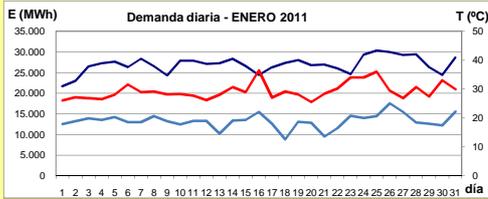




INFORME MENSUAL DEL MMEE

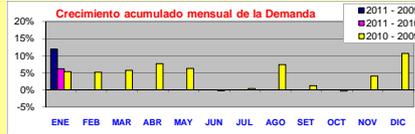
DEMANDA NETA (según SMEC)

ENERO 2011



Energía Total Mensual
834,417 MWh

Temperatura en Montevideo
Referencia Melilla



Potencia Máxima (MW)
1,469 Martes 25, 14:20 h

Energía Diaria Máxima (MWh)
30,326 Martes 25

TASA DE CRECIMIENTO (2011-2010)	
Mensual	6,18%
Acumulado anual	6,18%
Año móvil	4,41%

Tasas calculadas respecto al año 2010 sin 29/02/08

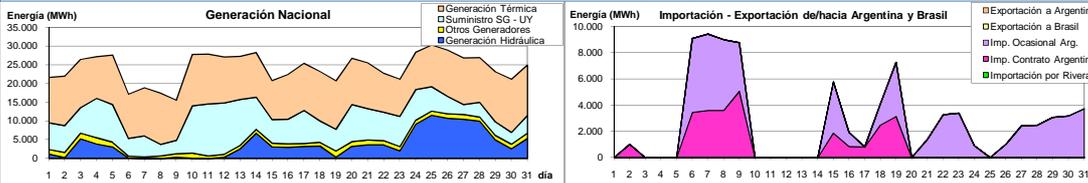
ENERGIA NETA ENTREGADA AL SIN, COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN Y PRECIOS DE INTERCAMBIOS

Generación Térmica	Por Central	Por Unidad	Costo variable	Exportación
Central Batlle	145.185			
• Sala B		-119 MWh	181,1 USD/MWh	
• 5a		42.253 MWh	137,0 USD/MWh	0 MWh
• 6a		64.346 MWh	140,5 USD/MWh	0 MWh
• Motores		38.705 MWh	112,7 USD/MWh	0 MWh
Central La Tablada	76.978			
• Unidad 1		9.393 MWh	226,2 USD/MWh	
• Unidad 2		67.585 MWh	226,2 USD/MWh	0 MWh
Central P. del Tigre	157.054			
• Gas		25.915 MWh	152,7 USD/MWh	
• Gasoil		131.140 MWh	183,6 USD/MWh	0 MWh
Central Maldonado	120			
• San Borjas		4 MWh	298,7 USD/MWh	
Grupos Diesel	4			
• Rivera		0 MWh	298,7 USD/MWh	
• San Borjas		4 MWh	298,7 USD/MWh	
Generación Hidráulica	Por Central	Por Unidad		
C.H. G.Terra (R. del Bonete)				0 MWh
C.H. Baygorria				0 MWh
C.H. Constitución (Palmar)				0 MWh
C.H. Salto Grande				0 MWh
Intercambios	Por País			
Argentina	82.085			
• Importación Contrato		25.884 MWh	78,6 USD/MWh	
• Importación Contingente		56.201 MWh	234 USD/MWh	
• Exportación hidráulica		0 MWh	11 ^F USD/MWh	
• Exportación térmica		0 MWh	n/d USD/MWh	
Brasil	0			
• Importación por C.Rivera		0 MWh	136 ^E USD/MWh	
• Importación por SADI		0 MWh	0 USD/MWh	
• Exportación a Brasil		0 MWh	0 USD/MWh	
Otros Generadores				
UPM S.A. (ex-Botnia)				
Zenda Leather S.A.				
Nuevo Manantial S.A.				
Sierra de Caracoles (U.T.E.)				
Agroland S.A.				
Las Rosas (I.M. Maldonado)				
Feniro S.A.				
Bioener S.A.				
Weyerhaeuser Productos S.A				
Liderdat S.A.				
Galofar S.A.				
Alur S.A.				

