

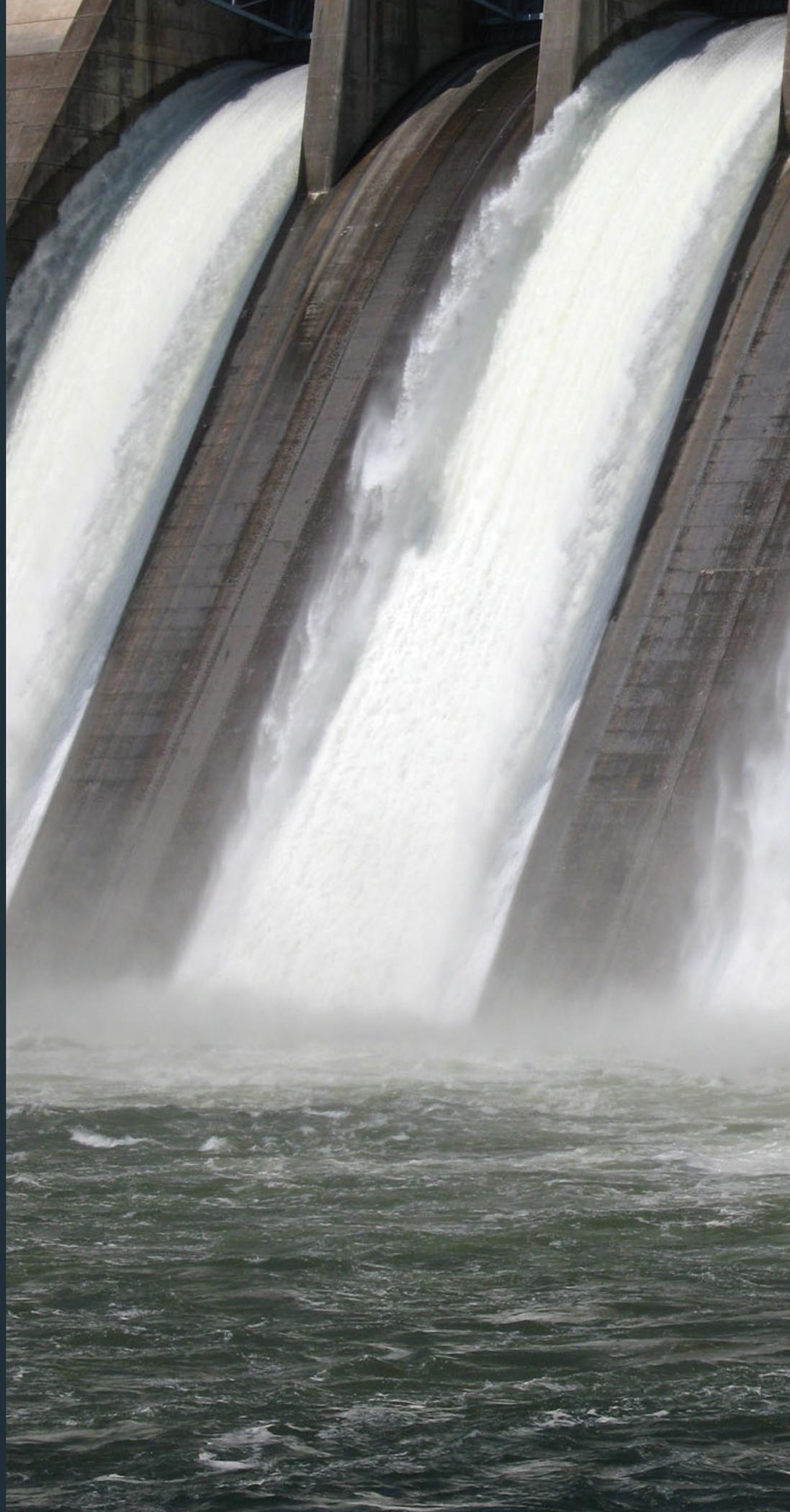


informe ESTADÍSTICO DE MERCADO 2014



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Guatemala



índice

estimado LECTOR	5
producción DE ENERGÍA Y PRECIO SPOT.	7
fenómenos OCÉANO-ATMOSFÉRICOS Y SU INFLUENCIA EN EL RÉGIMEN HIDROLÓGICO EN GUATEMALA DURANTE EL AÑO 2014	27
demanda DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI) DE GUATEMALA DURANTE EL AÑO 2014.	41
aspectos RELEVANTES DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.	59
transacciones INTERNACIONALES	72

Estimado lector:

El Mercado Mayorista de Electricidad es el lugar en donde se llevan a cabo las transacciones de potencia y energía del sub sector eléctrico guatemalteco, la CNEE como entidad encargada de velar por el cumplimiento de su marco regulatorio, específicamente lo relacionado a las funciones de vigilancia y monitoreo del mercado como una contribución a tal fin, anualmente elabora y publica el presente documento que consolida la información más relevante de la operación del Mercado Mayorista de Electricidad.

En esta oportunidad nos es grato presentar el informe estadístico correspondiente al año 2014, el cual fue elaborado por el equipo técnico de nuestra Gerencia de Mercado, con el objetivo de transmitir información actualizada que sea de utilidad para todos los Participantes y actores del Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco.



Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director



Licenciada Carmen Urizar Hernández
Presidente



Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Durante el 2014 se observaron importantes cambios en el Mercado Mayorista, cambios asociados a la evolución de la matriz de generación y a la sobre oferta que existe. Destaca la considerable reducción que tuvo el Precio de Oportunidad de la Energía –POE- sobre todo en el último cuatrimestre del año, la reducción de la generación proveniente de motores Bunker, el incremento de las exportaciones de energía al Mercado Eléctrico Regional –MER- y la constante importación de energía de México, así como el vencimiento de la mayor parte de los Contratos Existentes.

Lo anterior hace suponer, que hoy en día en el Mercado Mayorista, existen nuevos retos que afrontar y nuevas oportunidades que deben ser aprovechadas. Situación que hace mucho más importante la difusión de información que permita a los Participantes del mercado y a sus actores tomar las mejores decisiones.

El presente informe estadístico, refleja el resultado de la operación del Mercado Mayorista durante el 2014. Constituye un valioso complemento a los informes diarios, semanales y mensuales que CNEE a través de su Gerencia de Mercado periódicamente publica y difunde. El documento contiene numerosas gráficas que representan los indicadores estadísticos que utilizamos para monitorear el funcionamiento del Mercado Mayorista, diversas explicaciones sobre los conceptos y temas relevantes del mercado, así como tablas y datos sumamente importantes.

Esperamos que este informe sea de suma utilidad para sus lectores y reiteramos nuestro compromiso por seguir aportando desde nuestro ámbito de competencia, para que el Mercado Mayorista guatemalteco sea cada vez más eficiente y competitivo.

Atentamente,



MBA. Ing. Marcello Estrada
Gerente de Mercado



producción DE ENERGÍA Y PRECIO SPOT



1. PRODUCCION de energía y precio spot

1.1 Introducción

El Mercado Mayorista de Electricidad es un mercado donde se realizan transacciones de potencia y energía eléctrica entre oferentes y demandantes de este servicio. Este mercado opera como un mercado de costos en donde, a diferencia de un mercado de precios donde los generadores pueden ofrecer libremente los precios a los que están dispuestos a vender energía, 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 ten 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 propiciar que los precios ofertados tiendan a igualarse al costo marginal, se ha comprobado que funciona mejor un mercado basado en costos.

Los costos que un generador puede declarar están acotados por lo que el artículo 44 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –RAMM– establece. En tal sentido, los generadores térmicos pueden declarar sus costos de operación y mantenimiento, arranque y parada, eficiencia y el 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, año 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, 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. 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 Precio Spot es uno de los parámetros más representativos en un mercado mayorista de electricidad, más aún 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 resulta en los dólares (USD) que cuesta producir un Megawatt-hora (Mwh) adicional en un determinado período de tiempo para cubrir la demanda del sistema.

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 hacer uso del Mercado Spot para cubrir el faltante de energía 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 convoque a unidades de generación con costos variables más altos, por lo tanto las indisponibilidades en el parque de generación tienden a elevar los niveles del Precio Spot.
- d) Si se incorporan nuevos participantes productores renovables o térmicos con costos variables eficientes los niveles del Precio Spot pueden tener a una disminución.

1.2 Oferta de energía del Sistema Nacional Interconectado –SNI- durante el 2014

El 2014 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, nueve nuevas centrales generadoras iniciaron su operación aportando en promedio 119.77 MW más, a la capacidad instalada en el SNI.

Cuadro 1: Nueva generación incorporada al mercado nacional en el año 2014.

Nombre	Tipo	Potencia		Fecha de inicio de operaciones
		De placa MW	Efectiva del sistema MW	
Monte María	Hidroeléctrica	0.691	0.691	01/01/2014
Hidroaguná	Hidroeléctrica	2.1	2.015	14/09/2014
Ixtalito	Hidroeléctrica	1.634	1.597	14/09/2014
El Manantial 1	Hidroeléctrica	3.78	3.229	27/10/2014
El Manantial 2	Hidroeléctrica	1.3	0.991	27/10/2014
Guayacán	Hidroeléctrica	2.9	2.323	09/11/2014
Tuto Dos	Hidroeléctrica	0.96	0.96	18/11/2014
Generadora Santa Lucía	Termoeléctrica	44	33.831	09/11/2014
Magdalena bloque 7 No Zafra/Zafra*	Termoeléctrica	62.4**	51.626	14/09/2014
TOTAL		119.77	97.26	

* Promedio de la potencia efectiva al sistema en época de zafra y no zafra.

** Valor calculado mediante la información de la Programación de Largo Plazo 2014-2015 y 2015-2016.

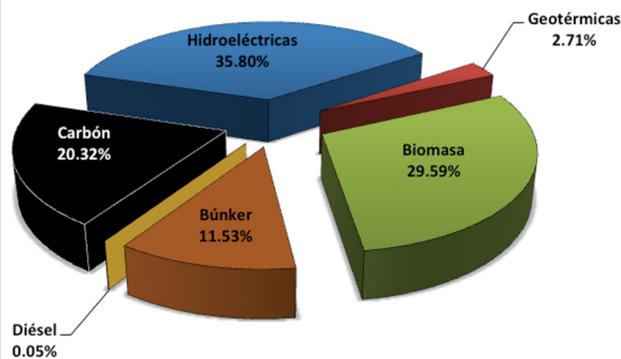
Nuestro parque de generación está conformado por centrales generadoras que utilizan distintas fuentes primarias de energía para producir energía eléctrica, pudiéndose clasificar en renovables y no renovables. Las centrales generadoras renovables en Guatemala son en su mayoría hidroeléctricas, habiendo también unidades generadoras que utilizan biomasa y centrales geotérmicas. Las centrales generadoras no renovables utilizan búnker, carbón y diésel.

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 en la época de zafra de los ingenios azucareros que inicia en noviembre y termina en abril, así como 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. 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 funcionan durante ciertos periodos para poder cubrir la demanda de energía y las centrales que utilizan diesel, por su costo, son utilizadas con poca frecuencia y únicamente cuando son requeridas en áreas específicas del SNI o por criterios de calidad del servicio.

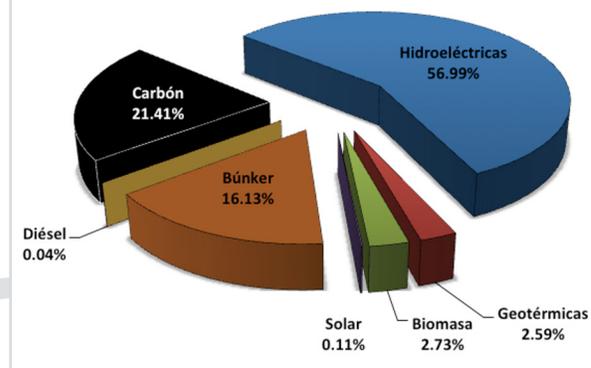
Tal y como se observa en la Gráfica 1 para el período de enero a abril del 2014, la energía producida fue en un 68.1% renovable y en un 31.9% no renovable. Durante este período destaca que la producción de energía a través de búnker fue de un 5.08% menos del porcentaje de participación observado en 2013.

Gráfica 1. Producción de energía del SNI (enero - abril 2014)



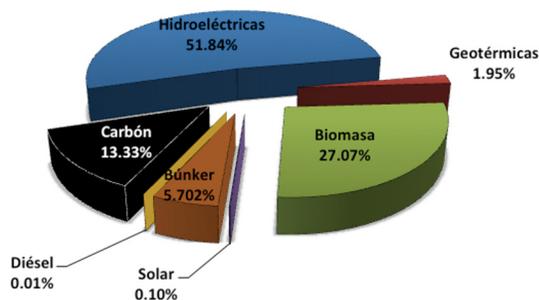
Para el período de mayo a octubre del 2014, según se puede observar en la Gráfica 2, el 56.99% de la energía fue hidroeléctrica, el 21.41% provino de centrales generadoras que usan carbón, el 16.13% de centrales Búnker y hubo aportes mínimos de geotermia, biomasa y diésel. Cabe mencionar que este es un período en donde la producción de energía hidroeléctrica se incrementa considerablemente habiendo una reducción importante en el Precio Spot. Sin embargo, en el 2014 se experimentó una canícula prolongada en la época lluviosa por lo que el aporte hidroeléctrico fue de aproximadamente un 3% menos que durante el 2013. De igual forma se puede observar que durante este período se vio reflejada la incorporación de las centrales generadoras a base de energía solar que aportaron un 0.11% a la producción de energía eléctrica.

Gráfica 2. Producción de energía del SNI (mayo - octubre 2014)



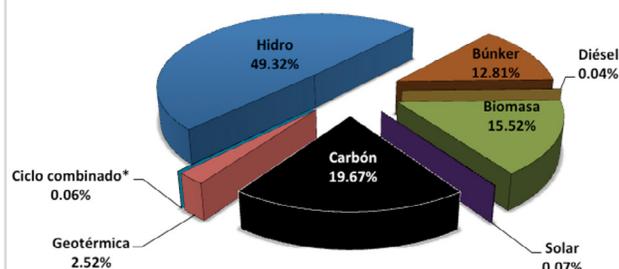
Tal y como se observa en la Gráfica 3 en el periodo comprendido de noviembre a diciembre, la energía hidroeléctrica representó un 51.84% de la generación. Es interesante observar que en ese período la biomasa aportó un 27.07%, aproximadamente un 2% más que el 2013, aporte que sumado a la importante cantidad de energía hidroeléctrica y considerando que el carbón aportó un 13.33%, derivó en que las centrales generadoras a base de búnker participaran únicamente con el 5.7% de la energía generada.

Gráfica 3. Producción de energía del SNI (noviembre - diciembre 2014)



En la Gráfica 4 se indica que durante el 2014 la generación hidroeléctrica fue la que más aportó al cubrimiento de la demanda con un 49.32% de la energía, seguida por la generación de las centrales generadoras que usan carbón con un 19.67%. Es importante observar que la generación con biomasa fue mayor a la generación con búnker con un 15.52% contra un 12.81% respectivamente. Otro dato interesante es que la matriz de generación del 2014 fue en su mayoría, cubierta con fuentes renovables de generación con un 67.43%, mientras que la energía cubierta con fuentes no renovables fue un 32.57%.

Gráfica 4. Participación en la producción de energía del SNI por tipo de combustible (enero - diciembre 2014)



De igual forma en el Cuadro 2 se puede observar que la generación total durante el año 2014 fue de 9,780.66 GWH

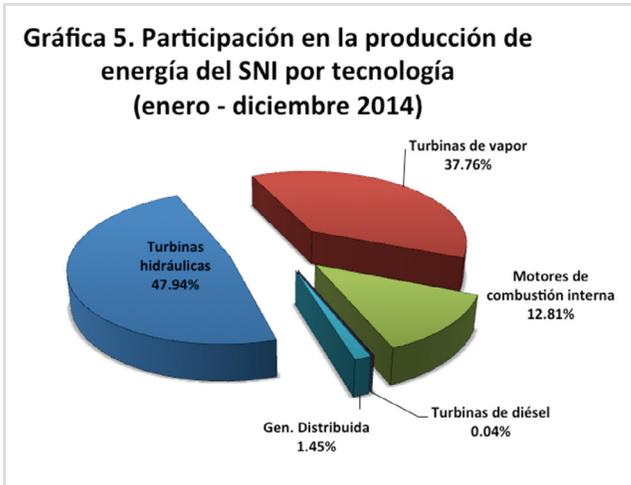
Cuadro 2. Producción de energía por tipo de combustible (enero - diciembre 2014)

Combustible	GWH
Hidro	4,823.66
Búnker	1,252.57
Diésel	3.70
Biomasa	1,517.64
Solar	7.10
Carbón	1,923.86
Geotérmica	246.60
Ciclo combinado*	5.53
Total	9,780.66

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

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

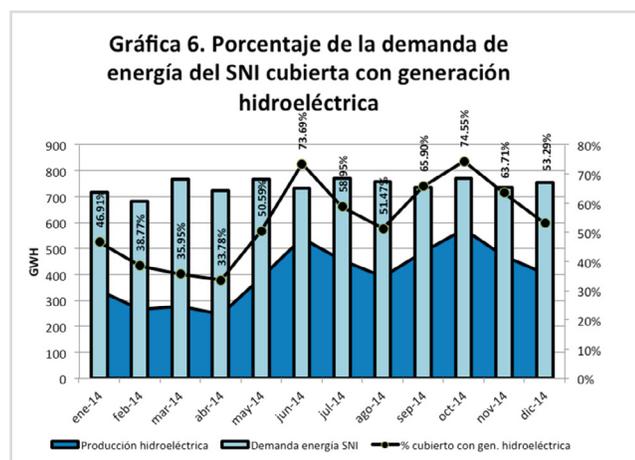
En la Gráfica 5 se observa que la tecnología que más aportó energía durante el 2014 fueron las turbinas hidráulicas con un 47.94%, seguidas por las turbinas de vapor con un 37.76%, los motores de combustión interna aportaron únicamente el 12.81% de la energía y la generación distribuida un 1.45%.



Cuadro 3. Producción de energía por tipo de tecnología (enero - diciembre 2014).

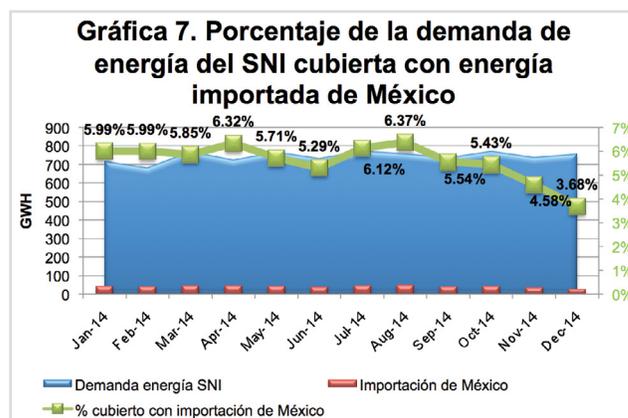
Tecnología	GWH
Turbinas hidráulicas	4,689.18
Turbinas de vapor	3,693.63
Motores de combustión interna	1,252.79
Turbinas de diésel	3.48
Gen. distribuida	141.57
Total	9,780.66
Geotérmica	246.60
Ciclo combinado*	5.53
Total	9,780.66

En la Gráfica 6 se puede observar que durante el 2014 el aporte de la energía hidroeléctrica para el cubrimiento de la demanda fue muy importante, llegando a cubrir el 74.55% de la demanda en octubre. El mes con menor aporte hidroeléctrico fue abril con un 33.78%, cabe mencionar que a partir de junio la producción de energía hidroeléctrica fue inestable por la escasez de recurso hídrico que se experimentó en el país en los meses de julio, agosto y principios de septiembre del 2014.



1.3 Importación de energía / Oferta total de generación

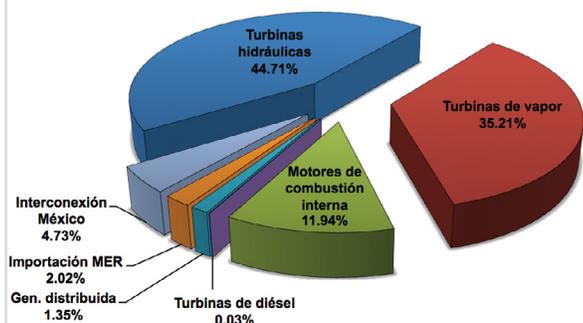
Durante el 2014 continuó la restricción operativa que implica que la Interconexión con México esté abierta de las 21:00 a las 6:00 horas, no obstante como se observa en la gráfica 7, la energía importada de México experimentó relativa estabilidad y únicamente presentó una disminución en el mes de diciembre al situarse en 3.68%. Debido a que la importación de energía de México está sujeta al despacho económico la misma se ha tenido que ajustar a los cambios que se han experimentado en el Precio Spot, donde la reducción de su participación en diciembre se puede atribuir a la caída en el mismo para ese mes.



En las Gráficas 8 y 9 así como los Cuadros 4 y 5, se observa la oferta total de energía que hubo durante el 2014 considerando la generación local, la importación del Mercado Eléctrico Regional –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 4.73% de la energía consumida durante el 2014 y aproximadamente un 2% más

de la importada en el 2013. Asimismo, la energía proveniente del MER fue de un 2.02%, aproximadamente un 1.5% más que en el 2013.

Gráfica 8. Oferta total de energía por tecnología (2014)

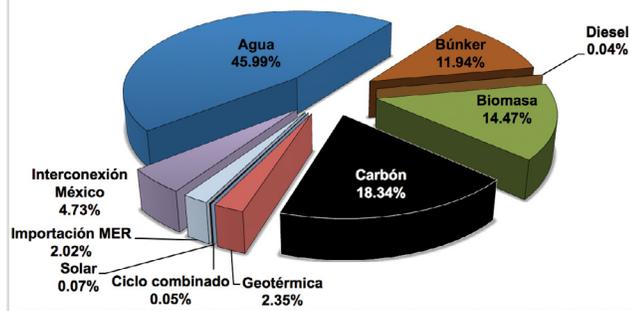


Cuadro 4. Oferta total de energía por tecnología

Tecnología 2014	GWH
Turbinas hidráulicas	4,689.18
Turbinas de vapor	3,693.63
Motores de combustión interna	1,252.79
Turbinas de diésel	3.48
Gen. distribuida	141.57
Importación MER	211.74
Interconexión México	496.46
Total	10,488.85
Total	9,780.66



Gráfica 9. Oferta total de energía por tipo de combustible (2014)



1.4 Costos Variables de Generación –CVG- 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 2014, siendo su precio promedio anual de 93.07 USD/BLL. El mes en el que reflejó un precio promedio mensual más bajo fue diciembre con 59.59 USD/BLL, un 40% menos que el registrado en el mismo

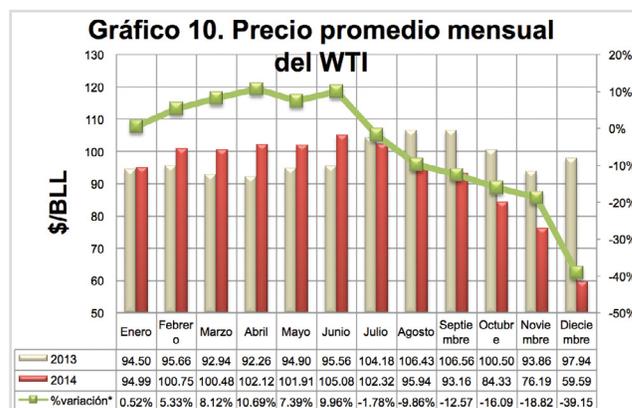
Cuadro 5. Oferta total de energía por tipo de combustible

Tecnología 2014	GWH
Agua	4,823.66
Búnker	1,252.57
Diésel	3.70
Biomasa	1,517.64
Carbón	1,923.86
Geotérmica	246.60
Ciclo combinado	5.53
Solar	7.10
Importación MER	211.74
Interconexión México	496.46
Total	10,488.85



mes del 2013, y el mes en el que el promedio mensual fue más alto fue junio con un precio de 105.08 USD/BLL, aproximadamente un 10% más del observado en 2013.

Los precios registrados durante el primer semestre del 2014 fueron más altos que los precios registrados durante el primer semestre del 2013, tendencia que a partir de julio se modificó exponencialmente ya que a partir de ese mes los precios observados en el 2014 fueron significativamente inferiores a los observados en 2013.



