que la segunda central, Palo Viejo, comenzó su operación hasta el segundo semestre del año 2012. En la Gráfica 42 se esquematizan los factores de planta y la energía generada para las distintas centrales hidroeléctricas conectadas al SIN durante los años 2012 y 2013.

Gráfica 42
Energía generada vrs. Factor de planta (2012-2013)
–Hidroeléctrica Guatemala–





**demanda de potencia
Y ENERGÍA ELÉCTRICA
DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO (SNI)
DE GUATEMALA
DURANTE EL AÑO
2013**

3.1 Demanda de potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista

Dentro del Mercado Mayorista, se llevan a cabo operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía, efectuadas entre los agentes del mercado. Los agentes se clasifican en Participantes Productores, específicamente los Generadores, Comercializadores e Importadores; y en Participantes Consumidores constituidos por Distribuidores, Comercializadores, Exportadores y Grandes Usuarios.

Cuando los Agentes del Mercado se conectan al SNI demandan potencia y energía eléctrica. El cubrimiento de la demanda de potencia y de energía eléctrica, es vital para satisfacer las constantes necesidades de los sectores residencial, industrial y comercial pertenecientes a la economía nacional y regional.

La legislación vigente establece los mecanismos y procedimientos comerciales y operativos para que la demanda de energía 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 dar una señal económica que permita alcanzar el objetivo de garantía de suministro, el artículo 72 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –RAMM– establece la obligación de contratación de la potencia asociada al suministro eléctrico por parte de los Participantes Consumidores del Mercado.

3.1.1 Potencia

La potencia se puede asociar a la capacidad que se tiene para consumir/producir energía eléctrica. El Distribuidor y los Grandes Usuarios están obligados a cubrir la totalidad de su Demanda Firme –DF– mediante contratos de potencia que estén respaldados plenamente con Oferta Firme Eficiente –OFE–. Es decir, que el requerimiento mínimo de potencia que los Participantes Consumidores deben contratar, es el equivalente a su DF.

Se conoce como DF a la demanda de potencia calculada por el AMM, que debe ser contratada por cada Distribuidor o Gran Usuario. Esta demanda del consumidor será la coincidente con la Demanda Máxima Proyectada –DMP– para el SNI y deberá tenerla cubierta mediante contratos de potencia con el fin de cubrir sus necesidades de consumo cuando el sistema esté operando en condiciones de máximo requerimiento, esto con el objetivo que dicha demanda pueda ser cubierta sin ningún riesgo durante el Año Estacional correspondiente.

A continuación se presenta el detalle de la DF del SNI para el periodo comprendido de 2009 a 2014:

Cuadro 11
Demanda Firme del SNI de 2009 a 2013

Demanda firme	MW
2009-2010	1,505.16
2010-2011	1,588.77
2011-2012	1,578.47
2012-2013	1,607.30
2013-2014	1,650.41

3.1.2 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 (Mercado Spot), donde los precios se fijan horariamente y las cantidades de energía a comprar en este mercado corresponden a la demanda del Participante Consumidor.

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



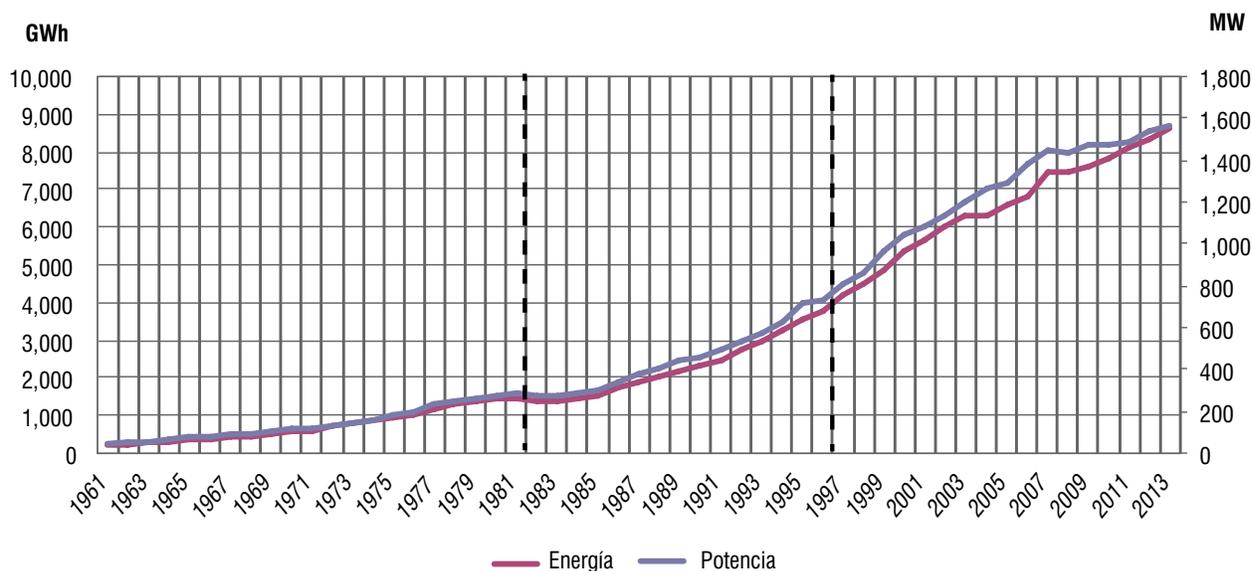
3.2 Análisis de la Demanda de Potencia y Energía Eléctrica

El comportamiento de la demanda de potencia y energía eléctrica ha dado respuesta a los acontecimientos sociales, políticos y económicos experimentados durante el periodo de 1961 a 2013 a nivel nacional e internacional, debido a que la energía eléctrica es uno de los principales insumos para el desarrollo del país.

En la gráfica 43 se muestra el comportamiento histórico de la demanda de los componentes mencionados anteriormente, donde claramente se pueden identificar tres etapas clave que determinaron la demanda histórica del SNI. En un primer momento, se observa un periodo de bajo crecimiento de demanda de 1961 a 1983, periodo caracterizado por una época inmersa en el

conflicto armado interno que se vivía en Guatemala. Durante dicho periodo el crecimiento fue, en promedio, de 8.66% para la potencia y de 9.18% para la energía. A partir del golpe de estado militar que tuvo lugar en 1983, y con la llegada de un nuevo gobierno elegido democráticamente, se vivió un crecimiento más pronunciado de 1984 a 1996, donde se observaron tasas de crecimiento por encima del 10% para los años de 1986, 1987 y 1995 en potencia, y los años de 1986 y 1992 en energía. Por último, a partir de la emisión de la Ley General de Electricidad, suceso de gran importancia para el subsector eléctrico de Guatemala, se logró la liberalización del mercado eléctrico guatemalteco donde el crecimiento promedio interanual fue de 4.48% y de 5.09% respectivamente; a pesar de que en el año 2008 estalló la crisis económica mundial que generó una desaceleración de -0.93% para la potencia y -0.94% para la energía.

Gráfica 43
Demanda histórica de potencia y energía del SNI



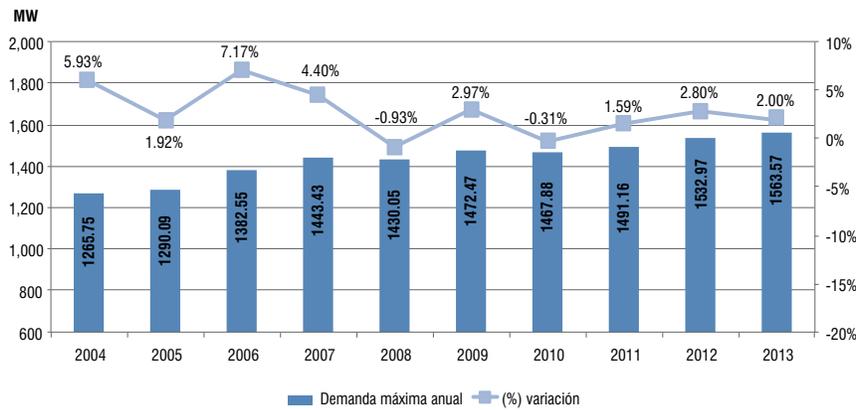
A continuación, se presenta la Gráfica 44 que proporciona información acerca de la demanda máxima de potencia del SNI con su respectivo crecimiento interanual correspondiente al periodo de 2004 a 2013.

Como se puede observar, la demanda máxima de potencia ha mantenido una tendencia ascendente en los últimos 10 años con una variación porcentual de 2.75% en promedio durante dicho periodo. El último año se presentó un crecimiento de 2% situándose la demanda

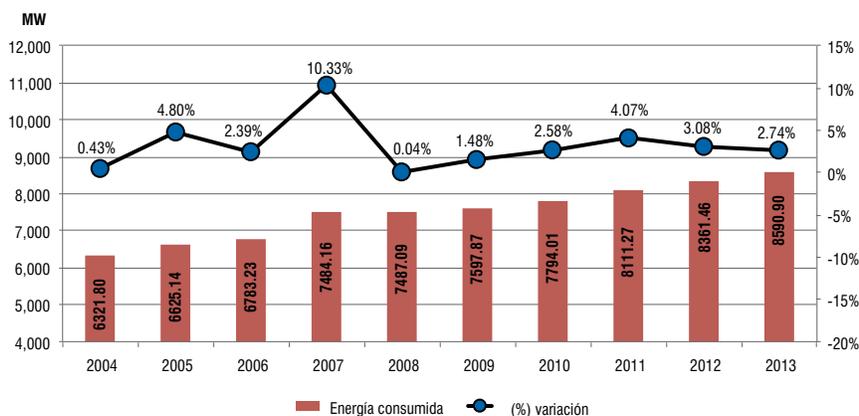
máxima de potencia en 1563.57 MW, un 0.80% menos que el crecimiento experimentado el año anterior.

De acuerdo con los datos mostrados en la Gráfica 45 se puede observar el comportamiento del consumo de energía del SNI con su respectiva variación porcentual interanual. En el 2013 se tuvo un consumo de energía eléctrica de 8590.90 GWh con un crecimiento respecto al año anterior de 2.74%, superior al crecimiento que presentó la potencia de 2%.

Gráfica 44
Demanda máxima de potencia del SNI y crecimiento porcentual de la misma



Gráfica 45
Consumo de energía del SNI y crecimiento porcentual del mismo



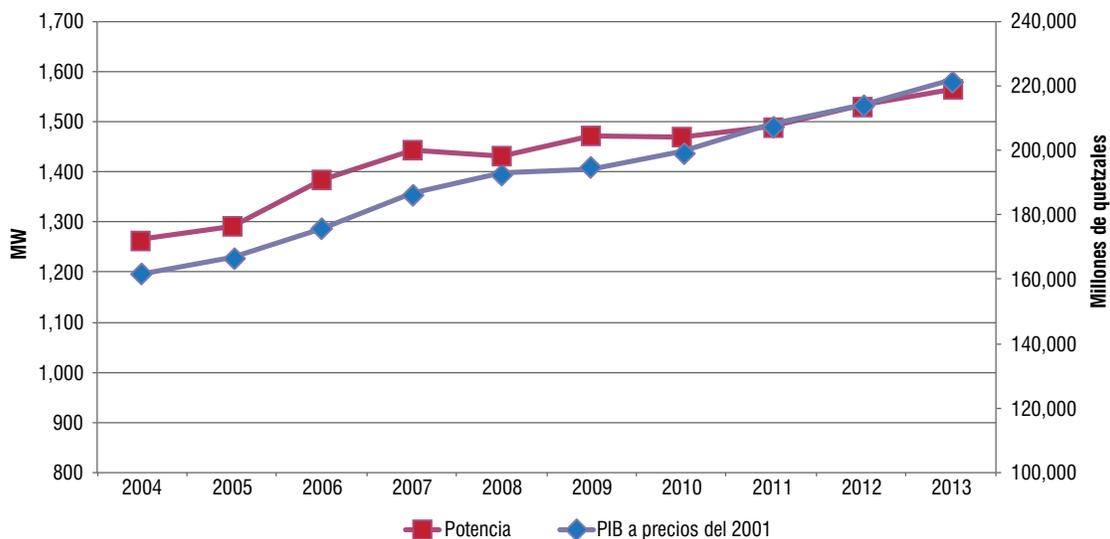
Existe una serie de factores en la actividad económica que pueden influir sobre el crecimiento de la demanda de potencia y energía del SNI, entre los cuales se pueden mencionar: la estabilidad en el nivel general de precios, estabilidad del tipo de cambio, fortalecimiento del mercado interno, desempeño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

La comunidad académica ha realizado diversos estudios que han probado que un componente esencial del crecimiento económico ha sido el consumo de potencia y energía eléctrica. Países industrializados como Alemania, España, Chile, etc., han presentado altas correlaciones entre el Producto Interno Bruto –PIB– y el consumo

de energía eléctrica, es decir que ante una variación porcentual en el PIB, la variabilidad del consumo de energía eléctrica se ve afectado en similar proporción. A continuación en la Gráfica 45, se presenta el desenvolvimiento del PIB Real, es decir, a precios constantes del año 2011 de Guatemala³ para el periodo de 2001 a 2013, y la demanda de potencia del SNI correspondiente al mismo periodo.

Claramente se observa una tendencia al alza en ambas variables donde se puede notar que la crisis económica de 2009 impactó en la demanda de potencia en un 1% en el año 2008, y consecuentemente en el PIB con un 0.53% en el año 2008. Durante el año 2013, el crecimiento de la demanda de potencia fue de 2% mientras que el del PIB Real fue de 4%.

Gráfica 46
Demanda de Potencia - PIB Real
2004-2013

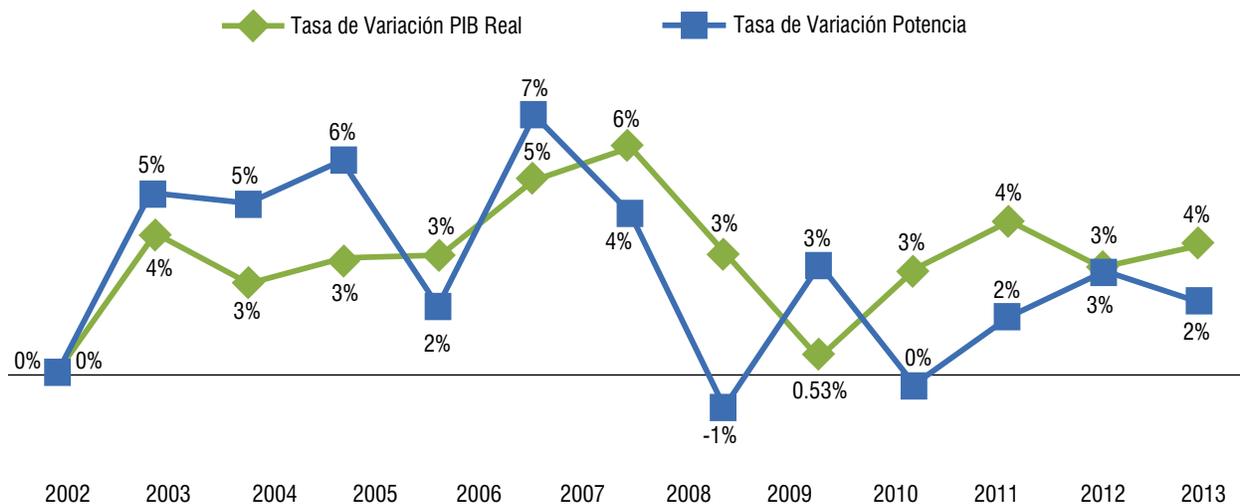


3. PIB a precios constantes de 2001 medido por el origen de la producción (2013) Boletín estadístico trimestral (en red). Cuentas Nacionales Banco de Guatemala. Disponible en: <http://www.banguat.gob.gt/estaeco/boletin/menu.asp?kmenu=CUENTA>

A partir de la gráfica anterior, se muestra en la Gráfica 47 el comportamiento de las tasas de crecimiento para el PIB y la demanda de potencia. En dicha gráfica se percibe que el comportamiento del PIB se encuentra un rezago respecto al comportamiento de la demanda de potencia, hecho que se puede atribuir a la necesidad de consumo de potencia eléctrica para generar incrementos en el PIB de una nación. Asimismo, es importante mencionar que la correlación entre ambas variables es del 97%, es decir la variabilidad del PIB real a precios constantes de 2001 puede ser explicada en un 97% por la variabilidad de la demanda de potencia del SNI.

De la misma manera, la Gráfica 48 proporciona información respecto al PIB Real de Guatemala desde el año 2004 hasta el 2013 y la demanda de energía eléctrica medida en GWh durante dicho periodo. Tal y como se mostró para la potencia, la demanda de energía eléctrica también presenta una tendencia al alza paralela a la tendencia del PIB. A diferencia del impacto que tuvo la crisis en la demanda de potencia, en la de energía el impacto fue neutro para el año 2008 con un crecimiento del 0%. Durante el año 2013, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica fue de 3%, un punto porcentual por encima del de la potencia.

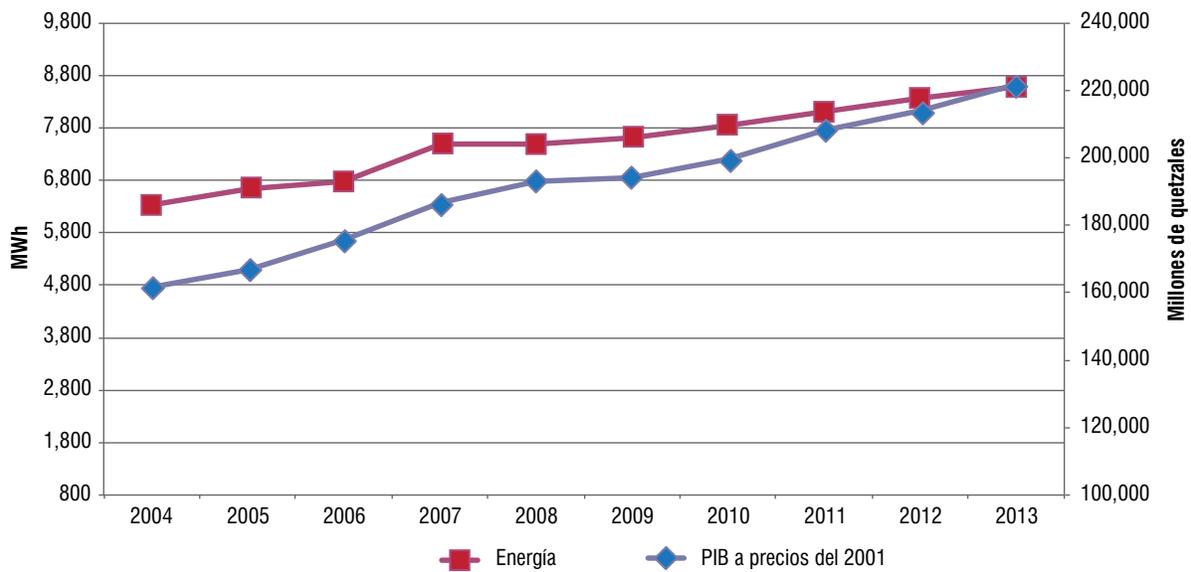
Gráfica 47
Crecimiento Interanual PIB Real vs Demanda de Potencia
2002-2013



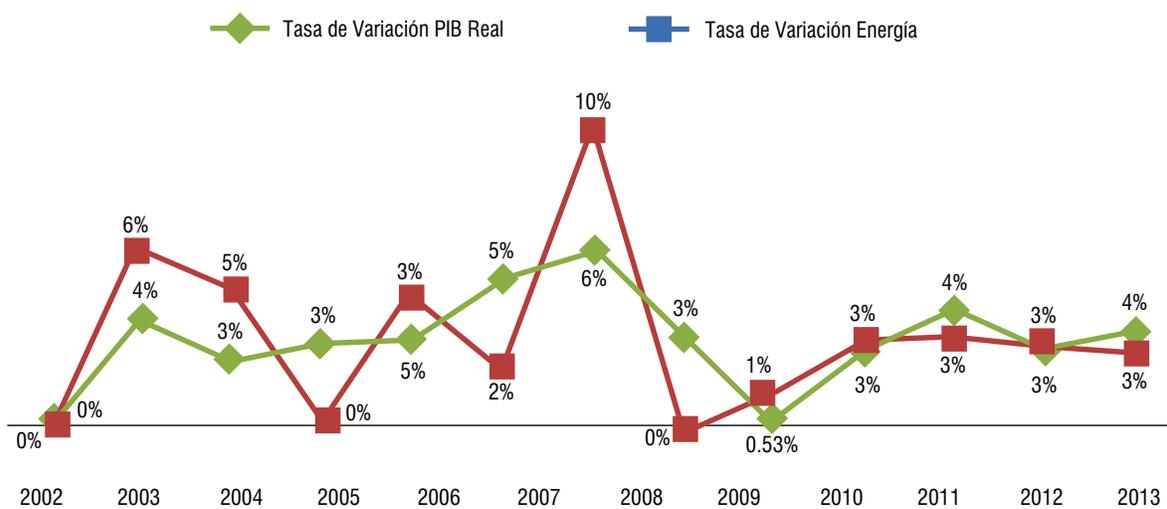
En seguimiento de la información mostrada en la Gráfica 48, la 49 muestra las tasas de crecimiento de las variables descritas anteriormente donde se visualiza la alta relación que existe entre el PIB y la demanda de energía, con una

correlación del 99% para el periodo analizado; derivado de lo anterior, se puede concluir que el 99% de la variabilidad del PIB Real se explica mediante la variabilidad de la demanda de energía eléctrica.

