

# MERCADO ELÉCTRICO

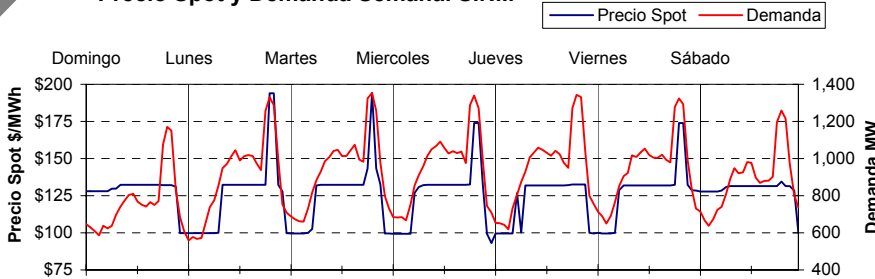
www.cnee.gov.gt



Monitoreo del 1 al 7 de Julio de 2007

DIVISIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO

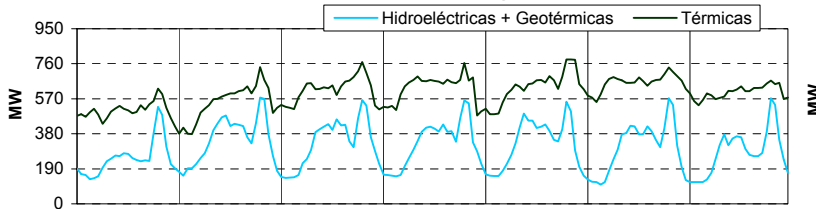
## Precio Spot y Demanda Semanal S.N.I.



### PRECIO SPOT Y DEMANDA

El Precio Spot tuvo un promedio de 126.1 \$/MWh con una variación de \$ 29.19 respecto a la semana anterior, con un máximo de 194.11 \$/MWh, el martes de 19:00 a 20:00 horas. El Precio Spot tuvo un mínimo de 93.07 \$/MWh el miércoles de 23:00 a 24:00 horas. La demanda SNI tuvo un promedio de 905.09 MW, la demanda máxima fue el día martes a las 19:45 horas con 1352.93 MW y una mínima de 558.76 MW el día lunes a la 1:00 horas. El coeficiente de correlación al cuadrado entre el precio y la demanda fue de 0.5228

## Generación por fuente primaria de Energía

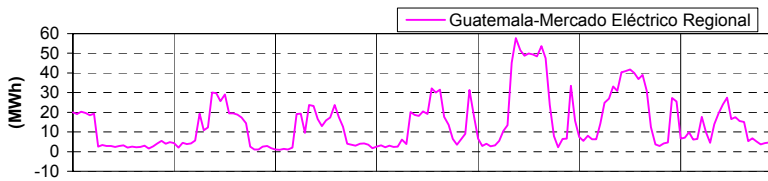


### FACTOR DE PLANTA DEL SNI

	Máxima	Mínimo	Promedio
Hydro + Geo	78.79%	14.2%	42.31%
Térmicas	71.6%	34.67%	54.91%

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

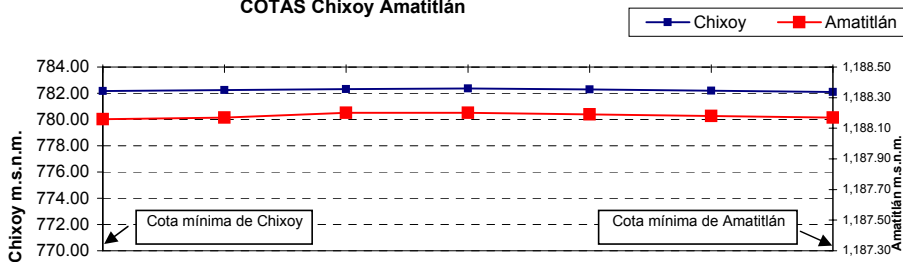


### EXPORTACION E IMPORTACION

Guatemala exportó al MER un total de 2.405 GWh. No hubo importación neta de energía. El intercambio horario máximo de energía del Sistema Guatemalteco hacia el MER fue de 57.67 MWh el día jueves de 9:00 a 10:00 horas. El intercambio mínimo de energía del Sistema Guatemalteco hacia el MER fue de 0.85 MWh el martes de 1:00 a 2:00 horas.