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

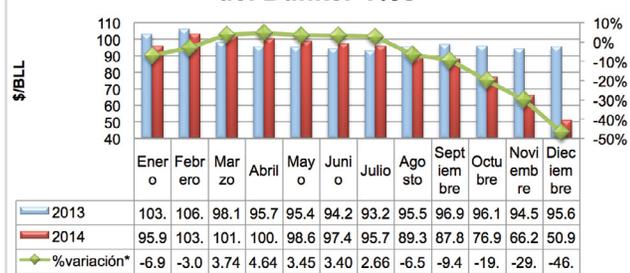
	WTI		
	2013	2014	%variación*
Enero	94.50	94.99	0.52%
Febrero	95.66	100.75	5.33%
Marzo	92.94	100.48	8.12%
Abril	92.26	102.12	10.69%
Mayo	94.90	101.91	7.39%
Junio	95.56	105.08	9.96%
Julio	104.18	102.32	-1.78%
Agosto	106.43	95.94	-9.86%
Septiembre	106.56	93.16	-12.57%
Octubre	100.50	84.33	-16.09%
Noviembre	93.86	76.19	-18.82%
Diciembre	97.94	59.59	-39.15%

*Variación respecto al año 2013

En la Gráficas 11 y 12 así como en el Cuadro 7, se muestra el comportamiento observado en el precio internacional del Búnker durante el 2014. El precio promedio mensual mayor para el Búnker con 1% de azufre se observó en febrero con 103.07 USD/BLL, mientras que el mínimo para ese tipo de combustible fue en diciembre con 50.95 USD/BLL. Para el Búnker con 3% de azufre el mayor precio promedio mensual observado fue en junio con 93.10 USD/BLL, mientras que el menor precio fue en diciembre con 48.90 USD/BLL. En general los precios del Búnker durante el 2014 fueron menores que los del 2013.



Gráfico 11. Precio promedio mensual del Bunker 1%S

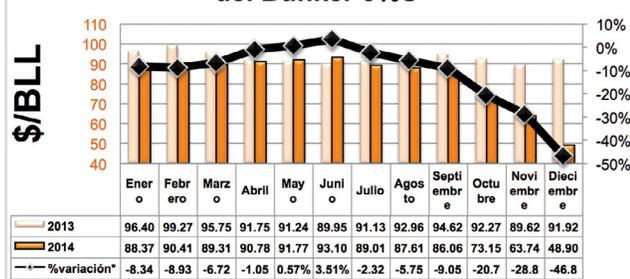


Cuadro 7. Promedio mensual de búnker y diésel (\$/bbl)

	Búnker 1%S			Búnker 3%S			Diésel		
	2013	2014	%variación*	2013	2014	%variación*	2013	2014	%variación*
Enero	103.15	95.99	-6.94%	96.40	88.37	-8.34%	126.70	120.93	-4.56%
Febrero	106.33	103.07	-3.06%	99.27	90.41	-8.93%	132.83	121.05	-8.87%
Marzo	98.10	101.77	3.74%	95.75	89.31	-6.72%	122.79	119.85	-2.40%
Abril	95.77	100.21	4.64%	91.75	90.78	-1.05%	115.72	121.25	4.77%
Mayo	95.41	98.69	3.45%	91.24	91.77	0.57%	114.51	120.12	4.90%
Junio	94.27	97.47	3.40%	89.95	93.10	3.51%	116.26	120.89	3.98%
Julio	93.23	95.71	2.66%	91.13	89.01	-2.32%	120.18	117.65	-2.11%
Agosto	95.55	89.33	-6.51%	92.96	87.61	-5.75%	124.15	116.34	-6.29%
Septiembre	96.96	87.85	-9.40%	94.62	86.06	-9.05%	124.04	111.31	-10.26%
Octubre	96.10	76.95	-19.93%	92.27	73.15	-20.73%	122.18	101.84	-16.65%
Noviembre	94.56	66.28	-29.91%	89.62	63.74	-28.87%	119.52	93.09	-22.12%
Diciembre	95.62	50.95	-46.72%	91.92	48.90	-46.81%	123.29	72.26	-41.39%

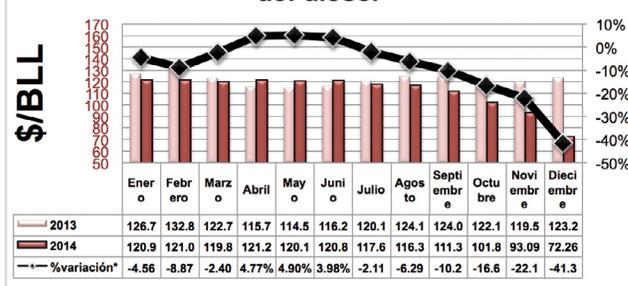
*Variación respecto al año 2013

Gráfico 12. Precio promedio mensual del Bunker 3%S



En la Gráfica 13 se observa el comportamiento registrado del precio internacional del diésel durante el 2014. El valor promedio mensual más alto registrado para el diésel durante el 2014 fue en abril con 121.25 USD/BLL y el precio promedio mensual más bajo registrado fue en mayo con 72.26 USD/BLL. Las variaciones de los precios promedio mensuales del 2014 respecto a los precios promedio mensuales del 2013 mostraron una pronunciada tendencia a la baja.

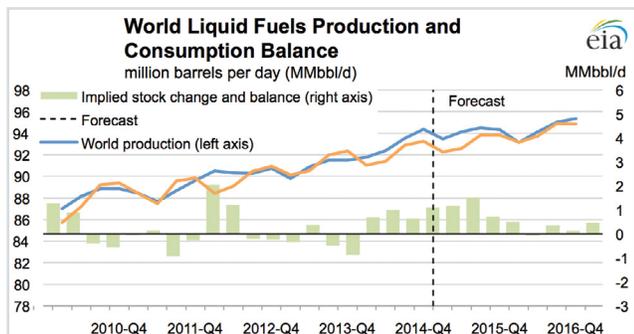
Gráfico 13. Precio promedio mensual del diésel



Desde el año 2009 no se observaban en el mercado internacional precios del petróleo que ascendieran a los valores experimentados a finales del 2014. Existen diversos factores que tuvieron incidencia en la ocurrencia de este fenómeno. Por una parte, el debilitamiento económico de los países importadores de petróleo que ha provocado un debilitamiento de la demanda de este insumo. Por el lado de la oferta algunos países han realizado grandes esfuerzos por incrementar su producción de petróleo, lo cual ha provocado un incremento de la oferta disponible de este insumo, especialmente en países como Estados Unidos y Canadá. A continuación se presenta en la Figura 1 el comportamiento de la producción y consumo mundial de los combustibles líquidos de 2010 a 2016 que muestra como, a partir del 2014 se evidenció un desbalance entre la oferta y la demanda de combustibles, donde también se incorpora un pronóstico que indica que la brecha continuará hasta el tercer trimestre del 2015.

Figura 1. Producción y consumo de combustibles líquidos del mundo.

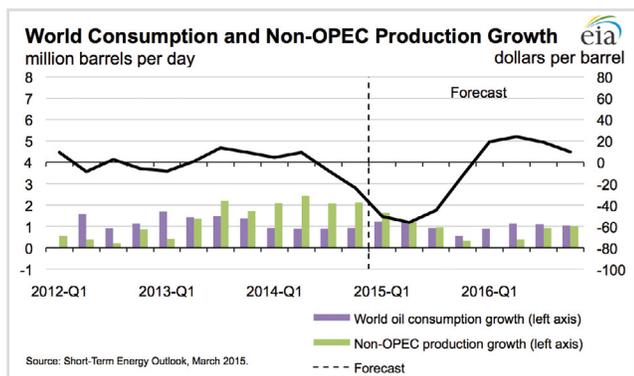
Fuente: Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés)



De igual forma, se puede observar en la Figura 2 que una de las causas del incremento en la producción de petróleo se debe al crecimiento en la producción de petróleo por parte de los países no miembros de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo).

Figura 2. Consumo mundial de petróleo y crecimiento de la producción por países no miembros de la OPEP.

Fuente: Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés)

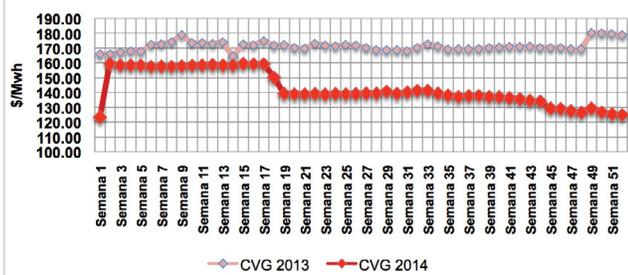


¹ Fuentes consultadas: Reportes de la Agencia de Información de la Energía de Estados Unidos.

El desbalance que se ha experimentado entre la oferta y la demanda de petróleo es de alguna forma lo que ha provocado la caída en los precios internacionales de los combustibles, como se pudo observar en la información presentada de la gráfica 10 a la 13. Otras causas atribuibles a la estrepitosa caída en el precio de este combustible es el contexto geopolítico que se vive actualmente a nivel internacional. Sin embargo, dicho fenómeno ha tenido amplias consecuencias para la economía mundial, en un primer momento, los mayores beneficiados de esta reducción son los países importadores de petróleo que han experimentado una significativa reducción en el pago por la adquisición de este recurso. Por el contrario, los ingresos de los países exportadores de petróleo se han visto afectados, situación que ha impactado gravemente a países como Rusia y Venezuela donde los ingresos del Estado provienen principalmente de la exportación de petróleo al mercado internacional. En el mercado eléctrico guatemalteco la caída de los precios de los combustibles ha provocado una reducción en los CVG de las centrales generadoras a base de estos combustibles, los cuales han provocado reducciones en el Precio Spot de la energía especialmente en la hora de mayor requerimiento de energía. A continuación se presenta información del comportamiento de los CVG de las centrales para el año 2014.¹

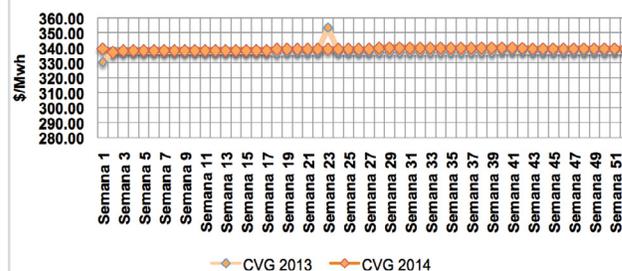
En la Gráfica 14 se observa el comportamiento que tuvo el promedio semanal de los Costos Variables de los motores de combustión interna durante el 2014 y durante el 2013. Es importante mencionar que de la semana 1 a la semana 48 los costos variables del 2014 fueron menores a los que se observaron durante el 2013; únicamente durante las últimas cuatro semanas se observa que los precios promedio semanales del 2013 son mayores a los del 2014. Es importante resaltar que los CVG observados en el último periodo del año de estudio, son un reflejo de la significativa reducción que se observó en los precios internacionales de los combustibles.

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



servados durante todo el año se debe a que hubo muy poca necesidad de convocar a las turbinas diésel para generación por lo que su inventario de combustible prácticamente tuvo que ser el mismo para todo el año.

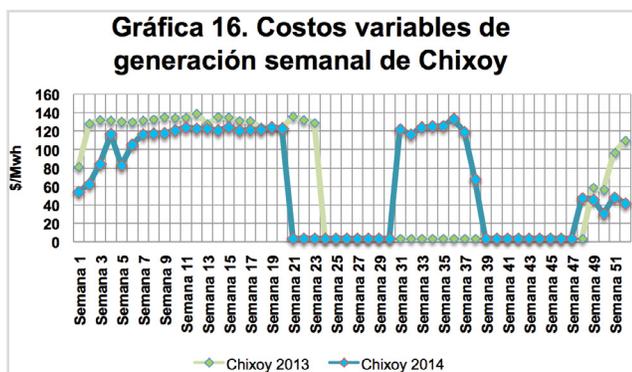
Gráfica 15. Costos Variables de Generación promedio semanal de turbinas de diésel



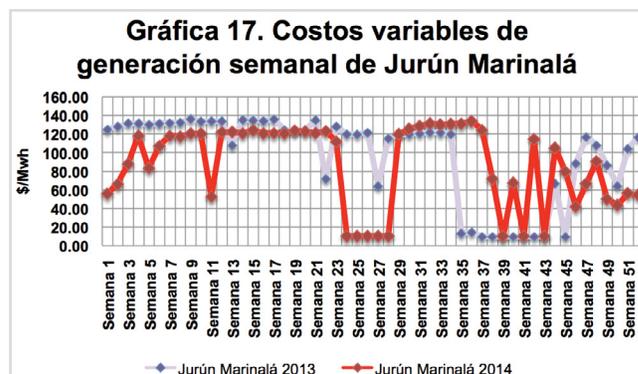
En la Gráfica 15 se observa que los costos variables promedio de las turbinas diésel durante el 2014 fueron prácticamente constantes y mayores a los observados durante el 2013. La constancia de los costos ob-



Tal y como se puede observar en la Gráfica 16, el valor del agua de la Central Hidroeléctrica Chixoy durante el 2014 presentó un comportamiento inusual a la tendencia observada años anteriores ya que, debido a la canícula prolongada observada en julio y agosto de 2014 presentó su máximo valor en la semana 36, y valores muy similares pero ligeramente más bajos de la semana 31 a la semana 37. En la semana 21 el valor del agua de Chixoy tomó el valor de operación y mantenimiento y se mantuvo en esta condición hasta la semana 30, al igual que de la semana 39 a la 47. Se observa que durante el 2013 el valor del agua de Chixoy presentó valores más altos que durante el 2014 a excepción de julio y agosto, y finalizó el año con valores de agua alrededor de 40 USD/MWh.



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 2013. Es importante comentar que el valor del agua de Jurún Marinalá durante el 2014, tomó el valor de operación y mantenimiento de la semana 24 a la semana 28 y nuevamente en la semanas 39, 41 y 45, estando en operación y mantenimiento por un periodo más corto de tiempo debido a la variabilidad hídrica que se experimentó en el año en análisis. En las últimas semanas el valor del agua se situó alrededor de los 50USD/MWh, valores por debajo de los declarados en el 2013.



1.5 Precio Spot

Los valores promedio mensuales del Precio Spot observados durante el 2014 en general fueron menores a los observados durante el 2013, a excepción de los meses de agosto y septiembre, esto obedece a que durante el 2014 iniciaron operaciones nuevas centrales generadoras con costos variables eficientes para el SNI, entre las que destaca la Central Generadora Magdalena Bloque 7 que aporta 56.237 MW y la Central Generadora Santa Lucía que aporta 33.83 MW, ambas generan energía eléctrica a partir de carbón.

En la Gráfica 18 y en el Cuadro 8 se puede observar que el valor promedio mensual más alto observado durante el 2013 fue en agosto con 146.94 USD/MW y que el valor más bajo observado fue en diciembre con 47.51 USD/MW. Cabe destacar que el Precio Spot mensual promedio de 2014 fue un 12% menor que el observado para 2013, donde únicamente para los meses de agosto y septiembre se experimentaron valores mensuales por encima de los del año anterior. Dicha reducción en el Precio Spot responde al cambio estructural que está teniendo la matriz de generación eléctrica de Guatemala con la adición de nuevas centrales de generación renovables y centrales térmicas con CVG más eficientes.

Gráfico 18. Comparativo precio spot promedio mensual 2013-2014

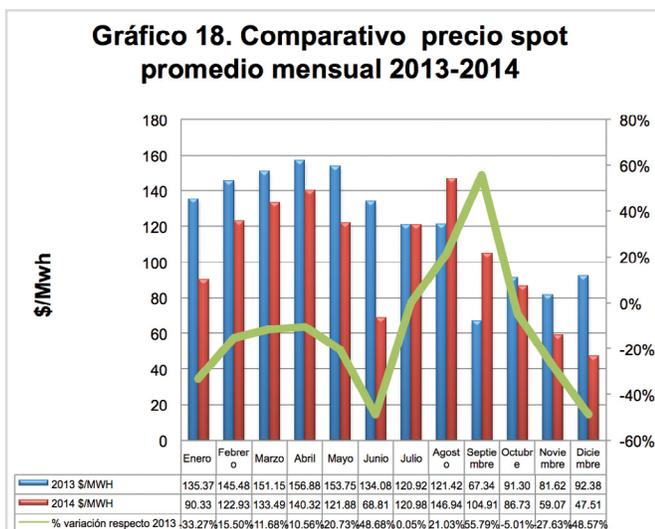
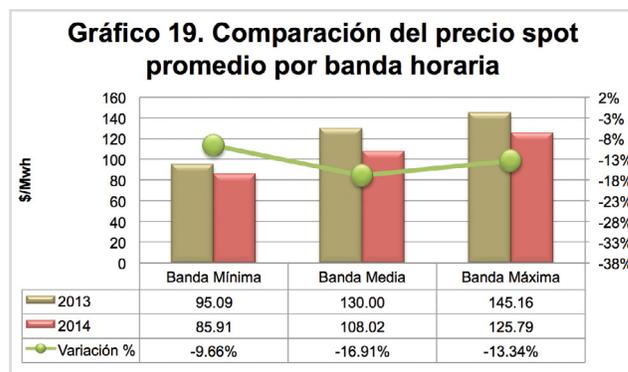


Gráfico 19. Comparación del precio spot promedio por banda horaria

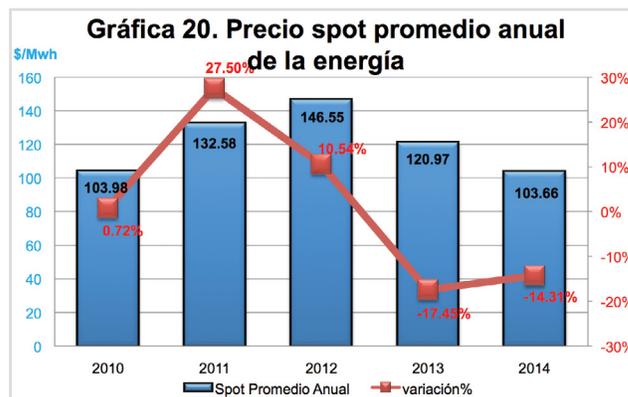


Asimismo, en la Gráfica 20 y en el Cuadro 9 el Precio Spot promedio anual resultante en el 2014 fue de 103.66 USD/MW, un 14.31% menor al Precio Spot promedio anual resultante en el 2013 mostrando una tendencia decreciente desde el año 2012 a la fecha.

Cuadro 8. Precios spot promedio mensuales

\$/MWh	2013 \$/MWh	2014 \$/MWh	Diferencia 2014-2013	% variación respecto 2013
Enero	135.37	90.33	-45.04	-33.27%
Febrero	145.48	122.93	-22.55	-15.50%
Marzo	151.15	133.49	-17.66	-11.68%
Abril	156.88	140.32	-16.56	-10.56%
Mayo	153.75	121.88	-31.87	-20.73%
Junio	134.08	68.81	-65.26	-48.68%
Julio	120.92	120.98	0.06	0.05%
Agosto	121.42	146.94	25.53	21.03%
Septiembre	67.34	104.91	37.57	55.79%
Octubre	91.30	86.73	-4.57	-5.01%
Noviembre	81.62	59.07	-22.55	-27.63%
Diciembre	92.38	47.51	-44.87	-48.57%

Gráfica 20. Precio spot promedio anual de la energía



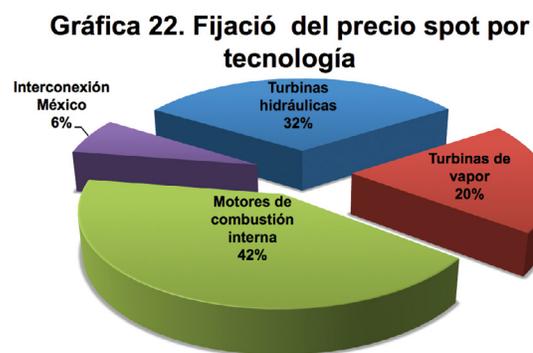
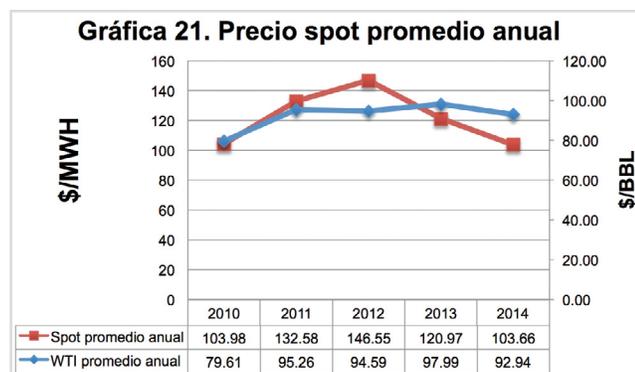
Como se ejemplifica en la Gráfica 19 el Precio Spot promedio registrado por banda horaria fue menor para todas las bandas durante el 2014 que los registrados durante el 2013, observándose la mayor diferencia en la banda media con una variación porcentual de -16.91%.

Cuadro 09. Precio Promedio Mensual De La Energía En El Mercado De Oportunidad (Us\$/Mwh).

																		Promedio mensual
\$/MWH	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
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	90.33	75.50
Febrero		36.73	54.31	33.59	37.32	60.61	44.22	49.77	68.59	72.48	117.32	69.88	124.76	129.72	157.36	145.48	122.93	80.14
Marzo		34.85	61.41	30.71	38.05	63.67	45.14	52.37	74.79	74.81	119.26	71.77	123.77	146.86	167.92	151.15	133.49	83.77
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	140.32	90.59
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	121.88	101.29
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	68.81	92.65
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	120.98	83.34
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	146.94	83.83
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	104.91	75.11
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	86.73	76.82
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	59.07	83.40
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	47.51	78.13
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	103.66	77.59

En la Gráfica 21 no se observa una relación directamente proporcional entre el Precio Spot y el precio internacional del petróleo, esto como consecuencia del cambio que la matriz de generación ha provocado al evidenciar una clara reducción de la dependencia del petróleo para la producción de energía eléctrica.

ción observada en 2013, el 20% por turbinas de vapor, el 32% por turbinas hidráulicas y el 6% por la importación de energía proveniente de México. Las turbinas de vapor, hidráulicas y la importación experimentaron incrementos en el tiempo de fijación del Precio Spot en el año de estudio.

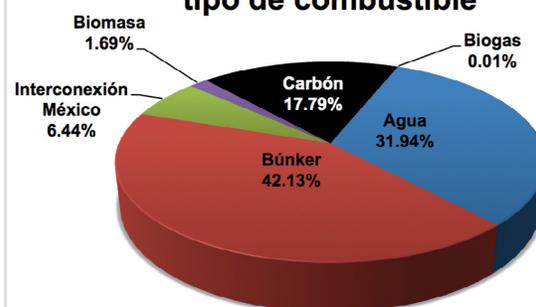


Durante el 2014 tal y como se muestra en la Gráfica 22, el 42% del tiempo el Precio Spot fue fijado por motores de combustión interna, 18% menos que la fija-

ción observada en 2013, el 20% por turbinas de vapor, el 32% por turbinas hidráulicas y el 6% por la importación de energía proveniente de México. Las turbinas de vapor, hidráulicas y la importación experimentaron incrementos en el tiempo de fijación del Precio Spot en el año de estudio.

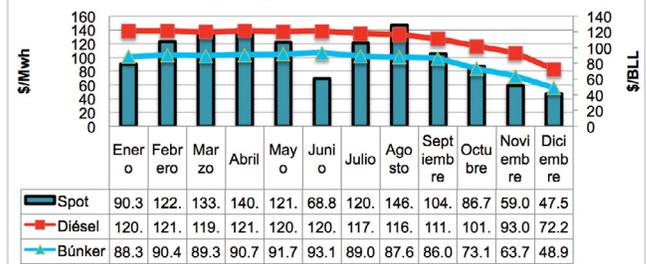
energía proveniente de la Interconexión con México un 6.44% y la biomasa un 1.69%. Cabe resaltar que el recurso hídrico ganó participación en la fijación del Precio Spot presentando un incremento de 15% aproximadamente, respecto al año 2013.

Gráfica 23. Fijación del precio spot por tipo de combustible



En la Gráfica 24 se observa que durante el 2014, a partir de agosto los precios internacionales del petróleo así como el Precio Spot mostraron una tendencia a la baja. En un primer momento la reducción del Precio Spot es atribuible mayormente a la época lluviosa del país y el inicio de la época de zafra de los ingenios azucareros en noviembre, la cual es coincidente con la fuerte caída experimentada a nivel internacional del precio del petróleo.

Gráfica 24. Precio promedio mensual de spot y combustibles



En la Gráfica 25 se presenta la curva de duración del Precio Spot. El Precio Spot máximo se mantuvo por una hora, y aproximadamente un 25% de las horas del año estuvo entre los 140 USD/MWh y 160 USD/MWh, a diferencia del 2013 donde la mayor parte del tiempo se mantuvo dentro de este rango.

