

Efectos de la consideración o no de los mínimos técnicos de las centrales en la proyección del precio estacional de la energía

Lic. Ec. Andrea Cabrera

Ing. Ana Casulo

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2010

Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados.

1 Objetivo

El trabajo se propone analizar los efectos de considerar o no los mínimos técnicos de las centrales térmicas, en el cálculo del precio estabilizado de la energía para los siguientes seis meses de operación (precio spot estacional).

2 Hipótesis de trabajo

En general la función de costos de una central térmica varía de acuerdo a la potencia y puede expresarse como:

$$\text{Costo}(p, A) = P_{\min} * cv_0 * A + cv_{inc} * p$$

$$- p + (P_{\max} - P_{\min}) * A \geq 0$$

Donde :

$$p = (P - P_{\min})$$

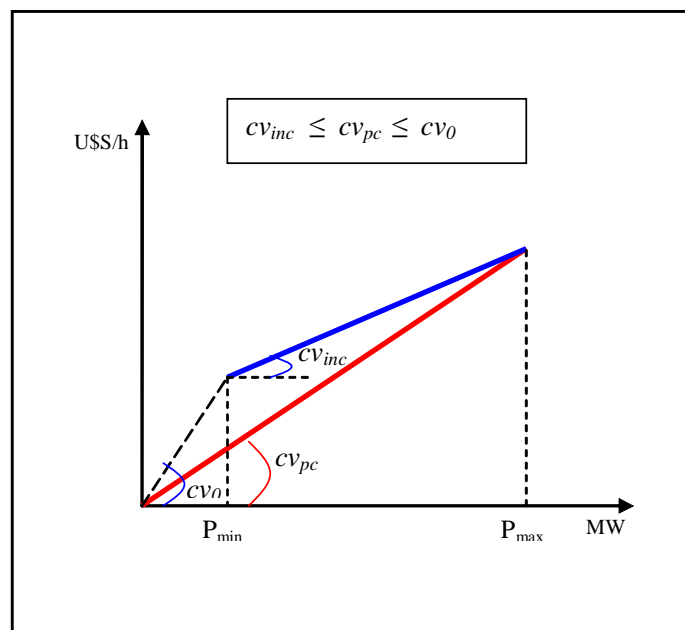
$A = 1$ o 0 según la máquina esté o no despachada

cv_0 = costo variable del mínimo técnico

cv_{inc} = costo increment.

Una simplificación podría ser representar la central sin considerar sus mínimos técnicos:

$$\text{Costo} = P * cv_{pc} \quad \text{donde } cv_{pc} \text{ es el costo variable a plena carga.}$$

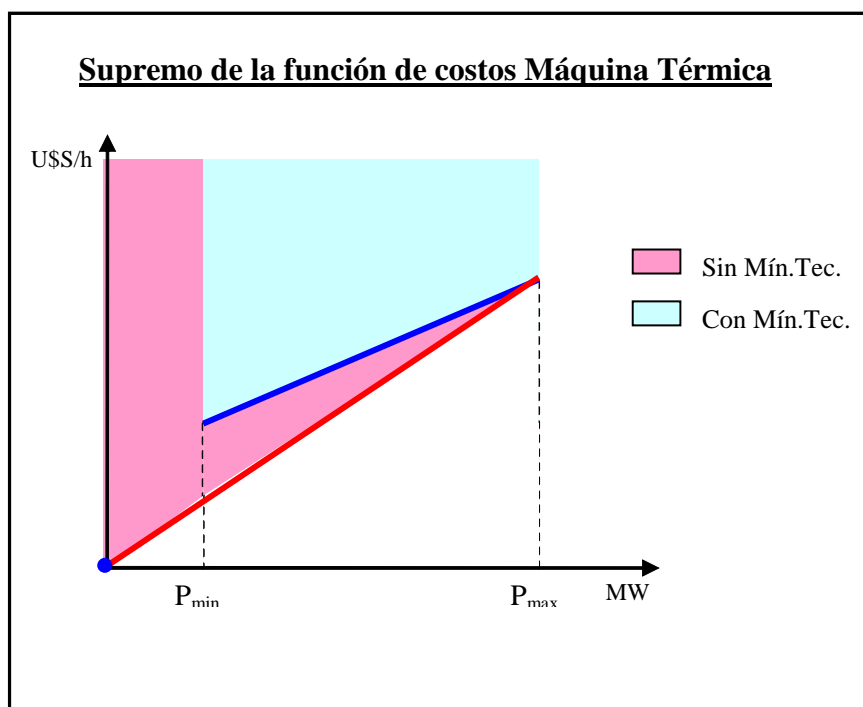


Teniendo en cuenta lo anterior, en un caso sumamente simplificado (parque de generación con una sola máquina térmica) se puede afirmar que el costo marginal que

resulta de modelar este generador como un generador térmico simple será mayor al que surge de la modelación con mínimos técnicos.