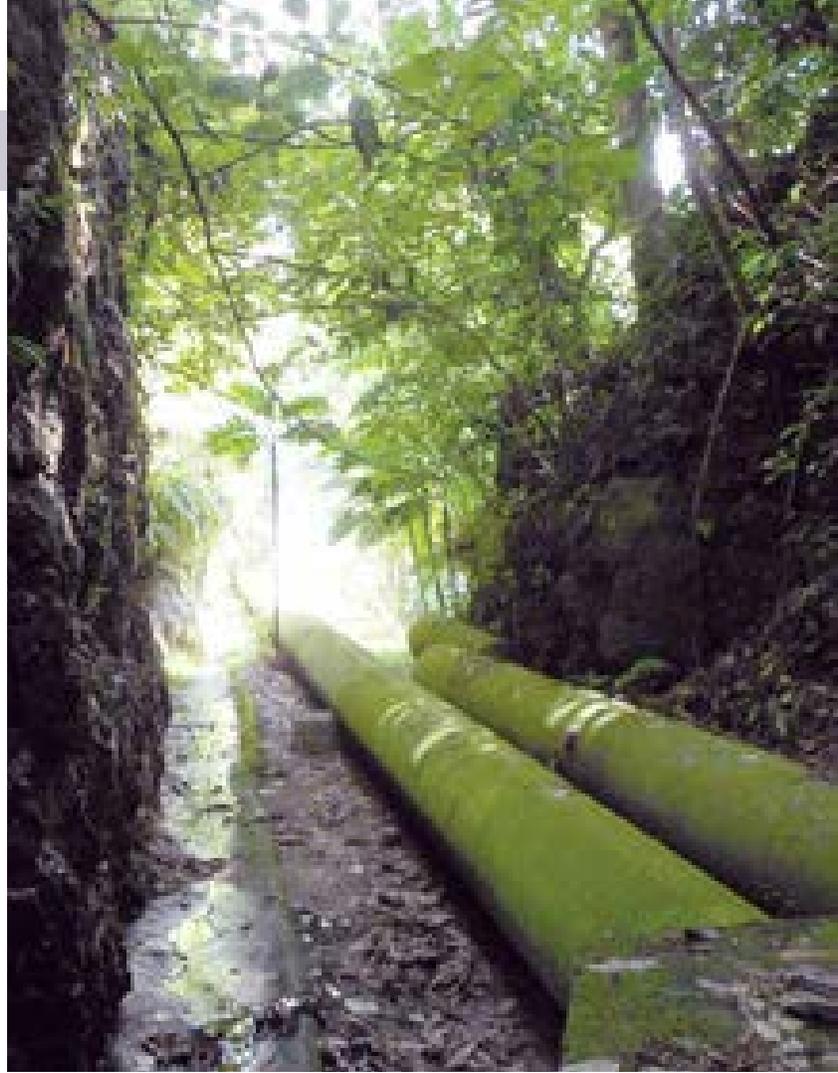
Gráfica 48
Demanda de energía - PIB Real
2004-2013



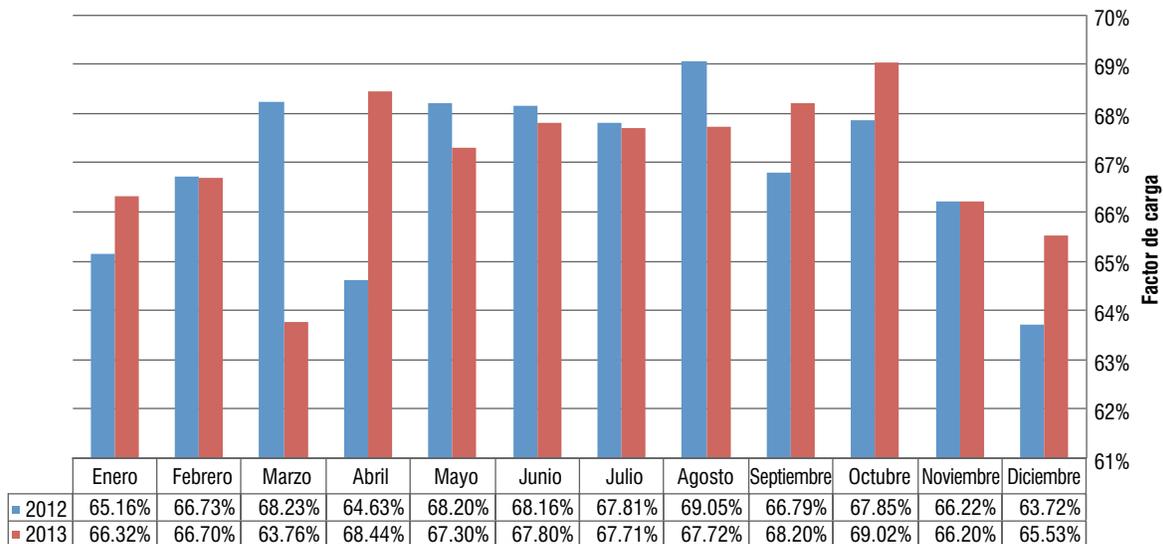
Gráfica 49
Crecimiento Interanual PIB Real vs Demanda de Energía
2002-2013



El factor de carga representa la proporción en la que se usa la capacidad instalada del SNI, un incremento en dicho indicador se puede atribuir a una mayor eficiencia en el uso del parque generador del sistema. Tal y como se observa en la gráfica 50, el factor de carga presentó una tendencia positiva hasta octubre de 2014, incremento que se vio merma para los meses de noviembre y diciembre debido principalmente a la reducción de la generación hidroeléctrica por la finalización de la época lluviosa. En promedio, el factor de carga para 2013 se situó en 67% aproximadamente, similar al año anterior, la razón principal de que el mismo se encuentre alrededor de estos valores es el hecho de que Guatemala cuenta con un excedente significativo de capacidad instalada lo cual le permite cubrir la demanda local y exportar energía a Centroamérica.⁴



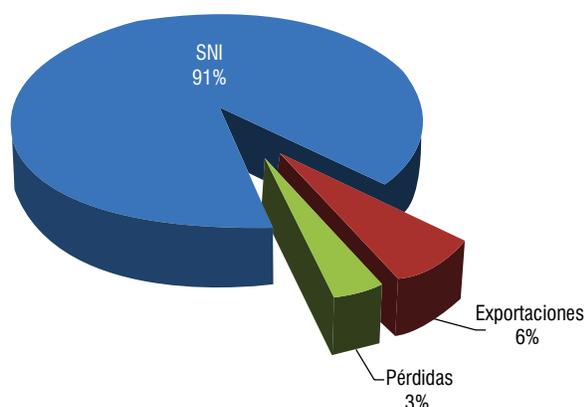
Gráfica 50
Factor de carga mensual del SNI
Años 2012 y 2013



4. La información correspondiente a la exportación de energía será ampliada en la sección 5 del presente informe.

En la gráfica 51 se aprecia que el consumo total de energía del SNI estuvo distribuido de la siguiente manera: el 91% al consumo de energía nacional, el 6% corresponde a energía exportada al MER y por último, el 3% se atribuye a pérdidas del sistema. De acuerdo con los datos presentados, se tuvo un incremento en las exportaciones de energía en aproximadamente 4% en el 2013 en relación al 2012, y una reducción de las pérdidas de 0.65% respecto al año anterior.

Gráfica 51
Consumo total de energía de SNI



3.3 Requerimientos de potencia y energía eléctrica de los Participantes Consumidores en el Mercado Mayorista durante el 2013

Considerando que los Participantes Consumidores representan el mayor porcentaje del total de la demanda de energía y potencia del SNI, en las siguientes gráficas se informan los resultados sobre los requerimientos de potencia y energía eléctrica durante el periodo correspondiente al año 2013.

3.3.1 Distribuidores

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

a. Requerimiento de energía para el año 2013

Los usuarios del servicio de distribución final son clasificados en dos grandes grupos, en función que su consumo exceda o no de 300 kWh/mes 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 con consumo mensual igual o menor a 300 kWh entran en el grupo de usuarios afectados 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 DF y Demanda Firme Efectiva –DFE– que debe cubrirse mediante contratos de potencia con OFE de los generadores, así como un consumo de energía asociado.

En el periodo del año 2013 EEGSA consumió un total de 3,103.18 GWh, DEOCSA un total de 1,439.35 GWh y DEORSA un total de 1,081.12 GWh. Los meses identificados con un consumo máximo de energía por parte de los Distribuidores, son octubre para EEGSA, diciembre para DEOCSA y abril para DEORSA.

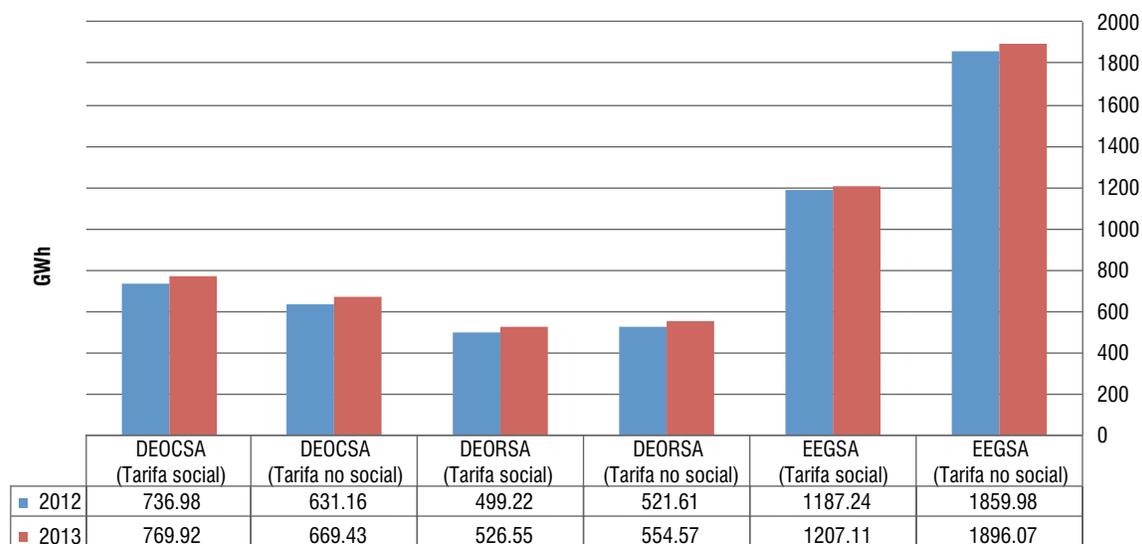
Tal y como se muestra en el cuadro 12 y el crecimiento de la demanda de energía por parte de las Distribuidoras para el año 2013 fue de 3.45% respecto al 2012, donde el crecimiento máximo lo obtuvo DEORSA para la Tarifa No

Social con un incremento de 6.32%. De igual forma, en la Gráfica 52 se aprecia el comportamiento mensual de la demanda de energía de las Distribuidoras comparativamente para los años 2012 y 2013.

Cuadro 12
Demanda de energía en GWh para las Distribuidoras clasificadas por Tarifa Social y Tarifa No Social durante el periodo 2012-2013

Demanda de energía en GWh	2012	2013	Variación respecto a 2012
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. (Tarifa Social)	736.98	769.92	4.47%
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (Tarifa No Social)	631.16	669.43	6.06%
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (Tarifa Social)	499.22	526.55	5.48%
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (Tarifa No Social)	521.61	554.57	6.32%
Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (Tarifa Social)	1,187.24	1,207.11	1.67%
Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (Tarifa No Social)	1,859.98	1,896.07	1.94%
Total	5,436.18	5,623.65	3.45%

Gráfica 52
Comparativo de la demanda de energía de distribuidores
Años 2012-2013



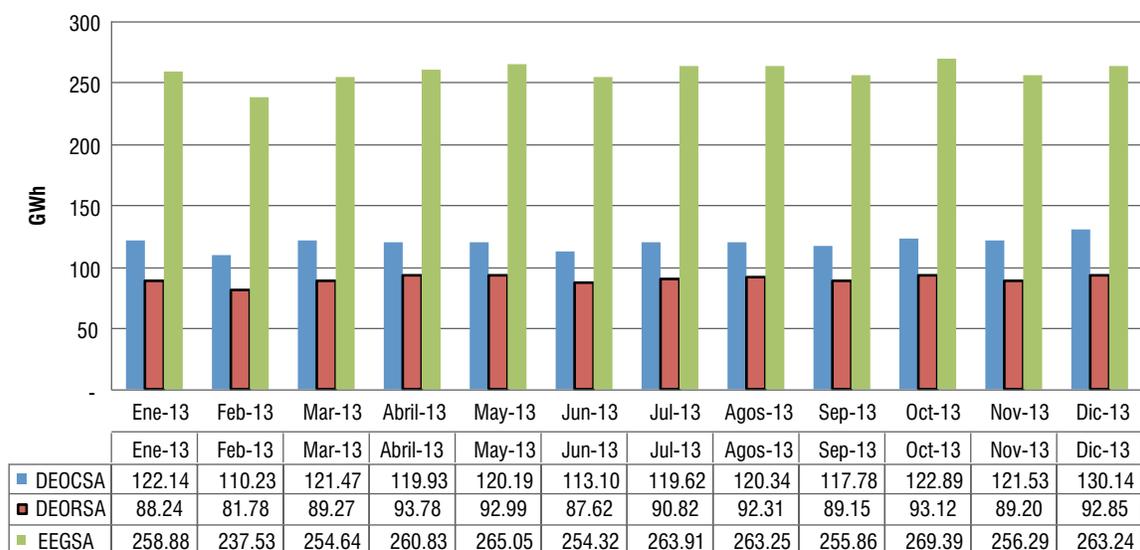
De acuerdo con la gráfica 53, se ejemplifica la energía total mensual demandada (Tarifa Social y No Social), que corresponde a los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA durante el periodo 2013. Como se puede observar el consumo mensual de energía de EEGSA se mantuvo relativamente constante con un promedio de 258.60 GWh, de la misma manera DEORSA mostró bastante estabilidad alcanzando un consumo mensual de 90.09 GWh en promedio, y, finalmente, DEOCSA fue la que más variabilidad experimentó con un promedio de 119.95 GWh para el consumo mensual de energía.

De forma desagregada, en la gráfica 54 se muestra el consumo promedio mensual de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social para cada una de las Distribuidoras donde se puede observar que EEGSA tuvo un consumo total para la Tarifa Social de 1,207.11 GWh mientras que DEORSA y DEOCSA tuvieron un consumo total de Tarifa Social de 526.55 GWh y 769.92 GWh respectivamente. El consumo

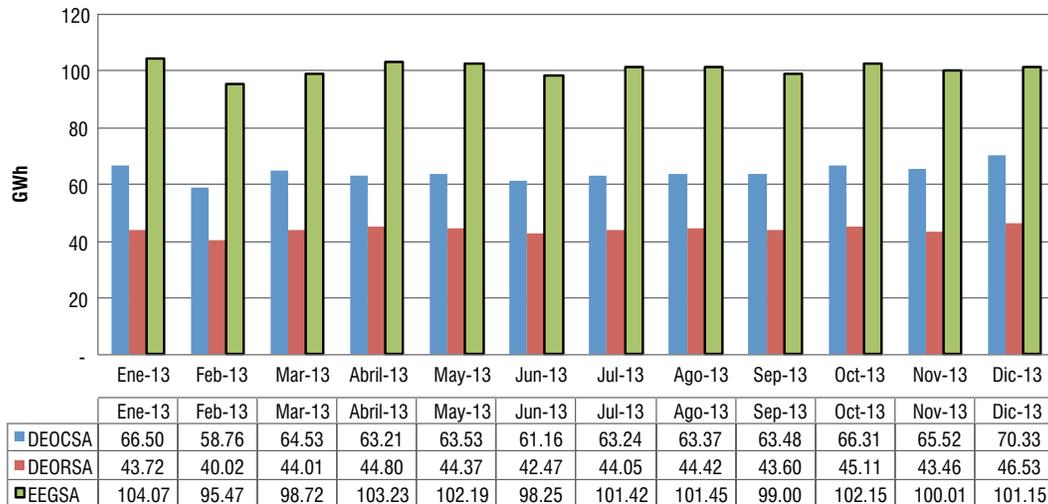


total de energía de los usuarios de la Tarifa Social de las distribuidoras durante el 2013 fue de 2503.59 GWh, lo que equivale a un incremento de un 3.20% respecto al consumo en el año 2012.