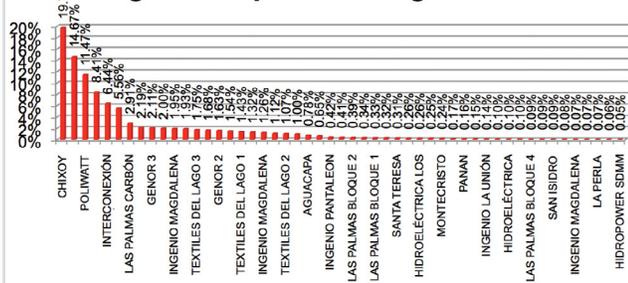
Gráfica 25. Curva de duración del precio spot



Durante el 2014 fueron varias las centrales generadoras que participaron en la fijación del Precio Spot, partiendo de lo observado en la Gráfica 26, la central hidroeléctrica Chixoy fue la que más participó en la fijación del mismo con el 19.77% de las horas, Arizona con un 14.67%, Poliwatt con el 11.47% y San José con el 8.41%. Es importante mencionar la alta relación que en el 2014 hubo entre el Precio Spot y el valor del agua de Chixoy. De igual forma las centrales Poliwatt y Arizona en conjunto marginaron un 24.14% del tiempo por la alta participación que tuvieron los motores de combustión interna durante el periodo de la canícula prolongada donde la caída en los precios de los combustibles amortiguó el efecto que pudo llegar a tener en el Precio Spot.

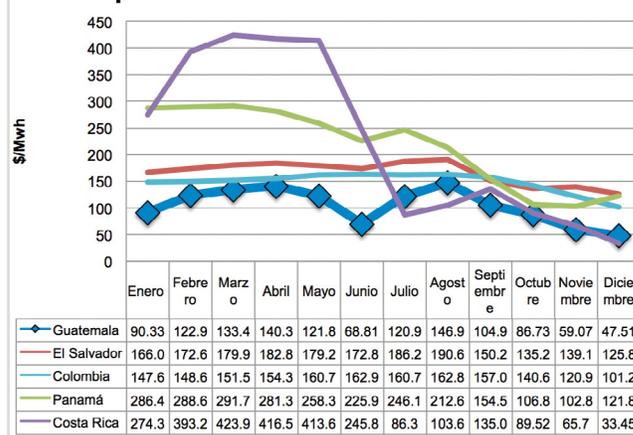


Gráfica 26. Porcentaje de tiempo de marginación por unidad generadora



spot particularmente altos y, a partir de agosto todos los países mostraron una tendencia decreciente en el comportamiento de los mismos.

Gráfico 27. Comparación del precio spot promedio mensual internacional



Se observa en la Gráfica 27 que durante todo el 2014 el Precio Spot guatemalteco fue el menor de América Central, a excepción de los meses de agosto y septiembre en que Costa Rica mantuvo un Precio Spot menor al de Guatemala. Es importante señalar que durante todo el año el Precio Spot guatemalteco fue incluso menor que el colombiano. Durante el primer semestre de 2014 en Panamá y Costa Rica se observaron precios

(1) Fuente: Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
 (2) Fuente: Centro Nacional de Despacho Panamá
 (3) Fuente: Centro Nacional de Control de Energía Costa Rica.
 (4) Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga Nicaragua.





fenómenos OCÉANO-ATOMOSFÉRICOS
Y SU INFLUENCIA EN EL RÉGIMEN
HIDROLÓGICO EN GUATEMALA DURANTE EL
AÑO 2014



2. Fenómenos océano-atmosféricos y su influencia en el régimen hidrológico en Guatemala durante el año 2014

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

- I. Análisis mensual meteorológico (2014). Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología, e Hidrología (INSIVUMEH).
- II. El Niño/La Niña Hoy (2014). Organización Meteorológica Mundial (OMM).
- III. "Summary of 2014 Atlantic Tropical Cyclone activity and verification of author's seasonal and two-week forecast". Klotzbck, P. and Gray, W. en "The Tropical Meteorology Project, Department of Atmospheric Science, Colorado State University".
- IV. "Cold and warm episodes by season, Changes to the Oceanic Niño Index (ONI)". Publicado por "National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Climate Prediction Center, National Weather Service".

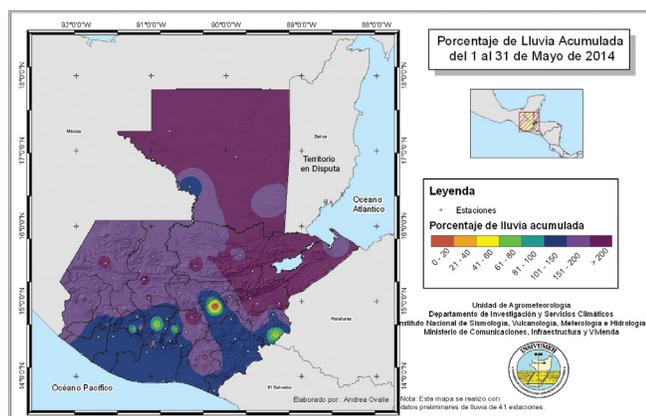
2.1 Régimen de lluvias en Guatemala año 2014

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 lo son la Bocacosta y 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 entre ocho y diez meses como lo son algunas áreas dentro de la Franja Transversal del Norte y la Bocacosta entre otras.

El inicio de la época de lluvia para el año 2014 se caracterizó por considerables acumulados de precipitaciones durante el mes de mayo, generalizándose la época lluviosa en la mayor parte del territorio de Guatemala. Estas condiciones se dieron principalmente debido al acercamiento de dos frentes fríos. En la figura 3 se muestra el mapa de Guatemala con el porcentaje de acumulados de lluvias respecto a su promedio histórico para el mes de mayo del año 2014.

1 El Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH) ha dividido el territorio nacional en 6 zonas climáticas caracterizadas por el sistema de Thornthwaite: (i) las Planicies del Norte; (ii) Franja Transversal del Norte; (iii) Meseta Central y Altiplano; (iv) la Bocacosta; (v) Planicie Costera del Pacífico y; (vi) Zona Oriental

Figura 3. Acumulado porcentual de lluvias durante el mes de mayo 2014.



Fuente: INSIVUMEH

El mes de junio inició con la influencia de un sistema de baja presión en el Océano Pacífico de Guatemala, fortaleciéndose hasta llegar a formar una Depresión Tropical el día 02 y luego a Tormenta Tropical Boris el día 03. Los principales acumulados en este breve período se presentaron en las cuencas que drenan en Pacífico incluyendo algunas regiones de la Meseta Central. En el cuadro 10 se muestran los acumulados más importantes entre el 1 y 3 del mes de junio.



Cuadro 10. Acumulados de lluvias en entre el 1 y 3 de junio del 2014.

Estación	Lluvia en mm
Pto. San José	237.7
Champerico	176
Retalhuleu	130.1
Quetzaltenango	106.1
Tecún Umán	118.1
Ciudad Capital	105.7

Fuente: Informe climático del INSIVUMEH.

La primera quincena del mes se caracterizó como una quincena muy lluviosa en debido en parte a la activación de la Zona de Convergencia Intertropical –ZCI-.

A partir del día 4 de julio comenzaron a reducirse las precipitaciones en la mayor parte del territorio de Guatemala, representando el inicio del período de canícula. Estas condiciones fueron favorecidas por un sistema de alta presión en el Golfo de México durante todo el mes, lo cual contribuyó a que las condiciones de Canícula se extendieran por el mismo período incluyendo la primera quincena del mes de agosto. Esta Canícula prolongado ocasionó que la generación de energía hidroeléctrica se viera mermada, como se muestra en el análisis hidrológico de las centrales hidroeléctricas de Chixoy, Renace, Jurún Marinalá y Aguacapa en la sección 3.4. A Nivel nacional durante el mes de julio se registraron bajos acumulados, alrededor del 55% de lo que normalmente llueve para este mes.

El mes de agosto comenzó con un ambiente cálido con poca nubosidad, sin embargo a partir del 10 de agosto y principalmente durante la segunda quincena del mes se mostró el paso de una serie de ondas del este, así como una inestabilidad en el ambiente debido al descenso de la presión atmosférica y al ingreso de humedad de ambos litorales favoreció la generación de lluvias sobre el país. En el cuadro 11 dos se muestran importantes acumulados en cuatro estaciones de Guatemala.

Cuadro 11. Acumulados de lluvias durante el mes de julio del 2014.

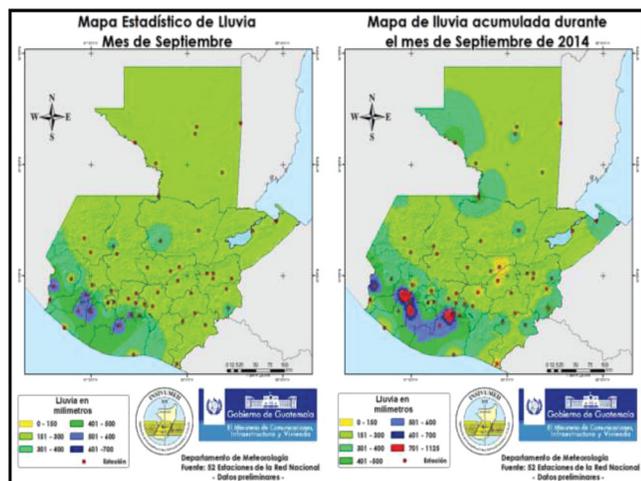
Estación	Lluvia en mm
Puerto Barrios	408.1
San José	498.5
Retalhuleu	446.3
Tecún Umán	300.6
Ciudad Capital	154.1
Ciudad Capital	105.7

Fuente: Informe climático del INSIVUMEH.

A nivel nacional la primera quincena de agosto se presentó un ambiente con pocas precipitaciones pluviales debido a una canícula prolongada del mes de julio, mientras que durante la segunda quincena se generaron lluvias importantes. En promedio mensual se registró un 98% del promedio histórico para éste mes.

El mes de septiembre se caracterizó por el paso de siete ondas del Este así como la reactivación de la ZCI e influencia de baja presión, lo cual presentó un mes con abundante nubosidad y lluvias cerca del promedio histórico, reflejándose asimismo en la generación hidroeléctrica nacional, la cual se estabilizó nuevamente con valores muy cercanos al promedio. En la figura 4 se muestra la comparación del acumulado de lluvias para el mes de septiembre del 2014 y el promedio histórico.

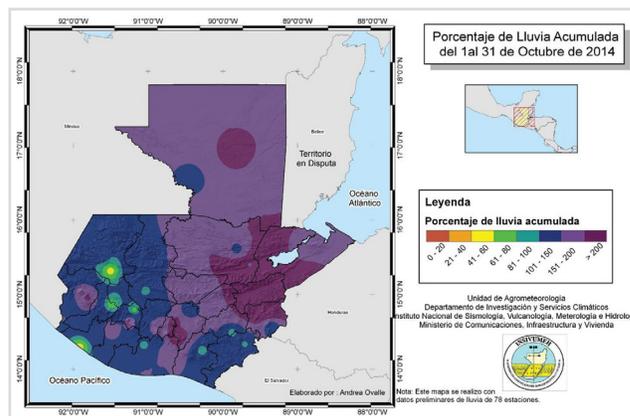
Figura 4. Comparativos de acumulados de lluvias para el mes de septiembre del año 2014 y su promedio histórico a nivel nacional.



Fuente: INSIVUMEH

Finalmente octubre, fue un mes muy lluvioso, de acuerdo a registros del INSIVUMEH varias regiones superaron el promedio histórico y durante el 2015 fue el segundo mes más lluvioso. Este mes se caracterizó por una serie de eventos atmosféricos que promovieron las lluvias en el territorio nacional como lo fueron dos ondas del Este al inicio del mes y el día 12, sistemas de bajas presione en ambos Océanos los días 8, 13, 19 y 22, la depresión tropical No. 9 y el ingreso del primer frente frío el día 24. En la figura 5 se muestra como los acumulados de lluvias reportados lograron desde 100 a 150 % del promedio histórico en la mayor parte del territorio de Guatemala, hasta alcanzar valores del 200% en regiones del caribe y nororiente.

Figura 5. Acumulado porcentual de lluvias en Guatemala para el mes de octubre del año 2014



Fuente: INSIVUMEH



2.2 Fenómenos océano-atmosféricos

La actividad climática y meteorológica en el territorio guatemalteco está influenciada por distintos fenómenos océano-atmosféricos y eventos de la circulación atmosférica global, 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 (océano-atmosféricos) que inciden en el régimen de

lluvias a nivel nacional se mencionan las actividades ciclónicas en las cuencas del Océano Atlántico, Caribe y Pacífico, El Niño Oscilación del Sur (ENOS) y la Zona de Convergencia Intertropical (ZCI).

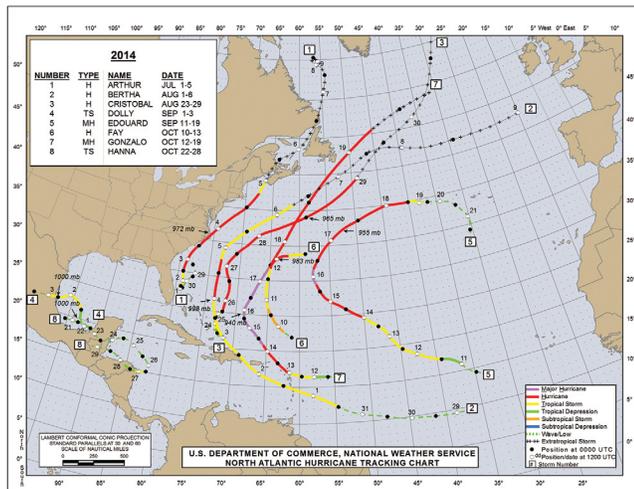
2.2.1 Actividad ciclónica 2014

La actividad ciclónica del Océano Atlántico comienza el 01 de junio y finaliza el 30 de noviembre de cada año. El año 2014 se caracterizó por tener un número de tormentas por debajo del promedio histórico, pero con un número total cercano al promedio de huracanes y mayores huracanes. En general las precipitaciones en el territorio de Guatemala se vieron influenciadas, sin llegar a representar eventos extremos, por las depresiones tropicales No 2 y 9 en mayo y octubre respectivamente, y la tormenta tropical Boris el día 3 de junio, y el sistema de baja presión que provocó el paso de la tormenta tropical Hanna durante la última semana de octubre.

El Proyecto Meteorológico Tropical desarrollado por el Departamento de Ciencias Atmosféricas de la Universidad Estatal de Colorado, utiliza para medir la actividad ciclónica en el Atlántico Tropical dos índices, la Energía Ciclónica Acumulada (“ACE” por sus siglas en inglés) y la Actividad Neta Ciclónica Tropical (“NTC” por sus siglas en inglés), entre otras. Los promedios del ACE y del NTC son de 92 y 103 puntos respectivamente para el período 1981-2010. Durante el año 2014 los valores correspondientes a ACE y NTC fueron 66 y 81 valores muy por debajo del promedio histórico. Además la ubicación donde se desarrolló dicha actividad durante éste último año tuvo poca influencia en el régimen de lluvias en el territorio Nacional tal y como lo muestra figura 6.



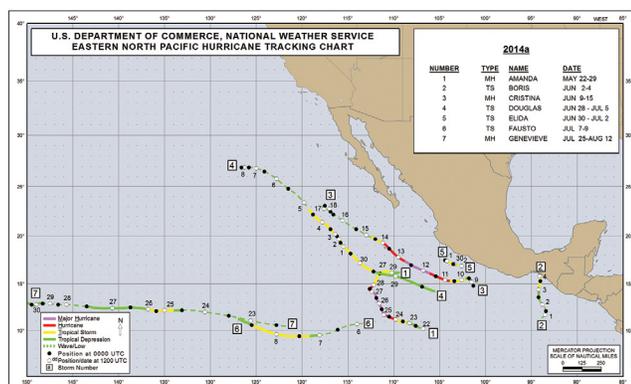
Figura 6. Actividad ciclónica en la cuenca del Océano Atlántico y Caribe durante el año 2014.



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

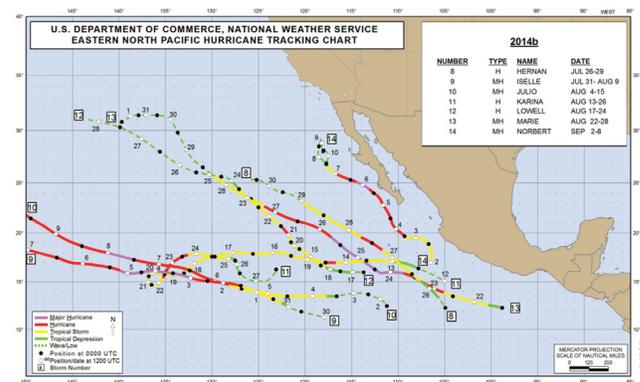
Por otro lado la actividad ciclónica en el Pacífico reportó 14 tormentas totales, de las cuales únicamente el huracán Boris que se formó entre el 1 y 4 de junio provocó inestabilidad e ingreso de humedad principalmente en regiones del Pacífico y Centro del país. La actividad ciclónica en el Océano Pacífico durante el año 2014 se muestra en las figuras 7(a) y 4(b).

Figura 7(a). Actividad ciclónica en cuenca del Océano Pacífico durante el año 2014 en el período comprendido de mayo a julio.



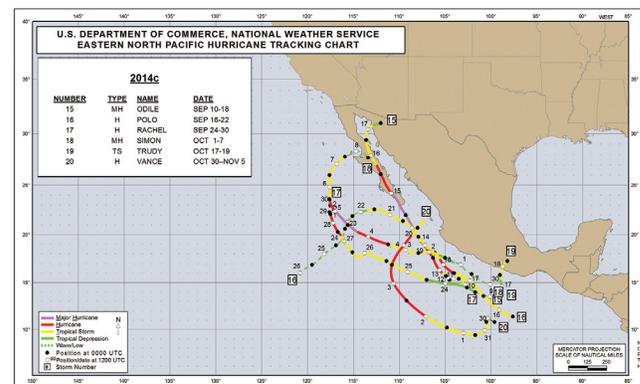
Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Hurricane Center (NHC)

Figura 7 (b). Actividad ciclónica en cuenca del Océano Pacífico durante el año 2014 en el período comprendido de agosto a septiembre.



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

Figura 7 (c). Actividad ciclónica en cuenca del Océano Pacífico durante el año 2014 en el período comprendido de septiembre a octubre.



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

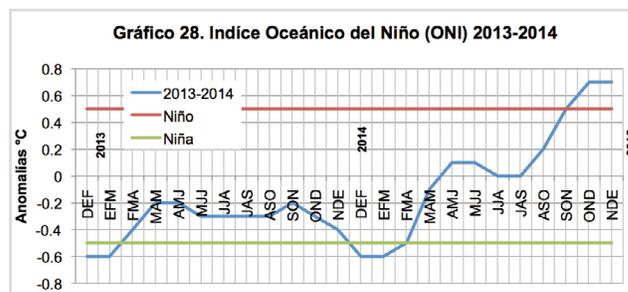
2.2.2 El Niño Oscilación del Sur (ENOS)

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). Éste 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 5 trimestres consecutivos o más. Por el contrario, cuando dichas anomalías tiene como valor 0.5°C o más por encima del promedio, es considerado un fenómeno de El Niño. El fenómeno de La Niña generalmente se presenta en Guatemala con temperaturas más bajas de lo normal y con precipitaciones pluviales por encima del promedio a nivel nacional, mientras que El Niño presenta lo contrario, temperaturas elevadas y precipitaciones por debajo del promedio.

El año 2014 inició con temperaturas en el Océano Pacífico Tropical correspondientes a las de un fenómeno de La Niña, sin embargo además de que estas temperaturas se mantuvieron por un período corto, el resto de las variables atmosféricas se comportaron bajo condiciones normales, por lo cual las condiciones climáticas se consideraron neutras. 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). Durante los meses de mayo y junio las temperaturas en la región Niño 3.4 llegaron a alcanzar el umbral de un fenómeno de El Niño débil, valores de 0.46 °C por arriba del promedio histórico, sin embargo los valores de la atmósfera fueron de un período neutro. Este incremento en las temperaturas puede asociarse a

reducción de precipitaciones en el territorio de Guatemala durante los meses de julio y agosto. Durante los siguientes meses las temperaturas descendieron a valores promedios incluyendo la actividad de los vientos, con lo cual los últimos dos meses de lluvia en Guatemala (septiembre y octubre) presentaron precipitaciones normales.

En el gráfico 28 puede observarse cómo evolucionó el fenómeno de El Niño durante el año 2013-2014, a partir de las temperaturas en promedio trimestral en la superficie del mar del Océano Pacífico Tropical en la región denominada Niño 3.4.



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 es un cinturón a lo largo de los trópicos y que tiene un desplazamiento periódico, ubicándose sobre y bajo el ecuador durante el verano boreal y austral respectivamente. Durante el año 2014 este cinturón se ubicó sobre el territorio nacional provocando grandes acumulados de lluvias durante la primera quincena del mes de junio. Asimismo, durante la primera y tercera semana del mes de septiembre se posicionó nuevamente en Guatemala promoviendo el ingreso de lluvias importantes en estos períodos.

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 cercano al promedio histórico en general, con excepción en los meses de julio y agosto cuando las temperaturas a nivel ambiental se incrementaron y las precipitaciones se vieron reducidas. Esto último en parte con la influencia del calentamiento de las aguas en el Océano Pacífico Tropical, lo cual se describe en la sección 2.2.2, presentándose así una canícula prolongada de más de un mes de duración. Como consecuencia, durante julio y agosto se registró una reducción de los caudales entrantes en distintos embalses centrales hidroeléctricas como lo fue el caso de Chixoy, Renace y Aguacapa. En los gráficos 29, 30 y 31 se observa el comportamiento a nivel mensual de los caudales entrantes en los embalses en mención.