Esta afirmación no puede generalizarse para un parque más sofisticado. Representar las máquinas sin los mínimos técnicos equivale a considerar generadores más baratos y al existir otras máquinas térmicas o hidráulicas el operador podría cambiar el orden de despacho afectando así los costos marginales resultantes.

La simulación considerando generadores térmicos simples resultará en un costo de operación y un costo futuro menor al que surge de modelar las máquinas con sus mínimos técnicos ya que se trata de una relajación del problema original.



En lo que respecta a los costos marginales, y en particular al precio spot estacional, las conclusiones sobre los efectos que tiene representar las máquinas con o sin mínimo técnico no son obvias.

3 Metodología

Para realizar el estudio se parte de un escenario base, que es el considerado por ADME para la programación estacional noviembre/09-abril/10. Posteriormente dicho escenario se irá modificando de forma de evaluar si los efectos sobre el precio spot estacional que tiene modelar con o sin mínimos técnicos, se ven afectados al considerar una mayor o menor participación de la generación hidráulica en el parque generador.

Si bien en las simulaciones realizadas para la determinación de la programación estacional ADME utiliza las series históricas de aportes a las represas, a los efectos de este trabajo y para aplicar los conocimientos obtenidos en el curso, se ha optado por la utilización de series de aportes sintéticas, tanto en las etapas de optimización como de simulación. Las mismas se crearon utilizando el sintetizador CEGH y considerando las series históricas de los aportes a Bonete, Palmar y Salto desde el año 1909 hasta mediados de 2009. Los valores del agua serán calculados para un solo lago (Bonete) y una variable de estado hidrológico. Las discretizaciones consideradas para la variable de estado hidrológico son 5 y no son equiprobables:

Clase Hidrológica	Probabilidad %
1	6%
2	9%
3	20%
4	30%
5	35%

3.1 Descripción de la Sala del Escenario Base

A continuación se detalla la composición de la sala del SimSEE correspondiente al escenario base.

3.1.1 Variables Globales

La optimización del sistema se realiza para el período comprendido entre el 30/10/09 y el 3/11/12, en tanto que la simulación de la Programación Estacional incluye 26 semanas, desde el 30/10/09 al 1/05/10.

El paso de tiempo es semanal (168 horas) y la potencia se distribuye en 4 postes horarios monótonos cuya duración es de 5, 30, 91 y 42 horas respectivamente.

3.1.2 Actores

Los actores se clasifican en demanda, generadores térmicos, generadores hidráulicos y comercio internacional, estando todos ellos conectados a un único nodo, Montevideo.

3.1.2.1 Demanda

La demanda fue generada a partir de un año base (2007) y de un vector de energías anuales, y 4 escalones de falla. El vector de energías así como la profundidad y costo de los escalones de falla se exponen a continuación:

Año	Energía GWh
2009	8989
2010	9276
2011	9566
2012	9891

Profundidad de Falla (%)	Costo U\$/MWh
5.0%	250
7.5%	400
7.5%	1200
80.0%	2000

3.1.2.2 Generadores Térmicos

La modelación de los generadores térmicos se hizo en primera instancia como “generadores térmicos básicos” y luego como “generadores térmicos On/Off por poste”.

En ninguno de los escenarios se consideraron mantenimientos programados para que la comparación del precio spot estacional no se viera percutida por una aleatoriedad adicional.

En el siguiente cuadro se presentan las principales características y los costos variables correspondientes a las diferentes máquinas térmicas:

U.G.	Unidades	Pot.Max. MW	Pot.Min. MW	Fact.Disp.	Costos Variables (U\$/MWh)		
					CV _{pc}	CV ₀	CV _{inc}
Motores	8	10.0	0.0	0.85	93.8	93.8	93.8
Sala B	1	50.0	20.0	0.50	141.2	183.3	113.1
Unidad 5	1	77.0	20.0	0.75	107.1	129.5	99.2
Unidad 6	1	113.0	30.0	0.80	109.5	140.4	98.4
PTI	5	48.0	15.0	0.85	151.9	235.4	113.9
CTR	2	103.5	20.0	0.85	186.3	380.8	139.7
TGAA	1	20.0	10.0	0.45	246.1	307.6	184.5
Botnia	1	26.0	0.0	1.00	1.0		
Gen.Distribuida	Antes 2010	37.8	0.0	1.00	1.0		
(*) 1 unidad con pot. que se incrementa en las fechas indic.	1/1/10	51.0	0.0	1.00	1.0		
	1/1/11	54.6	0.0	1.00	1.0		
	1/1/12	69.2	0.0	1.00	1.0		

3.1.2.3 Generadores Hidráulicos

Se modelan 4 generadores hidráulicos, 3 de ellos como central de pasada y uno con embalse. El número de unidades y las potencias máximas de las mismas con las siguientes:

U.G.	Unidades	Pot.Max. MW	Tipo de Central
S.G.U.	7	135.0	de pasada
Bonete	4	38.8	con embalse
Baygorria	3	36.0	de pasada
Palmar	3	111.0	de pasada

El factor de disponibilidad considerado para todos los casos es 0.99.