Gráfica 53
Demanda de energía total tarifa social y no social



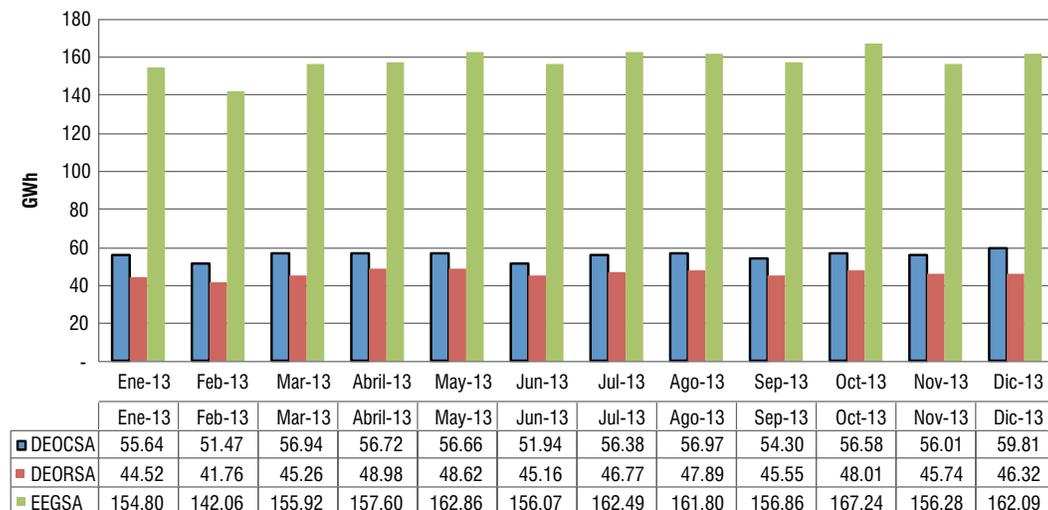
Gráfica 54
Demanda de energía tarifa social



Seguidamente, en la Gráfica 55 se observa el consumo promedio mensual de los usuarios para la Tarifa No Social de cada una de las Distribuidoras. En dicha gráfica se puede apreciar que el consumo total para la Tarifa No Social de EEGSA fue de 1,896.07 GWh, DEORSA tuvo un consumo total de 554.57 GWh mientras que el de DEOCSA alcanzó los 669.43 GWh.

Las Distribuidoras tienen dos alternativas para realizar sus compras de energía en el Mercado Mayorista para cubrir la DF de sus usuarios regulados. La primera, es la compra de energía en el mercado a término mediante contratos directos con los Participantes Productores y la segunda, a través de realizar transacciones de compra/venta de energía en el Mercado Spot.

Gráfica 55
Demanda de energía tarifa no social



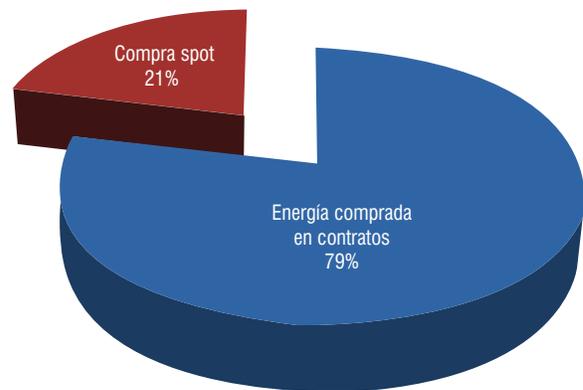
Tal y como se observa en la Gráfica 56, DEOCSA durante el periodo 2013, compró en el Mercado Spot o ejerció la opción de compra de alguno de sus contratos, el 14% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social y participó en la venta de energía en el spot en un 1%. El hecho de que EEGSA tuviera participación en la venta de energía quiere decir que estuvo sobrecontratada durante el 2013.

De igual forma la Gráfica 57 muestra que DEORSA durante el periodo 2013, compró en el Mercado Spot o ejerció la opción de compra de alguno de sus contratos, el 21% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social, un 13% mayor respecto al año anterior.

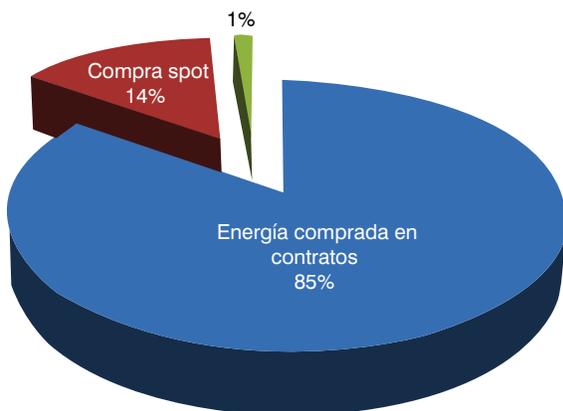
Por su parte EEGSA durante el periodo 2013, compró en el Mercado Spot o ejerció la opción

de compra de alguno de sus contratos, el 34% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social, donde experimentó un incremento del 6% respecto al año anterior. Dicha información se puede apreciar en la Gráfica 58.

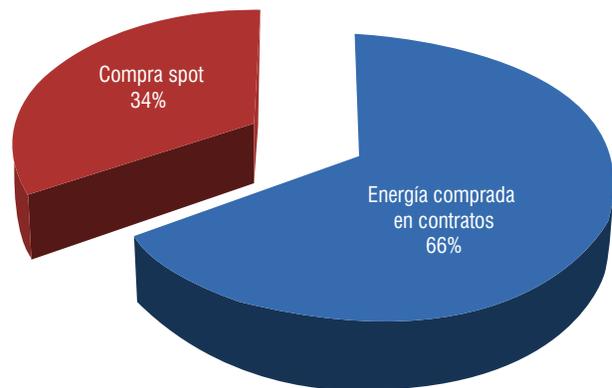
Gráfica 57
Compra de energía DEORSA tarifa social



Gráfica 56
Compra de energía DEOCSA tarifa social



Gráfica 58
Compra de energía EEGSA tarifa social



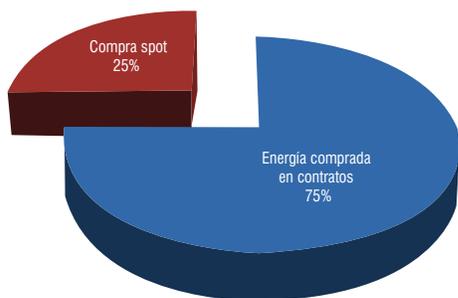
Lo correspondiente a la Tarifa No Social se muestra a continuación. En la Gráfica 59, se observó que DEOCSA sostuvo compras en el Mercado Spot o ejerció la opción de compra de alguno de sus contratos, en un 25% durante el 2013, un 17% más respecto al año anterior.

Consecuentemente la Gráfica 60 muestra que DEORSA compró en el Mercado Spot o ejerció la opción de compra de alguno de sus contratos, el 56% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa No Social, un 28% más respecto al año anterior y más de la mitad del total de sus compras de energía, lo cual a simple a vista nos indica que sufrió una subcontratación de energía en el 2013.

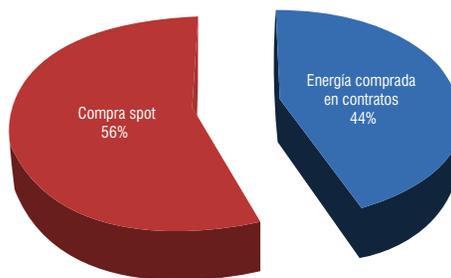
Durante el periodo 2013, DEOCSA compró en el Mercado Spot o ejerció la opción de compra de alguno de sus contratos, el 25% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa No Social, tal y como se puede ver en la Gráfica 61.

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 sobrecontratada, y la distribuidora se puede convertir en vendedora en el Mercado Spot o ejerció la opción de compra de alguno de sus contratos. En la Gráfica 62 se observa que durante el periodo 2013 EEGSA compró en el Mercado Spot el 19% de la

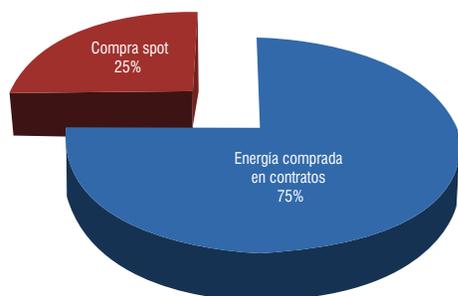
Gráfica 59
Compra de energía DEOCSA tarifa no social



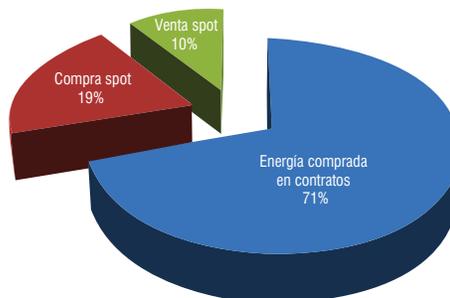
Gráfica 60
Compra de energía DEORSA tarifa no social



Gráfica 61
Compra de energía DEOCSA tarifa no social



Gráfica 62
Compra de energía EEGSA tarifa no social



energía utilizada por los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa No Social y vendió en el Mercado Spot el 10% de la energía producida por los contratos existentes que están asignados para cubrir la Tarifa No Social, dando así un incremento de sus compras en dicho mercado de 13%, y una reducción de sus ventas en 3% respecto al 2012.

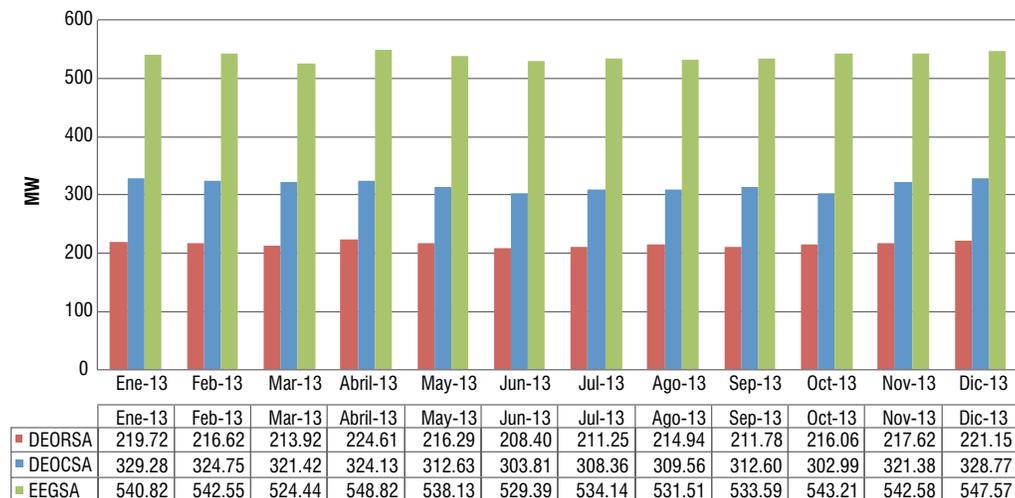
b. Requerimiento de potencia de las distribuidoras para el año 2013

Los requerimientos de potencia de las distribuidoras son cubiertos mediante contratos de potencia con los Participantes Productores. En la Programación de Largo Plazo –PLP–, el AMM

determina el Coeficiente de Requerimiento Adicional de la Demanda (CAD) que calcula el porcentaje de pérdidas y reservas necesarias para la operación del sistema. Este coeficiente se adiciona a la demanda registrada por el Sistema de Medición Comercial –SMEC–. La Gráfica 63 ejemplifica la Demanda Firme Efectiva –DFE– Total de potencia que las tres distribuidoras consumieron durante el año 2013.

De acuerdo con los datos presentados en la Gráfica el promedio mensual de la DFE de EEGSA durante el periodo 2013, fue de 538.06 MW, ubicando a abril como el mes de mayor requerimiento de potencia. El promedio mensual de la

Gráfica 63
Demanda firme efectiva total
(tarifa social y no social, incluyendo CAD)



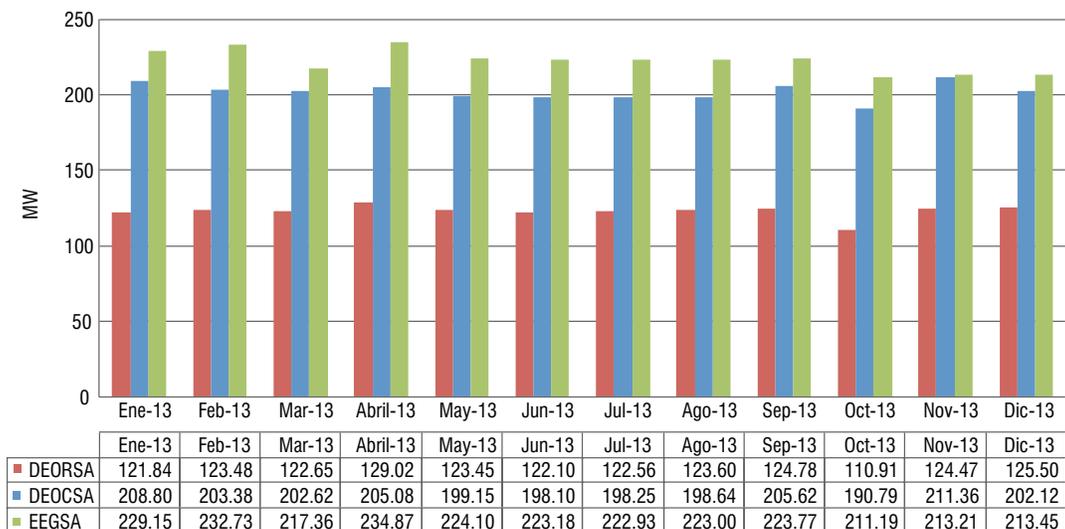
DFE para DEOCSA durante el periodo 2013, fue de 316.64 MW, siendo enero el mes de menor requerimiento de potencia. Para DEORSA el promedio mensual fue de 216.03 MW, siendo abril el mes de menor demanda de potencia.

De manera desagregada se tienen en la Gráfica 64 los valores de DFE (con CAD incluido) para la

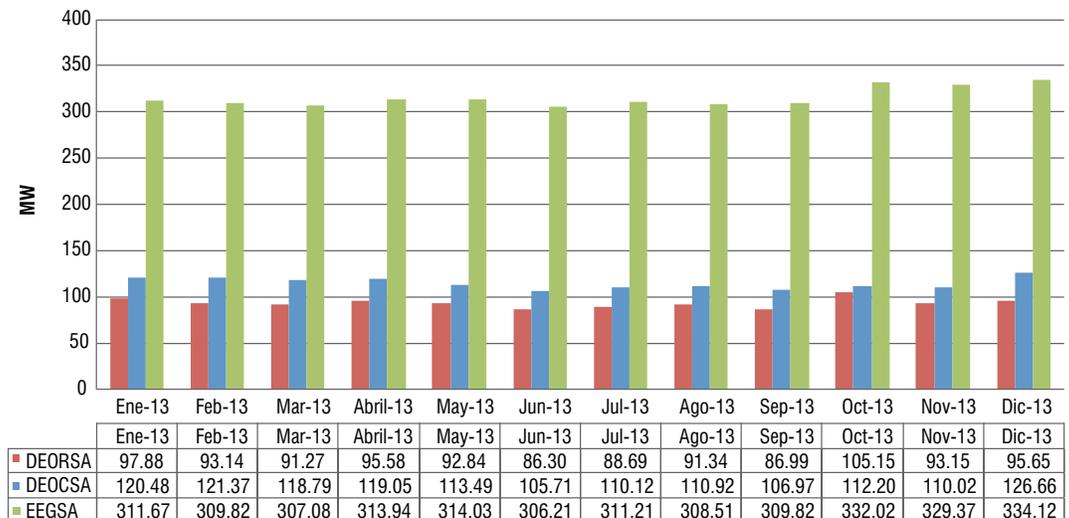
Tarifa Social de 201.99 MW para EEGSA en promedio, 122.86 MW para DEORSA y 222.41 para DEOCSA respectivamente.

Lo correspondiente a la Tarifa No Social se observa en la gráfica 65 con valores en promedio de 315.65 MW para EEGSA, 93.17 MW para DEORSA y 114.65 para DEOCSA.

Gráfica 64
Demanda firme efectiva tarifa social (incluyendo CAD)



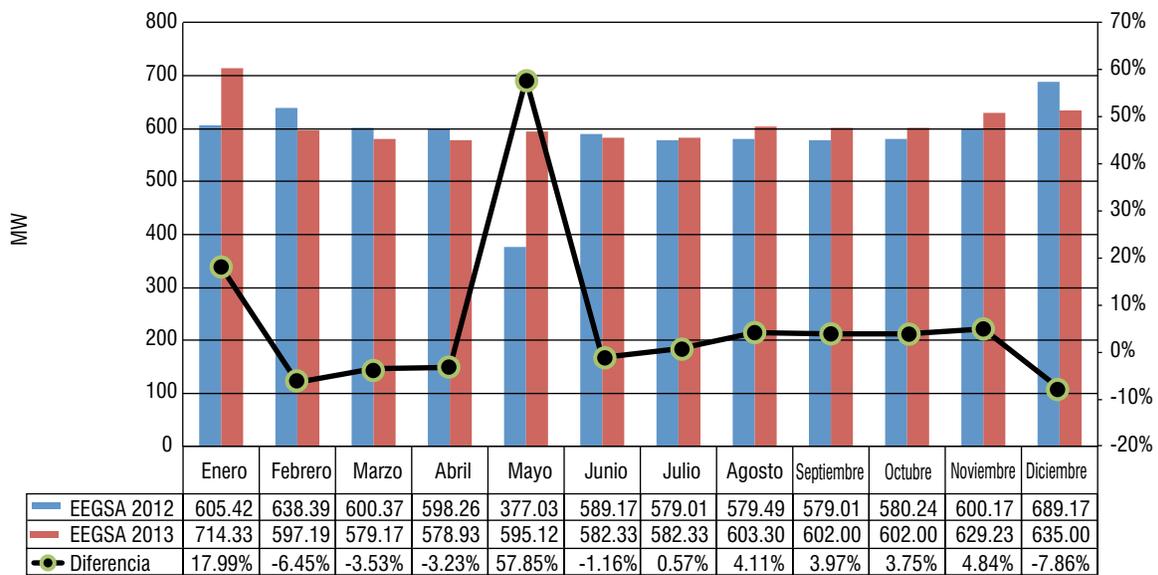
Gráfica 65
Demanda firme efectiva tarifa no social (incluyendo CAD)



La Demanda Firme Efectivamente Contratada –DFEC– es el valor promedio de los valores contratados de potencia de cada Distribuidora para cubrimiento de su DF. En la Gráfica 66 se muestra un análisis comparativo del comporta-

miento de la DFEC para los años de 2012 a 2013 correspondiente a EEGSA. Derivado de lo anterior, se aprecia una leve tendencia al alza, con un valor promedio de DFEC, para el año 2013, de 608.41 MW.