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

## COTAS Chixoy Amatitlán

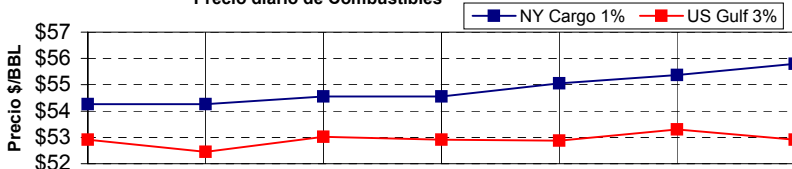


### HIDROLOGIA

La cota de Chixoy inició la semana en un valor de 782.16, y la finalizó en 782.1 m.s.n.m. lo que implica una diferencia de ↓ 0.06 m para la semana. La cota de Amatitlán estuvo entre los valores de 1188.16 y 1188.17 m.s.n.m. correspondiente a una variación de ↑ 0.01 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



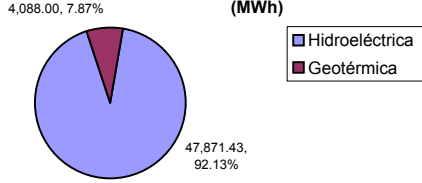
### COMBUSTIBLES

En el mercado de futuros en la semana, el precio del crudo NYMEX se situó en un valor de 73.15 \$/BBL para entrega en Septiembre 2007, observándose una variación de \$ 2.17 respecto a la semana anterior. El promedio del Five Day Rolling Average del Bunker NY Cargo 1% fue 54.81 \$/BBL. El promedio para el US GULF Waterbone No. 6, 3% fue de 52.91 \$/BBL. Las variaciones para el NY Cargo y el US GULF son de \$ 0.86 y \$ 1.28 respectivamente, comparando con la semana anterior.

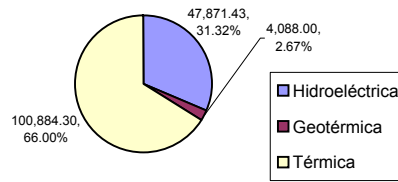
### Resumen Combustibles

	Anterior	Actual	Dif.
NY Cargo	53.95	54.81	↑ 0.86
US GULF	51.63	52.91	↑ 1.28
NYMEX	70.98	73.15	↑ 2.17

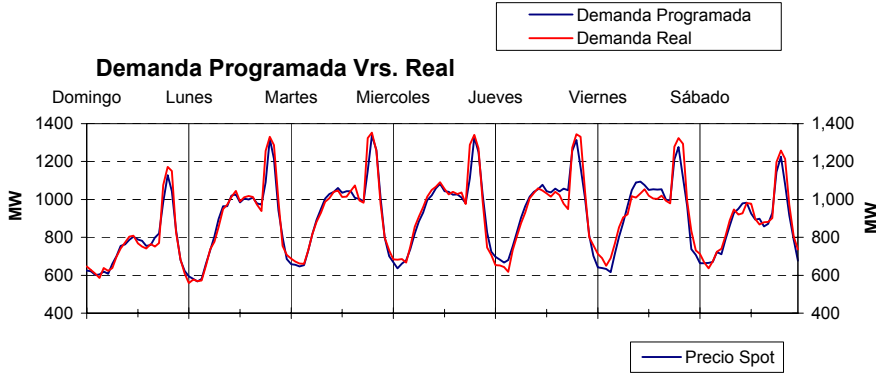
**Generación semanal por Recursos Renovables (MWh)**



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



**Demanda Programada Vrs. Real**



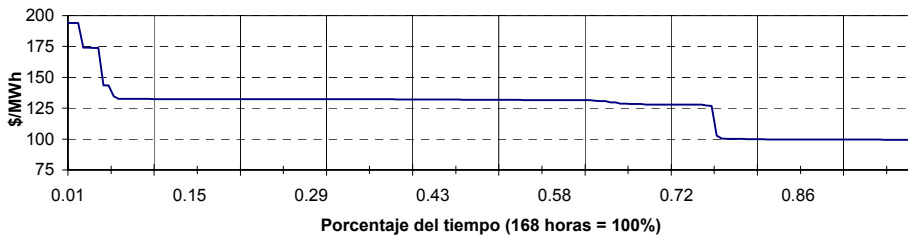
**PROGRAMAS DE GENERACIÓN**

La relación entre la demanda en el predespacho y el posdespacho se comporta con una **desviación máxima de 12.586%, una mínima de 0.017% y un promedio de 3.125%** lo cual representa un desvío de **(160.20) MW, (0.14) MW** y **(1.16) MW** respectivamente.

