

# MERCADO ELÉCTRICO

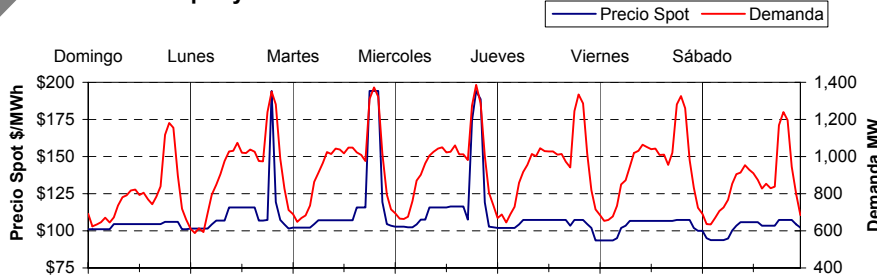
www.cnee.gov.gt



Monitoreo del 8 al 14 de Julio de 2007

DIVISIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO

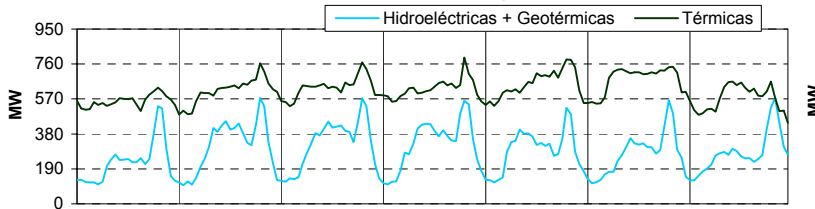
## Precio Spot y Demanda Semanal S.N.I.



### PRECIO SPOT Y DEMANDA

El Precio Spot tuvo un promedio de 109.09 \$/MWh con una variación de \$1 17.01 respecto a la semana anterior, con un máximo de 194.26 \$/MWh, el miércoles de 19:00 a 20:00 hrs. El Precio Spot tuvo un mínimo de 93.45 \$/MWh el viernes de 00:00 a 4:00 horas. La demanda SNI tuvo un promedio de 910.77 MW, la demanda máxima fue el día miércoles a las 19:45 horas con 1385.53 MW y una mínima de 588.17 MW el día lunes a las 2:00 horas. El coeficiente de correlación al cuadrado entre el precio y la demanda fue de 0.377

## Generación por fuente primaria de Energía

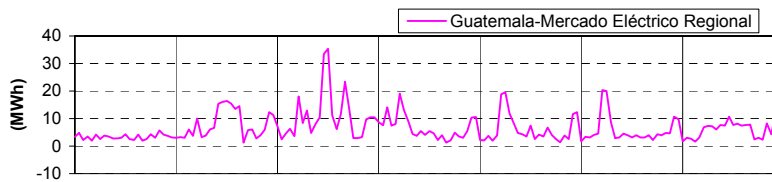


### FACTOR DE PLANTA DEL SNI

	Máxima	Mínimo	Promedio
Hydro + Geo	78.19%	13.74%	39.31%
Térmicas	73.14%	40.4%	56.85%

La tabla de arriba representa el porcentaje de utilización respecto a la capacidad instalada para las plantas Hidroeléctricas + Geotérmicas y Térmicas en el SNI.

## Exportación e Importación de energía al MER

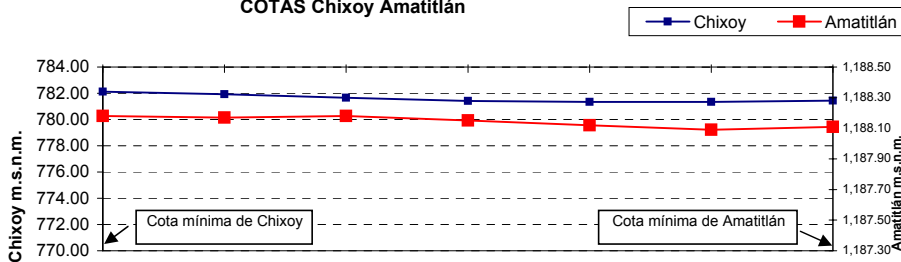


### EXPORTACION E IMPORTACION

Guatemala exportó al MER un total de 1.127 GWh. No hubo importación neta de energía. El intercambio horario máximo de energía del Sistema Guatemalteco hacia el MER fue de 35.4 MWh el día martes de 12:00 a 13:00 horas. El intercambio mínimo de energía del Sistema Guatemalteco hacia el MER fue de 1.29 MWh el lunes de 16:00 a 17:00 horas.