Gráfico 29. Caudales entrantes en embalse de central hidroeléctrica Chixoy

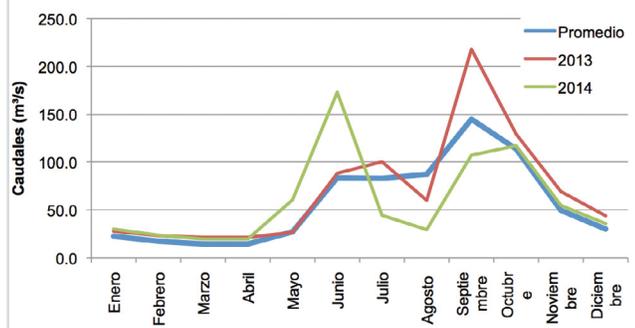
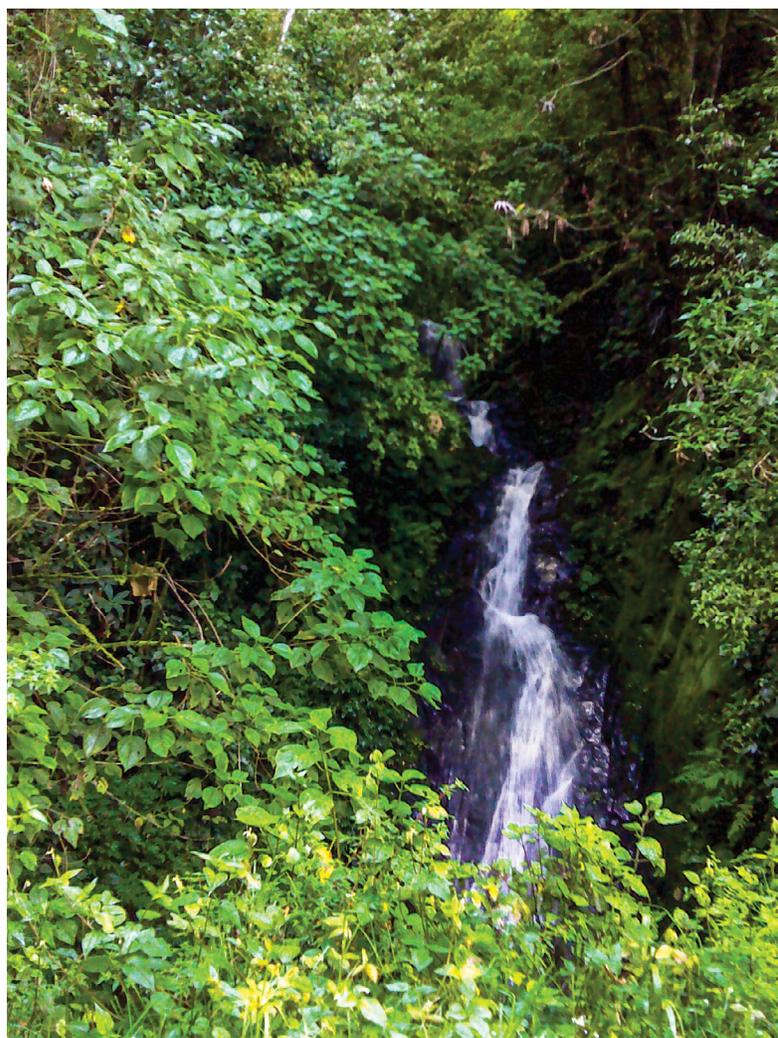
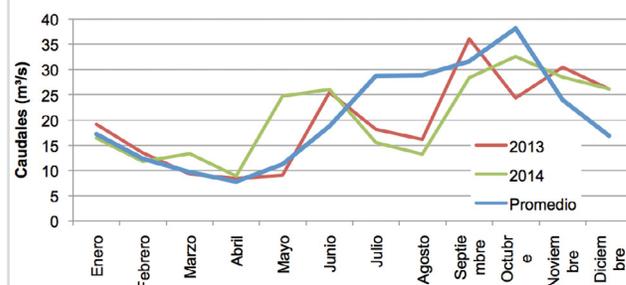
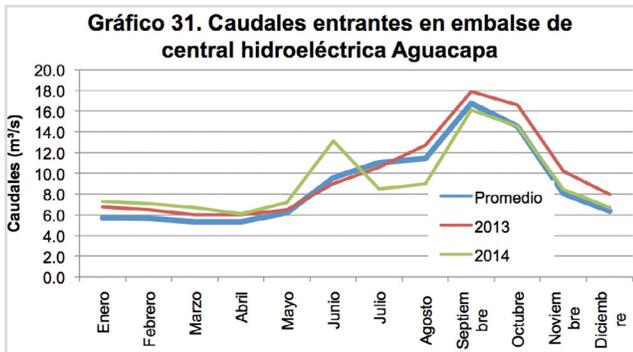
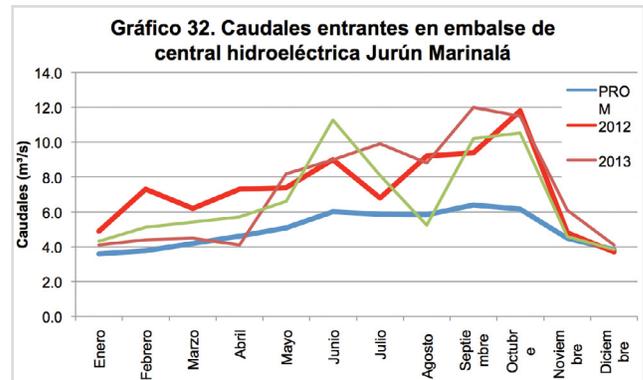


Gráfico 30. Caudales entrantes en embalse de central hidroeléctrica Renace





Por el contrario los primeros meses el año 2014 se reportaron caudales por arriba del promedio histórico debido a los altos acumulados de lluvias registrados durante el fin de la época de lluvia en el 2013 que permitió la recarga de los mantos acuíferos, con lo cual el 2014 inició con caudales arriba del promedio histórico debido a los aportes subterráneos. Asimismo los meses de mayo y junio las condiciones climáticas, debido a frentes fríos en mayo y, durante junio un ambiente húmedo así como el acercamiento de la ZCI y la Depresión Tropical No 2, permitieron tener un período bimensual con altos acumulados de lluvias en general y por consiguiente alta disponibilidad hídrica para la generación hidroeléctrica. En los gráfico 29, 30 y 31 puede observarse como los caudales promedios para estos meses estuvieron por encima del promedio histórico y el año anterior, 2013. 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. En el gráfico 32 se muestran los caudales promedio mensuales entrantes en el embalse Jurún Marinalá. Entre estos municipios se encuentra la Ciudad de Guatemala, Villa Nueva, Villa Canales, Amatitlán y Mixco entre otros, con una densidad poblacional elevada.



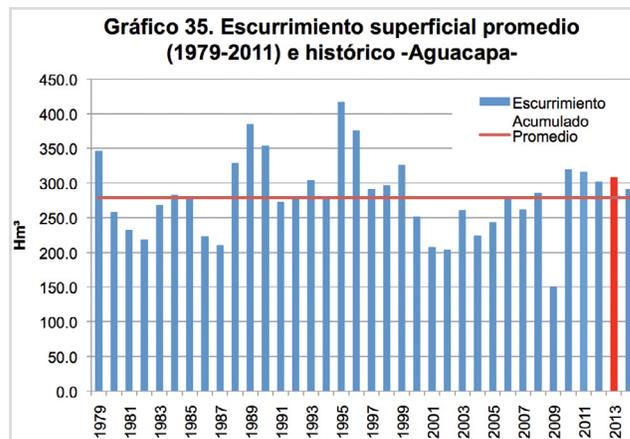
Revisando el volumen total de agua escurrido hacia los embalses de las centrales hidroeléctricas podemos ver que varios de ellos estuvieron al rededor del promedio histórico, esto debido al año promedio en precipitaciones que se ha discutido para el 2014. En los gráficos 33, 34 y 35 pueden observarse estos valores para las centrales hidroeléctricas de Chixoy, Renace y Aguacapa.



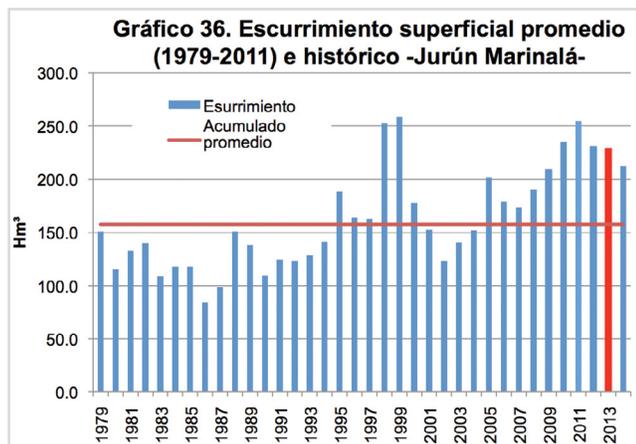
Gráfico 34. Esguurrimento superficial promedio (2004-2012) e histórico -Renace-



Gráfico 35. Esguurrimento superficial promedio (1979-2011) e histórico -Aguacapa-



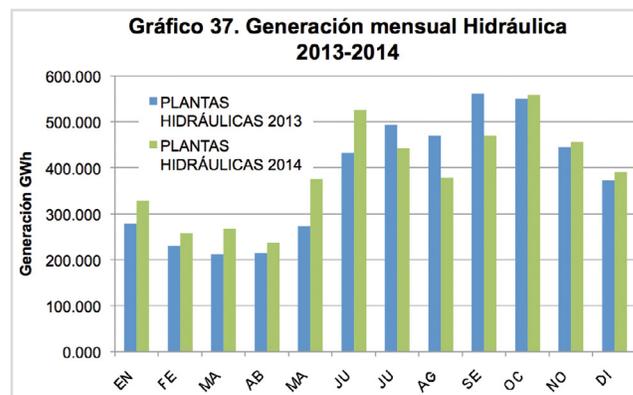
En el caso de Jurún Marinalá este valor fue muy por encima del promedio histórico, ver gráfico 36. Como fue descrito anteriormente, el incremento de la población y por consiguiente las descargas de aguas residuales en el río Villa Lobos, hace que los caudales del mismo sean más estables incluso en épocas secas.



2.4 Generación hidroeléctrica 2014

Derivado de una temporada de lluvia alta durante los meses de septiembre y octubre del 2013, los primeros meses del año 2014 fueron mayores en comparación con los del año 2013 para el mismo período de enero, febrero, marzo y abril. Asimismo el principio de la época de lluvias para el año 2014 con altos acumulados de lluvias, hizo que la generación hidroeléctrica durante el primer semestre del 2014 fuera elevada al compararla con la del año 2013. Por el contrario la canícula prolongada durante los meses de julio y agosto se vio reflejada en la generación hidroeléctrica para el trimestre julio-agosto-septiembre. De manera global, la generación hidroeléctrica para el año 2014 fue mayor al compararla con la del año 2013, año en que la potencia instalada de energía hidráulica era similar. La comparación de generación por mes entre los años 2013 y 2014 puede observarse en el gráfico 37. En general durante el año 2014 la demanda de energía

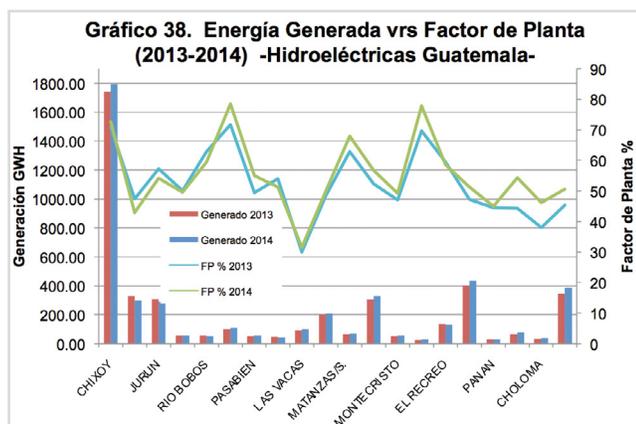
a nivel nacional se ofertó con la misma participación porcentual que el año 2013 siendo esta de 49 y 50% respectivamente.



La generación hidroeléctrica durante la época seca (enero-abril) del año 2014 cubrió aproximadamente el 36% de la demanda nacional, mientras que para la época de lluvia (mayo-octubre) fue del 57% y finalmente, entre noviembre y diciembre el 52%. En total la demanda nacional de energía eléctrica en Guatemala para el año 2014, fue cubierta en un 49% del total por el recurso hidráulico, siendo este valor muy similar al del año 2013 el cual fue de 50%. En la sección 1 se detalla 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 2013 y el 2014, con la excepción de las centrales hidráulicas de Santa Teres y Choloma cuyos factores se incrementaron en 10 puntos aproximadamente. En el caso de la central Santa Teresa el incremento de su factor de planta se debió en parte a que durante el 2013 la misma quedó fuera de operación para el mes de septiembre debido al exceso de sedimentos acumulado en el embalse durante las lluvias. La similitud de factores de planta entre estos dos años se debe a que como se ha menciona-

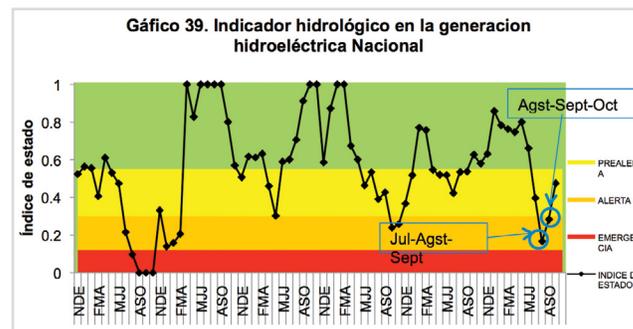
do previamente, ambos años no presentaron eventos de los fenómenos El Niño y La Niña, asimismo ambos años fueron poco impactados por la actividad ciclónica. En el gráfico 38 se esquematizan los factores de planta y la energía generada para las distintas centrales hidroeléctricas conectadas al SIN durante los años 2013 y 2014.



2.5 Indicador hidrológico

Con el objetivo de obtener un monitoreo de disponibilidad hídrica para la generación hidroeléctrica se ha desarrollado un indicador hidrológico, el cual se basa en el acumulado trimestral de caudales entrantes en los embalse de las centrales hidroeléctricas. El indicador en mención es adimensional con valores entre 0 y 1, donde el valor 0 equivale a una sequía o es-tés hídrico extremo y por el contrario 1 equivale a la máxima disponibilidad de éste recurso en un período dado. De acuerdo a los valores que toma el indicador su estado puede ser normal cuando el mismo está en el rango de 1 a 0.55, prealerta 0.54-0.3, alerta de 0.29 a 0.12 y emergencia cuando el valor del mismo es inferior a 0.12. El valor del índice está conformado de manera ponderada por los caudales de las distintas centrales hidroeléctricas conectadas al SNI.

Durante el año 2014 el valor de este indicador se mantuvo durante la mayor parte del tiempo en condiciones normales, sin embargo debido a la canícula prolongada durante los meses de julio y agosto el mismo se desplazó a estado de alerta para los períodos comprendidos entre los trimestres de julio-agosto-septiembre y agosto-septiembre-octubre. En el gráfico 39 se muestra el comportamiento del indicador hidrológico durante los años 2013 y 2014.





demanda DE POTENCIA Y ENERGÍA
ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO (SNI) DE GUATEMALA
DURANTE EL AÑO 2014



3. Demanda de potencia y energía eléctrica del sistema nacional interconectado (SNI) de Guatemala durante el año 2014

3.1 Demanda de potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista

En el Mercado Mayorista la mayor parte de las transacciones se celebran en el Mercado a Término que es el ámbito en donde el comprador y el vendedor acuerdan mediante un contrato la magnitud de la potencia y/o energía comprometida, su precio y el plazo. El responsable de operar y liquidar las transacciones del Mercado a Término con base en lo que las partes acordaron contractualmente es el AMM.

Lo anterior obedece a que una de las obligaciones que la regulación establece es que los Participantes Consumidores deben tener cubierta la Demanda Firme que el AMM les asigna con contratos de Oferta Firme Eficiente. La Demanda Firme es el monto de potencia calculado y asignado por el AMM, que se debe contratar para cubrir el requerimiento de potencia en el momento de máximo requerimiento del SNI durante el Año Estacional. La Oferta Firme Eficiente es el valor de potencia calculado y asignado por el AMM a los Participantes Productores, que éstos pueden comprometer para respaldar Demanda Firme.

Es importante mencionar que la magnitud de la Oferta Firme Eficiente asignada a cada unidad generadora, considera su capacidad física para proveer potencia al SNI, la disponibilidad que durante los últimos 2 años tuvo para el despacho de generación que efectúa el AMM, y su eficiencia económica respecto al parque de generación conectado al SNI.

La obligación que tienen los Participantes Consumidores de contratar Oferta Firme Eficiente para cubrir su Demanda Firme constituye uno de los pilares del Mercado Mayorista, toda vez que se incentiva el Mercado a Término y se garantiza que en el momento en que el SNI se encuentre con su máximo requerimiento de potencia, esta esté garantizada contractualmente con unidades generadoras que efectivamente brinden el respaldo de potencia que se les requiera físicamente.

Al igual que para el caso de la potencia, la mayor parte de las transacciones de energía se celebran mediante contratos en el Mercado a Término, esto obedece a que tanto para el participante productor como para el consumidor, resulta más conveniente estipular contractualmente los términos a los que compran y venden la energía eléctrica, que quedar expuestos a la volatilidad de precios que se presenta en el Mercado Spot. Adicionalmente, los distribuidores que son los mayores consumidores de energía del Mercado Mayorista, por ley tienen la obligación de contar con contratos que cubran sus requerimientos de energía y potencia, contratos que deben ser producto de licitaciones, por lo que la mayor parte de la energía que consumen los distribuidores está contratada y es liquidada en el Mercado a Término.

3.1.1 Potencia

La potencia es la capacidad de consumir o producir energía eléctrica. Esta capacidad de consumir o producir energía eléctrica requiere que, el sistema de

transmisión o de distribución al que el consumidor o productor se encuentre conectado, pueda transmitir la energía que se está consumiendo o produciendo.

A continuación se presenta el detalle de la DF del SNI para el periodo comprendido de 2009 a 2015:

Cuadro 12. Demanda Firme del SNI de 2009-2010 a 2014-2015.

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
2014-2015	1,691.97



3.1.2 Energía

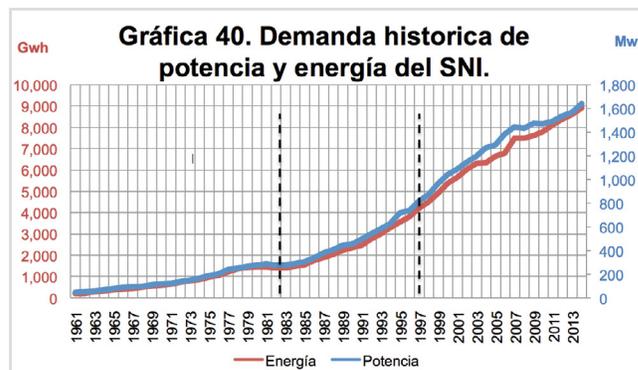
Los requerimientos de energía de los participantes consumidores pueden ser cubiertos mediante contratos en el Mercado a Término o pueden ser cubiertos a través del Mercado de Oportunidad de la Energía (Mercado Spot) donde los precios se fijan horariamente.

Cada participante consumidor cuenta 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

En la gráfica 40 se muestra el comportamiento histórico de la demanda; se pueden identificar tres etapas claves que determinaron la demanda histórica del SNI. Al inicio de la gráfica 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 don-

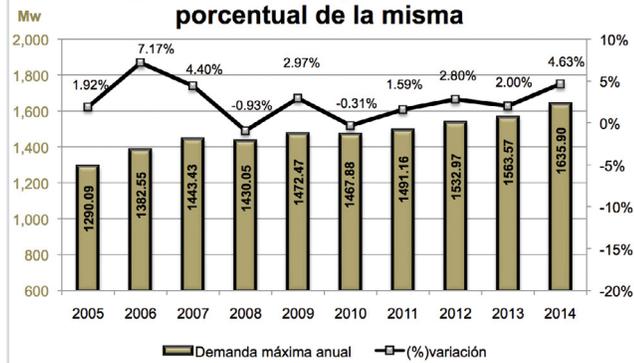
de el crecimiento promedio interanual fue de 4.48% y de 5.02% para la potencia y energía respectivamente; años en los cuales la demanda siempre ha mostrado crecimiento a pesar de que en el año 2008 estalló la crisis económica mundial que generó una desaceleración de -0.93% para la potencia.



A continuación se presenta la gráfica 41 que proporciona información acerca de la demanda máxima de potencia del SNI con su respectivo crecimiento interanual correspondiente al periodo de 2007 a 2014.

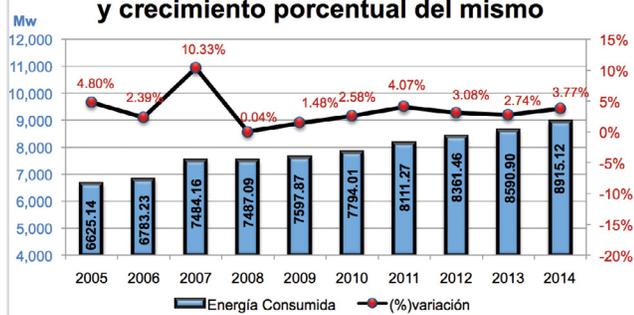
Como se puede observar la demanda máxima de potencia ha mantenido una tendencia ascendente en los últimos 8 años con un variación porcentual de 2.14% en promedio durante dicho periodo. Se puede observar que el último año presentó un crecimiento de 4.63%, siendo más del doble del crecimiento en el año 2013 y asimismo, siendo el mayor crecimiento visto en los últimos 8 años con una demanda máxima de potencia de 1635.90 MW.

Gráfica 41 Demanda máxima de potencia del SNI y crecimiento porcentual de la misma



De acuerdo con los datos mostrados en la gráfica 42 se puede observar el comportamiento del consumo de energía del SNI con su respectiva variación porcentual interanual. En el 2014 se tuvo un consumo de energía eléctrica de 8915.12 GWh que representa un crecimiento respecto al año anterior de 3.77% superior al crecimiento que se presentó para el año 2013.

Gráfica 42 Consumo de energía del SNI y crecimiento porcentual del mismo



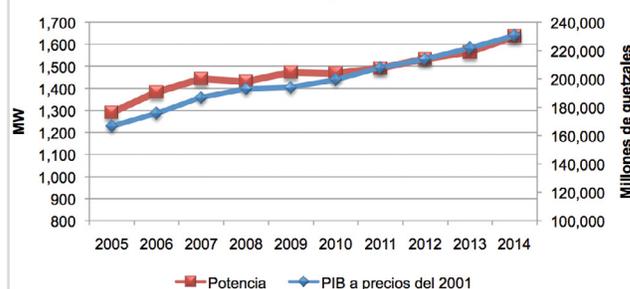
Existen una serie de factores en la actividad económica que pueden influir sobre el crecimiento de la demanda de potencia y energía del SNI, entre los cuales se pueden mencionar la estabilidad en el nivel general de precios, estabilidad del tipo de cambio, fortalecimiento del mercado interno, desempeño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

1 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/menugen.asp?kmenu=CUENTA>

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 43, se presenta el desenvolvimiento del PIB Real, es decir, a precios constantes del año 2011 de Guatemala¹ para el periodo de 2002 a 2014, 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 2014, el crecimiento de la demanda de potencia y del PIB fueron bastante similares con valores de 5% y 4% respectivamente.

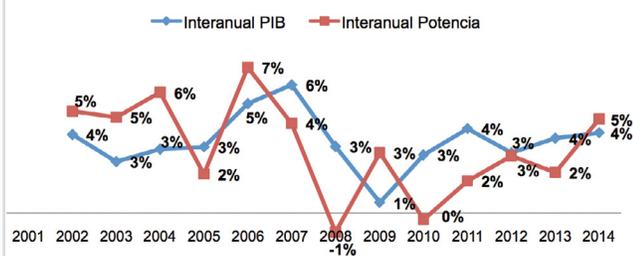
Gráfica 43 Demanda de potencia - PIB Real



Derivado del análisis de la gráfica anterior, se muestra en la gráfica 44 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 periodo atrasado con 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, se tiene una correlación del 97% entre ambas variables, lo que nos indica que la variabilidad del PIB Real se puede explicar con 97% de certeza por la variabilidad de la demanda de potencia del SNI.

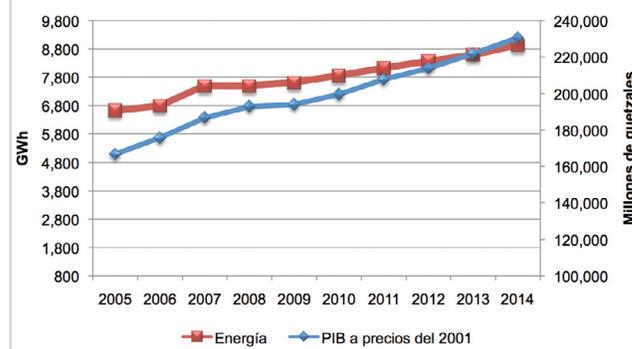
Gráfica 44 Crecimiento Interanual PIB Real vs Demanda de Potencia 2002-2014



De la misma manera, la gráfica 45 proporciona información respecto al PIB Real de Guatemala desde el año 2005 hasta el 2014 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 2014, el PIB

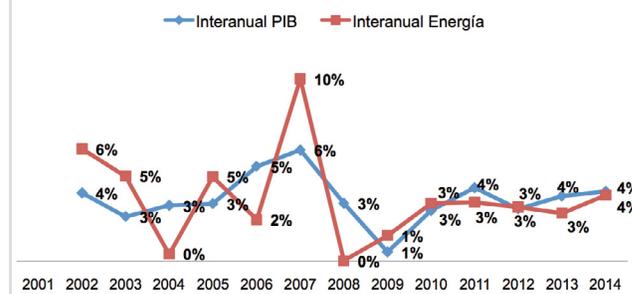
Real y la demanda de energía crecieron de igual forma siendo este crecimiento del 4% para cada uno.

Gráfica 45 Demanda de energía vs PIB Real



Continuando el análisis, la gráfica 46 muestra las tasas de crecimiento de las variables descritas anteriormente, en ella se visualiza de manera fácil la similitud del comportamiento de crecimiento que existe entre el PIB y la demanda de energía, con una correlación del 99% para el periodo de 2002 a 2014, 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.