Gráfica 66
EEGSA: Demanda firme efectivamente
contratada, tarifa social y no social / comparativo 2012- 2013

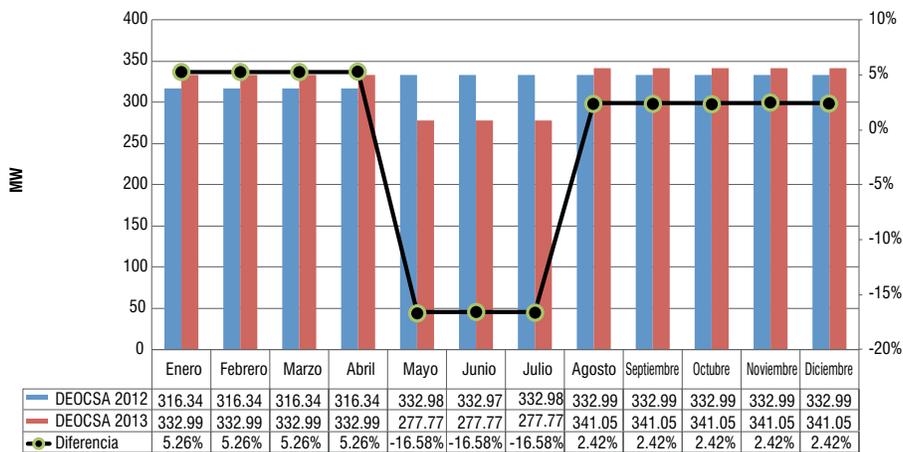


Tal y como se observa en la Gráfica 67, la DFEC total para DEOCSA fue de 322.54 MW en promedio durante 2013, que muestra relativa estabilidad a lo largo del año y un leve crecimiento respecto al año anterior. Es importante resaltar que durante los meses de mayo a julio se observó una caída en la DFEC de aproximadamente 20%, propiciando el incremento en las compras en el Mercado Spot de la Tarifa No Social de DEOCSA para los meses en mención, lo cual se puede atribuir al vencimiento de los contratos vigentes a

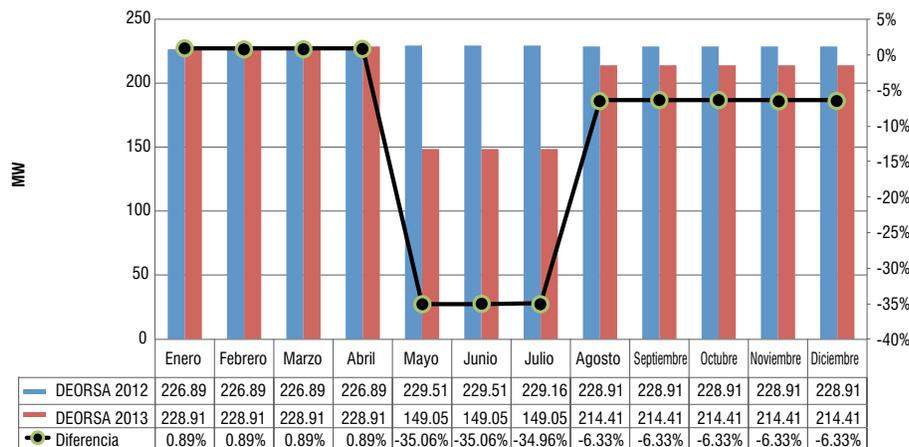
la fecha, y el proceso de adjudicación de las ofertas participantes en las licitaciones de corto plazo que tuvieron lugar en el 2013 para la contratación de generación por parte de las distribuidoras.

De acuerdo con la gráfica 68 se ejemplifica el comportamiento de la DFEC para la Distribuidora DEORSA que presentó el mismo fenómeno que DEORSA para los meses de mayo a julio, por las razones descritas anteriormente, teniendo en promedio una DFEC de 202.91 MW.

Gráfica 67
DEOCSA: Demanda firme efectivamente contratada tarifa social y no social / comparativo 2012- 2013



Gráfica 68
DEOCSA: Demanda firme efectivamente contratada tarifa social y no social / comparativo 2012- 2013



3.3.2 Grandes Usuarios

Los Grandes Usuarios –GU– 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 GU tiene la característica que el precio de la electricidad que consume no está sujeto a regulación, es decir, no es fijado por la CNEE, y que las condiciones de su suministro son pactadas libremente con el suministrador.

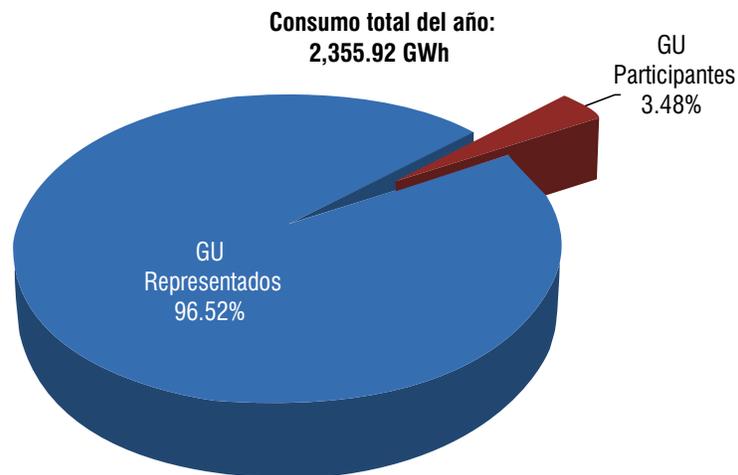
De acuerdo con la legislación vigente en el Mercado Mayorista puede haber Grandes Usuarios Participantes y Representados. El GU con Representación es aquel que celebra un contrato de comercialización con un Comercializador, siendo

este último el responsable de su participación en el Mercado Mayorista. El GU Participante es el que participa directamente en el Mercado Mayorista.

a. Requerimiento de energía para el año 2013

La demanda de energía de los GU (participantes y representados) durante el periodo 2013 fue de 2,355.92 GWh, lo que representa un incremento de 0.59% en comparación con el año 2012. De acuerdo con la Gráfica 69 del total de energía consumida por los Grandes Usuarios durante el 2013, el 3.48% fue consumida por los GU Participantes y el 96.52% por los Representados. Lo anterior, nos determina que hubo un incremento en la cantidad de GU Representados.

Gráfica 69
Demanda de energía de grandes usuarios
(enero - diciembre 2013)



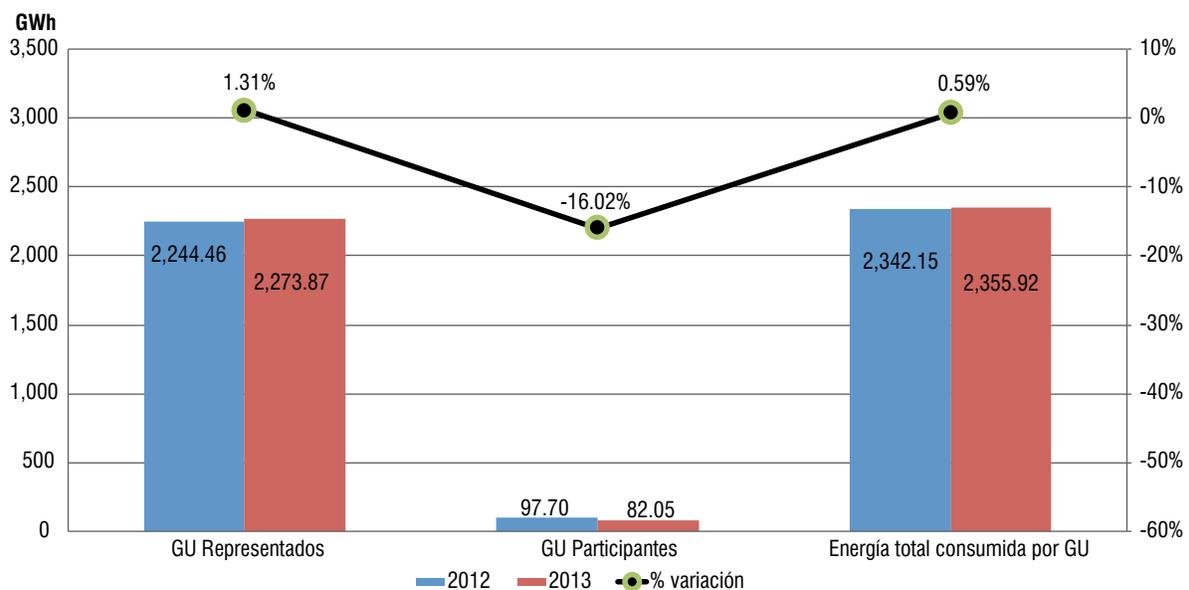


b. Evolución del requerimiento de energía

Para poder medir la evolución del requerimiento de energía de los GU, la Gráfica 70, contiene un comparativo de los años 2012 y 2013, en el

cual se observó que hubo un aumento del consumo de energía de los GU de un 0.59% durante el 2013, en comparación con el 2012. Los GU representados tuvieron un incremento del 1.31% mientras que los GU participantes un decremento del -16.02%.

Gráfica 70
Comparativo de demanda de energía de los grandes usuarios 2012 - 2013



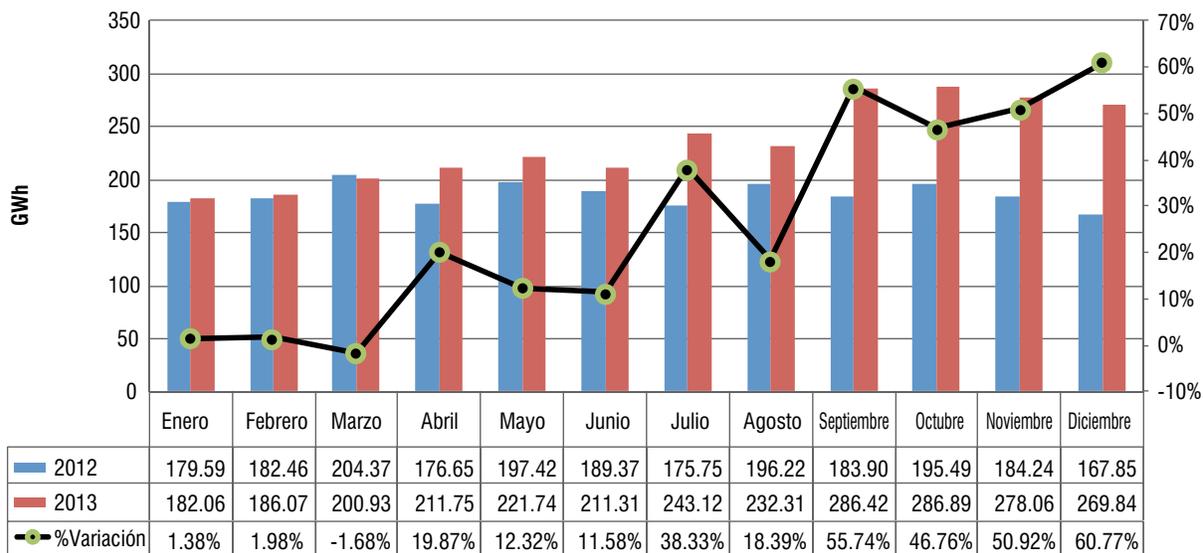
La Gráfica 71 muestra el porcentaje de energía que los comercializadores demandaron durante el periodo 2013, en representación de los GU, siendo Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A., la que presenta mayor porcentaje de consumo de energía, con un total de 778.66 GWh.

De enero a diciembre de 2013 la comercialización de energía por parte de los GU mostró una tendencia al alza donde se alcanzó un valor de crecimiento de aproximadamente 60% en diciembre de ese año comparado con

diciembre del año anterior, lo cual se aduce al incremento de la preferencia de los mismos por participar en el mercado a través de un comercializador.

El incremento en la comercialización de energía fue de aproximadamente 26% en el año 2013 con relación al 2012 atribuible, principalmente, a la confianza que se tiene en los comercializadores por su experiencia en el manejo del mercado eléctrico guatemalteco, específicamente las transacciones de compra y venta de potencia y energía.

Gráfica 71
Consumo de energía de comercializadores 2012 - 2013



A photograph of a high-voltage electrical substation. The image shows several tall metal towers supporting cross-arms with insulators. The insulators are dark and cylindrical, mounted on white metal structures. The background is a cloudy sky. A semi-transparent white circle is overlaid on the bottom right of the image, containing text.

aspectos relevantes
**DEL MERCADO MAYORISTA
DE ELECTRICIDAD**

4.1 Servicios complementarios

Para que el Sistema Nacional Interconectado –SNI– funcione bajo los criterios de calidad establecidos por la normativa que rige la operación del Mercado Mayorista de Electricidad, el Administrador del Mercado Mayorista –AMM–, como encargado de la operación del SNI, debe disponer de ciertas herramientas o servicios que le permitan mantener la operación del SNI dentro de los parámetros de calidad establecidos; estas herramientas son llamadas Servicios Complementarios.

Los Servicios Complementarios tienen por objeto que el operador disponga de energía adicional para absorber los desbalances entre carga y generación, generación adicional que pueda ser arrancada en un corto período ante una contingencia, o unidades generadoras que le permitan levantar el SNI después de una interrupción total, entre otros.

La normativa que regula la operación del Mercado Mayorista de Electricidad en Guatemala, establece los mecanismos de operación y liquidación de los diferentes Servicios Complementarios que dispone el AMM, siendo éstos los siguientes:

- Reserva Rodante Operativa (RRO)
- Reserva Rápida (RRA)
- Demanda Interrumpible
- Arranque en Negro

Actualmente solo la Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida, son asignadas por el AMM a través de mecanismos de mercado que tienen por objeto promover competencia entre los distintos agentes que presentan

ofertas por dichos servicios. Por lo tanto, en esta sección se abordarán estos dos Servicios Complementarios.

Por otra parte, desde su inclusión en la normativa en el 2007, ningún agente ha presentado ofertas para prestar el servicio de Demanda Interrumpible; mientras que el servicio de Arranque en Negro no es remunerado mediante un mecanismo de mercado.

4.1.1 Reserva Rodante Operativa (RRO)

Uno de los factores más importantes en la operación de un sistema eléctrico, es el mantener el balance entre carga y generación, si hay más carga que generación la frecuencia eléctrica del sistema bajará y si hay más generación que carga la frecuencia eléctrica del sistema subirá, si la frecuencia eléctrica se aleja de su valor nominal ya sea a la baja o al alza, se provocarán disparos de carga o generación en el sistema según sea el caso.

Para mantener el balance entre carga y generación y con ello a la frecuencia eléctrica en su valor nominal o en un valor cercano al valor nominal, se debe responder a las variaciones de demanda o de generación de forma instantánea, por lo que es necesario que en el sistema eléctrico haya disponible cierta cantidad de energía que sirva para absorber de forma instantánea dichos desbalances.

Para absorber los desbalances entre carga y generación el operador del sistema dispone de una Reserva Primaria y de una Reserva Secundaria de energía. En Guatemala a la Reserva Primaria de energía se le denomina Reserva Rodante Regulante y a la Reserva Secundaria de energía se le denomina Reserva Rodante.

La Reserva Rodante Regulante es la energía que todos los generadores que estén operando en el SNI deben aportar adicionalmente a la generación que les es requerida para cubrir demanda; la normativa actual estipula que este aporte de energía debe ser un 3% de la generación que es convocada en cada hora. Esta reserva de energía sirve para responder instantáneamente ante un desbalance de carga y es aportada por todos los generadores que están operando pero su aporte dura unos pocos segundos.

La Reserva Rodante Operativa –RRO– es la energía que el operador dispone de generadores que voluntariamente presentaron ofertas para prestar ese servicio, lo prestan generadores que están conectados al sistema y que cuando se requiere de la energía que ofertaron como RRO la aportan inmediatamente. La RRO, sirve para absorber los desbalances de carga una vez se haya agotado la Reserva Rodante Regulante y hasta que el balance de carga se haya recuperado.

La normativa establece que los agentes interesados en prestar el servicio de RRO pueden presentar ofertas por dicho servicio por un valor

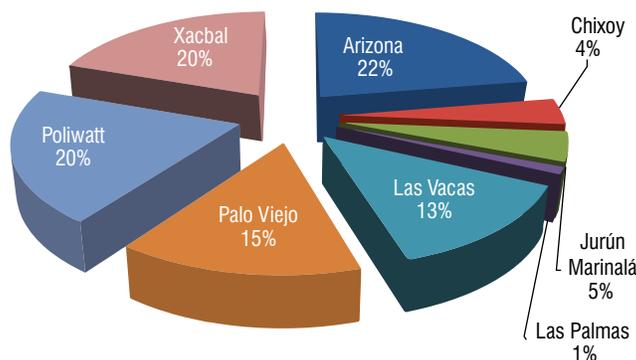
que no supere el doble del promedio del Precio Spot de los 12 meses anteriores a la presentación de la oferta. Durante el 2013 el servicio de RRO fue prestado por las ocho centrales generadoras que se observan en el cuadro 13.

Cuadro 13
Unidades que participaron en la prestación de RRO (año 2013)

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

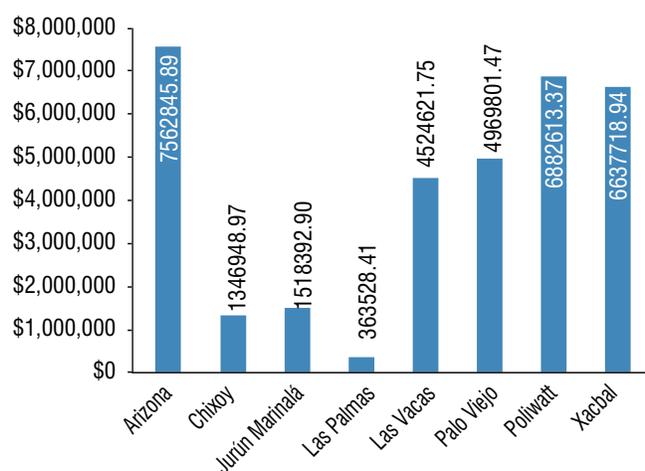
En la Gráfica 72 se observa el porcentaje de participación que cada una de las centrales generadoras que prestó el servicio de RRO tuvo durante el 2013. Es importante mencionar que la participación de Arizona, Poliwatt y Xacbal fue muy similar y entre las tres aportaron el 62% de la energía que constituyó la RRO durante el 2013.

Gráfica 72
Participación en la remuneración de RRO durante el año 2013



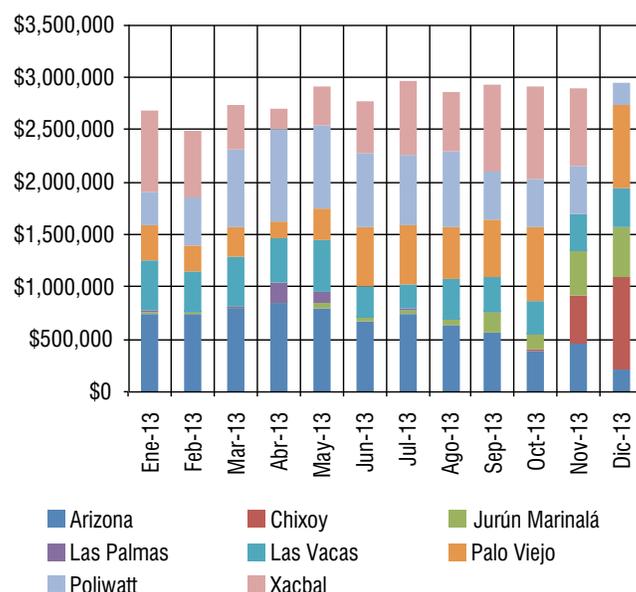
En la Gráfica 73 se puede ver la remuneración que cada una de las centrales generadoras tuvo durante el 2013 por haber prestado el servicio de RRO, siendo Arizona la que mayor remuneración obtuvo con USD 7,562,845.89 y la que menor remuneración obtuvo fue Las Palmas con USD 363,528.41.

Gráfica 73
Remuneración del servicio de RRO durante el año 2013



Como se puede observar en la Gráfica 74 la remuneración mensual por la prestación de la RRO es un tanto variable. El detalle de los montos mensuales que cada una de las centrales generadoras recibió por la prestación de este servicio se observan en el cuadro 14.