Fuente: Posdespachos del AMM usando registros horarios de energía del medidor de la Subestación Guate-Este.

## COTAS Chixoy Amatitlán

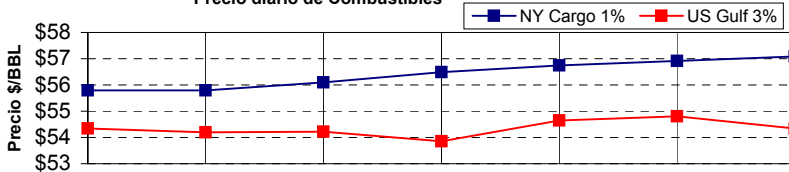


### HIDROLOGIA

La cota de Chixoy inició la semana en un valor de 782.11, y la finalizó en 781.44 m.s.n.m. lo que implica una diferencia de 0.67 m para la semana. La cota de Amatitlán estuvo entre los valores de 1188.18 y 1188.11 m.s.n.m. correspondiente a una variación de 0.07 m. Cota mínima de Chixoy: 770 m.s.n.m. Cota mínima de Amatitlán: 1187.3 m.s.n.m.

Nota: m.s.n.m. significa metros sobre nivel del mar  
Cota: nivel del embalse

## Precio diario de Combustibles



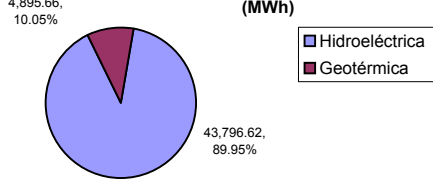
### COMBUSTIBLES

En el mercado de futuros en la semana, el precio del crudo NYMEX se situó en un valor de 74.13 \$/BBL para entrega en Septiembre 2007, observándose una variación de \$1 0.98 respecto a la semana anterior. El promedio del Five Day Rolling Average del Bunker NY Cargo 1% fue 56.41 \$/BBL. El promedio para el US GULF Waterbone No. 6, 3% fue de 54.35 \$/BBL. Las variaciones para el NY Cargo y el US GULF son de \$1 1.60 y \$1 1.44 respectivamente, comparando con la semana anterior.

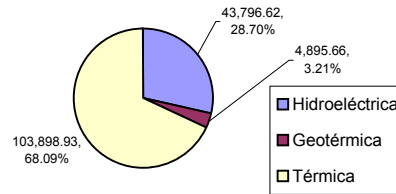
### Resumen Combustibles

	Anterior	Actual	Dif.
NY Cargo	54.81	56.41	↑ 1.60
US GULF	52.91	54.35	↑ 1.44
NYMEX	73.15	74.13	↑ 0.98

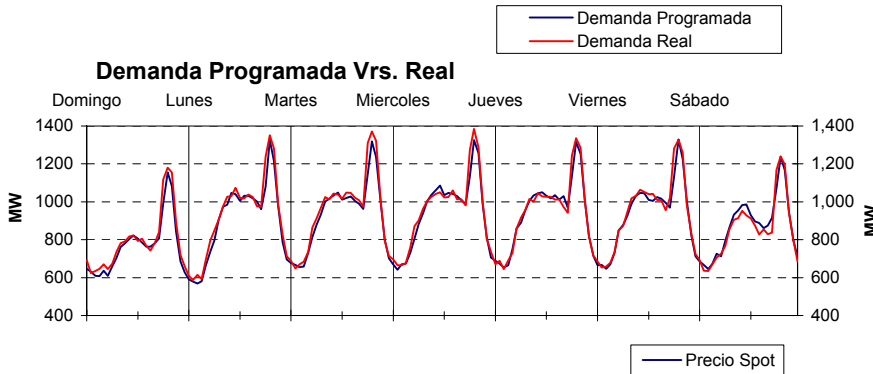
**Generación semanal por Recursos Renovables (MWh)**