Costo variable promedio abastecim. de la demanda (térmico + importación)
173,1 USD/MWh

Nota: Los valores informados son valores netos, esto es la diferencia entre la energía entregada al SIN y la energía absorbida del sistema.

GENERACIÓN - IMPORTACIÓN / EXPORTACIÓN por día (acumulado)



EVOLUCIÓN de los EMBALSES (Dr.G.Terra y Salto Grande)

Valores diarios de la Cota de la Represa Dr. Gabriel Terra (hora 0:00)

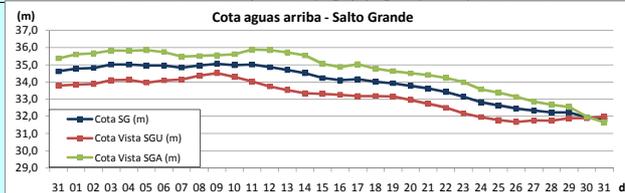


Represa	Cota Inicial m	Cota Final m
Terra	78,41	77,68
Baygorria	53,68	54,09
Palmar	38,87	37,62
Salto Grande	34,65	31,83

Valores de Referencia (operación normal)

Represa	Cota Min m	Cota Max m
Terra	70,00	80,70
Baygorria	53,00	54,50
Palmar	36,00	40,00
Salto Grande	30,00	35,00

Valores diarios de la Cota Real y Cota Vista (uruquaya y argentina) de la Represa Salto Grande



Represa	Lluvias mm	Vertido km3
Terra	87	0,00
Baygorria	70	0,00
Palmar	70	0,00
Salto Grande	n/d	0,00

n/d = dato no disponible al momento de la publicación

Valores Históricos de Referencia

Represa	Min mm	Max mm
Terra	46	271
Baygorria	27	184
Palmar	34	222
Salto Grande	64	200

Valores mensuales considerados desde 01/1994
Valores de S.Grande en la cuenca inmediata

COSTO DE RECURSOS FÓSILES

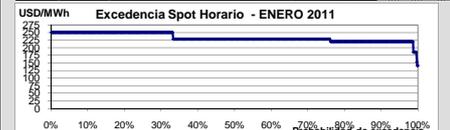
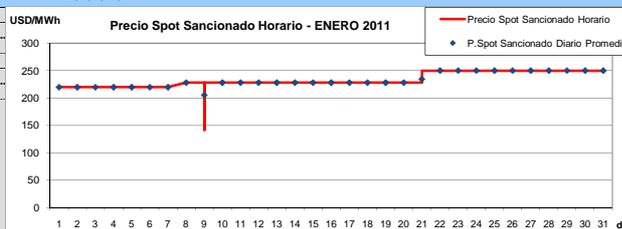


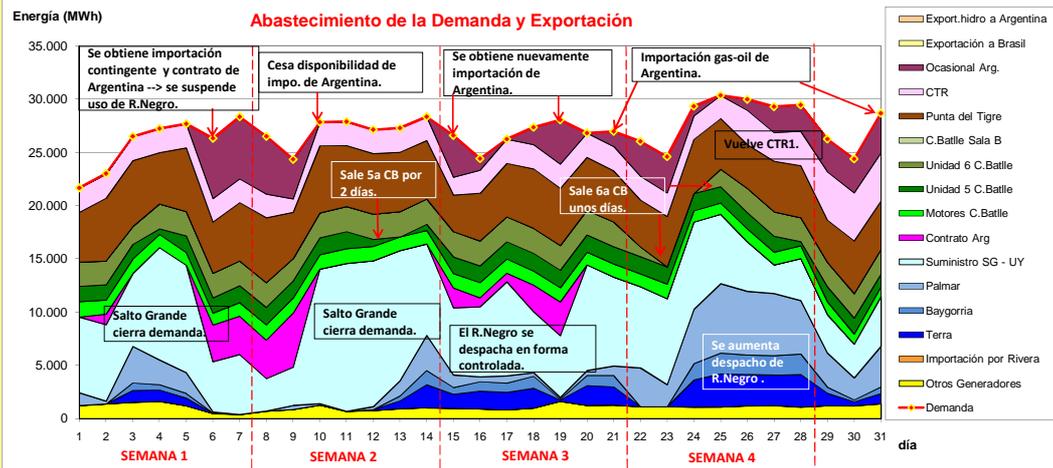
Detalle	Costo	Unidad	Comentarios
Fuel Oil	493,9	USD/ton	
Fuel Oil Motores	517,4	USD/ton	En base a 80% FO y 20% GO
Gas Oil	672,6	USD/m3	
Gas Oil Maldonado	692,6	USD/m3	Incluye 20 USD/m3 costos de transporte