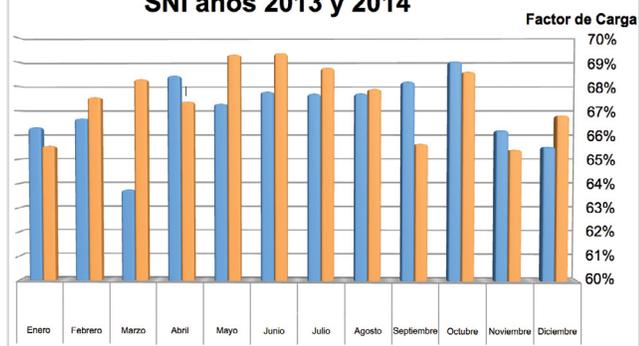
Gráfica 46 Crecimiento Interanual PIB Real vs Consumo de Energía 2002-2014



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 efi-

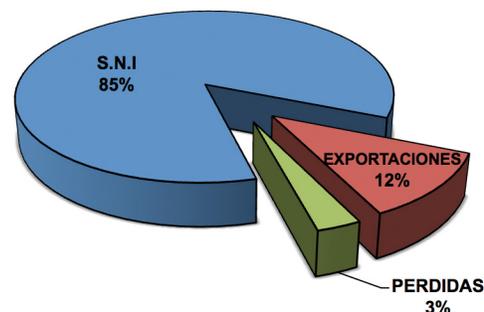
ciencia en el uso del parque generador del sistema. Tal y como se observa en la gráfica 47, el factor de carga presentó sus valores máximos a mediados del año 2014. En promedio, el factor de carga para 2014 se situó en 68% aproximadamente, similar al año anterior, que puede atribuirse entre otras cosas al excedente de generación que se tiene del cual una parte se exporta al MER.²

Gráfica 47 Factor de carga mensual del SNI años 2013 y 2014



En la gráfica 48 se muestra la distribución del consumo total de energía el cual corresponde el 85% al SNI, el 12% a exportaciones al MER y el 3% atribuido a pérdidas en el sistema. De acuerdo a los datos presentados se incremento al doble el porcentaje de la energía que fue exportada en el año 2014 con relación al 2013; esto dado a que de 587.85 GWh, que representó un 6% de la energía total generada, se exportaron este último año 1206.85 GWh los que representa un 12%. Además se observa un decremento en el porcentaje que representa las pérdidas, reduciéndose 0.17% respecto al año anterior, lo que indica una mejora en el aprovechamiento de la energía generada.

Gráfica 48 Consumo total de energía



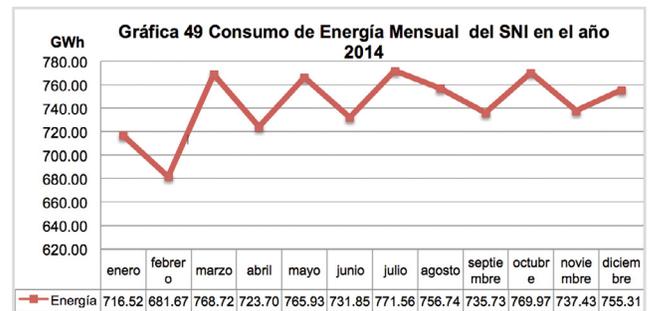
² La información correspondiente a la exportación de energía será ampliada en la sección 5 del presente informe.

3.3 Requerimientos de potencia y energía eléctrica de los Participantes Consumidores en el Mercado Mayorista durante el 2014

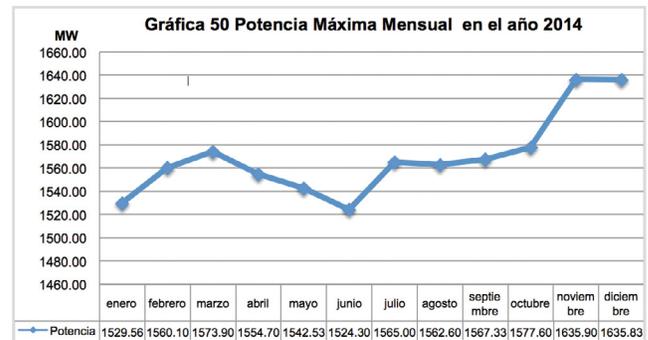
Considerando que los Participantes Consumidores representan el mayor porcentaje del total de la demanda de energía y potencia del SNI, en las siguientes gráficas se informan los resultados sobre los requerimientos

de potencia y energía eléctrica durante el periodo correspondiente al año 2014.

Para el año 2014 se observa en la gráfica 49 la demanda total de energía mensual con promedio de 742.93 GWh. El consumo mensual de energía presenta variaciones que responden principalmente a la cantidad de días que tiene cada mes, esto se puede ver ya que en febrero se presenta el menor consumo debido a ser el mes con menor cantidad de días.



Por otra parte, en la gráfica 50 se observa la demanda máxima de potencia mensual, el valor más bajo se observa en junio con 1524.30 MW y el valor más alto en noviembre con 1635.83 MW, el promedio durante el 2014 fue 1569.11 MW.



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 2014

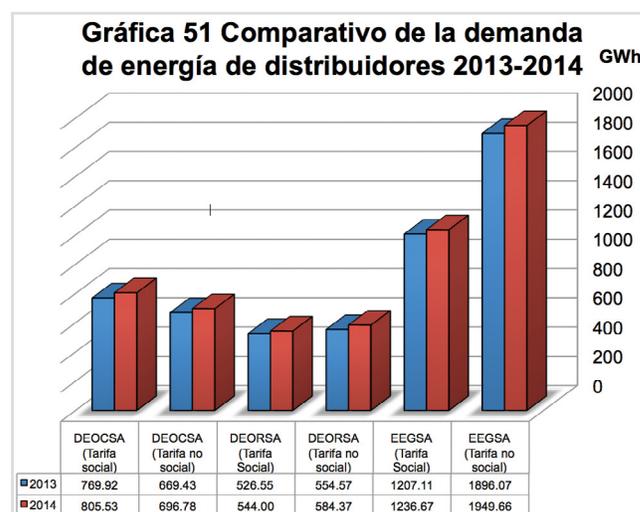
Los usuarios del servicio de distribución final son clasificados en dos grandes grupos en función a que su consumo exceda o no de 300 kWh al mes para dar cumplimiento al Decreto 96-2000 del Congreso de la República de Guatemala, “Ley de la tarifa social para el suministro de energía eléctrica”. Los usuarios con consumo mensual igual o menor a 300 kWh entran en el grupo de usuarios afectos a la tarifa social para el suministro de energía eléctrica, y los que excedan de 300 kWh quedan fuera de dicha categoría y constituyen el grupo de “tarifa no social”. A cada uno de estos dos grupos de usuarios del servicio de distribución final de cada distribuidor, le corresponde una Demanda Firme –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 2014 EEGSA consumió un total de 3,186.33 GWh, DEOCSA consumió un total fue de 1,502.30 GWh y DEORSA un total de 1,128.37 GWh, registrando las 3 distribuidoras un consumo mayor al del año 2013. Los meses identificados con un consumo máximo de energía por parte de los distribuidores, son julio para EEGSA, diciembre para DEOCSA y marzo para DEORSA.

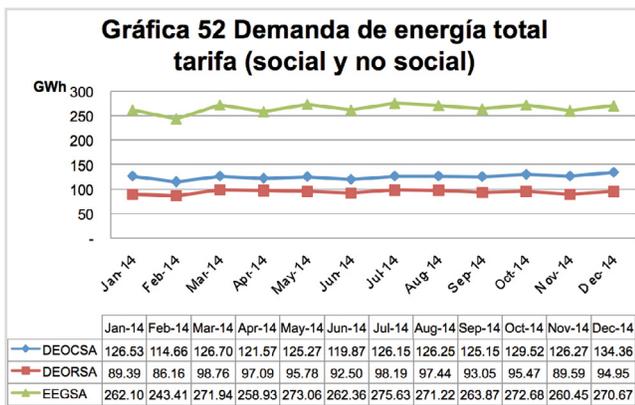
Tal y como se muestra en el cuadro 13 el crecimiento de la demanda de energía por parte de las distribuidoras para el año 2014 fue de 3.44% respecto al 2013, donde el crecimiento máximo lo obtuvo, al igual que el año 2013, DEORSA para la Tarifa No Social con un incremento de 5.37%. De igual forma en la gráfica 51 se aprecia el comportamiento anual de la demanda de energía de las distribuidoras comparativamente para los años 2013 y 2014, donde se evidencia el crecimiento de demanda de energía que han tenido las distribuidoras.

Cuadro 13. Demanda de energía en GWh para las distribuidoras clasificadas por Tarifa Social y Tarifa No Social durante el periodo 2013-2014.

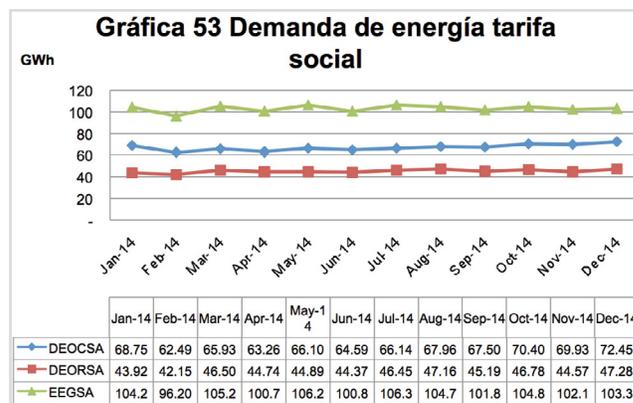
Demanda de energía en GWh	2013	2014	Variación respecto a 2013
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. (Tarifa social)	769.92	805.53	4.62%
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (Tarifa no social)	669.43	696.78	4.09%
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (Tarifa Social)	526.55	544.00	3.31%
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (Tarifa no social)	554.57	584.37	5.37%
Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (Tarifa Social)	1,207.11	1,236.67	2.45%
Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (Tarifa no social)	1,896.07	1,949.66	2.83%
Total	5,623.65	5,817.01	3.44%



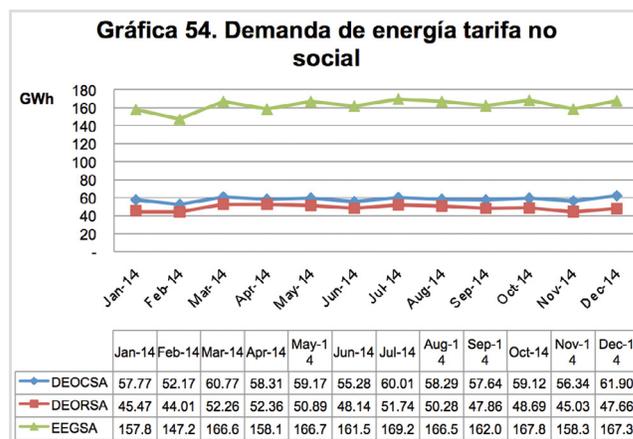
En la gráfica 52 se muestra la energía total mensual demandada (Tarifa Social y No Social) que corresponde a los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA durante el periodo 2014. Se observa que las 3 distribuidoras mantuvieron comportamientos relativamente constantes, de las cuales el promedio mensual de EEGSA fue de 265.63 GWh, para DEOCSA fue 125.19 GWh y DEORSA con 94.03 GWh.



De forma desagregada, en la gráfica 53 se muestra el consumo 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 1,236.67 GWh mientras que DEORSA y DEOCSA tuvieron un consumo total de Tarifa Social de 544.00 GWh y 805.53 GWh respectivamente. El consumo total de energía de los usuarios de la Tarifa Social de las distribuidoras durante el 2014 fue de 2586.19 GWh, lo que equivale a un incremento de un 3.30% respecto al consumo en el año 2013.



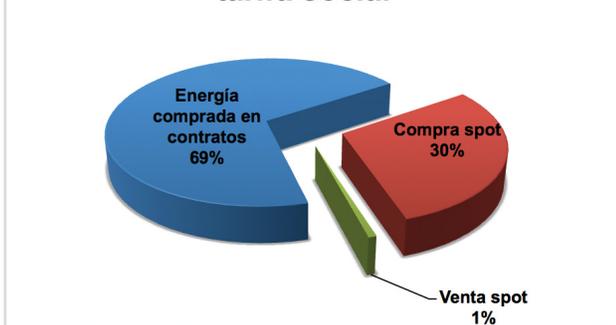
Seguidamente, en la gráfica 54 se observa el consumo mensual de los usuarios para la Tarifa No Social de cada una de las distribuidoras. En dicha gráfica se puede apreciar que el consumo total para la Tarifa No Social de EEGSA fue de 1,949.66 GWh, DEORSA tuvo un consumo total de 584.37 GWh mientras que el de DEOCSA alcanzó los 696.78 GWh, dando un total de 3,230.81 GWh para la tarifa no social y un crecimiento de 3.55% respecto al año 2013.



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.

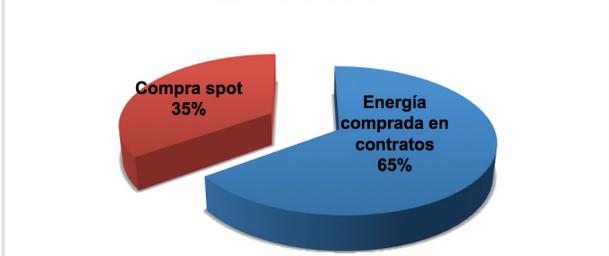
Tal y como se observa en la gráfica 55 DEOCSA durante el periodo 2014 compró en el Mercado Spot el 30%, lo cual es 16% más que el año 2013, de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social y participó en la venta de energía en el spot en un 1%. El hecho de que DEOCSA tuviera participación en la venta de energía quiere decir que estuvo sobre contratada durante el 2014.

**Gráfica 55 Compra de energía DEOCSA
tarifa social**



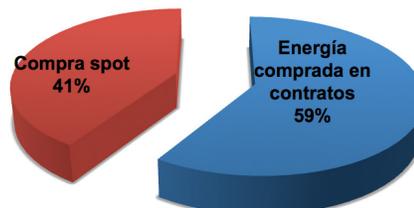
De igual forma la gráfica 56 muestra que DEORSA durante el periodo 2014 compró en el Mercado Spot el 35% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social, lo cual significa un 16% más que el año 2013.

**Gráfica 56 Compra de energía DEORSA
tarifa social**



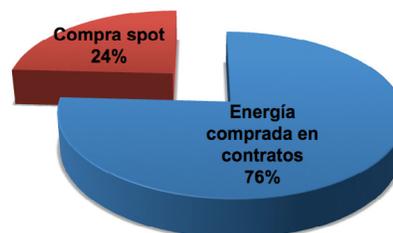
Asimismo en la gráfica 57 se observa que EEGSA en el año 2014 compró en el Mercado Spot el 41% de la energía utilizada para cubrir el consumo de los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social, esto representa un 6% más respecto al año 2013.

**Gráfica 57 Compra de energía EEGSA
tarifa social**



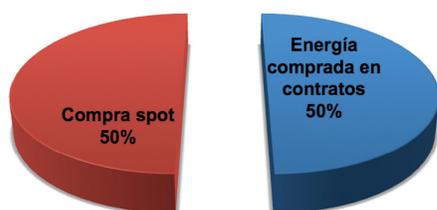
Lo correspondiente a la Tarifa No Social se muestra a continuación. En la gráfica 58 se puede observar que DEOCSA compró el 24% de la energía en el Mercado de Oportunidad de la Energía para cubrir la demanda de sus usuarios con tarifa no social siendo esto un 1% menos que el año pasado.

**Gráfica 58 Compra de energía DEOCSA
tarifa no social**



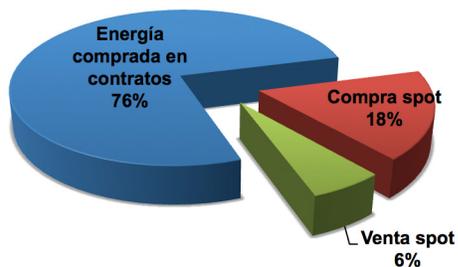
Por su parte, DEORSA presentó una subcontratación de energía para cubrir demanda de sus usuarios con tarifa no social. Esto se puede apreciar en la gráfica 59 ya que DEORSA compró el 50% de energía dentro del Mercado Spot, lo que fue muy similar al año 2013 donde su porcentaje de compra de energía en este mercado fue de 56%.

**Gráfica 59 Compra de energía DEORSA
tarifa no social**



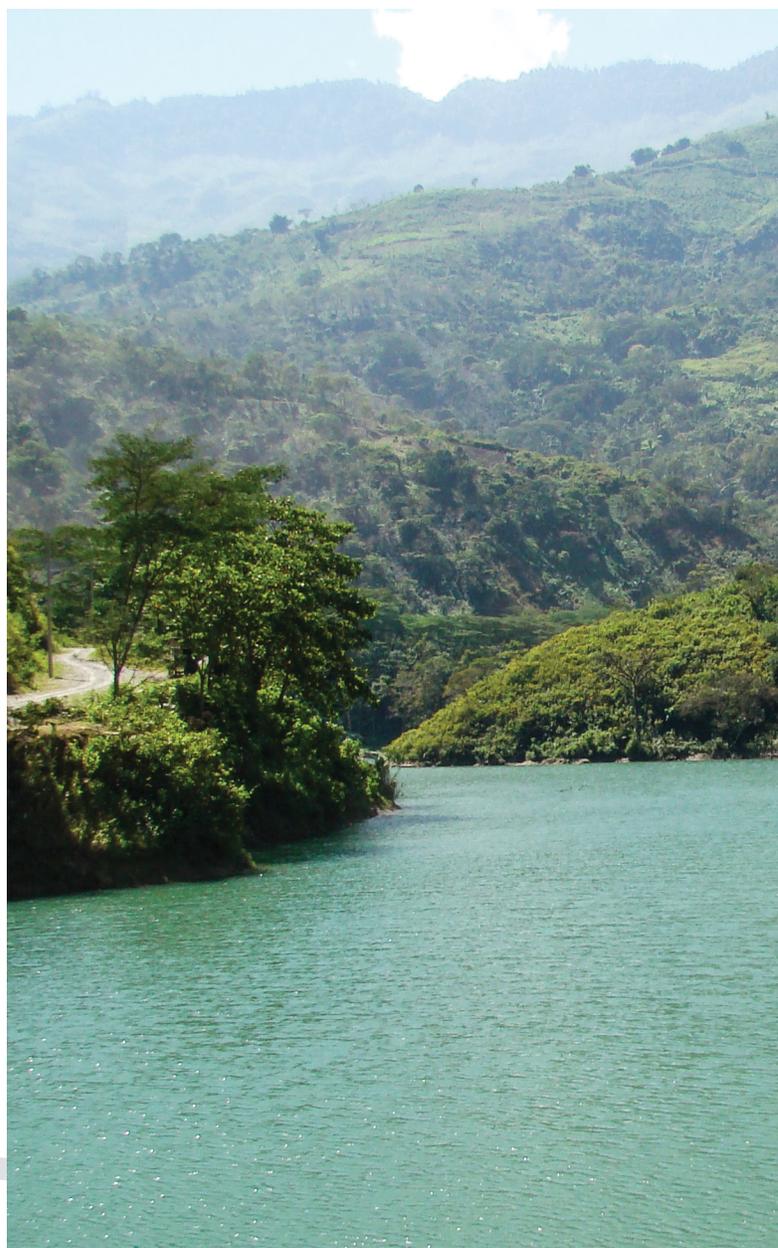
Dado que los “contratos existentes” han ido expirando, la sobrecontratación de EEGSA cada vez es menor y esto se refleja en que su participación en la venta de energía en el Mercado de Oportunidad se va reduciendo, siendo así que este año únicamente vendió el 6% de la energía producida por estos contratos representando 4% menos que el año 2013 y además participando en 18% en compras en el Mercado Spot como se observa en la gráfica 60.

**Gráfica 60 Compra de energía EEGSA
tarifa no social**



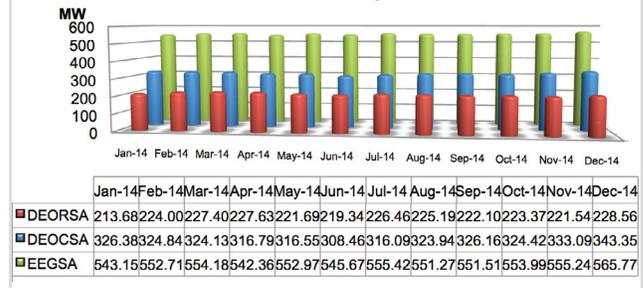
b. Requerimiento de potencia de las distribuidoras para el año 2014

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 61 ejemplifica la Demanda Firme Efectiva –DFE- Total de potencia que las tres distribuidoras consumieron durante el año 2014.

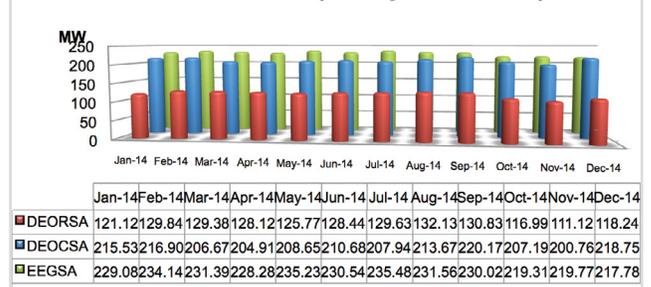
Gráfica 61 Demanda Firme Efectiva total (tarifa social y no social, incluyendo CAD)



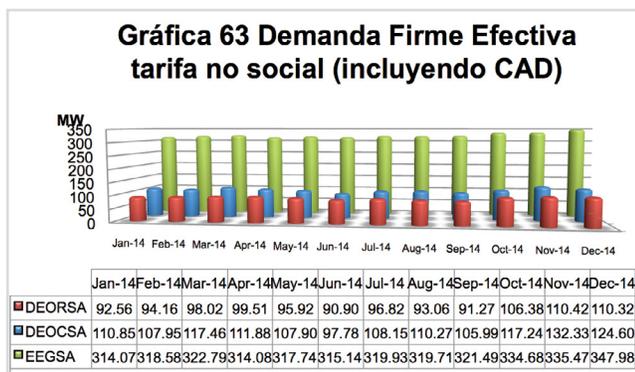
De acuerdo a los datos presentados en la gráfica anterior el promedio mensual de la DFE de EEGSA durante el periodo 2014, fue de 552.02 MW. El promedio mensual de la DFE para DEOCSA fue de 323.68 MW. Para DEORSA el promedio mensual fue de 223.41 MW. Cabe resaltar que en diciembre fue el mes en que las tres distribuidoras tuvieron su mayor requerimiento de potencia.

Si separamos la Demanda Firme Efectiva para tarifa social con CAD incluido, como se observa en la gráfica 62, se observa que EEGSA promedió 228.55 MW, DEOCSA con 210.98 MW y por su parte DEORSA con 125.13 MW.

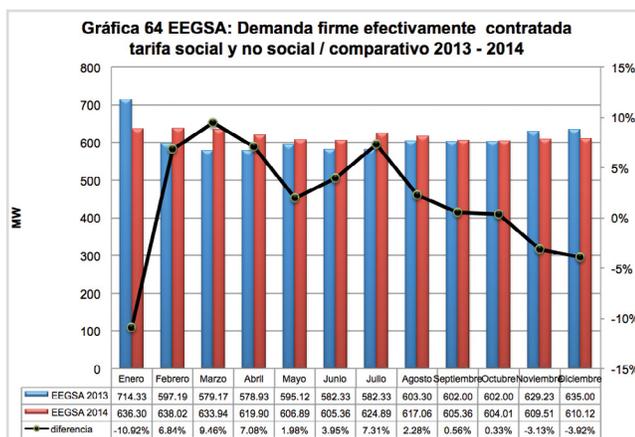
Gráfica 62 Demanda Firme Efectiva tarifa social (incluyendo CAD)



De igual forma la DFE correspondiente a la tarifa no social se tiene que para el año 2014, EEGSA promedió 323.47 MW, DEOCSA con 112.70 MW y DEORSA 98.28 MW; como se muestra en la gráfica 63.

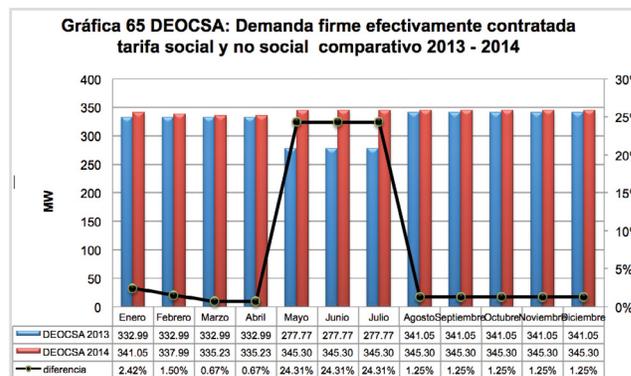


La Demanda Firme Efectivamente Contratada –DFEC– es el valor promedio de los valores contratados de potencia de cada distribuidora para cubrimiento de su DF. En la gráfica 64 se muestra un análisis comparativo del comportamiento de la DFEC para los años de 2013 a 2014 correspondiente a EEGSA. Para el año 2014 se tiene un promedio anual de 617.61 MW, mostrando alza en la mayoría de los meses excepto en enero, noviembre y diciembre respecto al año 2013.