Gráfica 74
Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRO



Cuadro 14
Detalle de la remuneración mensual por RRO

	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	total
Arizona	739212.50	738237.40	798842.33	840461.56	792222.23	663887.96	742033.58	629087.22	561001.78	395567.08	451959.82	210332.43	7562845.89
Chixoy	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4720.00	458362.12	883866.85	1346948.97
Jurún Marinalá	28683.67	19022.32	5083.91	5083.91	64144.76	35563.22	39147.08	54254.20	197108.27	153572.92	433189.62	483539.02	1518392.90
Las Palmas	8367.10	3013.40	10036.00	19273.20	105772.72	12294.98	20253.38	595.51	8054.44	634.40	1767.28	0.00	363528.41
Las Vacas	484377.70	386013.89	475254.45	428172.84	482272.82	287552.85	229642.25	396934.15	335558.50	306629.68	357476.00	357476.00	4524621.75
Palo Viejo	320622.71	248961.74	282324.63	152240.20	299702.52	575271.38	561086.26	486580.87	536288.27	702395.52	0.00	804327.37	4969801.47
Poliwatt	325536.15	464996.43	741944.36	885287.14	795915.65	694669.25	662144.08	726163.91	459824.02	467950.16	445148.56	213033.66	6882613.37
Xacbal	769920.21	632904.56	426809.85	193598.79	367868.05	504882.04	713272.47	571332.57	831738.00	872336.40	753056.00	0.00	6637718.94

4.1.2 Reserva Rápida (RRA)

La Reserva Rápida –RRA– está constituida por unidades generadoras que pueden entrar en operación en un tiempo menor a treinta minutos y que hayan presentado ofertas para prestar este servicio complementario. El objetivo de la RRA es que el operador disponga de generación, que puede convocar y entrar en operación rápidamente ante cualquier evento que lo amerite.

Según la normativa, para la asignación de la RRA, las unidades generadoras con contratos existentes tienen prioridad sobre las que presentan ofertas. A las unidades generadoras con contratos existentes se les paga el valor de potencia que

indica el contrato y a las unidades generadoras el valor de su oferta, misma que no puede ser superior a 8.90 USD/kW.

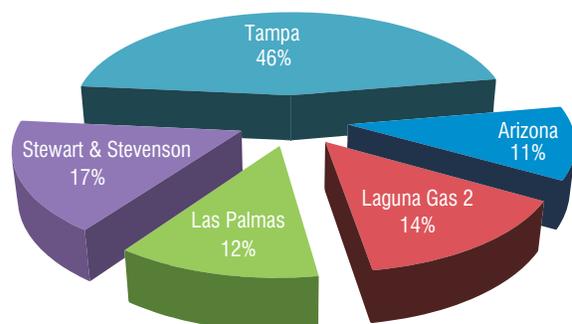
A pesar de que las unidades generadoras Tampa 1 y Tampa 2 por norma tienen prioridad en la asignación de la RRA, en el 2013 como se observa en el cuadro 15, fueron 12 unidades generadoras las que prestaron el servicio.

Cuadro 15
Unidades generadoras que prestaron el servicio de RRA (año 2013)

1	Arizona 2	7	Las Palmas 1
2	Arizona 3	8	Las Palmas 3
3	Arizona 6	9	Las Palmas 4
4	Arizona 7	10	Stewart & Stevenson
5	Arizona 8	11	Tampa 1
6	Laguna Gas 2	12	Tampa 2

Como se puede observar en la Gráfica 75, la central generadora Tampa fue la que más remuneración obtuvo por su participación en la prestación de la RRA con un 46% de la remuneración total que se pagó durante el 2013 por dicho servicio.

Gráfica 75
Participación en la remuneración por la prestación de servicio de la RRA 2013

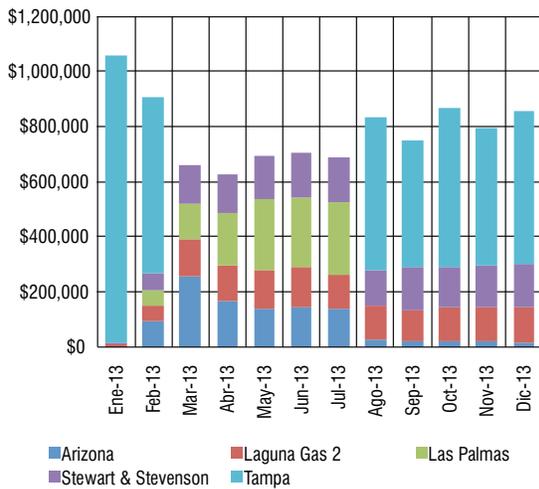


En la Gráfica 76 se observa que durante los meses en que Tampa estuvo disponible para prestar el servicio de RRA, la remuneración total por dicho servicio fue mayor y la participación en la remuneración de dicho servicio por parte de otras unidades generadoras se vio limitada. Durante los meses en los que Tampa no estuvo disponible para prestar el servicio de RRA, se observa que la remuneración total por dicho servicio fue

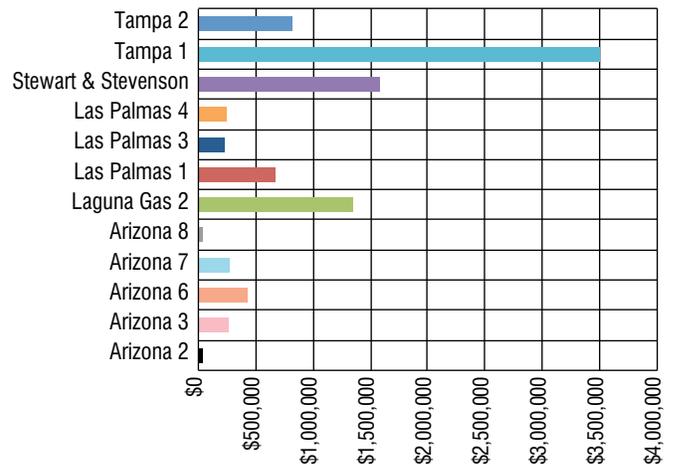
menor y que hubo una fluida participación de las distintas centrales generadoras que presentaron ofertas por el servicio de RRA.

En la Gráfica 77 se encuentra reflejada la remuneración total que cada una de las unidades generadoras recibió durante el 2013, siendo la unidad Tampa 1 la que mayor remuneración recibió con USD 3,502,235.44.

Gráfica 76
Remuneración mensual por prestación del servicio de la RRA 2013



Gráfica 77
Remuneración mensual por prestación del servicio de la RRA 2013



4.2 Generación Forzada

Se conoce con el nombre de generación forzada, a la generación que es convocada por una razón distinta a su orden en la lista de mérito en la que se basa el operador para efectuar el despacho económico. La condición para que se reconozca generación forzada, es que la unidad generadora resulte generando por más de 15 minutos en su régimen de operación normal y que no haya sido convocada por orden de mérito.

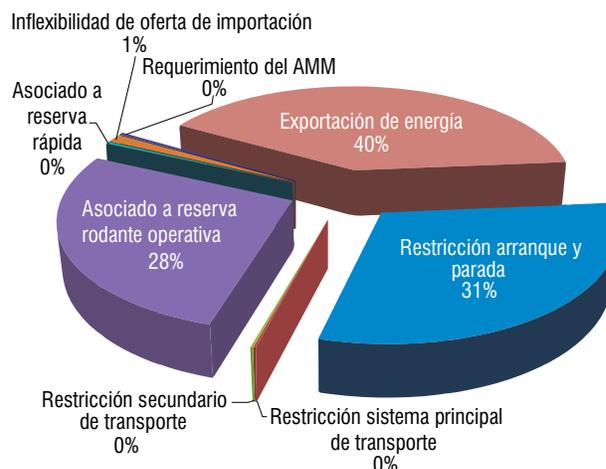
En la normativa se establecen varias causas por las que el operador puede forzar generación, las mismas se listan en el cuadro 16.

Cuadro 16
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

Durante el 2013 tal y como se muestra en la Gráfica 78, la mayor cantidad de generación forzada fue por exportación de energía con un 40.28% de la generación forzada que se tuvo durante el 2013. La generación forzada por Restricciones de arranque y parada y la generación forzada por RRO también representaron una porción importante de la generación forzada del 2013 con un 30.49% y un 27.38% respectivamente.

Gráfica 78
Generación forzada por tipo de restricción 2013



La generación forzada por exportaciones se produce cuando para honrar una exportación de energía, es necesario que el operador convoque a una unidad generadora adicional a las que están cubriendo la demanda del SNI.

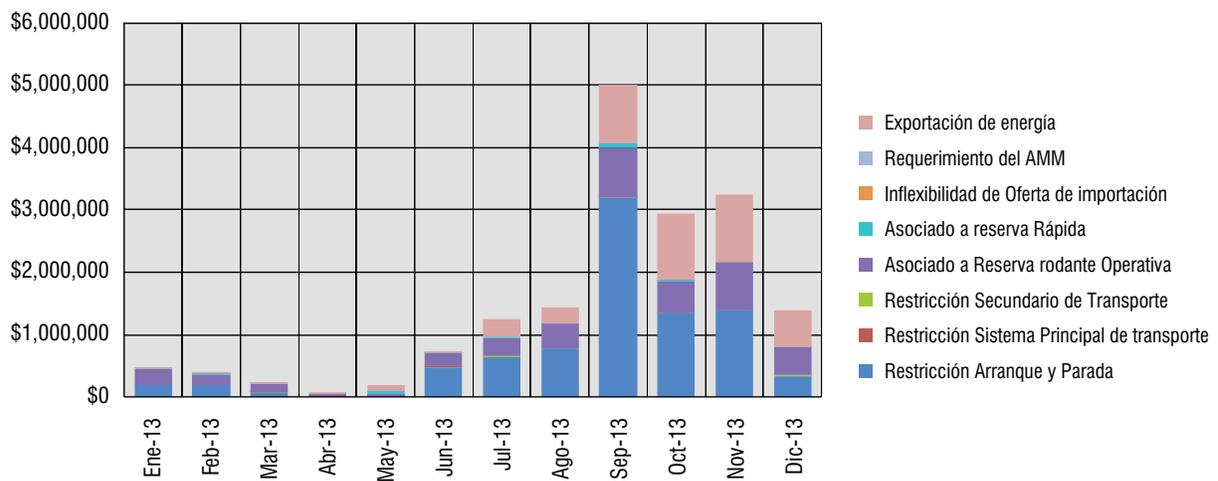
La generación forzada por arranque y parada se deriva de las restricciones técnicas que por su tipo de tecnología algunas unidades generadoras presentan en cuanto a sus tiempos de arranque y parada. Estas unidades generadoras son despachadas económicamente la mayor parte del día, pero en algunas horas no lo son, y al no poderse parar y posteriormente arrancar en los lapsos requeridos por el despacho, quedan como una generación adicional a la requerida económicamente por el SNI y por lo tanto constituyen generación forzada.

La generación forzada por RRO se produce cuando el costo de la generación convocada para prestar el Servicio de RRO, es superior al costo de la unidad generadora marginal que fue convocada para cubrir la demanda del SNI.

En la Gráfica 79 aparece el detalle mensual de los sobrecostos por generación forzada por cada uno de sus tipos o motivos. Un detalle interesante por comentar, es que el sobrecosto por generación forzada se incrementa a partir de junio; mes a partir del que el Precio Spot bajó notablemen-

te producto de la cantidad de energía hidroeléctrica disponible y de la incorporación de nuevas centrales térmicas con costos variables eficientes. Siendo la generación forzada por arranque y parada seguido por la exportación, los sobrecostos más importantes a partir de junio.

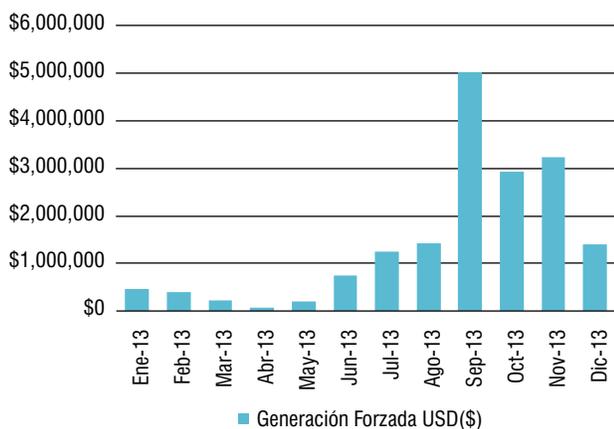
Gráfica 79
Sobrecostos por generación forzada (2013)



En la gráfica 80 se presenta el detalle del sobre costo mensual total que hubo en cada uno de los meses del 2013; el mes en el que más se pagó por generación forzada fue en septiembre con USD 5,016,000.45, mientras que el mes en el que se pagó menos generación forzada fue en abril con USD 66,392.99.

Tal y como se observa en la gráfica 81 el 74.19% de los sobrecostos por generación forzada durante el 2013 fue pagado por los Participantes Consumidores y el 25.34% por los Participantes Exportadores.

Gráfica 80
Sobrecostos mensuales por generación forzada (2013)



Gráfica 81
Generación forzada por tipo de restricción 2013



4.3 Desvíos de Potencia

En el Mercado Mayorista de Electricidad, el mecanismo de cierre para la potencia es el mecanismo de desvíos de potencia. Dicho mecanismo tiene por objeto liquidar las diferencias que mes a mes ocurren entre la potencia respaldada por contratos y la potencia operada físicamente. Cuando se registra más potencia contratada que la registrada en la operación se forma un Desvío de Potencia Positivo (DP+), en el caso contrario, cuando la potencia registrada en la operación es mayor a la potencia contratada se forma un Desvío de Potencia Negativo (DP-).

Los DP+ corresponden a los Participantes que tienen excedentes de potencia no comprometida en contratos y los DP- se originan cuando los Participantes no tienen cubiertos con contratos sus requerimientos de potencia. Los Participantes Productores y los Participantes Consumidores pueden incurrir tanto en Desvíos de Potencia positivos como negativos.

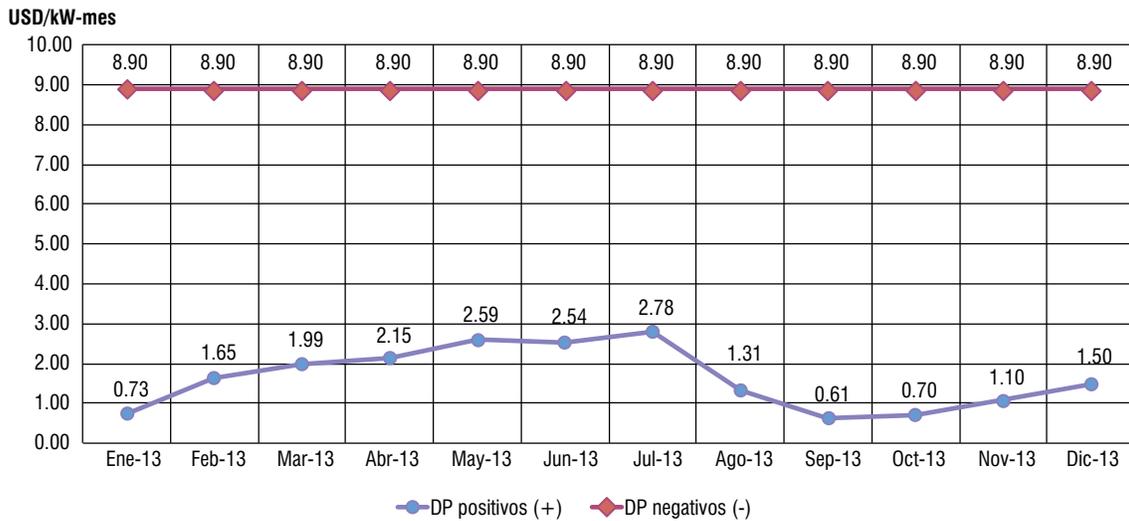
Según lo establece la normativa, cada mes el AMM valoriza el total de DP- al Precio de Referencia de la Potencia que es 8.9 USD/kW y el total del resultado de esta valorización lo divide dentro de todos los DP+, y el valor resultante es al que se estarán remunerando los DP+ durante ese mes.

El resultado de este mecanismo de remuneración de los Desvíos de Potencia, es que como se observa en la Gráfica 82, durante el 2013 el valor de los Desvíos de Potencia Positivos osciló entre un valor mínimo de 0.73 USD/kW que se tuvo en enero y un valor máximo de 2.78 USD/kW que se tuvo en julio. Estos valores son muy inferiores al valor de referencia de la potencia debido a que en el mercado resultan más DP+ que DP-.

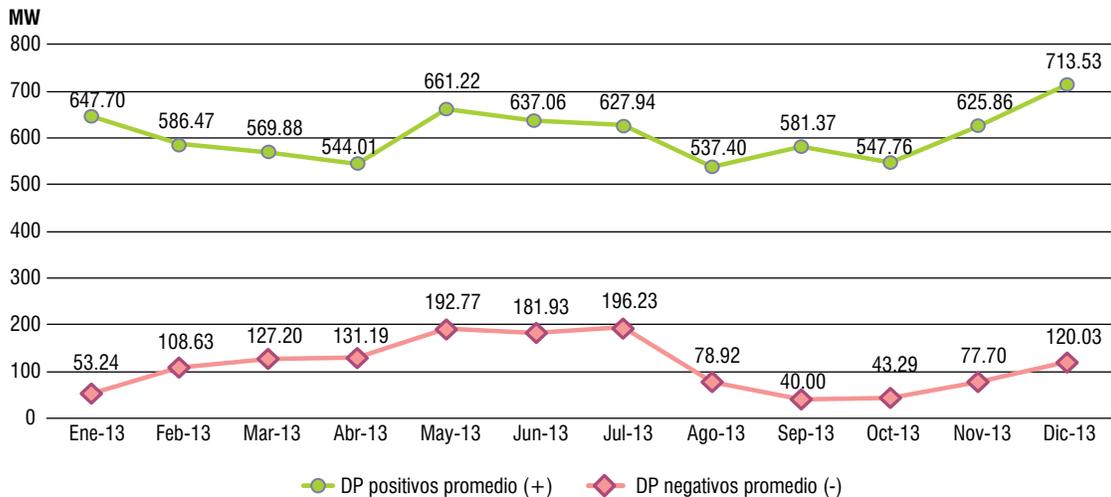
En la gráfica 83 se muestra el total mensual de los DP+ y el total mensual de los DP- que hubo durante cada uno de los meses del

2013. Tal y como se comentó anteriormente, la cantidad de DP+ es mucho mayor a la cantidad de DP-.

Gráfica 82
Precios de desvío de potencia mensual 2013



Gráfica 83
Desvío de potencia mensual 2013



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

Gracias a la obligación que establece la regulación respecto a que la demanda de los Participantes Consumidores debe estar cubierta por contratos, la mayor parte de las transacciones en el Mercado Mayorista se efectúan en el Mercado a Término. Debido a que en la operación del sistema se producen diferencias entre la energía respaldada por contratos y la energía efectivamente registrada, es que se cuenta con el Mercado de Oportunidad de la Energía como mecanismo de cierre para la energía.

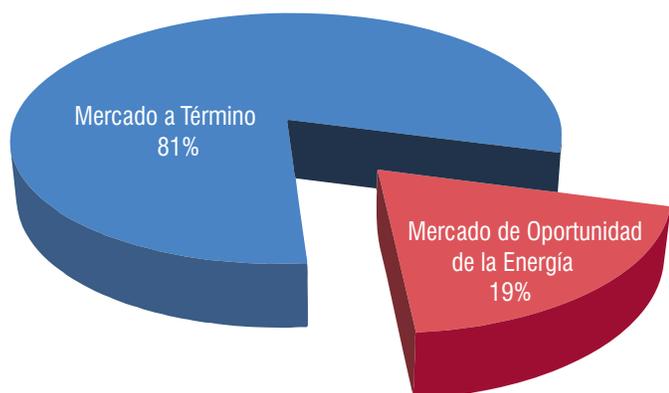
En el Mercado a Término los Participantes del Mercado Mayorista acuerdan libremente me-

diante la suscripción de contratos, los precios y las cantidades de energía y/o potencia que van a transar. En el Mercado de Oportunidad de la Energía, se liquida la energía consumida que no resultó cubierta con contratos y la energía producida adicional a lo establecido en los contratos. La liquidación de la energía se efectúa al valor del Precio Spot.