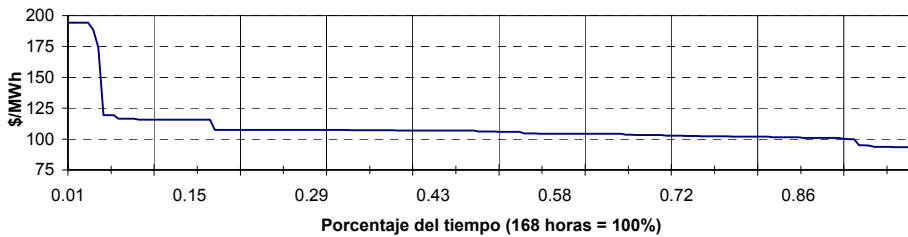
**Por fuente primaria de energía (MWh)**



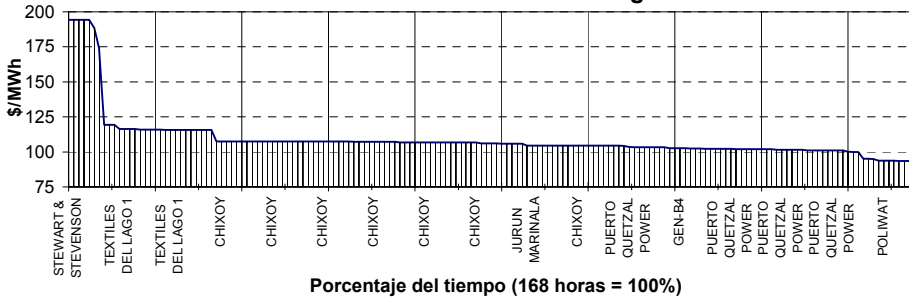
**Demanda Programada Vrs. Real**



**Curva de duración del Precio Spot**



**Identificación de Generador Marginal**



**PROGRAMAS DE GENERACIÓN**

La relación entre la demanda en el predespacho y el posdeshacho se comporta con una **desviación máxima de 9.292%**, una **mínima de 0.014%** y un **promedio de 2.315%** lo cual representa un desvío de **(77.79) MW**, **0.10 MW** y **5.19 MW** respectivamente.

El **MAPE de esta semana es 2.32%**, mientras que el de la semana anterior fue de 3.13%

Nota: (Un buen pronóstico requiere de un MAPE ≤ 4%)

**PRECIO SPOT**

El **70%** del tiempo durante la semana el precio Spot se situó entre **100.16 y 107.41 \$/MWh**. El **10%** del tiempo, el Spot se situó entre **115.69 y 119.36 \$/MWh**

**PLANTAS QUE DETERMINARON EL PRECIO**

Se puede observar que los generadores que determinaron el precio del Mercado Spot, fueron **CHIXOY con 48%**, **PUERTO QUETZAL POWER con 23%**, **TEXTILES DEL LAGO con 10%**, **Otros generadores 19%**, (Cada generador con una participación menor al 6%) de participación en la semana.

RESUMEN	Precio Spot	Demanda SNI	Hidro+Geo	Térmica	INT	Programado <sup>1</sup>	Desviación % <sup>2</sup>
MAX	194.26 \$/MWh	1,385.5 MW	576.5 MW	795.7 MW	35.4 MW	1,328.6 MW	9.292%
MIN	93.45 \$/MWh	588.2 MW	101.3 MW	439.5 MW	1.3 MW	569.4 MW	0.014%
PROM	109.09 \$/MWh	910.8 MW	289.8 MW	618.4 MW	6.7 MW	897.6 MW	2.316%

Coefficiente de Correlación al cuadrado entre Precio y Demanda

**0.3770**

NOTA: Hidro= Generación Hidroeléctrica, Geo = Generación Geotérmica, INT = Intercambio en el mercado regional, S.N.I. = Sistema Nacional Interconectado

1: Demanda programada, 2: Desviación de la demanda Programada vrs. Posdeshacho.