(www.sia.doe.gov)

PRECIO SPOT

Detalle	Valor
Precio Spot Promedio	232,8 USD/MWh
Precio Mínimo	141,2 USD/MWh
Precio Máximo	250,0 USD/MWh
Energía entregada al Mercado Spot	1.945,2 MWh
Energía entregada en el MCT	27.123,1 MWh





Semana 1 (1 - 7 ene)

Se despachó a pleno todo el térmico disponible (turbina de Maldonado hasta el 2/1 forzada por seguridad de la red en la zona Este del País), convocándose los contratos con Argentina y realizando gestiones a los efectos de obtener suministro de energía por importación en modalidad contingente (300 MW), así como energía de Brasil (Conv.Rivera). Se buscó minimizar el uso de las reservas hidráulicas. S.Grande se despachó cerrando demanda y Río Negro a partir del lunes 3 hasta tanto no se obtuvo importación para sustituirlo (a partir del jueves 6 se dejó de despachar). No hubo lluvias de importancia, aunque sí una ligera mejora en los aportes de SG que resultaron del orden de 2.900 m³/s, y una demanda algo inferior a la prevista, lo que permitió despachar menos R.Negro. A partir del jueves 6 se reprogramó la semana, pues se obtuvieron 250 MW de importación contingente fuel-oil (a un precio del orden de PTA, 188,5 USD/MMWh), así como 150 MW de contrato Cems1 de Argentina, por lo que ésta importación sustituyó el des de R.Negro, así como despacho de PTA en las madrugadas, que estuvieron con déficit de agua tratada por problemas en la planta purificadora. CTR marcó precio toda la semana. Sala B y CTR1 continuaron indisponibles por mantenimientos programados prolongados (prevista su finalización a mediados de enero). Hubo disponibilidad de gas de Argentina para despachar en promedio una máquina de PTA por día.

Semana 2 (8 - 14 ene)

La programación semanal continuó indicando la minimización de uso de reservas hidráulicas, a través del uso de todo el parque térmico disponible hasta CTR, de los contratos con Argentina y de la importación en modalidad contingente. Salto Grande cerró demanda. La importación de Argentina estuvo disponible el fin de semana (Cems1, agregándose Cems2 y GMSA el domingo), interrumpiéndose en la tarde del domingo por salidas intempestivas de centrales en dicho país (Atucha y Central Puerto), lo cual determinó una reprogramación: PTA y CTR pasaron a despacharse a pleno. CTR marcó precio toda la semana (algo superior a la semana 1 por actualizarse el costo var. de las térmicas) a excepción de algunas horas previas al mediodía del domingo. A partir del jueves, debido a una salida intempestiva de la 5a C.Battle el día miércoles se decide despachar el R.Negro para no bajar la cota de S.Grande de 33,5m. No se produjeron lluvias de relevancia, los aportes de SG fueron del orden de 2.600 m³/s, aunque hubo algunas lluvias en R.Negro (40mm promedio).

Semana 3 (15 - 21 ene)

Se continuó despachando todo el térmico disponible hasta CTR y cerrando demanda con S.Grande. El R.Negro se despacha en forma controlada para no bajar de cotas objetivo en los embalses. Hubo disponibilidad de importación contingente de Argentina el fin de semana y algo de contrato Cems1 (hasta el día miércoles). La importación contingente se retomó el martes a mediodía hasta el pico del miércoles. A partir de la tarde del viernes hubo importación contingente origen gas-oil (292,5 USD/MMWh), por lo que actuó el tope de 250 USD/MMWh en el precio spot. El resto de la semana el mismo estuvo dado por CTR. La disponibilidad de importación permitió disminuir en algo la generación de R.Negro (en ppio. no prevista, de contarse con plena disponibilidad de importación), así como de PTA que continúa con poca disponibilidad de agua tratada por problemas en su planta purificadora. Durante la semana no se produjeron lluvias de importancia, los aportes de SG fueron del orden de 2.200 m³/s y las lluvias ocurridas en la cuenca del R.Negro no provocaron aportes significativos.