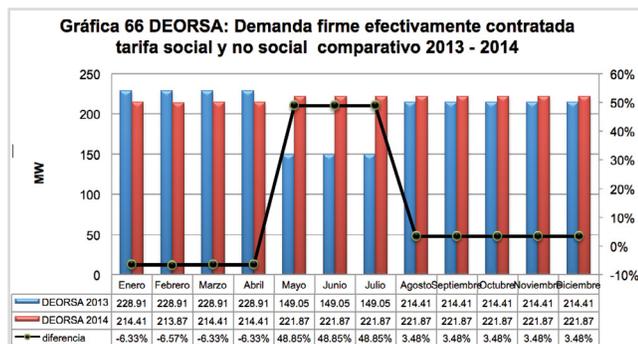
En la gráfica 65, se observa que la DFEC total para DEOCSA fue de 342.66 MW en promedio durante

2014, el cual representa un incremento al año anterior. Se puede observar que en todos los meses presenta un alza respecto al año 2013, sobre todo en los meses de mayo a julio debido al vencimiento de contratos existentes el año anterior, por lo que este año ya se cubrió dicha demanda.



También DEORSA presenta un alza marcada para los meses de mayo a julio, lo cual se debe al mismo fenómeno; en este caso DEORSA promedió durante el

año una DFEC de 219.34 MW como se observa en la gráfica 66.



3.3.2 Grandes Usuarios

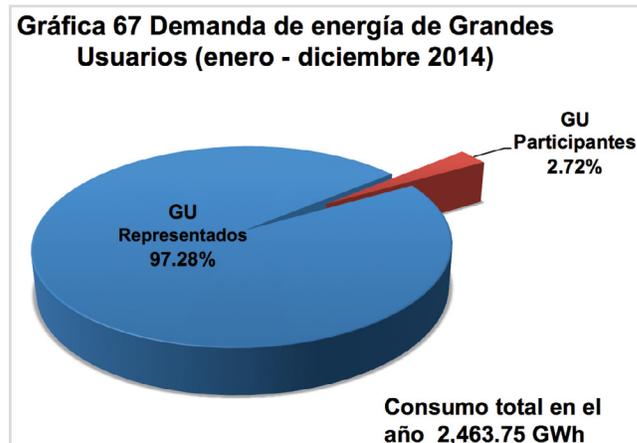
Los Grandes Usuarios –GU- son Participantes del Mercado Mayorista en el que caso que su demanda de potencia exceda el límite estipulado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad; actualmente ese límite es de 100 kW. El GU tiene la característica que el precio de la electricidad que consume no 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 a 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 2014

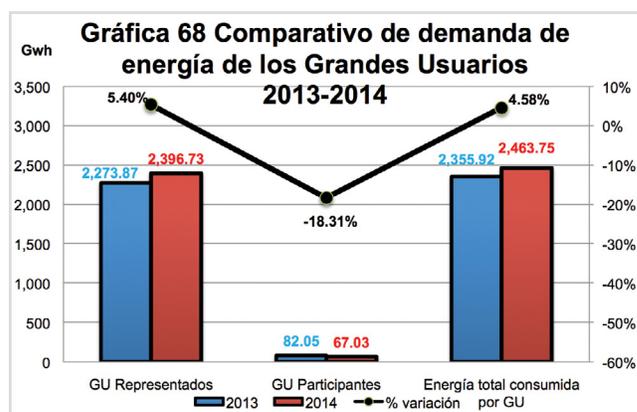
La demanda de energía de los GU (participantes y representados) durante el periodo 2014 fue de 2,463.75 GWh, lo que representa un incremento de 4.58% en comparación con el año 2013. De acuerdo a la gráfica 67 del total de energía consumida por los Grandes

Usuarios durante el 2014, el 2.72% fue consumida por los GU Participantes y el 97.28% por los Representados.



b. Evolución del requerimiento de energía

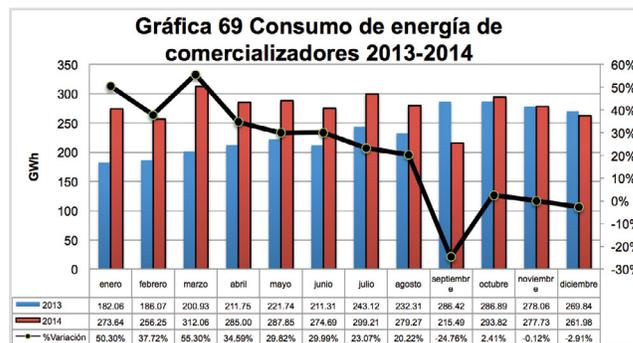
En la gráfica 68 se puede observar la comparación en el consumo de energía de los GU. Vemos que los GU con Representación tuvieron un aumento porcentual de 5.40% mientras que los GU Participantes tuvieron un decremento de 18.31% lo que se traduce en un total de crecimiento en el consumo por todos los GU de 4.58%. Lo anterior se debe al aumento de los GU con Representación.



La gráfica 69 se muestra el porcentaje de energía que los comercializadores demandaron durante el periodo 2014 en representación de los GU, siendo Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A., la que presentó el mayor porcentaje de consumo de energía, con un total de 767.14 GWh.

Se ve un alza en el consumo de energía de los comercializadores, esto puede darse entre otras causas, por la preferencia de los GU a confiar en las comercializadoras dada su capacidad y experiencia con la que se manejan en el mercado eléctrico. Vemos un crecimiento promedio de 21.30%, de lo cual solo en los meses

de septiembre, noviembre y diciembre se ven bajas, presentando el resto del año crecimiento del consumo hasta en 55.30% como se ve en el mes de marzo.





aspectos RELEVANTES DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD



4. ASPECTOS relevantes del Mercado Mayorista de Electricidad

4.1 Servicios complementarios

Una de las principales funciones del Administrador del Mercado Mayorista –AMM-, es coordinar la operación del Sistema Nacional Interconectado –SNI- de tal forma que la energía eléctrica que fluye a través de él se mantenga dentro de los parámetros de calidad que la normativa establece. Para el efecto, el AMM dispone del parque de generación, el cual despacha al mínimo costo para abastecer la demanda de potencia y energía que el SNI requiere del sistema de transmisión cuya operación debe coordinar efectivamente; y de algunos servicios prestados por ciertos agentes, de los que puede disponer para que el resultado de la operación cumpla con la calidad requerida en la normativa.

Los servicios a los que nos referimos en el párrafo anterior se conocen como Servicios Complementarios. Tienen como propósito que el operador disponga de energía adicional para absorber desbalances entre carga y generación; que ante una contingencia cuente con unidades generadoras que puedan ser arrancadas y sincronizadas al sistema rápidamente o demanda que pueda interrumpir, y que haya disponibles unidades generadoras con las que pueda levantar el SNI después de una interrupción total.

La forma en que se operan y liquidan los Servicios Complementarios en el Mercado Mayorista de Electricidad –MME- está regulada en las Normas de Coordinación. Actualmente en el MME se prestan los siguientes Servicios Complementarios: Reserva Rodante Operativa

(RRO), Reserva Rápida (RRa), Demanda Interrumpible y Arranque en Negro

La Reserva Rodante Operativa –RRO- y la Reserva Rápida –RRa- son operadas y liquidadas por el AMM a través de mecanismos de mercado que tienen por objeto promover competencia. Por lo que en esta sección estos son los dos Servicios Complementarios que abordaremos.

4.1.1 Reserva rodante operativa (RRO)

En la operación de un sistema eléctrico de potencia, el mantener el balance entre demanda y generación es fundamental toda vez que, si hay más demanda que generación la frecuencia del sistema bajará, si hay más generación que demanda la frecuencia del sistema subirá. Si la frecuencia se aleja de su valor nominal se provocarán disparos de demanda o generación en el sistema o bien, se podría afectar la operación de los equipos que los usuarios conectan.

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

Para absorber los desbalances entre demanda y generación el 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 –RRR- y a la reserva secundaria de energía se le denomina Reserva Rodante Operativa –RRO-.

La RRR es energía que todos los generadores que estén operando en el SNI deben aportar adicionalmente a la que generan por requerimiento del despacho, la normativa estipula que el aporte de energía para la RRR debe ser un 3% de la generación que es convocada en cada hora. La RRR tiene como propósito responder instantáneamente ante los desbalances de carga-generación, es aportada por todos los generadores que están operando y dura un lapso muy breve.

La RRO es energía producida por generadores que voluntariamente presentaron ofertas para prestar ese servicio. Su función es absorber los desbalances de carga-generación que permanezcan una vez agotada la RRR hasta que la frecuencia haya recuperado su valor nominal.

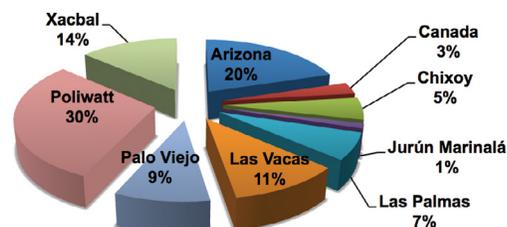
La normativa establece que los agentes interesados en prestar el servicio de RRO pueden presentar cada semana ofertas por dicho servicio, por un valor que no supere el doble del promedio del Precio Spot de los 12 meses anteriores; siendo decisión del AMM, en función del precio de la oferta y del resultado del costo total de la operación, la asignación de las unidades que prestarán este servicio durante la semana. En el 2014 el servicio de RRO fue prestado por las nueve centrales generadoras que se observan en el Cuadro 14.

Cuadro 14. Unidades que participaron en la prestación de RRO (año 2014)

1	Arizona (1,2,4,5,6,7,8,10)	6	Las Vacas (1,2)
2	Canadá	7	Palo Viejo (1,2)
3	Chixoy 2	8	Poliwatt (1-7)
4	Jurún Marinalá (2,3)	9	Xacbal (1,2)
5	Las Palmas (1,2,3,4)		

En la gráfica 70 se observa el porcentaje de participación en la remuneración de cada una de las centrales generadoras que prestó el servicio de RRO durante el 2014. Cabe mencionar que las centrales térmicas Poliwatt y Arizona fueron las de mayor participación, seguidas por Xacbal, Palo Viejo y Las Vacas.

Gráfica 70 Participación en la remuneración de RRO durante el año 2014



En la gráfica 71 se pueden observar los precios promedio de las ofertas presentadas por las centrales que prestaron servicio de RRO a lo largo del año 2014. Las centrales con ofertas más bajas no necesariamente fueron las que resultaron con mayor participación, debido a que en la asignación de este servicio además

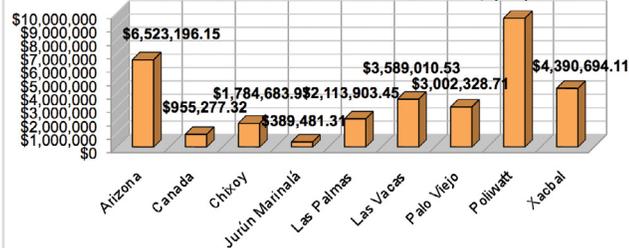
del valor de la oferta, el AMM también considera el costo total de la operación.

Gráfica 71 Precio promedio ofertado por el servicio de RRO durante el año 2,014



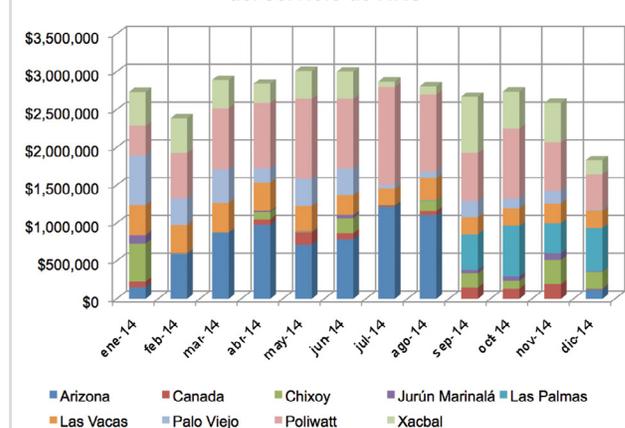
En la gráfica 72 se puede ver la remuneración que cada una de las centrales generadoras tuvo durante el 2014 por haber prestado el servicio de RRO, siendo la que mayor remuneración obtuvo Poli watt con USD 9,623,493.68 y la que menor remuneración obtuvo Jurún Marinalá con USD 389,481.31.

Gráfica 72 Remuneración del servicio de RRO durante el año 2014



Como se puede observar en la gráfica 73 la remuneración mensual por la prestación de la RRO es variable, dado que la asignación de este servicio está en función del valor de la oferta presentada y del costo total de la operación. 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 15.

Gráfica 73 Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRO



Cuadro 15. Detalle de la Remuneración Mensual por RRO (Valores en USD)

Central	Ene-14	Feb-14	Mar-14	Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	Sep-14	Oct-14	Nov-14	Dic-14	Total
Arizona	150674.39	587443.20	871311.23	979366.24	713625.93	785592.40	1213533.14	1101874.62				119775.00	6523196.15
Canadá	77086.61			70690.76	162782.52	79752.68	18152.10	56001.17	148227.80	134777.64	193325.76	14480.28	955277.32
Chixoy	499130.94	4726.80	3125.45	95912.10	10873.30	198062.81	10827.76	133973.89	186822.82	100286.55	318488.10	222453.45	1784683.97
Jurún Marinalá	114364.52	10887.50	2877.24	13904.86	4275.84	41542.52		207.50	45439.01	60663.58	89131.56	6187.18	389481.31
Las Palmas								8644.00	470908.86	666982.06	395747.21	571621.32	2113903.45
Las Vacas	393752.85	373241.08	391547.60	373520.25	333432.73	263296.94	213975.23	293954.15	225083.20	233686.95	264022.10	229497.45	3589010.53
Palo Viejo	657392.36	351288.00	439781.71	188475.41	359287.13	348911.90	45013.76	85500.21	213706.15	128551.18	164335.24	20085.66	3002328.71
Poli watt	392524.10	599125.81	809332.11	867227.93	1056688.64	924045.27	1296973.20	1018019.91	635812.14	924566.97	640486.45	458691.15	9623493.68
Xacbal	448696.97	458726.09	374254.7	253447.8	368828.96	359307.31	71725.73	109691.75	745639.4	488038.1	522467.3	189870	4390694.11

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 uni-

dades generadoras el valor de su oferta, misma que no puede ser superior al precio de referencia de la potencia, el cual es de 8.90 USD/KW

Por ser un contrato existente, la central Tampa tiene prioridad en la asignación de la RRa y esto se ve reflejado en su alto porcentaje de participación. A pesar de lo anterior, en el año 2,014 otras diez unidades fueron asignadas para prestar este servicio como se observa en el Cuadro 16.



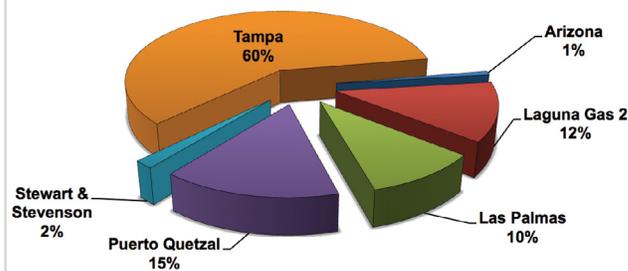
Cuadro 16. Unidades generadoras que prestaron el servicio de RRA (año 2014)

Cuadro 16. Unidades generadoras que prestaron el servicio de RRA (año 2014)			
1	Arizona 2	7	Puerto Quetzal 2
2	Arizona 3	8	Puerto Quetzal 3
3	Laguna Gas 2	9	Puerto Quetzal 7
4	Las Palmas 3	10	Stewart & Stevenson
5	Las Palmas 4	11	Tampa 1
6	Puerto Quetzal 1		

En la gráfica 74 se observa que la central generadora Tampa fue la que más remuneración obtuvo por su participación en la prestación de la RRA con un 60% de la remuneración total que se pagó durante el 2014 por dicho servicio. Cabe mencionar que el contrato existente que sostiene Tampa con EEGSA llega a su fecha de vencimiento en el segundo semestre del año 2,015, por lo que se prevé una mayor distribución de la asignación del servicio, así como menores costos asociados a la prestación del mismo.

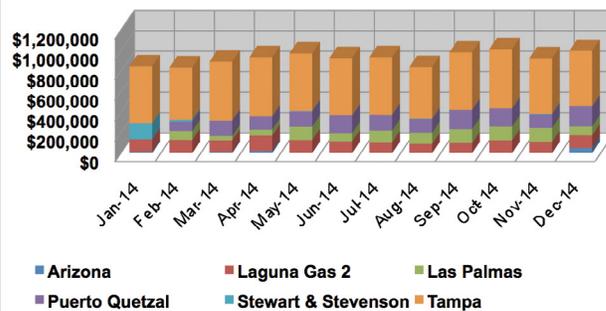
tente que sostiene Tampa con EEGSA llega a su fecha de vencimiento en el segundo semestre del año 2,015, por lo que se prevé una mayor distribución de la asignación del servicio, así como menores costos asociados a la prestación del mismo.

Gráfica 74 Participación en la remuneración por la prestación de servicio de RRA 2014

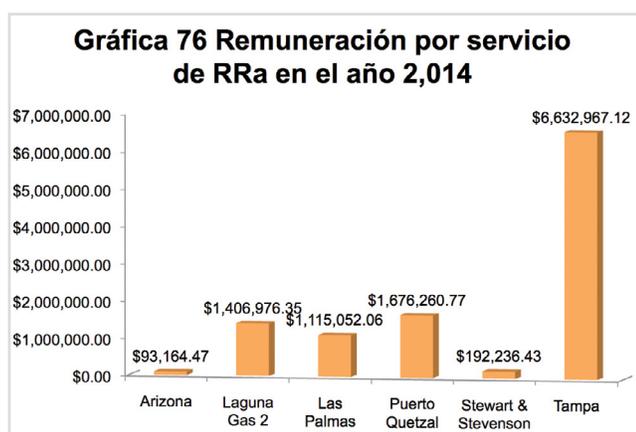


En la gráfica 75 se observa que en todos los meses Tampa abarcó la mayoría de la remuneración del servicio de RRA, por lo que la participación del resto de centrales se ve mermada, a tal punto que algunas no fueron asignadas en ciertos meses.

Gráfica 75 Remuneración mensual por prestación del servicio de RRA 2014



En la gráfica 76 se encuentra reflejada la remuneración total que cada central generadora recibió durante el 2014 y, siguiendo la misma línea de lo que se ha observado, Tampa es la que mayor remuneración recibió con USD 6,632,967.12 de un total anual de USD 11,116,657.20.



4.2 Generación forzada

Es la generación convocada fuera del despacho económico. Al no haber sido convocada por orden de mérito se considera generación forzada cuando la unidad generadora resulta generando por más de 15 minutos en su régimen de operación normal.

Los tipos de generación forzada que se presentaron en el año 2014 se observan en el Cuadro 17.

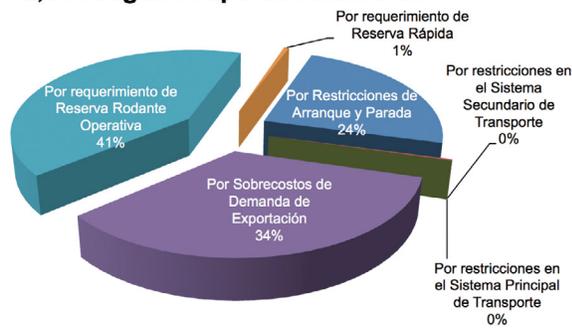
Cuadro 17. Causas de restricción para Generación Forzada (año 2014)
Restricción Arranque y Parada
Restricción Sistema Principal de transporte
Restricción Secundario de Transporte
Asociado a Reserva Rodante Operativa
Asociado a Reserva Rápida
Exportación de energía

Como se observa en la gráfica 77 en el año 2014 la mayor parte de la generación forzada se originó por re-

querimientos de Reserva Rodante Operativa. La generación forzada originada por demanda de exportación y por restricciones de arranque y parada representó una parte importante del total de generación que se forzó en el 2014.



Gráfica 77 Generación forzada durante el año 2,014 según el tipo de restricción



La generación forzada por RRO se produce cuando el costo variable de la central generadora convocada para prestar el servicio de RRO, es superior al Precio Spot de esa hora. Este sobre costo es pagado por los participantes consumidores.

La generación forzada por demanda de exportación se produce cuando para honrar una exportación, es necesario convocar a una central generadora adicional a las que están cubriendo la demanda del SNI. Este sobre costo es pagado por el participante exportador.

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, a 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. Este sobre costo es pagado por los participantes consumidores.

En la gráfica 78 aparece el detalle mensual de los sobre costos por generación forzada por cada uno de los motivos o tipo de restricción. Es fácil observar que en el mes de junio existió un incremento en los sobre costos por generación forzada; durante el mismo, la generación forzada por demanda de exportación, RRO y arranque y parada muestran un aumento considerable.

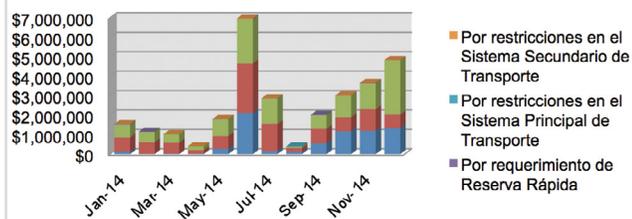
El incremento de generación forzada observado en junio tiene mucha relación con el comportamiento del Precio SPOT y el período de canícula que se presentó. El incremento observado de la generación forzada por RRO, se debió a que la mayor parte de generación utilizada para este servicio provino de unidades generadoras de búnker como lo son Poliwatt y Arizona. El incremento observado en la generación forzada por



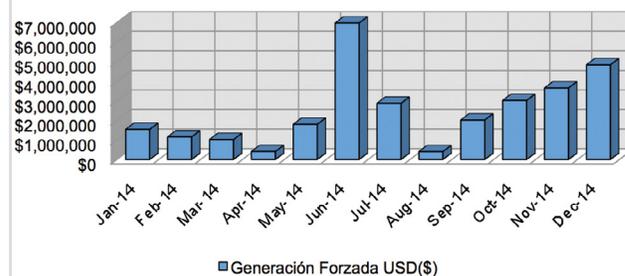
demanda de exportación se debe a un incremento de las exportaciones al MER.

total por generación forzada durante el 2014 fue de USD 29,717,429.40.

Gráfica 78 Sobrecostos por generación forzada (2014)



Gráfica 79 Sobrecostos mensual por generación forzada (2014)

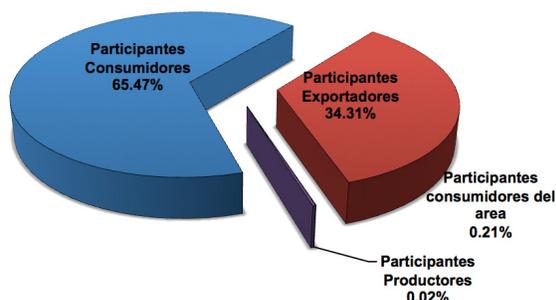


En la gráfica 79 se puede observar el sobrecosto mensual por generación forzada, el cual como se mencionó anteriormente, en junio tuvo su máximo valor llegando a USD 6,980,071.63. El valor más bajo se presentó en agosto con un monto de USD 402,666.48. El monto



Tal y como se observa en la gráfica 80 el 65.47% de los sobrecostos por generación forzada durante el 2014 fueron pagados por los participantes consumidores y el 34.31% por los participantes exportadores.

Gráfica 80 Generación forzada por participante en el año 2014



4.3 Desvíos de potencia

En el mercado mayorista el 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.

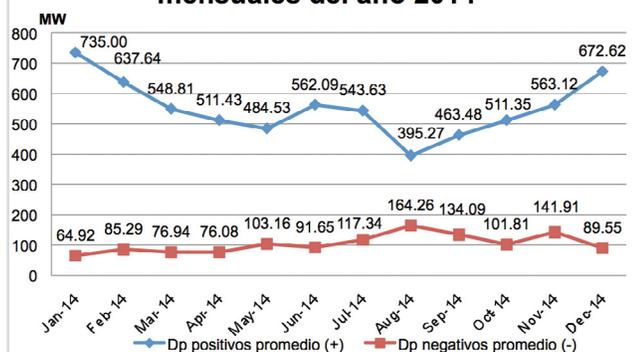
Según lo establece la normativa, cada mes el AMM valoriza el total de DP- al precio de referencia de la potencia que es 8.9 UDS/KW y el total del resultado de esta valorización, lo divide dentro de todos los DP+, el valor resultante es al que se estarán remunerando los DP+ durante ese mes.