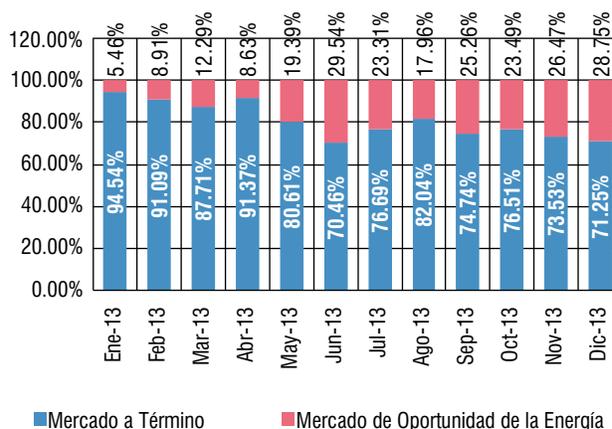
Tal y como se muestra en la Gráfica 84 durante el 2013 el 81% del total de las transacciones de energía se efectuaron en el Mercado a Término y el 19% en el Mercado de Oportunidad de la Energía.

En la Gráfica 85 se observa para cada uno de los meses del 2013 el porcentaje de la energía liquidada en el Mercado a Término versus el porcentaje de la energía liquidada en el Mercado de Oportunidad. Junio fue el mes en donde más energía se liquidó en el Mercado de Oportunidad con un 29.54% mientras que enero fue el mes en donde menos energía se liquidó en el Mercado de oportunidad con un 5.46%.

Gráfica 84
Porcentaje anual de transacciones de energía en mercado a término y mercado de oportunidad de la energía



Gráfica 85
Transacciones de energía. Porcentaje mensual correspondiente al mercado a término y mercado de oportunidad de la energía

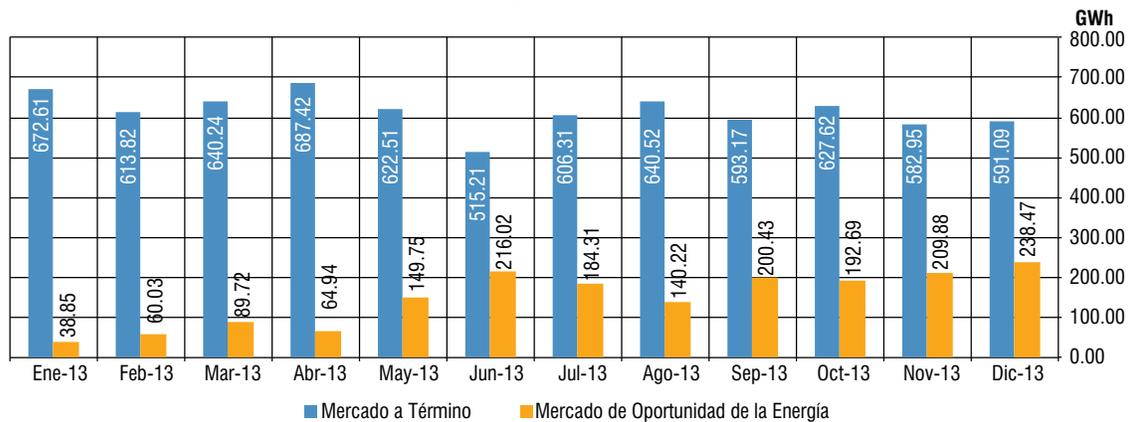


En la Gráfica 86 se muestra para cada uno de los meses del 2013, la cantidad de energía liquidada en el Mercado de Oportunidad versus la cantidad de energía liquidada en el Mercado a Término.

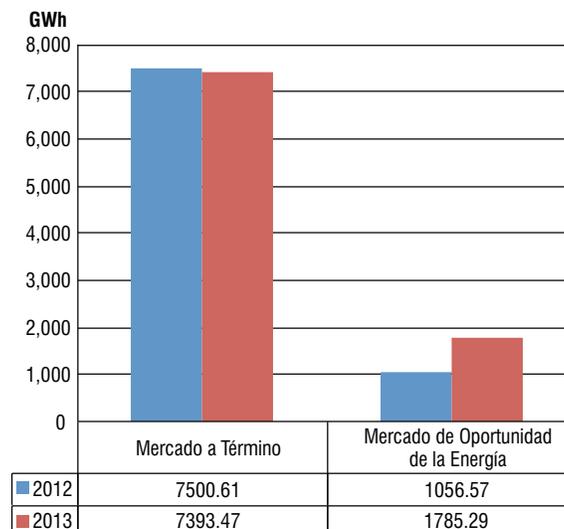
En la Gráfica 87 se compara la cantidad de energía liquidada en el Mercado a Término durante el 2012 versus la cantidad de energía liquidada en el Mercado a Término en el 2013 y la cantidad de energía liquidada en el Mercado de Oportunidad

de la Energía en el 2012 versus la cantidad de energía operada en el Mercado de Oportunidad de la Energía en el 2013. Al respecto es pertinente indicar que la cantidad de energía liquidada en el Mercado a Término durante el 2013 fue muy similar a la que se liquidó en ese mercado en el 2012, mientras que la cantidad de energía operada en el Mercado de Oportunidad en el 2013 fue mayor a la que se liquidó en ese mercado en el 2012.

Gráfica 86
Transacciones de energía a término y de oportunidad



Gráfica 87
Transacciones de energía a término y de oportunidad 2012 - 2013





transacciones internacionales
**DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y
MERCADO ELÉCTRICO
REGIONAL**



El Mercado Eléctrico Regional –MER– fue creado mediante la suscripción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, Tratado Marco, entre Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, países miembros. El MER es un séptimo mercado de electricidad y es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado de los países miembros.

La organización del MER comprende tres instituciones regionales: el Consejo Director del MER –CDMER– quien es su órgano político, la Comisión Regional de Energía Eléctrica –CRIE– quien es el regulador de dicho mercado y el Ente Operador Regional –EOR– que opera y liquida el mercado. Su marco legal está constituido por el Tratado Marco y dos protocolos, primero y segundo, así como por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER– emitido por la CRIE y resoluciones de ésta. El Tratado Marco ordena la armoniosa coexistencia de la regulación regional con las regulaciones nacionales.

Desde el 1 de septiembre de 2002 hasta el 31 de mayo de 2013, en el MER las transacciones se rigieron por el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional –RTMER–. A partir del 1

de junio de 2013, entró en vigencia el RMER, en conjunto con el Procedimiento de Detalle Complementario a dicho reglamento⁵ –PDC–. En Guatemala estos eventos dieron origen a la “primera fase de armonización”⁶ de la regulación nacional con la regional⁷; que abarcó modificaciones a las Normas de Coordinación del Mercado Mayorista de Electricidad para permitir la coordinación adecuada entre la normativa nacional y la regional.

A partir de esa fecha, se observa que el MER se encuentra en un nuevo período de desarrollo con un mayor incremento en las transacciones a nivel regional de corto plazo, tanto de Ofertas de Oportunidad como de Contratos No Firmes, siendo Guatemala hasta la fecha el mayor exportador de la región. En el presente informe, se observa cómo se refleja dicha transición en el MER y en los intercambios de Guatemala con la región.

5 Resoluciones CRIE-9-2012, CRIE-17-2012 y CRIE-23-2012.

6 *El artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central señala que los gobiernos de los países miembros se comprometen a realizar “las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER” y que “Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional.”*

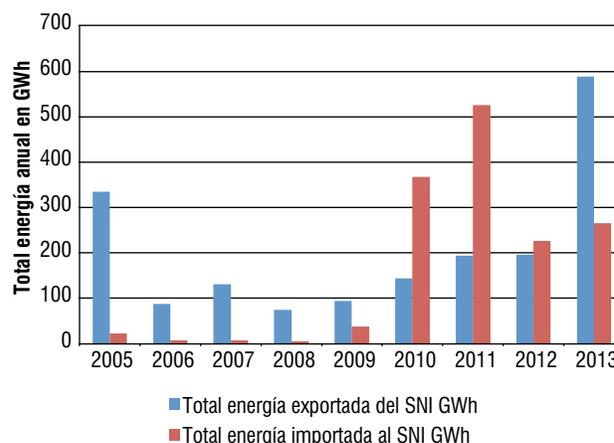
7 Resolución CNEE-123-2013.

5.1 Transacciones internacionales de Guatemala

En el 2013 fue notable el incremento de las transacciones de intercambio de energía de Guatemala con el MER. Destaca el crecimiento de las exportaciones de energía eléctrica, cuyo total superó a las importaciones de energía eléctrica de México.

Comparando los volúmenes de transacciones mostrados en el cuadro 17, con el total la demanda anual del SNI, se observa que durante el 2013 las exportaciones llegaron a ser el equivalente al 6.8% de la demanda nacional, lo cual no había sucedido en el pasado reciente.

Gráfica 88
Intercambios internacionales de energía de Guatemala totales años 2005-2013



Cuadro 17
Intercambio neto del SNI

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total energía exportada del SNI GWh	76	94	145	193	196	588
Total energía importada al SNI GWh	5	37	367	526	226	267
Intercambio neto del SNI GWh	71.3	56.9	-222.5	-332.2	-30.2	321.3

Notas: Las energías totales incluyen desviaciones. Intercambio neto = Exportaciones - Importaciones. Para observar datos de años anteriores puede consultar nuestros informes estadísticos de años previos.

Fuente datos: Informes de Transacciones Económicas, Administrador del Mercado Mayorista



Cuadro 18
Volumen de transacciones internacionales
comparado con la demanda

Años	Exportaciones como porcentaje de la demanda	Importaciones como porcentaje de la demanda
2008	1.0%	0.1%
2009	1.2%	0.5%
2010	1.9%	4.7%
2011	2.4%	6.5%
2012	2.3%	2.7%
2013	6.8%	3.1%

Fuente datos: Informes de Transacciones Económicas, AMM

Las ofertas de inyección de los agentes guatemaltecos al MER hasta el 31 de mayo de 2013, podían ser por medio de ofertas de contratos de pago máximo de transporte –PMDT– o por medio de ofertas de oportunidad, mientras que a partir de junio de 2013 se inició con los contratos no firmes físico flexibles –CNFFF– y ofertas de oportunidad como se muestran en el cuadro 19.

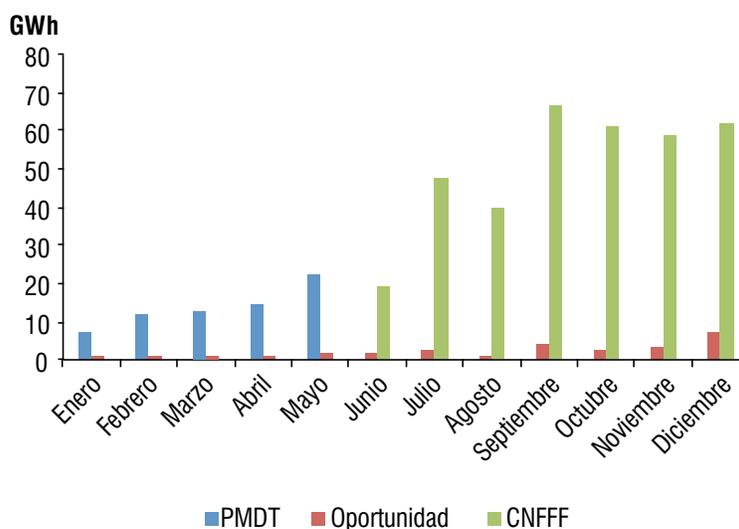
Cuadro 19
Ofertas de Oportunidad y
Contratos durante el 2013

Mes	PMDT	Oportunidad	CNFFF
	Energía GWh	Energía GWh	Energía GWh
Enero	7.2	0.1	0.0
Febrero	11.9	0.0	0.0
Marzo	12.7	0.2	0.0
Abril	14.2	0.5	0.0
Mayo	22.5	2.0	0.0
Junio	0.0	1.7	19.4
Julio	0.0	2.6	47.5
Agosto	0.0	1.0	39.7
Septiembre	0.0	4.4	66.9
Octubre	0.0	2.3	60.9
Noviembre	0.0	3.2	58.7
Diciembre	0.0	7.5	61.7
Total 2013	68.4	25.4	354.8

Fuente datos: Programas diarios AMM

En la Gráfica 89 se observa un crecimiento a partir de junio en las ofertas de inyección de los Agentes guatemaltecos al MER, tanto en las ofertas de oportunidad como en las ofertas de contratos no firmes físicos flexibles.

Gráfica 89
Ofertas de Oportunidad y Contrato al MER
Año 2013



5.2 Origen y destino de los intercambios internacionales de energía eléctrica

La energía eléctrica importada en Guatemala, actualmente proviene de dos fuentes, contratos y desviaciones de la interconexión con México y del MER. Mientras que las exportaciones por su parte se dan por contratos, ofertas de oportunidad y desviaciones con el MER, así como por desviaciones en la interconexión con México. En

el cuadro 20 se observa la participación porcentual de las importaciones del MER y de México en el total de importaciones del SNI.

En el cuadro 21 se observa la participación porcentual de las exportaciones al MER y a México en el total de importaciones del SNI.

Cuadro 20
Origen de las importaciones de energía eléctrica en Guatemala

Año	Importaciones del MER	Importaciones de México
2008	100%	0%
2009	49%	51%
2010	4%	96%
2011	2%	98%
2012	5%	95%
2013	30%	70%

Nota: Las energías totales incluyen las desviaciones.

Fuente datos : Informes de Transacciones Económicas, AMM

Cuadro 21
Destino de las exportaciones de energía eléctrica de Guatemala

Año	Exportaciones al MER	Exportaciones a México
2008	100%	0%
2009	100%	0%
2010	92%	8%
2011	91%	9%
2012	92%	8%
2013	97%	3%

***Nota:** Las energías totales incluyen las desviaciones.

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM



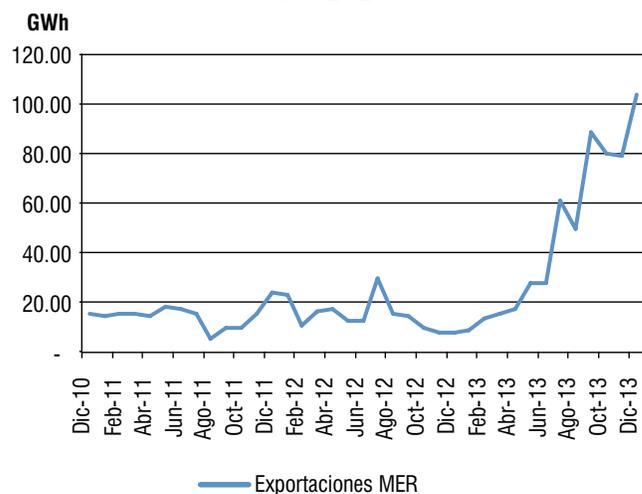


5.3 Exportaciones al MER

Tal y como se mencionó anteriormente, es notorio el incremento de las exportaciones de Guatemala al MER a partir de junio de 2013, tal como se muestra en la gráfica 90.

Al analizar los datos del 2013, se debe tener presente que al mismo tiempo que entraron en vigencia el RMER y el PDC, también se dieron eventos en la región que propiciaron un veloz salto en las exportaciones y en los intercambios en el MER. En el cuadro 22, a modo de comparación se muestran los datos de las exportaciones en GWh, observándose que las exportaciones alcanzaron durante el 2013 un crecimiento del 219% con relación al año 2012.

Gráfica 90
Ofertas de Oportunidad y
Contratos en el MER
año 2013



Fuente datos: Informes de transacciones económicas, AMM

Cuadro 22
Exportaciones de energía eléctrica del SNI al MER en GWh

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	6	6	6	15	23	9
Febrero	13	15	8	15	11	14
Marzo	10	23	14	15	16	15
Abril	13	15	13	14	18	18
Mayo	12	5	14	18	13	28
Junio	8	2	13	18	13	28
Julio	6	7	9	16	30	61
Agosto	3	5	5	5	16	50
Septiembre	2	6	6	10	14	88
Octubre	2	5	14	10	10	79
Noviembre	0	2	14	15	8	79
Diciembre	1	4	16	24	8	104
Total año	76	94	133	176	180	573
Crecimiento anual	-42%	24%	41%	33%	2%	219%

Luego de la implementación del RMER y el PDC, y del desarrollo de las interfaces regulatorias se observó un crecimiento en la cantidad de agen-

tes que exportan energía al MER como se observa en el cuadro 23.

Cuadro 23
Participación de los agentes en la exportación de energía durante 2013

Agente	Energía Exportada GWh	% participación
Biomass Energy S.A. (Exportación Aguacapa)	0.02	0.00
Cceesa Exportaciones	0.77	0.00
Central Comercializadora de Energía Eléctrica S.A. (Exportación Moyuta)	0.33	0.00
Central Generadora Eléctrica San José (Exportación Aguacapa)	0.00	0.00
Coenesa Exportaciones	0.19	0.00
Comegsa (Exportación Moyuta)	32.16	0.07
Comegsa (Exportación Aguacapa)	0.00	0.00
Comercia Internacional S.A.	10.18	0.02
Comercializadora de Electricidad Centroamericana S.A. (Exportación Moyuta)	2.13	0.00
Comercializadora de Energía para el Desarrollo Exportaciones	87.54	0.18
Concepción (Exportación Moyuta)	8.76	0.02
Comercializadora de Energía para el Desarrollo	7.85	0.02
Compañía Agrícola Industrial Santa Ana S.A. (Exportación Moyuta)	0.36	0.00
Duke Energy Guatemala y CIA. S. C. A (Exportaciones)	7.52	0.02
Duke Energy Guatemala y CIA. S. C. A (Exportación Aguacapa)	4.12	0.01
Duke Energy Guatemala y CIA. S. C. A (Exportación Moyuta)	27.65	0.06
Duke Energy Guatemala y CIA. S. C. A (Exportación Panaluya)	0.01	0.00
Econoenergía Exportación	4.89	0.01
Electronova (Exportación Moyuta)	77.00	0.16
Electronova (Exportación Aguacapa)	0.23	0.00
Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (Exportación Aguacapa)	0.03	0.00
ESI S.A. (Exportación Aguacapa)	0.53	0.00
Generadora del Este S.A. (Exportación Moyuta)	0.00	0.00
Genor Exportación	1.50	0.00
Generadora Eléctrica del Norte Ltda. (Exportación Aguacapa)	0.30	0.00
Generadora Eléctrica del Norte Ltda. (Exportación Moyuta)	10.70	0.02
Grupo Generador de Oriente S.A. (Exportación Aguacapa)	0.03	0.00
Magdalena S.A. (Exportación Aguacapa)	0.00	0.00
Melsa Exportaciones	0.47	0.00
Merelec Guatemala (Exportación Moyuta)	0.08	0.00
Pantaleón (Exportación Moyuta)	20.17	0.04
Poliwatt Exportaciones	20.17	0.04

Continúa...