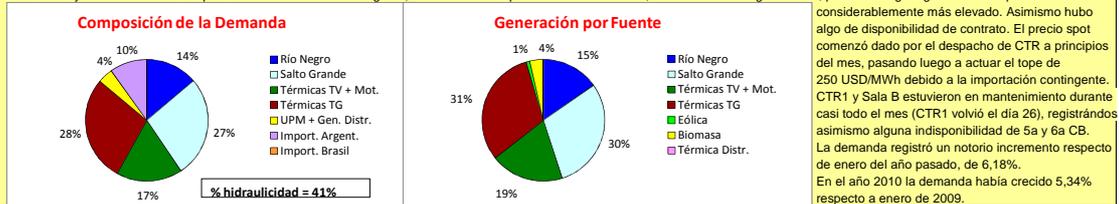
Semana 4 (22 - 28 ene)

La programación semanal continuó indicando la minimización de uso de reservas hidráulicas, a través del uso de todo el parque térmico disponible hasta CTR, de los contratos con Argentina y de la importación en modalidad contingente. Salto Grande cerró demanda. El R.Negro se despacha en forma controlada para no bajar cotas objetivo. Hubo disponibilidad de importación contingente origen gas-oil de Argentina, interrumpiéndose el día lunes y hasta la tarde del miércoles (por la alta demanda que se registraba en dicho país). Dicha importación, por encontrarse despachada o convocada, marcó el precio spot toda la semana, actuando el tope de 250 USD/MMWh. El miércoles 26 vuelve a estar disponible CTR1 (salida de mantenimiento prolongado). La 6a C.Battle salió de servicio el sábado por pinchadura, volviendo en servicio el día miércoles, lo cual sumado a la indispon. de CTR1 y la escasez de importación, ocasionó un mayor despacho de R.Negro a partir del lunes (reprogramación). Los aportes de SG fueron del orden de 1.550 m³/s, no hubo aportes significativos en R.Negro.

Semana 5 (29 ene - 4 feb)

La programación es análoga a la semana anterior. Continuó la disponibilidad de importación contingente Argentina origen gas-oil. La 5a C.Battle quedó indisponible a partir de la tarde del lunes 31. Sala B continúa indisponible. Los aportes en SG fueron del orden de 2.650 m³/s.

Durante el mes de **enero** se tuvieron muy bajos aportes, sea en el Río Negro, con probabilidad de excedencia entre el 55-66%, comparado con el histórico para enero, y también en el Río Uruguay, con probabilidad de excedencia de un 40%; la misma es baja debido a los bajos aportes históricos de esta época (verano). Se utilizó energía almacenada en el embalse Terra (el mismo bajó 0,73m). Se registró un porcentaje de hidraulicidad bajo (41%). Se comenzó el mes con las cotas de los embalses relativamente altas, finalizándose el mismo con una cota muy baja en S.Grande (31,83m) y algo más baja en el R.Negro. La escasez de lluvias provocó un aumento progresivo y sostenido en el valor del agua, despachándose todo el térmico disponible hasta CTR y recurriéndose a la importación contingente, la cual estuvo disponible casi todo el mes, inicialmente de origen fuel-oil, pasando luego a gas-oil con un precio



considerablemente más elevado. Asimismo hubo algo de disponibilidad de contrato. El precio spot comenzó dado por el despacho de CTR a principios del mes, pasando luego a actuar el tope de 250 USD/MMWh debido a la importación contingente. CTR1 y Sala B estuvieron en mantenimiento durante casi todo el mes (CTR1 volvió el día 26), registrándose asimismo alguna indisponibilidad de 5a y 6a CB. La demanda registró un notorio incremento respecto de enero del año pasado, de 6,18%. En el año 2010 la demanda había crecido 5,34% respecto a enero de 2009.

APORTES, TURBINADOS Y VERTIMIENTOS REGISTRADOS