El resultado de este mecanismo de remuneración de los desvíos de potencia es que, como se observa en la gráfica 81, durante el 2014 el valor de los desvíos de potencia positivos osciló entre un valor mínimo de UDS/KW 0.79 que se tuvo en enero, y un valor máximo de USD/KW 3.70 que se tuvo en agosto, con un promedio en el precio de desvíos de potencia positivos de UDS/KW 1.82. 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 82 se muestra el total mensual de los DP+ y el total mensual de los DP- que hubo durante cada uno de los meses del 2014. En esta gráfica se puede confirmar que los DP+ son mayores que los DP-, y por ello la que los DP+ tengan un menor precio.

Gráfica 82 Desvíos de potencia mensuales del año 2014



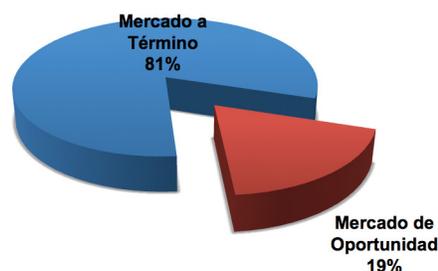
4.4 Transacciones en el mercado a término y el mercado de oportunidad de la energía

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 mediante 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.

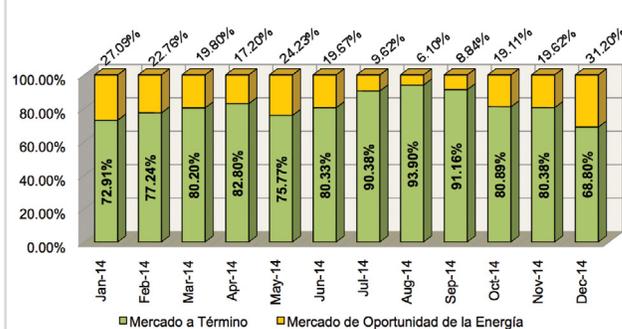
Tal y como se muestra en la gráfica 83 durante el 2014 el 81% del total de las transacciones de energía se efectuaron en el mercado a término y el 19% en el mercado de oportunidad de la energía manteniendo porcentajes muy parecidos al año 2013.

Gráfica 83 Porcentaje anual de transacciones de energía en el Mercado a Término y el Mercado de Oportunidad



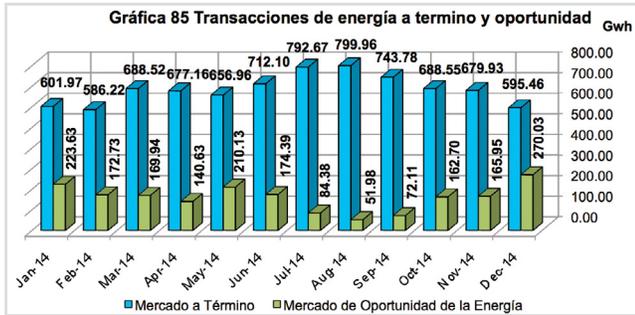
En la gráfica 84 se observa para cada uno de los meses del 2014 el porcentaje de la energía liquidada en el mercado a término versus el porcentaje de la energía liquidada en el mercado de oportunidad. Se observa que el mes de diciembre fue el mes donde hubo mayor porcentaje de energía transada en el mercado de oportunidad, por otro lado, en agosto fue el mes con mayor porcentaje de energía transada en el mercado a término.

Gráfica 84 Transacciones de energía. Porcentaje mensual correspondiente al mercado a término y mercado spot



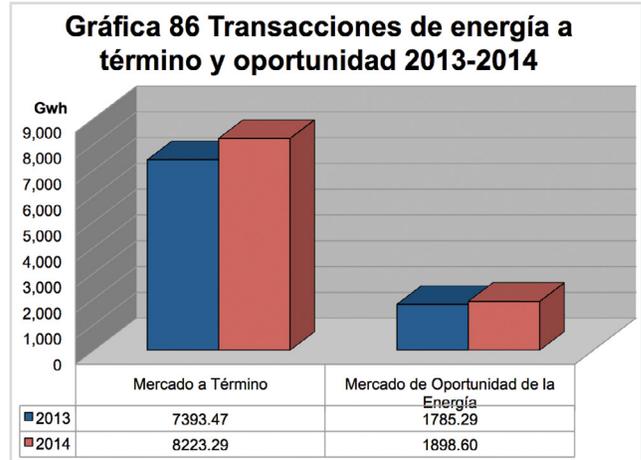
En la gráfica 85 se muestra para cada uno de los meses del 2014, la cantidad de energía liquidada en el mercado de oportunidad versus la cantidad de energía liqui-

dada en el mercado a término.



En la gráfica 86 se compara la cantidad de energía liquidada en el mercado a término durante el 2013 y el 2014, de la misma forma que la cantidad de energía

liquidada en el mercado de oportunidad de la Energía para los mismos años.





transacciones INTERNACIONALES





5. Transacciones Internacionales

Guatemala, realiza intercambios de energía eléctrica con México a través de una interconexión binacional, regida por acuerdos bilaterales entre ambos países y con los países de América Central por medio del Mercado Eléctrico Regional.

El Mercado Eléctrico Regional 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, es el ámbito en donde se realizan las transacciones regionales de compra y venta de energía eléctrica entre los agentes del mercado de los países miembros.

El MER tiene 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, quien administra y opera las transacciones de dicho mercado.

El marco legal del MER está constituido por el Tratado Marco y dos protocolos, Primero y Segundo, así como por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, RMER, y resoluciones emitidas por la CRIE. El Tratado Marco ordena la armoniosa coexistencia de la regulación regional con las regulaciones nacionales.

La infraestructura del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, conocida como Línea SIEPAC, fue creada con el fin de ser el primer sistema de transmisión eléctrica regional que interconectara los sistemas eléctricos de los Países Miembros. Para su realización se creó una empresa de capital mixto, posteriormente denominada Empresa Propietaria de la Red –EPR-, con el fin de desarrollar, diseñar, financiar y construir y mantener dicho proyecto. Anterior al Proyecto SIEPAC ya existían conexiones binacionales entre los países.

La construcción del proyecto dio inicio en el 2002 y fue concluyéndose y poniéndose en operación comercial por tramos a partir del 2010; el último tramo fue concluido en septiembre 2014.

Las transacciones de energía eléctrica en el MER se realizan en el Mercado de Contratos y en el Mercado de Oportunidad del MER. La modalidad de contratación vigente de junio 2013 a diciembre 2014 fue la de Contratos No Firmes. A partir del 2015 se agregó la operatividad de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro –CRPS-.

A continuación se muestran datos de los intercambios de energía eléctrica de Guatemala con el MER y con México en años recientes, y datos del Mercado Eléctrico Regional.

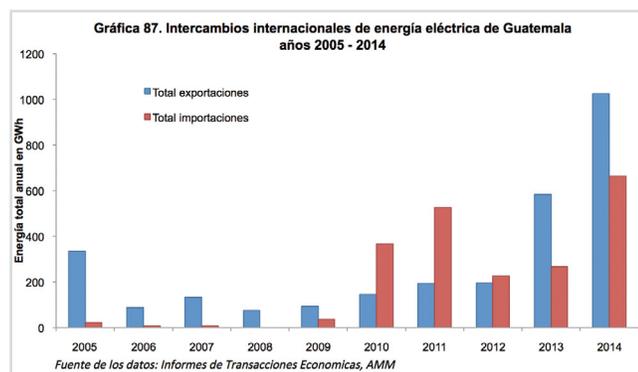
5.1. Transacciones internacionales de energía eléctrica de Guatemala

En la siguiente tabla, se observa el total de intercambios internacionales de energía eléctrica de Guatemala:

Tabla 18. Intercambio neto del SNI años 2010 - 2014

Año	2010	2011	2012	2013	2014
Total energía eléctrica exportada del SNI* GWh	145	193	196	583	1,025
Total energía eléctrica importada al SNI* GWh	367	526	226	267	664
Intercambio neto del SNI GWh*	(223)	(332)	(30)	317	361

*Notas: Las energías totales incluyen desviaciones.
El Intercambio neto es igual a las exportaciones menos las importaciones.
Fuente de los datos: Informes de Transacciones Económicas, AMM



Comparando los volúmenes de transacciones mostrado en la tabla anterior, con el total la demanda anual del SNI, observamos que las exportaciones ha llegado a ser el equivalente al 11.5% de la demanda nacional.

Tabla 19. Volumen de transacciones internacionales comparado con la demanda

Años	Importaciones como porcentaje de la Demanda SNI	Exportaciones como porcentaje de la Demanda SNI
2010	4.7%	1.9%
2011	6.5%	2.4%
2012	2.7%	2.3%
2013	3.1%	6.8%
2014	7.4%	11.5%

5.1.1. Origen y destino de las transacciones internacionales

La energía eléctrica importada en Guatemala, actualmente proviene de dos fuentes, contratos y desviaciones de la interconexión con México y de desviaciones y ofertas de retiro del MER. En el 2014, el 72% de las importaciones provino de México y el 28% del MER.

Tabla 20. Origen de las importaciones de energía eléctrica en Guatemala

año	Importaciones del MER GWh	Importaciones de México GWh	Importaciones al SNI GWh
2010	14	353	367
2011	11	514	526
2012	12	214	226
2013	81	186	267
2014	186	478	664

Fuente datos: Informes de Transacciones Económicas, AMM

En el año 2014 el 92% de las exportaciones tuvieron como destino el MER. El 8% restante lo constituyó energía inadvertida inyectada a México.

Tabla 21. Destino de las exportaciones de energía eléctrica de Guatemala

año	Exportaciones al MER GWh	Exportaciones a México GWh	Total exportaciones SNI GWh
2010	133	12	145
2011	176	18	193
2012	180	16	196
2013	568	15	583
2014	1.006	18	1.025

*Nota: Las energías totales incluyen desviaciones. Fuente datos: ITES, AMM

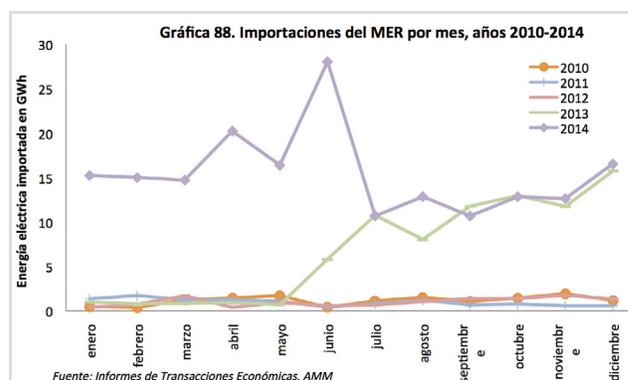
5.1.2. Importaciones del MER

A partir de junio de 2013 se registró un significativo incremento de las importaciones del MER, constituidas básicamente por Desviaciones. El crecimiento total de las importaciones de Guatemala del MER observado en el 2014 fue de 130% con respecto al año 2013.

Tabla 22. Importaciones de Guatemala del MER, montos en GWh

mes	2010	2011	2012	2013	2014
enero	0,5	1,3	0,4	1,0	15,2
febrero	0,4	1,7	0,7	0,7	15,0
marzo	1,2	1,2	1,7	0,8	14,7
abril	1,4	1,2	0,4	0,9	20,2
mayo	1,7	1,0	0,9	0,7	16,4
junio	0,4	0,4	0,5	5,8	28,0
julio	1,1	0,8	0,7	10,7	10,7
agosto	1,5	1,2	1,0	8,0	12,8
septiembre	1,0	0,7	1,4	11,7	10,7
octubre	1,4	0,7	1,4	12,9	12,8
noviembre	1,9	0,5	1,7	11,7	12,6
diciembre	1,2	0,5	1,3	15,7	16,5
Total año	13,8	11,2	12,1	80,7	185,8
crecimiento anual	-25%	-19%	8%	567%	130%

Fuente: ITES, AMM



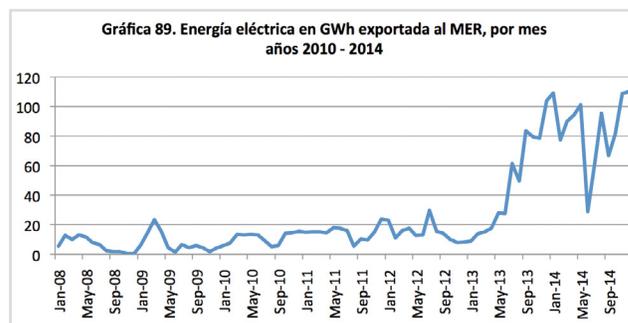
En el año 2014, sucedió que Agentes guatemaltecos presentaron ofertas de retiro del MER en algunos períodos del año. En la siguiente tabla puede observarse la composición de las importaciones en forma comparativa.

Tabla 23. Composición de las importaciones

año	Ofertas Importación de Agentes	Desviaciones Importación MER
2010	0.5%	99.5%
2011	0.9%	99.1%
2012	0.2%	99.8%
2013	0.0%	100.0%
2014	0.8%	99.2%

5.1.3. Exportaciones al MER

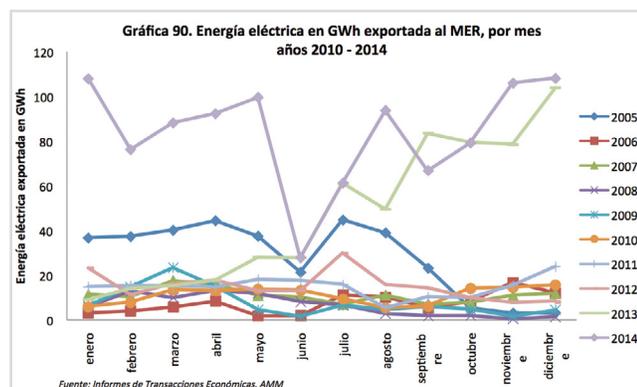
En junio de 2013 inició un proceso de incremento del volumen de las exportaciones de Guatemala al MER que continuó en el año 2014, tal como se muestra en la siguiente gráfica:



En el año 2014 las exportaciones al MER crecieron un 77% respecto al año 2013.

Tabla 24. Exportaciones de Guatemala al MER, valores en GWh

mes	2010	2011	2012	2013	2014
enero	6	15	23	9	108
febrero	8	15	11	14	76
marzo	14	15	16	15	88
abril	13	14	18	18	92
mayo	14	18	13	28	99
junio	13	18	13	28	28
julio	9	16	30	61	61
agosto	5	5	16	50	94
septiembre	6	10	14	83	67
octubre	14	10	10	79	79
noviembre	14	15	8	79	106
diciembre	16	24	8	104	108
Total año	133	176	180	568	1.006
crecimiento anual	41%	33%	2%	216%	77%



Las exportaciones al MER están formadas por las ofertas que efectúan los Agentes guatemaltecos y por las Desviaciones. Las ofertas de los agentes están compuestas por Contratos y Ofertas de oportunidad. Las Desviaciones son la diferencia entre la energía programada a ser exportada y la energía real entregada al MER.

En la siguiente tabla se muestra el porcentaje del total de las exportaciones por tipo de exportación:

Tabla 25. Composición de las exportaciones

año	Ofertas Inyección de Agentes	Desviaciones exportación MER
2010	89%	11%
2011	86%	14%
2012	82%	18%
2013	83%	17%
2014	84%	16%

En la siguiente tabla, se muestran los Agentes exportadores que durante el año 2014 participaron haciendo ofertas de inyección en el MER.

Tabla 26. Exportación anual 2014 por Agente

Agentes Exportadores	GWh Exportados	% Participación
Poliwatt, Ltda.	160.22	18.96%
Comercializadora de Energía para El Desarrollo, S.A.	100.93	11.94%
San Diego, S.A.	100.06	11.84%
DukeEnergy Guatemala y Cía. S.C.A.	65.82	7.79%
Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A.	57.72	6.83%
Comegsa	44.85	5.31%
Comercializadora Electronova, S.A.	35.84	4.24%
Esi, S.A.	32.23	3.81%
Generadora Eléctrica del Norte, Ltda.	29.11	3.44%
Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE	28.64	3.39%
Puerto Quetzal PowerLic	24.97	2.95%
BiomassEnergy, S.A.	24.61	2.91%
Comercia Internacional, S.A.	18.29	2.16%
Pantaleón, S.A.	15.73	1.86%
Generadora del Este, S.A.	13.71	1.62%
Energías San José, S.A.	12.37	1.46%
Central Agro Industrial Guatemalteca, S.A.	12.36	1.46%
Electronova, S.A.	12.32	1.46%
Concepción, S.A.	11.26	1.33%
Merelec Guatemala, S.A.	10.17	1.20%
Comercializadora de Electricidad Centroamericana, S.A.	8.01	0.95%
Cecsa	4.28	0.51%
Broker Energy Company, S.A.	4.08	0.48%
Coenesa Generación, S.A.	3.68	0.44%

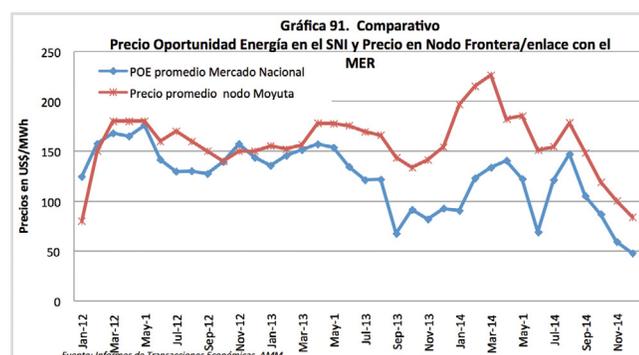
Tabla 26.

Agentes Exportadores	GWh Exportados	% Participación
Coenesa Generación, S.A.	3.68	0.44%
Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A.	3.00	0.35%
Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE	2.69	0.32%
Electro Generación S.A.	2.39	0.28%
Mayoristas de Electricidad, S.A.	1.96	0.23%
Econoenergía, S.A.	1.71	0.20%
Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A.	1.02	0.12%
Siderúrgica de Guatemala, S.A.	0.606	0.07%
Contrataciones Eléctricas, S.A.	0.311	0.04%
Comercializadora DukeEnergy de Centro America, Ltda.	0.202	0.02%
Central Generadora Eléctrica San José	0.002	0.00%
Total Ofertas Agentes	845	100.00%

Fuente datos: ITES Administrador del Mercado Mayorista

5.1.4. Precios en el Mercado Mayorista y el nodo de enlace al MER

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento del Precio en el nodo de enlace con el MER, denominado "Moyuta 230", contrastado con el Precio de Oportunidad de la Energía en el mercado mayorista nacional.



5.2. Transacciones regionales de energía en el MER

El intercambio neto de los países en el MER también experimentó un crecimiento respecto a los años anteriores, puesto que los países incrementaron su participación en el mismo, tal como se aprecia en la siguiente tabla, en la cual destaca Guatemala como el exportador neto de la región.

Tabla 27. Intercambios netos de energía eléctrica por país en el MER, valores en GWh

País	Año 2013	Año 2014	Variación %
Guatemala	478	1,000	109%
El Salvador	-238	-384	61%
Honduras	-111	-322	191%
Nicaragua	-36	31	-187%
Costa Rica	-42	-205	389%
Panamá	-4	-67	1573%

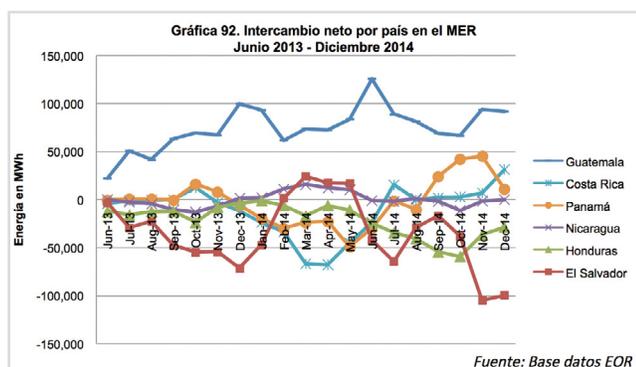
Fuente: Base Datos EOR

El intercambio neto presentado en la tabla anterior, es igual a las inyecciones de los nodos menos los retiros de los nodos, por país.

Los valores negativos indican un resultado neto de importador en el período correspondiente. Los valores positivos indican un resultado neto de exportador en el periodo correspondiente.



En la siguiente gráfica se aprecia el comportamiento mensual de los intercambios netos por país desde la implementación del Procedimiento de Detalle Complementario.



Los valores netos calculados mensualmente pueden apreciarse en la siguiente tabla:

Tabla 28. Intercambios netos por país, según datos de medición en nodos, valores en GWh

País	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
ene-14	93	-47	-1	2	-24	-20
feb-14	62	1	-7	11	-34	-30
mar-14	74	24	-17	15	-67	-24
abr-14	72	17	-6	12	-68	-23
may-14	83	17	-11	10	-45	-49
jun-14	126	-42	-25	-1	-24	-30
jul-14	89	-65	-35	-2	15	-2
ago-14	81	-29	-41	1	0	-10
sep-14	69	-17	-55	-2	2	24
oct-14	67	-38	-59	-12	3	42
nov-14	94	-105	-37	-2	7	45
dic-14	92	-100	-29	0	31	11
año 2014	1,000	-384	-322	31	-205	-67

Fuente: Base Datos EOR

En las siguientes tablas se puede observar en detalle las inyecciones y los retiros por nodos de la Red de Transmisión Regional –RTR-. La diferencia entre ambos, constituyen las pérdidas.

Tabla 29. Inyecciones totales por nodo año 2014

País	Nodo	Nombre Subestación	Energía Eléctrica en MWh	% Participación
Guatemala	1101	Aguacapa	485,539	13.71%
	1124	La Vega II	38,472	1.09%
	1126	Moyuta	298,331	8.42%
	1710	Panaluya	222,413	6.28%
El Salvador	28161	Ahuachapan	41,355	1.17%
	28181	15 de Septiembre	474,285	13.39%
Honduras	3183	San Nicolás	1,894	0.05%
	3300	San Buenaventura	1,186	0.03%
	3301	Aguacaliente	326,323	9.21%
	3310	Prados	186,568	5.27%
Nicaragua	4402	Sandino	62,500	1.76%
	4403	León 1	93,829	2.65%
	4406	Ticuantepe	141,114	3.98%
	4750	Amayo	347,405	9.81%
Costa Rica	50000	Liberia	74,090	2.09%
	50050	Cañas	115,594	3.26%
	56050	Río Claro	234,980	6.63%
	58350	Cahuita	124,712	3.52%
Panamá	6014	Progreso	193,623	5.47%
	6182	Veladero	490	0.01%
	6440	Dominical	4,796	0.14%
	6260	Changuinola	72,167	2.04%
Total Inyecciones Sistema Eléctrico Regional			3,541,667	100.00%

Tabla 30. Retiros totales por nodo año 2014

País	Nodo	Nombre Subestación	Energía Eléctrica en MWh	% Participación
Guatemala	1101	Aguacapa	24	0.00%
	1124	La Vega II	7	0.00%
	1126	Moyuta	41,351	1.19%
	1710	Panaluya	3,133	0.09%
El Salvador	28161	Ahuachapan	813,296	23.32%
	28181	15 de Septiembre	86,607	2.48%
Honduras	3183	San Nicolás	58,059	1.66%
	3300	San Buenaventura	163,308	4.68%
	3301	Aguacaliente	524,823	15.05%
	3310	Prados	91,783	2.63%
Nicaragua	4402	Sandino	239,119	6.86%
	4403	León 1	187,697	5.38%
	4406	Ticuantepe	113,551	3.26%
	4750	Amayo	73,204	2.10%
Costa Rica	50000	Libería	343,944	9.86%
	50050	Cañas	138,726	3.98%
	56050	Río Claro	199,489	5.72%
	58350	Cahuita	71,930	2.06%
Panamá	6014	Progreso	19,873	0.57%
	6182	Veladero	106,338	3.05%
	6440	Dominical	88,010	2.52%
	6260	Changuinola	123,765	3.55%
Total Inyecciones Sistema Eléctrico Regional			3,488,036	100.00%

Fuente: Base de Datos EOR

5.2.1. Nodos de la RTR para la presentación de Ofertas al MER

Debido a cambios topológicos en la Red de Transmisión Regional –RTR-, se efectuaron cambios en los nodos de enlace y de presentación de ofertas de inyección y retiro. Estos cambios en los nodos se dieron en las siguientes fechas:

– San Buenaventura a San Nicolás en julio de 2014

– Veladero a Dominical en octubre 2014
– Aguacapa a La Vega 2 diciembre 2014

Al observar la información presentada por nodos, se deben tener presentes estos cambios.