Fuente: Programación diaria y posdeshachos de AMM

# Eventos

## Resumen de la operación semanal

Demanda	Precio Spot	Indisponibilidades	Otros
<b>Domingo</b>			
Variaciones moderadas de la demanda respecto al programa. La máxima variación de 69 MW. Se observa una generación Hidro-Geo mayor en un 3% y la Termo mayor en un 2%	Se observan variaciones mínimas en el POE únicamente al final del día. Sin embargo el costo operativo total resulta un 3% mayor al programado debido a valores de demanda más altos en algunas horas	Genor disponible a partir de las 18:01, indisponible nuevamente a las 22:04. CHX-H4 disponible a las 21:02. CON-B1 fuera de línea durante el pico. LPA-B4 fuera de línea a las 20:18	Normalizado el interruptor principal de línea Escuintla - Puerto San José. Varios disturbios en la región sur del país.
<b>Lunes</b>			
Variaciones de la demanda respecto al programa, principalmente en banda media y máxima. Se observa una generación Hidro-Geo mayor en un 4% y la Termo mayor en un 2%	Variaciones hacia arriba en el POE en banda mínima y media, debido a la reducción de caudales de las centrales de pasada, variaciones de la demanda y la indisponibilidad de unidades térmicas. El costo operativo total mayor en un 4%.	Genor continúa con problemas en el sistema de combustible de la planta. ARI-O5 y O8 con indisponibilidad de moderada duración. Otras centrales térmicas e hidráulicas con indisponibilidades de corta duración.	ESC-G5 efectúa prueba de disponibilidad.
<b>Martes</b>			
Demanda real en general con valores moderadamente más altos que lo programado. La máxima variación de 51 MW. La generación Hidro-Geo un 4% mayor que lo programado.	Variaciones en el POE en banda máxima, debido a una demanda más alta y a indisponibilidad de generadores. El costo operativo total mayor al programado en un 4%.	Múltiples degradaciones e indisponibilidades de corta duración de unidades térmicas e hidráulicas. Tampa en línea como RRA.	Venta de energía de emergencia a Nicaragua. CON-B efectúa aprueba de disponibilidad.
<b>Miércoles</b>			
Desviaciones moderadas de la demanda respecto al programa. La máxima variación de 65 MW. La generación Hidro-Geo mayor en un 6% y la Termo mayor en un 2% respecto al programa.	Variaciones en el POE, principalmente en banda media, debido a la disminución de los aportes a las centrales hidroeléctricas y a indisponibilidad de unidades térmicas. El costo operativo total mayor en un 4%.	MAG-B3 con degradación de capacidad, ARI-O6 y O9, PWT-B6 y B7 con indisponibilidades de moderada duración. Otras unidades térmicas con indisponibilidades de corta duración. Tampa en línea como RRA.	Varios disturbios en la red de transmisión en el sur y nororiente del país. Mantenimientos programados en Escuintla, Mazatenango y Chimaltenango.
<b>Jueves</b>			
Valores de demanda menores a los programados. La máxima variación de 78 MW. La generación Hidro/Geo mayor en un 18% y la Termo menor en un 7%.	Los valores del POE se mantienen en casi todas las horas en los valores programados. La disponibilidad de mayor recurso hidráulico reduce el POE en esas horas. El costo operativo total menor en un 1%.	SID, GEN-B2, PQP-B20, CON-B1 con indisponibilidades de moderada duración. SJO-C1 falla al ser convocado a las 00:00 horas, disponible hasta las 09:42.	Disturbios en la red de transmisión en el sur del país.
<b>Viernes</b>			
Valores de demanda menores a los programados en banda máxima. La máxima diferencia de 61 MW. Generación Hidro/Geo 13% mayor que lo programado, la Termo menor en un 3%.	Los valores del POE se mantienen en casi todas las horas, excepto en 5 horas en las que la mayor disponibilidad de recursos hidráulicos y la menor demanda causaron una reducción del POE. El costo operativo total fue menor al programado en un 2%.	MTI-B1, ARI-O8 con indisponibilidades de moderada duración. Otras unidades térmicas con indisponibilidades de corta duración.	Disturbios menores.
<b>Sábado</b>			
Valores de demanda en general más bajos que lo programado. La máxima variación de 78 MW. La generación Hidro/Geo superior en un 22% y la Termo menor en un 11% debido a mayores aportes de recurso hidráulico.	Los valores de POE menores a los programados en 10 horas del día, debido a la mayor disponibilidad de generación Hidro. El costo operativo total menor en un 4%.	SJO-C1 dispara justo después del pico en banda máxima. PWT-B1, GEN-B2, B3, B4 y LPA-B2 con indisponibilidades de moderada duración. Otras indisponibilidades de corta duración. TAM como RRA, TAM-G1 falla en el arranque.	Disturbios en el intercambio por disparo de SJO. También se procede a desconexión manual de carga de ETCEE, DEORSA, DEOCSA y TRELEC y a reducir consumo de Cementos Progreso y Horno de Arco Eléctrico por el disparo de SJO.