**El MAPE de esta semana es 3.13%**, mientras que el de la semana anterior fue de 3.14%

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

**Curva de duración del Precio Spot**

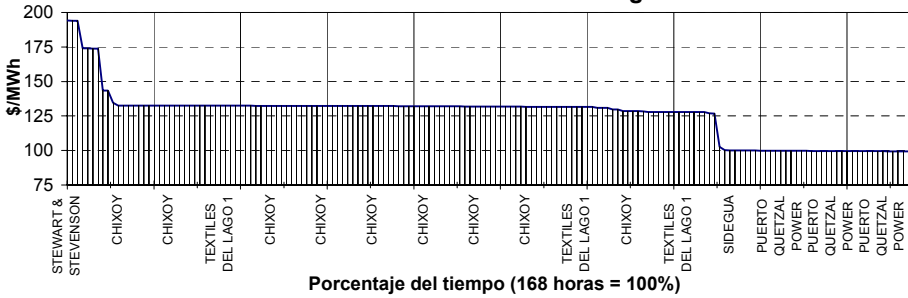


**PRECIO SPOT**

El **25%** del tiempo durante la semana el precio Spot se situó entre **99.43 y 100.29 \$/MWh**.

El **70%** del tiempo, el Spot se situó entre **126.82 y 132.58 \$/MWh**

**Identificación de Generador Marginal**



**PLANTAS QUE DETERMINARON EL PRECIO**

Se puede observar que los generadores que determinaron el precio del Mercado Spot, fueron **CHIXOY con 48%, TEXTILES DEL LAGO con 20%, PUERTO QUETZAL POWER con 18%, Otros generadores 14%, (Cada generador con una participación menor al 5%)** de participación en la semana.

RESUMEN	Precio Spot	Demanda SNI	Hidro+Geo	Térmica	INT	Programado <sup>1</sup>	Desviación % <sup>2</sup>
MAX	194.11 \$/MWh	1,352.9 MW	575.9 MW	783.0 MW	57.7 MW	1,338.0 MW	12.586%
MIN	93.07 \$/MWh	558.8 MW	103.8 MW	379.1 MW	0.9 MW	567.0 MW	0.017%
PROM	126.10 \$/MWh	905.1 MW	309.3 MW	600.5 MW	14.3 MW	897.3 MW	3.125%

Coefficiente de Correlación al cuadrado entre Precio y Demanda

**0.5228**

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. Posdespacho.