5.2.2. Precios nodales

De acuerdo al RMER, en el MER existen dos precios de energía: El precio Ex ante y el Precio Ex post. El precio Ex ante, es calculado por el EOR al efectuar la programación del despacho diario. El precio ex post, es calculado con los datos de la operación en tiempo real. Con el precio ex ante se liquidan las ofertas de oportunidad programadas y con el precio ex post se liquidan las desviaciones.

5.2.2.1. Precios Ex ante

En el año 2014, se aprecia una reducción de los precios nodales en el MER, muy probablemente asociada a la reducción de los precios de los mercados nacionales, debido a la baja en los precios de los combustibles derivados del petróleo.

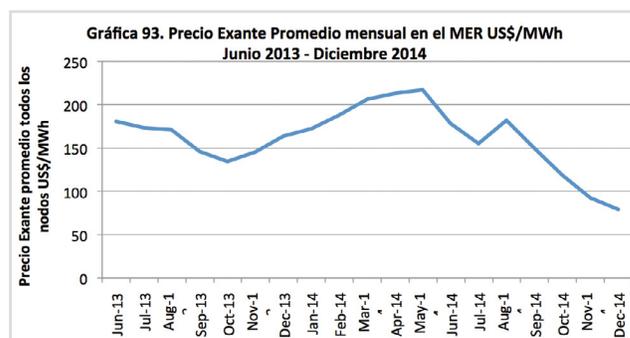


Tabla 31. Precios Ex ante nodales promedio por nodo, US\$/MWh años 2013 - 2014

País	2013	2014	% Participación
Guatemala	Aguacapa/La Vega 2	152	146
	Moyuta	155	148
	Panaluya	156	150
El Salvador	Ahuachapán	156	152
	15 de Septiembre	156	153
Honduras	San Buenaventura/ San Nicolás	157	155
	Aguascalientes	157	155
	Prados	157	156
	Sandino	158	161
Nicaragua	León 1	157	159
	Ticuantepe	159	162
	Amayo	158	160
	Liberia	159	167
Costa Rica	Cañas	160	168
	Río Claro	166	179
	Cahuita	165	176
	Progreso	165	180
Panamá	Veladero/Dominical	170	181
	Changuinola	165	179
Promedio MER		159	163

Fuente: Base de Datos EOR





Tabla 32. Precios Ex ante nodales promedio mensuales por nodo, US\$/MWh año 2014

Nodo	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
Aguacapa/La Vega 2	192	209	217	179	183	149	152	175	146	117	86	84
Moyuta	197	215	222	182	185	150	154	178	148	119	100	84
Panaluya	200	218	227	186	188	152	156	180	149	119	96	85
Ahuachapán	196	215	222	183	186	151	155	179	149	119	96	85
15 de Septiembre	198	218	226	187	190	154	156	181	149	119	96	85
San Buenaventura / San Nicolás	204	224	231	188	191	156	158	183	157	121	95	85
Aguascalientes	200	221	231	191	195	157	156	183	150	120	95	84
Prados	201	222	233	193	196	158	156	183	151	120	95	84
Sandino	203	227	238	198	202	161	156	184	151	119	94	84
León	201	224	235	196	199	159	156	183	150	119	94	83
Ticuanatepe	205	229	241	201	205	163	157	186	152	120	95	84
Amayo	201	227	240	201	206	163	153	184	151	118	91	81
Liberia	204	231	245	205	210	165	153	185	151	117	91	81
Cañas	206	234	248	208	213	167	155	186	152	118	91	82
Río Claro	221	253	265	222	229	176	162	199	160	119	92	85
Cahuita	219	247	258	216	224	174	159	196	158	119	92	84
Progreso	221	253	265	222	229	175	160	198	159	118	91	84
Veladero / Dominicana	224	256	267	223	233	182	159	196	158	118	91	84
Changuinola	220	249	260	218	226	176	163	200	161	120	93	85
Promedio mensual MER	206	230	241	200	205	162	157	186	153	119	93	84

Fuente: Base de Datos EOR

5.2.2.2. Precios Expost

En el año 2014, se aprecia una notoria reducción de los precios nodales expost en el MER, muy probablemente asociada a la reducción de los precios ex ante.

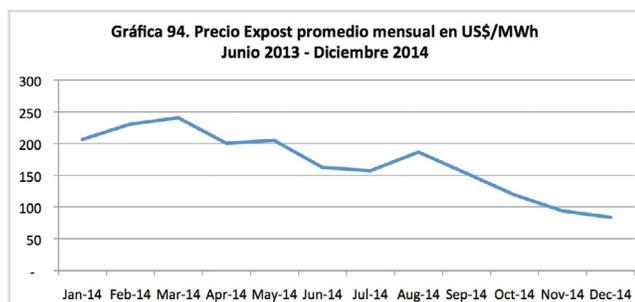


Tabla 33. Precios Expost nodales promedio, US\$/MWh años 2013 - 2014

Año/nodo	2013	2014
Aguacapa/La Vega 2		157
Moyuta	225	161
Panaluya	227	163
Ahuachapán	226	161
15 de Septiembre	225	163
San Buenaventura/ San Nicolás	229	166
Aguascalientes	224	165
Prados	224	166
Sandino	223	168
León	222	167
Ticuanatepe	224	170
Amayo	221	168
Liberia	221	170
Cañas	222	172
Río Claro	230	182
Cahuita	228	179
Progreso	228	181
Veladero/Dominical		183
Changuinola	228	181
Promedio MER	225	170

Fuente: Base de Datos EOR

Tabla 34. Precios Expost nodales promedio mensuales por nodo, US\$/MWh año 2014

Nodo	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
Aguacapa / La Vega 2	192	209	217	179	183	149	152	175	146	117	86	84
Moyuta	197	215	222	182	185	150	154	178	148	119	100	84
Panaluya	200	218	227	186	188	152	156	180	149	119	96	85
Ahuachapán	196	215	222	183	186	151	155	179	149	119	96	85
15 de Septiembre	198	218	226	187	190	154	156	181	149	119	96	85
San Buenaventura / San Nicolás	204	224	231	188	191	156	158	183	157	121	95	85
Aguascalientes	200	221	231	191	195	157	156	183	150	120	95	84
Prados	201	222	233	193	196	158	156	183	151	120	95	84
Sandino	203	227	238	198	202	161	156	184	151	119	94	84
León	201	224	235	196	199	159	156	183	150	119	94	83
Ticuanatepe	205	229	241	201	205	163	157	186	152	120	95	84
Amayo	201	227	240	201	206	163	153	184	151	118	91	81
Liberia	204	231	245	205	210	165	153	185	151	117	91	81
Cañas	206	234	248	208	213	167	155	186	152	118	91	82
Río Claro	221	253	265	222	229	176	162	199	160	119	92	85
Cahuita	219	247	258	216	224	174	159	196	158	119	92	84
Progreso	221	253	265	222	229	175	160	198	159	118	91	84
Veladero/ Dominical	224	256	267	223	233	182	159	196	158	118	91	84
Changuinola	220	249	260	218	226	176	163	200	161	120	93	85

Fuente: Base de Datos EOR

5.2.3. Máximas transferencias entre áreas de control del SER

A continuación se presenta datos de las capacidades de máximas transferencias entre áreas de control en el Sistema Eléctrico Regional SER, es decir entre sistemas eléctricos de los países. Las gráficas y tablas que de datos que a continuación se presentan se tomaron de los archivos de máximas de transferencia y de estudios relacionados, publicados por el Ente Operador Regional –EOR- en su página electrónica.

Al respecto, a partir de la entrada en operación comercial del nodo San Buenaventura/San Nicolás, para las áreas de control formadas por los sistemas eléctricos

de Guatemala, El Salvador y Honduras, el EOR calculo una sola capacidad de transmisión al resto del Sistema Eléctrico Regional.

Para analizar las capacidades máximas de transferencia, las hemos dividido en tres bandas: Banda Demanda Mínima de 0 a 5 y 22 a 23 horas, Banda Demanda Media de 6 a 17 horas y Banda de Demanda Máxima de 18 a 21 horas. Los datos corresponden a un promedio de las bandas definidas. Los datos se agruparon según la fecha en que cambiaron en los reportes del EOR. Se presentan únicamente las direcciones Norte – Sur.

a. Demanda Mínima

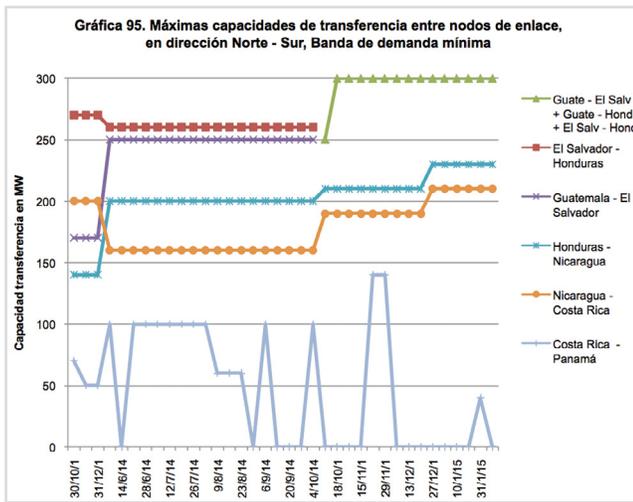


Tabla 35. Resumen de capacidades máximas de transferencia en la RTR en Banda Mínima, dirección norte - sur

Fecha	Guatemala - El Salvador	El Salvador - Honduras	Guatemala - El Salvador + Guatemala - Honduras + El Salvador - Honduras	Honduras - Nicaragua	Nicaragua - Costa Rica	Costa Rica - Panamá
30 oct 13 al 31 dic 13	170	270		140	200	70
7 jun al 4 oct 14	250	260		200	160	100
11-oct-14			250	210	190	0
18-oct al 20-dic-14			300	210	190	0
27-dic-14			300	230	210	0

Fuente: Archivos MaxTrasf según la fecha correspondiente

Se observa que la capacidad máxima de transferencia llego al valor de cero “0” entre Costa Rica y Panamá durante algunos meses del 2014.

b. Demanda Media

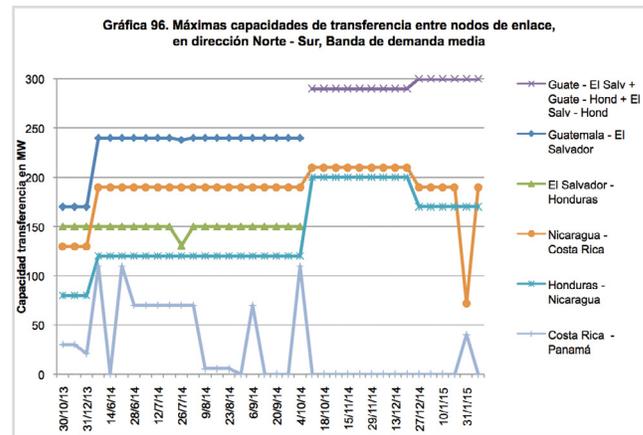


Tabla 36. Resumen de capacidades máximas de transferencia en la RTR en Banda Media, dirección norte - sur

Fecha	Guatemala - El Salvador	El Salvador - Honduras	Guatemala - El Salvador + Guatemala - Honduras + El Salvador - Honduras	Honduras - Nicaragua	Nicaragua - Costa Rica	Costa Rica - Panamá
30 oct 13 al 31 dic 13	170	150		80	130	30
7 jun al 4 oct 14	240	150	0	120	190	110
11-oct-14			290	200	210	0
18-oct al 20-dic-14			290	200	210	0
27-dic-14			300	170	190	0

Fuente: Archivos MaxTrasf según la fecha correspondiente

Se observa que la capacidad máxima de transferencia llego al valor de cero "0" entre Costa Rica y Panamá durante algunos meses del 2014.

c. Demanda Máxima

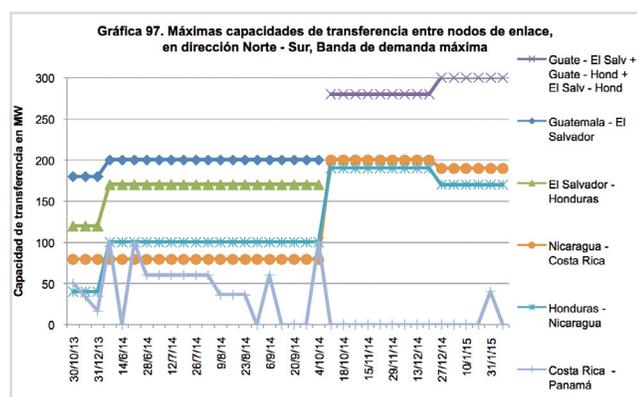


Tabla 37. Resumen de capacidades máximas de transferencia en la RTR en Banda Media, dirección norte - sur

Fecha	Guatemala - El Salvador	El Salvador - Honduras	Guatemala - El Salvador + Guatemala - Honduras + El Salvador - Honduras	Honduras - Nicaragua	Nicaragua - Costa Rica	Costa Rica - Panamá
30 oct 13 al 31 dic 13	180	120		40	80	50
7 jun al 4 oct 14	200	170		100	80	100
11-oct-14			280	190	200	0
18-oct al 20-dic-14			280	190	200	0
27-dic-14			300	170	190	0

Fuente: Archivos MaxTrasf según la fecha correspondiente

Se observa que la capacidad máxima de transferencia llego al valor de cero "0" entre Costa Rica y Panamá durante algunos meses del 2014.

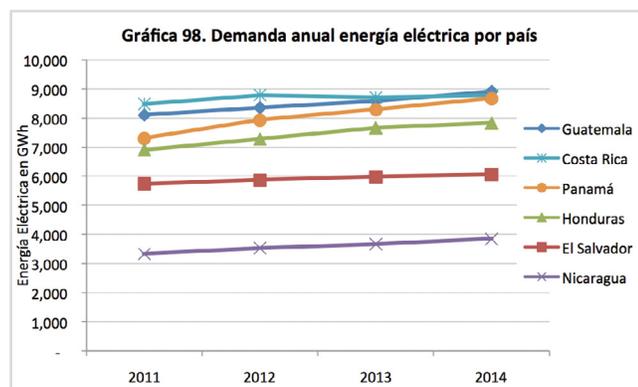
5.3. Demanda de energía eléctrica por país

A continuación se presentan los datos de demanda de energía eléctrica anuales por país del MER. En forma global se observa un crecimiento sostenido de la demanda en los últimos años.

Tabla 38. Demanda de Energía Eléctrica anual por país, expresada en GWh

País / años	2011	2012	2013	2014
Guatemala	8,112	8,362	8,590	8,915
El Salvador	5,738	5,865	5,981	6,048
Honduras	6,907	7,279	7,664	7,822
Nicaragua	3,342	3,539	3,672	3,844
Costa Rica	8,484	8,788	8,708	8,774
Panamá	7,316	7,937	8,290	8,666
Total región	39,899	41,769	42,906	44,068
Crecimiento anual		5%	3%	3%

Fuente datos: Documentos de Transacciones Económicas Regionales, EOR



Fuente datos: Documentos de Transacciones Económicas Regionales, EOR

5.4. Cargos regionales

Las entidades regionales para su funcionamiento requieren de un presupuesto, el cual de acuerdo al Tratado Marco y sus protocolos, es autorizado por la CRIE.

Los presupuestos pueden ser financiados a través de cargos directos al consumo de energía eléctrica y por otras fuentes como donaciones y sanciones, etc. De acuerdo a las metodologías publicadas por la CRIE, para los cargos por el servicio de regulación y por el servicio de operación, "cargo CRIE" y "Cargo EOR", se calculan básicamente repartiendo los presupuestos de cada entidad en proporción a la demanda de energía de cada país y dividiéndolo en 12 mensualidades.

Los cargos son cobrados por agente en proporción a su consumo. En el caso de los distribuidores estos cargos son trasladados directamente como una adición a la tarifa de energía eléctrica.

A la demanda de energía eléctrica de Guatemala le ha correspondido financiar aproximadamente el 20% de dichos presupuestos, es decir unos 56 millones de US\$.

En la siguiente tabla se aprecian los montos totales de los presupuestos de las entidades regionales, autorizados por la CRIE.

Tabla 39. Presupuestos entidades regionales

Año	Presupuesto Anual EOR	Presupuesto Anual CRIE	Ingreso Autorizado Regional por Línea SIEPAC	Total Presupuestos entidades MER
	US\$	US\$	US\$	US\$
2006	268,365			268,365
2007	565,889			565,889
2008	998,117			998,117
2009	1,340,027			1,340,027
2010	2,004,004	1,619,046		3,623,050
2011	2,137,880	3,425,879	48,810,951	54,374,710
2012	2,676,100	3,238,343	67,537,557	73,452,000
2013	4,293,355	2,695,637	64,664,579	71,653,571
2014	5,161,689	3,215,424	64,495,550	72,872,663

Tabla 40. Presupuesto funcionamiento CRIE

año	Resolución	Presupuesto US\$	Incremento porcentual
2010	Página Web	1,619,046.36	
2011	Página Web	3,425,879.00	112%
2012	Página Web	3,238,343.00	-5%
2013	Acuerdo CRIE-06-61	2,695,637.00	-17%
2014	Página Web	3,215,424.00	19%
2010		2,004,004	
2011		2,137,880	48,810,951
2012		2,676,100	67,537,557
2013		4,293,355	64,664,579
2014		5,161,689	64,495,550

Fuente: Resoluciones y publicaciones CRIE

Tabla 41. Presupuesto funcionamiento EOR

año	Resolución	Presupuesto US\$	Ajustes US\$	Total Presupuesto US\$	Incremento anual
2006	CRIE-10-2005	268,365.00		268,365.00	
2007	CRIE-05-2006	565,888.51		565,888.51	111%
2008	CRIE-01-2007	998,117.00		998,117.00	76%
2009	CRIE-03-2009	1,340,026.86		1,340,026.86	34%
2010	CRIE-03-2009	2,004,004.00		2,004,004.00	50%
2011	CRIE-NP-03-2010	2,137,880.00		2,137,880.00	7%
2012	CRIE-P-02-2012	2,676,100.00		2,676,100.00	25%
2013	CRIE-NP-33-2012, CRIE-P-15-2013	4,081,904.34	211,450.55	4,293,354.89	60%
2014	CRIE-P-24-2013	5,161,689.00		5,161,689.00	20%

Fuente: Resoluciones CRIE

Tabla 42. Ingreso Autorizado Regional de Línea SIEPAC

año	Resolución	Presupuesto US\$	Ajustes US\$	Total Presupuesto US\$	Incremento anual
2011	CRIE-01-2011	48,810,951.00		48,810,951.00	
2012	CRIE-P-01-2012, CRIE-P-22-2012	49,799,950.00	17,737,607.00	67,537,557.00	38%
2013	CRIE-NP-05-2013, CRIE-P-16-2013	60,079,241.00	4,585,338.00	64,664,579.00	-4%
2014	CRIE-P-23-2013, CRIE-P-17-2014	60,406,835.00	4,088,715.00	64,495,550.00	-0.3%

Fuente: Resoluciones CRIE

Tabla 43. Ingreso Autorizado Regional Línea SIEPAC por tramos

País	Tramos de Línea	IAR CRIE-P-23-2013	Ajuste IAR CRIE-P-17-2014	Total IAR 2014
		Montos US\$	Montos US\$	Montos US\$
INTERCONECTORES				
GUA	Panaluya - El Florido	1,527,476	666,255	2,193,731
	Aguacapa - Frontera El Salvador	3,065,976	79,301	3,145,277
ELS	Frontera Guatemala - Ahuachapan	741,812	17,564	759,376
	15 de Septiembre - Frontera Honduras	2,469,409	62,305	2,531,714
HON	El Florido - San Buenaventura	2,395,339	1,283,509	3,678,848
HON	Frontera El Salvador - Aguacaliente	1,618,638	39,222	1,657,860
HON	Aguacaliente - Frontera Nicaragua	1,746,768	43,095	1,789,863
NIC	Frontera Honduras - Sandino	3,235,659	77,115	3,312,774
	Ticuantepé - Frontera Costa Rica	3,298,264	81,913	3,380,177
CRI	Frontera Nicaragua - Canas	4,347,859	111,783	4,459,642
	Río Claro - Frontera Panamá	813,344	22,114	835,458
PAN	Frontera Costa Rica - Veladero	3,819,378	92,329	3,911,707
	Total IAR Interconectores	29,079,922	2,576,505	31,656,427
NO INTERCONECTORES				
GUA	Guate Norte - Panaluya	4,348,875	141,551	4,490,426
ELS	Ahuachapan - Nejapa	4,019,359	394,005	4,413,364
	Nejapa - 15 de Septiembre	3,890,439	390,720	4,281,159
HON	San Buenaventura - Torre 43	1,511,435	(527,753)	983,682
NIC	Sandino - Ticuantepé	2,251,465	54,662	2,306,127
CRI	Cañas - Parrita	6,567,741	242,197	6,809,938
	Parrita - Palmar Norte	4,382,277	217,938	4,600,215
	Palmar Norte - Río Claro	3,032,392	149,190	3,181,582
PAN	Costo Interno	1,322,930	449,701	1,772,631
	Total IAR No Interconectores	31,326,913	1,512,211	32,839,124
	Total Ingreso Autorizado Regional	60,406,835	4,088,716	64,495,551



5.1.1. Cargos realizados a la demanda

De acuerdo a Documentos de Transacciones Económicas Regionales –DTER-, los cargos regionales, realizados a la Demanda de energía eléctrica de los países de la región durante el año 2014, fueron los siguientes:

Tabla 44. Asignación de los cargos regionales por país, año 2014

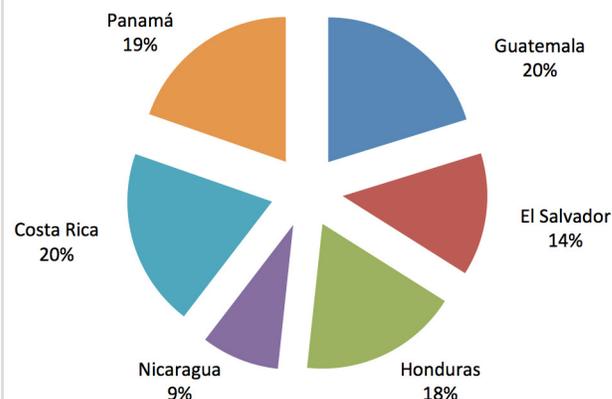
año	Demanda Energía	Cargo CRIE	Cargo EOR	Cargo SIEPAC	Total Cargos
	MWh	US\$	US\$	US\$	US\$
Guatemala	8,915,126	499,341	1,044,572	8,832,276	10,376,189
El Salvador	6,047,812	338,620	708,359	11,502,130	12,549,109
Honduras	7,821,702	437,618	915,453	6,426,071	7,779,142
Nicaragua	3,844,205	215,241	450,262	4,048,580	4,714,083
Costa Rica	8,773,613	491,188	1,027,516	18,703,990	20,222,694
Panamá	8,665,856	485,457	1,015,527	5,987,551	7,488,535
Total región	44,068,314	2,467,464	5,161,689	55,500,598	63,129,751

Fuente: Documentos de Transacciones Económicas Regionales, EOR

Tabla 45. Proporción de asignación de los cargos regionales por país

año	Demanda Energía	Cargo CRIE	Cargo EOR	Cargo SIEPAC
Guatemala	20%	20%	20%	16%
El Salvador	14%	14%	14%	21%
Honduras	18%	18%	18%	12%
Nicaragua	9%	9%	9%	7%
Costa Rica	20%	20%	20%	34%
Panamá	20%	20%	20%	11%
Total	100%	100%	100%	100%

Gráfica 99. Porcentaje del total de cargo asignados por país



Los cargos efectuados particularmente a los Agentes de Guatemala, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 46. Asignación de los cargos regionales a Guatemala, años 2011 - 2014

Guatemala	Demanda Energía	Cargo CRIE	Cargo EOR	Cargo SIEPAC	Total Cargos Año
	MWh	US\$	US\$	US\$	US\$
2011	8,111,780	696,671	357,865	9,350,452	10,404,989
2012	8,361,799	648,406	535,829	10,351,769	11,536,004
2013	8,590,476	526,004	860,008	10,773,728	12,159,741
2014	8,915,126	499,341	1,044,572	8,832,276	10,376,189

Gráfica 100. "Cargos Regionales" efectuados a Guatemala, años 2011 - 2014