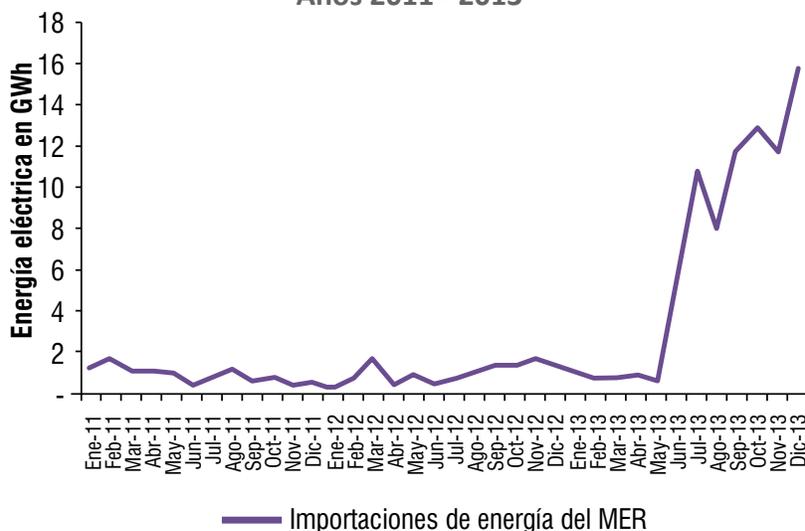
Agente	Energía Exportada GWh	% participación
Poliwatt Ltda. (Exportación Aguacapa)	13.77	0.03
Poliwatt Ltda. (Exportación Moyuta)	106.18	0.22
Puerto Quetzal Power LLC Exportación	1.74	0.00
Recursos Naturales y Celulosas S.A. (Exportación Aguacapa)	0.01	0.00
Textiles Exportaciones	0.17	0.00
San Diego Exportaciones	2.50	0.01
San Diego S.A. (Exportación Aguacapa)	11.10	0.02
San Diego S.A. (Exportación Moyuta)	16.69	0.03
Siderúrgica de Guatemala (Exportación Aguacapa)	0.21	0.00
Siderúrgica de Guatemala (Exportación Moyuta)	0.00	0.00
Tecnoguat S.A. (Exportación Moyuta)	0.02	0.00
Total Energía Exportada kWh	478.09	100%

De lo expuesto en el cuadro 23, vale la pena mencionar que no se están considerando las desviaciones, energía bonificable, energía compensable e inadvertida. Además destaca que el agente Poliwatt resultó ser el mayor exportador con 29.3% de las exportaciones, seguido de Comercializadora de Energía para el Desarrollo y Electronova con 18.3% y 16.2% respectivamente.

5.4 Importaciones del MER

A diferencia de años anteriores, a partir de junio de 2013 también se registró un significativo incremento de las importaciones del MER, mismas que básicamente fueron constituidas por desviaciones de control.

Gráfica 91
Importaciones de Guatemala del MER
Años 2011 - 2013



El crecimiento total de las importaciones del MER durante el 2013 fue de 567% con respecto al 2012, como se puede apreciar en el cuadro 24 donde se muestran los valores men-

suales y anuales a modo de comparación. Es importante mencionar que las importaciones del MER están constituidas por la energía inadvertida que entra a nuestro SNI.

Cuadro 24
Importaciones de energía eléctrica al SNI del MER en GWh

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	0.9	0.3	0.5	1.3	0.4	1.0
Febrero	0.2	0.2	0.4	1.7	0.7	0.7
Marzo	0.1	0.2	1.2	1.2	1.7	0.8
Abril	0.2	0.4	1.4	1.2	0.4	0.9
Mayo	0.2	0.4	1.7	1.0	0.9	0.7
Junio	0.3	2.7	0.4	0.4	0.5	5.8
Julio	0.3	5.2	1.1	0.8	0.7	10.7
Agosto	0.3	6.1	1.5	1.2	1.0	8.0
Septiembre	0.5	0.6	1.0	0.7	1.4	11.7
Octubre	0.7	0.8	1.4	0.7	1.4	12.9
Noviembre	0.6	0.8	1.9	0.5	1.7	11.7
Diciembre	0.5	0.6	1.2	0.5	1.3	15.7
Total año	4.7	18.3	13.8	11.2	12.1	80.7
Crecimiento anual	-42%	288%	-25%	-19%	8%	567%

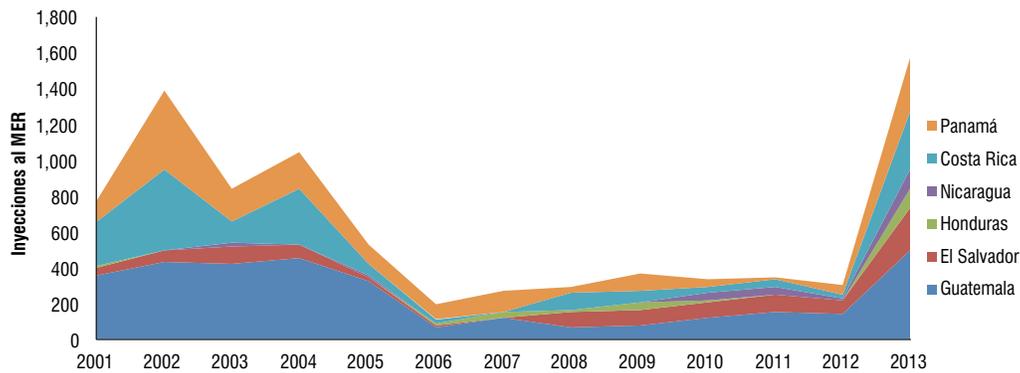


5.5 Intercambios en la región

En las gráficas 92 y 93 respectivamente, se presentan las inyecciones y retiros de energía

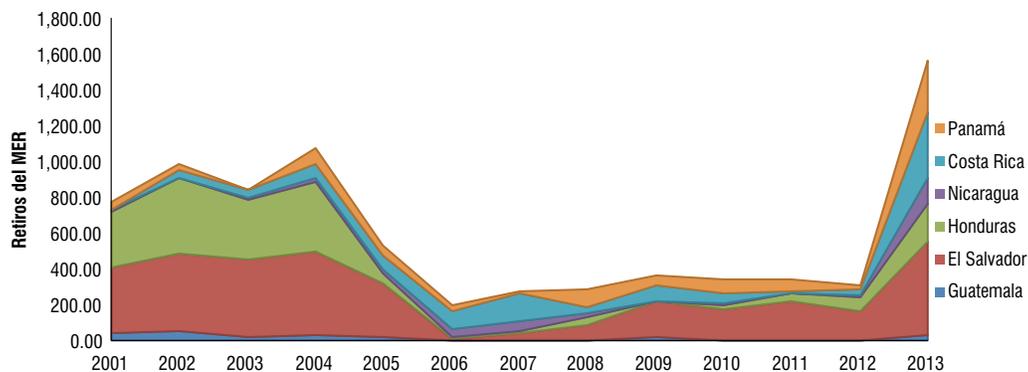
durante el año 2013 en cada uno de los países de la región.

Gráfica 92
Inyecciones de energía al MER - por país



INYECCIONES	Guatemala GWh	El Salvador GWh	Honduras GWh	Nicaragua GWh	Costa Rica GWh	Panamá GWh	Total
2012	145.66	76.54	1.08	3.19	22.88	58.14	307
2013	494.72	241.23	104.32	107.92	321.81	297.87	1,568
Δ GWh	0.35	0.16	0.10	0.10	0.30	0.24	1,260
Δ %	240%	215%	9559%	3283%	1307%	412%	410%

Gráfica 93
Retiros de Emergencia del MER - por país

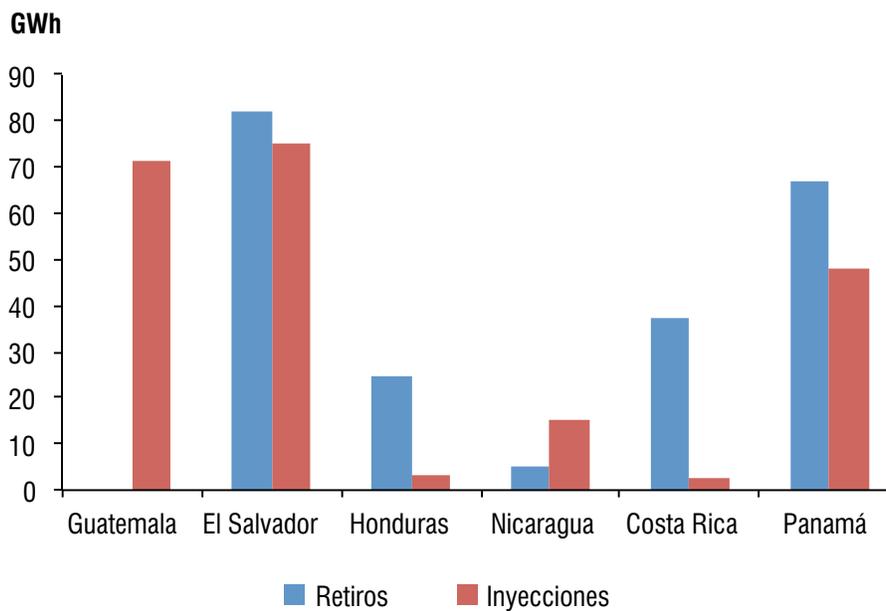


RETIROS	Guatemala GWh	El Salvador GWh	Honduras GWh	Nicaragua GWh	Costa Rica GWh	Panamá GWh	Total
2012	0.03	160.99	75.52	20.02	34.41	16.53	308
2013	28.04	523.59	212.59	139.68	364.74	297.80	1,566
Δ GWh	0.03	0.36	0.14	0.12	0.33	0.28	1,259
Δ %	93375%	225%	181%	598%	960%	1702%	409%

En la Gráfica 94 se observa que Guatemala fue el mayor exportador de energía al MER durante el 2013, así mismo, que los demás países de la re-

gión, excepto Nicaragua, resultaron importadores netos. La mayor parte de la energía transada en el MER durante el 2013 provino de Guatemala.

Gráfica 94
Inyecciones y retiros de energía acumulados por país
Enero-mayo 2013



Cuadro 25
Inyecciones y retiros en GWh mensuales por país
Período enero-mayo 2013

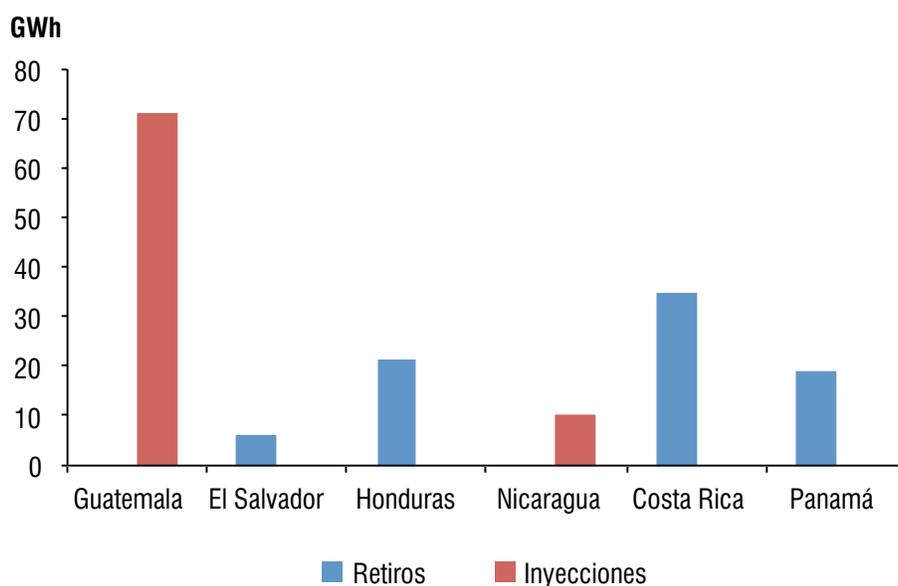
País	Enero-13		Febrero-13		Marzo-13		Abril-13		Mayo-13	
	Retiro	Inyección								
Guatemala	0.0	7.3	0.0	11.8	0.0	12.9	0.0	15.0	0.0	24.5
El Salvador	13.5	6.8	28.5	29.4	11.0	10.4	12.5	12.5	16.3	16.4
Honduras	0.0	0.0	3.2	1.1	3.6	0.0	9.9	0.2	7.7	1.8
Nicaragua	1.4	0.5	0.0	0.5	0.0	1.3	3.5	3.4	0.0	9.4
Costa Rica	3.7	2.4	9.0	0.0	7.7	0.0	11.4	0.0	5.3	0.0
Panamá	3.6	5.3	27.4	25.4	6.8	4.7	6.6	12.7	22.6	0.0
Total	22.2	22.2	68.1	68.1	29.2	29.2	43.9	43.9	52.1	52.1

Fuente datos: Informes de Transacciones Regionales con RTMER, EOR

A partir de junio de 2013, con la implementación del PDC y del RMER, se incrementó la suscripción de Contratos No Firmes de corto plazo de

duración y con ello las transacciones en el MER tal y como se muestra en la gráfica 95.

Gráfica 95
Inyecciones y retiros reales netos por país
Período junio-diciembre 2013



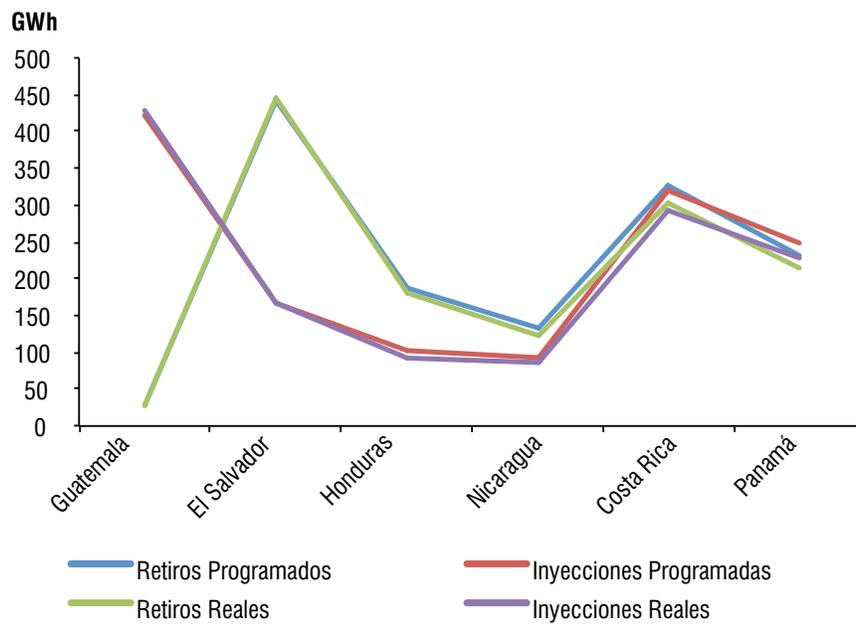
Cuadro 26
Inyecciones y retiros reales en GWh en la región centroamericana
Período junio-diciembre 2013

País	Junio-13		Julio-13		Agosto-13		Septiembre-13		Octubre-13		Noviembre-13		Diciembre-13	
	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección
Guatemala	6.0	28.1	3.3	54.0	4.8	46.4	2.4	65.6	3.9	67.4	3.4	70.5	3.9	95.8
El Salvador	27.8	24.0	53.9	24.2	46.1	23.2	78.5	30.7	72.4	21.1	71.4	16.8	95.1	26.0
Honduras	21.0	8.7	25.0	8.8	21.4	8.6	28.7	16.3	42.2	20.4	18.2	10.2	24.6	20.8
Nicaragua	11.8	11.5	12.4	9.6	10.9	6.1	15.1	4.1	30.2	17.7	18.1	10.7	25.4	26.6
Costa Rica	32.5	28.1	31.4	30.2	38.1	37.6	38.1	37.7	59.8	71.6	53.2	49.8	51.3	39.2
Panamá	24.9	24.3	0.0	0.0	34.9	35.2	35.6	35.1	43.7	59.5	39.9	47.4	34.4	27.7
Total	124	125	126	127	156	157	198	189	252	258	204	205	235	236

Con la implementación del PD y el RMER se inició un nuevo proceso de predespachos y posdespachos regionales, observándose algunas diferen-

cias importantes entre la energía programada y la real o despachada.

Gráfica 96
Energía programada vs. energía real
Período junio - diciembre 2013



Fuente: Energía Real de posdespachos, Base de datos EOR



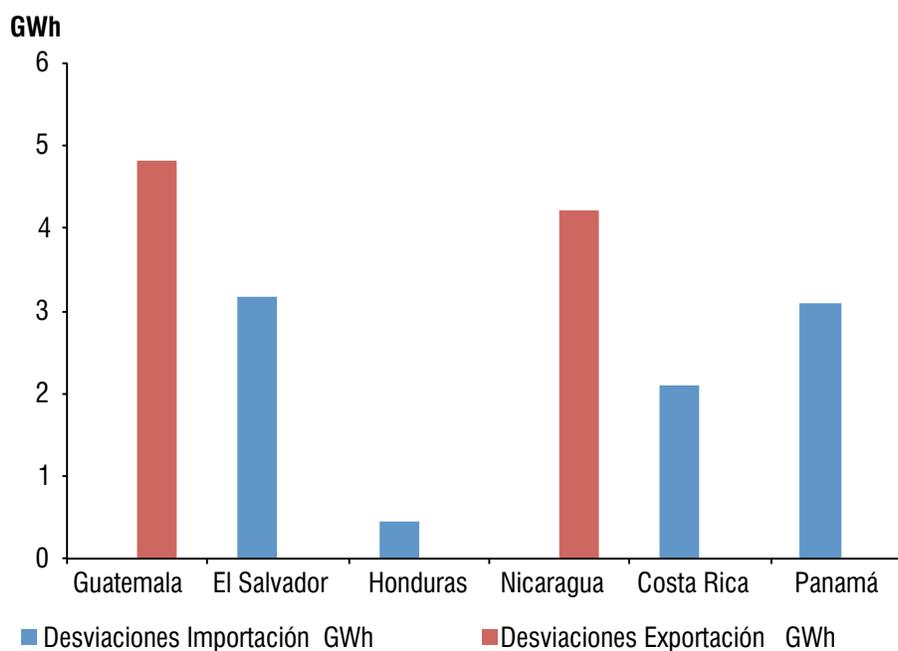
Las diferencias entre la energía programada y despachada crea una desviación que es cobrada al precio expost a los agentes que exportan e importan energía en el MER. En el cuadro 27 y en la gráfica 97, se observa el total de desviaciones por importación y exportación que cada país tuvo durante el periodo de junio a diciembre del 2013.