Fuente: Programación diaria y posdespachos de AMM

# Eventos

## Resumen de la operación semanal

Demanda de Energía	Precio Spot	Indisponibilidades	Otros
La demanda máxima observada en la semana fue de 1352.93 MW. 43 valores de demanda programados en banda máxima fuera de rango.	Las variaciones entre el POE programado y el real obedecen básicamente a las variaciones de la demanda respecto al programa y las indisponibilidades y degradaciones observadas en la semana.	LVA con degradación de capacidad durante casi toda la semana. Otras degradaciones e indisponibilidades varias de corta y mediana duración hicieron necesario convocar a Tampa varios días de la semana.	Izabal en isla el lunes. Venta de energía a Nicaragua varios días de la semana. Línea Escuintla - San José con problemas a lo largo de la semana. Pruebas de disponibilidad de Tampa y Pantaleón.
<b>Domingo</b>			
Variaciones respecto a la demanda proyectada a lo largo de todo el día. La máxima variación observada es 90 MW. La generación Hidro-Geo superior en un 8% y la Termo 4% menor en comparación con el programa.	POE similar al programado, excepto en banda mínima, donde por degradación e indisponibilidad de unidades térmicas se convoca generación más cara.	Degradación de PNT y LVA, indisponibilidad de GEN, ARI y otras de menor impacto. Tampa como RRA por indisponibilidad de unidades generadoras.	Izabal en isla por mantenimiento de línea Mayuelas - La Ruidosa. Disparo total de la generación de esta isla por aproximadamente 2 horas. Otros disturbios menores en el sistema de transmisión.
<b>Lunes</b>			
Desviaciones menores a lo largo de todo el día, la mayor desviación de 77 MW. Generación Hidro/Geo mayor en un 20% y la Termo menor en un 10% respecto al programa	POE con variaciones respecto al programa de 4 a 8 horas por disponibilidad de mayor recurso hidráulico y demanda menor a lo programado. Por la noche las variaciones debidas a una demanda superior a lo programado.	Degradación e indisponibilidad de varias unidades, principalmente térmicas. Tampa como RRA por indisponibilidad de generación Hidro y Termo.	Venta de energía de emergencia a Nicaragua.
<b>Martes</b>			
Desviaciones menores a lo largo de todo el día, la mayor desviación de 87 MW. Generación Hidro/Geo superior en un 11% y la Termo menor en un 5% respecto al programa	POE con pocas variaciones respecto al programa, excepto en banda máxima donde las variaciones se deben a los cambios de la demanda.	GEN, ARI-O7 y O8, PWT-B7, PQP B12 indisponibles en períodos cortos y otras centrales con degradaciones. Tampa como RRA por indisponibilidad y degradación de unidades generadoras	Disturbios en el sistema de transmisión en el sur del país por tormentas en la región
<b>Miércoles</b>			
Desviaciones menores a lo largo de todo el día, la mayor desviación de 105 MW. Generación Hidro/Geo superior en un 11% y la Termo menor en un 4% respecto al programa	POE con pocas variaciones respecto al programa, excepto a las 6 horas en que se contaba con mayor aporte hidráulico y a las 21:00 horas debido a que el POE se estima en base a la demanda al final de la hora.	PQP-B2, SID, ARI-O1 y O9, LPA-B4 y LES con indisponibilidades a lo largo del día. Otras unidades con degradación de capacidad. Tampa como RRA en el pico.	Varios disturbios de moderada importancia y duración en el sistema de transmisión. Dispara línea Escuintla - Puerto San José y ocasiona el disparo del trafó 230/69 en Escuintla, en banda máxima.
<b>Jueves</b>			
Se observa demanda mayor a lo programado en banda máxima y menor que lo programado en banda mínima y media.	POE con pocas variaciones respecto al programa, el mayor aporte de caudales favorece la generación Hidro. En banda máxima, las pruebas de disponibilidad de PNT y TAM y una demanda menor a la programada reducen el POE. El costo operativo total menor en un 5%.	LVA y TDL con degradación de capacidad durante parte del día. LPA-B3, ARI-O5, O6 y O10, con indisponibilidades de moderada duración y efecto.	Línea Escuintla - Puerto San José normalizada
<b>Viernes</b>			
Desviaciones respecto al programa, mayor demanda en banda mínima y máxima y menor demanda en banda media. La generación Hidro/Geo menor en un 4% y la Termo mayor en un 3%.	POE con variaciones respecto al programa en banda mínima y máxima debidas a valores de demanda superiores a los programados. Igualmente, valores de aporte hidráulico menores afectan el POE. El costo operativo total mayor en un 5%	LVA continúa con degradación de capacidad. ARI-O5 y O8, y SMA-H3 con indisponibilidades moderadas.	Reparaciones menores en el sistema de transmisión.
<b>Sábado</b>			
Desviaciones moderadas respecto al programa. La máxima variación de 59 MW. La generación Hidro/Geo mayor en un 7%, la Termo menor en un 1%.	POE con variaciones en banda mínima y al final del día, debido principalmente a algunas indisponibilidades. Costo operativo total mayor en un 8%.	LVA continúa con degradación de capacidad. 3 unidades de GEN indisponibles hasta las 18:00 horas por problemas en el separador de combustible. ARI-O5 y O8, y SMA-H3 con indisponibilidades moderadas. Tampa como RRA en banda media.	Mantenimiento de línea Escuintla 2 - San José. Disturbios en el oriente y nororiente del país ocasionan pérdida de carga en banda media.