Cuadro 27
Desviaciones por importación y exportación
al MER de junio-diciembre 2013

País	Desviaciones Importación GWh	Desviaciones Exportación GWh
Guatemala	0.00	4.82
El Salvador	3.16	0.00
Honduras	0.45	0.00
Nicaragua	0.00	4.23
Costa Rica	2.10	0.00
Panamá	3.08	0.00
Total	8.79	9.05

Fuente: Base de datos EOR, Posdespachos

Gráfica 97
Desviaciones por importación y exportación por país
Período junio-diciembre 2013

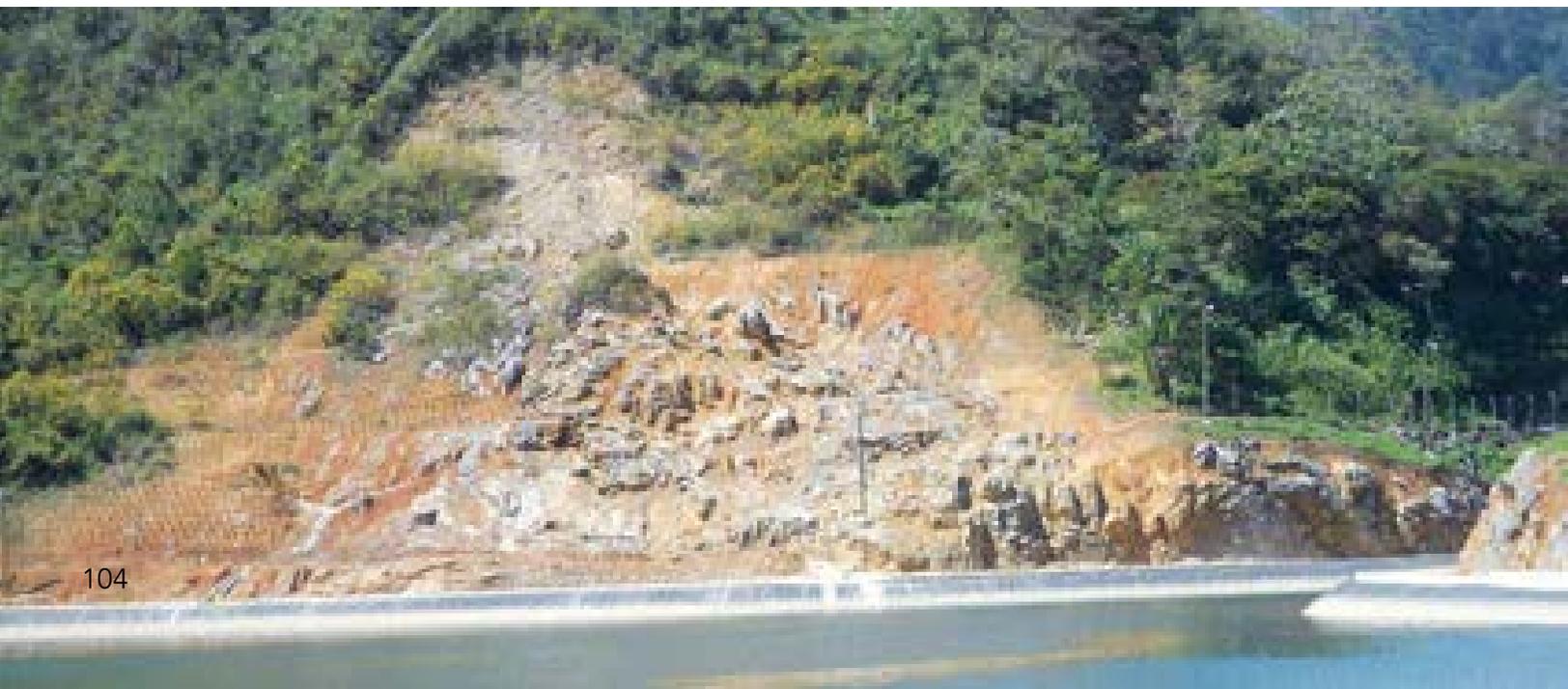


En el cuadro 28 se detalla el promedio mensual de los precios nodales exante que se observó en cada uno de los nodos de la RTR, mientras que

en el cuadro 29 se detalla el promedio mensual de los precios nodales ex post para cada uno de los nodos.

Cuadro 28
Promedio mensual de los precios promedio exante US\$/MWh durante 2013

Nodo	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Promedio
Aguacapa	155	152	156	178	178	174	168	164	137	133	144	149	157
Moyuta	155	152	156	178	178	176	169	166	139	135	146	154	159
Panaluya						177	171	168	140	136	148	155	157
Ahuachapán	155	152	157	178	178	175	170	166	143	135	147	157	160
15 de Septiembre	155	154	158	179	179	176	170	167	142	135	148	158	160
San Buenaventura	155	155	158	179	179	178	171	167	143	135	148	160	161
Aguas Calientes	155	155	158	179	179	177	171	168	144	135	148	159	161
Prados	155	156	159	181	182	177	171	168	144	135	148	159	161
Sandino	155	157	160	182	185	179	172	168	145	135	149	161	162
León I	154	160	162	184	189	177	171	168	144	135	148	159	163
Ticuantepe	159	171	169	196	210	181	174	170	146	136	150	162	169
Amayo	158	169	167	194	204	179	172	170	147	136	148	159	167
Liberia	159	174	170	199	217	179	172	183	148	134	148	160	170
Cañas						181	173	184	149	135	149	162	162
Río Claro	159	175	171	199	225	188	180	191	154	138	154	169	175
Cahuita	160	177	172	201	230	187	178	190	154	136	153	168	175
Progreso	162	182	173	204	239	187	179	176	148	136	153	176	176
Veladero						191	183	181	154	143	158	184	171
Chaguinola						187	178	176	149	136	153	176	165



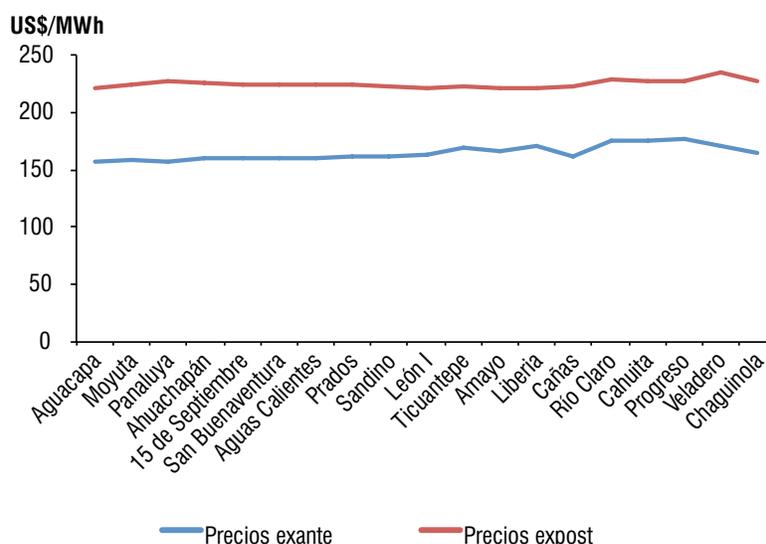
Cuadro 29
Promedio mensual de los precios promedio ex post en U\$/MWh durante 2013

nodo	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13	Promedio
Aguacapa						216	236	213	269	196	198	222	221
Moyuta						218	239	216	273	199	201	226	225
Panaluya						220	241	218	275	201	204	230	227
Ahuachapán						218	239	216	283	199	201	226	226
15 de Septiembre						219	238	216	278	196	198	225	224
San Buenaventura						219	238	215	277	197	197	225	224
Aguas Calientes						219	238	216	278	197	196	224	224
Prados						219	238	216	277	197	195	224	224
Sandino						221	239	217	269	190	194	224	222
León I						219	237	216	268	190	193	223	221
Ticuanetepe						223	241	220	270	191	194	225	223
Amayo						221	238	218	272	189	189	220	221
Liberia						221	238	218	272	186	188	221	221
Cañas						223	240	220	273	186	188	223	222
Río Claro						232	250	229	283	186	190	233	229
Cahuita						230	247	227	283	184	190	230	227
Progreso						231	249	227	281	184	188	231	227
Veladero						236	255	234	292	191	195	237	234
Chaguinola						230	247	227	284	183	189	229	227

En la gráfica 98 se puede observar el promedio anual de los precios ex ante y ex post para cada

uno de los nodos de la Red de Transmisión Regional –RTR–.

Gráfica 98
Promedio anual de los precios ex ante y ex post 2013



Los Cargos Variables de Transmisión –CVT– son resultado de las diferencias entre los precios no-ales que resultan de una transacción de energía

en el MER. En el cuadro 30 se presentan los CVT que se observaron durante el año 2013 para cada uno de los países de la región.

Cuadro 30
Cargos Variables de Transmisión en US\$ durante 2013

Mes		Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total Región
Ene-13	cargo		127	24,248	89,767	9,622		123,764
	abono							0
Feb-13	cargo		8,074	25,802	143,610	9,506		186,992
	abono							0
Mar-13	cargo		10,671	20,644	78,931	6,735		116,981
	abono							0
Abr-13	cargo		10,206	44,138	128,994	6,215		189,552
	abono							0
May-13	cargo		21,853	116,825	443,581	401,738		983,998
	abono							0
Jun-13	cargo	0	0	0	514	0	0	514
	abono	6,317	23,934	10,731	6,149	2,548	315	49,993
Jul-13	cargo	0	0	0	0	0	8	8
	abono	21,924	43,990	9,675	2,608	1,187	0	79,384
Ago-13	cargo	0	0	7	0	0	0	7
	abono	16,844	33,833	8,353	2,762	35	63	61,890
Sep-13	cargo	0	0	0	0	220	0	220
	abono	37,427	69,397	13,055	5,164	376	8,180	133,599
Oct-13	cargo	2,853	0	0	0	0	0	2,853
	abono	30,959	84,191	41,823	68,295	58,644	6,992	290,904
Nov-13	cargo	1,120	0	0	0	3,743	0	4,862
	abono	72,908	40,100	7,292	31,096	24,553	6,992	182,940
Dic-13	cargo	8,566	0	0	1,661	0	70,729	80,956
	abono	314,812	97,955	23,806	37,907	458,682	66,715	999,877
Total	cargo	12,539	50,931	231,663	887,058	437,779	70,737	1,690,707
	abono	501,190	393,399	114,734	153,982	546,025	89,256	1,798,586



5.6 Línea SIEPAC

La Línea SIEPAC inició a construirse en el 2002 y a partir del 2010 entró en operación comercial por tramos según iba avanzando su construcción. A la fecha hay un tramo que no se encuentra en operación comercial que es el Tramo 17 que va de la subestación Cañas a la subestación Parrita en Costa Rica.

El costo del proyecto es de 494 millones de dólares⁸. Su construcción fue financiada con préstamos de bancos multilaterales de inversión: Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), BANCOMEXT y con aportes patrimoniales de los socios. Los costos del servicio de deuda, amortización e intereses, así como los rendimientos de los aportes patrimoniales y costos de administración, operación y mantenimiento y otros cargos para su funcionamiento, son pagados

actualmente casi en su totalidad mediante el Cargo Complementario, que es un cargo directo a la demanda de energía eléctrica de los países miembros. El Cargo Complementario es calculado anualmente por la CRIE⁹.

En el cuadro 31 se puede observar la cantidad de kilómetros de la Línea SIEPAC que hay en cada uno de los países de América Central.

Cuadro 31
Kilómetros de la Línea SIEPAC
por país miembro

País	kms
Guatemala	282.86
El Salvador	287.65
Honduras	270.07
Nicaragua	308.56
Costa Rica	488.59
Panamá	150.18
Total	1,787.91

Fuente: Página web EPR

8 Anexo I, Libro III del RMER.

9 Resolución CRIE-2011, CRIE-2013

Actualmente para la asignación del Cargo Complementario, los tramos de la Línea SIEPAC se clasifican en Interconectores y No Interconectores. Los cargos asociados a los Interconectores se reparten entre toda la demanda de energía

eléctrica de la región y los cargos asociados a los No Interconectores se asignan únicamente a aquel país en donde se encuentra ubicado. Esta clasificación fue efectuada por CRIE tal y como se muestra en el cuadro 32.

Cuadro 32
Clasificación de tramos efectuada por CRIE

País	Tramo	Clasificación CRIE
Guatemala	Guate Norte - Panaluya	No Interconector
	Panaluya – El Florido	No Interconector
El Salvador	Aguacapa – Frontera El Salvador	Interconector
	Frontera Guatemala - Ahuachapán	Interconector
	Ahuachapán – Nejapa	No Interconector
	Nejapa - 15 Septiembre	No Interconector
Honduras	15 Septiembre – Frontera Honduras	Interconector
	El Florido – San Buenaventura	No Interconector
	San Buenaventura – Torre 43	No Interconector
	Frontera El Salvador - Aguacaliente	Interconector
Nicaragua	Aguacaliente - Frontera Nicaragua	Interconector
	Frontera Honduras - Sandino	Interconector
	Sandino - Ticuantepe	No Interconector
Costa Rica	Ticuantepe – Frontera Costa Rica	Interconector
	Frontera Nicaragua – Cañas	Interconector
	Cañas – Parrita	No Interconector
	Parrita – Palmar Norte	No Interconector
Panamá	Palmar Norte – Río Claro	No Interconector
	Río Claro – Frontera Panamá	Interconector
	Frontera Costa Rica – Veladero	Interconector

Fuente: Resolución CRIE-1-2011, CRIE-19-2013

5.7 Cargos Regionales

Los cargos realizados durante el 2013 a las demandas de los países de la región se resumen en el cuadro 33. Como se observa, Costa Rica fue el país que durante el 2013 más pagó en concep-

to de cargos regionales, mientras que Nicaragua fue el país que menos cargos regionales pagó.

En el cuadro 34 se presenta la participación porcentual de cada uno de los países de América Central en el pago de cargos regionales durante el 2013.

Cuadro 33
Cargos regionales en Centroamérica 2013

País	Demanda Energía	Cargo CRIE	Cargo EOR	Cargo SIEPAC
	MWh	Factura US\$	Factura US\$	Factura US\$
Guatemala	8,590,476	526,004	860,008	10,773,728
El Salvador	5,981,326	366,236	598,470	13,255,568
Honduras	7,664,199	469,118	767,582	11,631,167
Nicaragua	3,672,219	224,840	367,278	3,572,428
Costa Rica	8,707,974	533,272	870,159	18,417,285
Panamá	8,290,144	507,597	829,858	5,896,539
Total región	42,906,339	2,627,068	4,293,355	63,546,716

Fuente: DTER's

Cuadro 34
Participación porcentual de cada país en los cargos regionales 2013

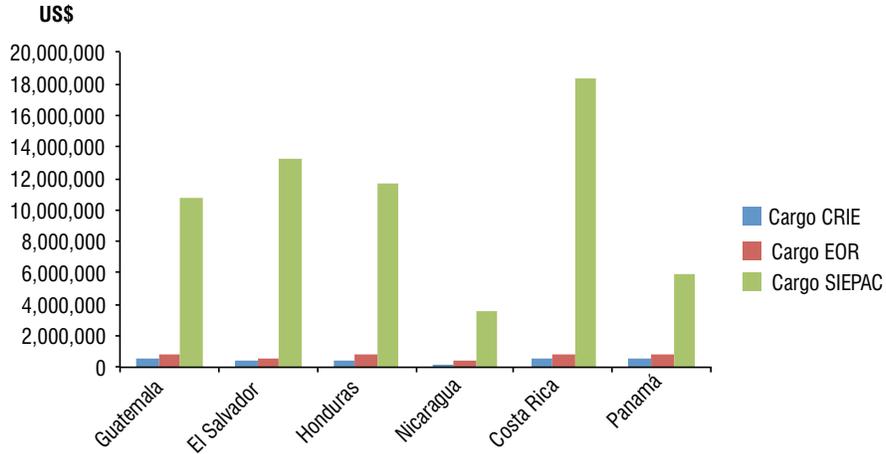
Porcentaje	Demanda Energía	Cargo CRIE	Cargo EOR	Cargo SIEPAC
	Porcentaje	Porcentaje	Porcentaje	Porcentaje
Guatemala	20%	20%	20%	17%
El Salvador	14%	14%	14%	21%
Honduras	18%	18%	18%	18%
Nicaragua	9%	9%	9%	6%
Costa Rica	20%	20%	20%	29%
Panamá	19%	19%	19%	9%
Total región	100%	100%	100%	100%

Fuente: DTER's

En la Gráfica 99 se observa que el cargo SIEPAC o Cargo Complementario, es el más alto que pagan los países en la región.

En el cuadro 35 se presenta el detalle mensual de cada uno de los cargos regionales pagados por los países de la región centroamericana durante el año 2013.

Gráfica 99
Cargos regionales por país durante 2013 en US\$



Cuadro 35
Detalle mensual de los cargos regionales por país

Año 2013	Mes	DTER	GUATEMALA				EL SALVADOR				HONDURAS				NICARAGUA				COSTA RICA				PANAMA			
			Demanda Energía	CRIE	EOR	SIEPAC	Demanda Energía	CRIE	EOR	SIEPAC	Demanda Energía	CRIE	EOR	SIEPAC	Demanda Energía	CRIE	EOR	SIEPAC	Demanda Energía	CRIE	EOR	SIEPAC	Demanda Energía	CRIE	EOR	SIEPAC
			MWh	US\$	US\$	US\$	MWh	US\$	US\$	US\$	MWh	US\$	US\$	US\$	MWh	US\$	US\$	US\$	MWh	US\$	US\$	US\$	MWh	US\$	US\$	US\$
Ene-13	Feb-13	Mar-13	701,230	43,290	67,263	903,083	501,127	30,937	48,069	945,823	586,873	36,230	56,294	859,047	310,091	19,143	29,744	323,036	750,642	46,340	72,003	1,484,763	696,252	42,983	66,786	451,876
			659,782	43,465	67,535	895,351	466,320	30,767	47,805	937,962	575,371	37,962	58,984	865,123	286,765	18,920	29,398	317,238	709,909	46,838	72,776	1,478,945	620,985	40,971	63,660	426,901
			712,383	43,485	67,566	899,265	498,350	30,420	47,266	937,845	589,639	35,992	55,924	852,643	314,876	19,220	29,864	321,276	753,496	45,994	71,465	1,476,239	717,742	43,812	68,074	453,173
			734,003	42,903	66,662	894,612	520,103	30,400	47,236	937,690	662,642	38,732	60,181	874,569	322,170	18,831	29,260	318,161	781,388	45,673	70,966	1,473,668	725,103	42,383	65,854	441,740
			743,232	43,695	67,893	832,897	519,840	30,562	47,486	891,282	677,494	39,830	61,888	821,421	320,925	18,867	29,316	288,988	780,703	45,898	71,316	1,403,831	681,559	40,069	62,259	360,041
			702,126	43,858	68,145	912,684	486,884	30,413	47,255	988,210	642,516	40,134	62,360	612,718	296,464	18,518	28,774	348,750	709,361	44,310	68,848	1,543,215	667,426	41,690	64,778	511,985
			728,203	43,790	75,089	910,203	515,818	31,018	53,189	1,278,181	670,944	40,347	69,185	1,133,435	304,647	18,320	31,414	278,221	718,639	43,215	74,103	1,601,405	702,315	42,233	72,420	546,206
			730,338	44,025	75,492	912,843	498,117	30,027	51,489	1,271,650	678,867	40,922	70,172	1,138,647	311,018	18,748	32,149	281,970	713,066	42,984	73,707	1,600,513	700,343	42,217	72,392	546,882
			704,053	44,122	75,659	909,354	483,250	30,284	51,931	1,274,698	645,562	40,456	69,373	1,131,194	289,885	18,167	31,152	275,693	685,433	42,955	73,658	1,596,145	685,166	42,938	73,629	548,300
			740,455	44,492	76,294	904,647	513,493	30,855	52,908	1,270,926	688,388	41,063	70,414	1,127,984	308,336	18,527	31,770	271,587	696,375	41,844	71,752	1,579,583	701,330	42,141	72,263	535,119
			712,370	44,508	76,320	909,649	490,742	30,661	52,576	1,272,756	627,120	39,181	67,187	1,119,077	298,709	18,663	32,002	278,225	695,020	43,424	74,461	1,596,583	680,018	42,486	72,854	542,304
			723,300	44,373	76,089	899,141	487,283	29,894	51,261	1,248,546	623,784	38,268	65,620	1,095,310	308,332	18,915	32,436	269,284	713,942	43,799	75,105	1,582,397	711,904	43,674	74,890	532,012
			8,590,476	526,004	860,008	10,773,728	5,981,326	366,236	596,470	13,255,568	7,664,199	449,118	767,882	11,631,167	3,672,219	224,840	367,278	3,572,428	8,707,974	533,272	870,159	18,417,285	8,290,144	507,597	829,868	5,896,539

Fuente: DTER's





Este libro fue impreso en los talleres gráficos de Serviprensa, S.A. en el mes de agosto de 2014. La edición consta de 300 ejemplares en papel cuché mate 80 gramos.