3.1.2.4 Comercio Internacional

El comercio internacional está pautado por:

	P.Max. MW	Precio U\$/MWh	F.Disp.
Importación Arg. Cemsa	150	76	0.30
Importación Brasil	267	185	0.75
Exportación	500	1	0.50

3.1.3 Optimización y Simulación

La optimización se realizó para un horizonte de 157 semanas, con costo cero al final del período. Fueron previstos sorteos para determinar las máquinas disponibles y la tasa de actualización empleada fue 12%.

Las simulaciones fueron realizadas para un período de 26 semanas y para 200 crónicas de aportes sintéticos.

3.2 Descripción de las corridas adicionales

Una vez obtenidos los resultados con la Sala Base de la Programación Estacional, se decidió introducir distintos cambios en la misma y evaluar su incidencia en las conclusiones finales. En cada oportunidad se realizaron corridas considerando a los generadores térmicos modelados Con Mínimo Técnico y Sin Mínimo Técnico.

3.2.1 Operación alejada del óptimo

La sala del SIMSEE utilizada para estas corridas es casi idéntica a la correspondiente a la corrida base. La única diferencia considerada fue la de afectar los costos del agua por intermedio de un programa auxiliar, cargando estos nuevos costos, y realizando la simulación a partir de ellos.

Con estos cambios se pretende analizar el comportamiento del operador ante una situación forzada en la que se encuentra con los lagos vacíos – debido a que se desvalorizó el agua dividiendo sus costos entre 10 - y debe marginar necesariamente con sus máquinas térmicas.

3.2.2 Ampliación del período de estudio

El período de simulación original es corto (26 semanas) y las condiciones iniciales (nivel del lago en el punto de partida) podrían mantener su influencia a lo largo del mismo afectando las conclusiones del análisis. Para evitar esto se repitieron todas las corridas realizadas utilizando como período de simulación 104 semanas. A partir de ellas se calcularon los precios spot estacionales para semestres móviles.

3.2.3 Modificación del parque generador

Otro factor a analizar es si la diferencia entre el precio spot obtenido al modelar con y sin mínimos técnicos se ve afectada al disminuir el peso de la componente hidráulica del parque de generador. Para esto se consideraron 3 nuevos escenarios cuyas salas se describen a continuación:

3.2.3.1 Parque generador base sin la central de Salto Grande

Los cambios realizados en la sala fueron los siguientes:

- Eliminación de Salto Grande: no se consideraron unidades disponibles para el período de análisis.
- Cambio en los factores de disponibilidad: los factores de disponibilidad de todas las máquinas térmicas y de los contratos internacionales se consideraron iguales a 1.
- Reducción de la capacidad de importación: se consideró una potencia máxima de 75 MW para el contrato CEMSA y de 150 MW para la importación desde Brasil.
- Modificación de la demanda: se le asoció una componente aleatoria del tipo “fuente constante” con valor -0.1 . De esta forma la demanda se contrae en 10% y puede absorber la disminución de la generación sin una componente de falla importante.
- Período de simulación: 104 semanas.

3.2.3.2 Parque generador base sin las centrales de Salto Grande, Baygorria y Palmar

Al escenario descrito en 3.2.3.1 se le agregó no disponibilidad de las centrales de Palmar y Baygorria y una reducción de la demanda de 25%.

3.2.3.3 Parque generador base sin las centrales hidráulicas

En este escenario sin generación hidráulica se analizaron dos casos. En el primero la demanda se contrajo un 30% manteniendo la composición del parque térmico. En el siguiente se modeló un caso extremo, donde la demanda es abastecida por un única central térmica (la 6ta unidad de Central Batlle).

4 Resultados del estudio

En general para todos los escenarios analizados se observa que:

- Los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas con el SIMSEE verifican que el **costo futuro que se obtiene al modelar los generadores térmicos considerando sus mínimos técnicos, son levemente superiores a los resultantes si no se consideran dichos mínimos técnicos**. Esto era de esperar ya que modelar un generador como térmico básico constituye una relajación del problema original. Lo anterior se cumple para todos los escenarios analizados.

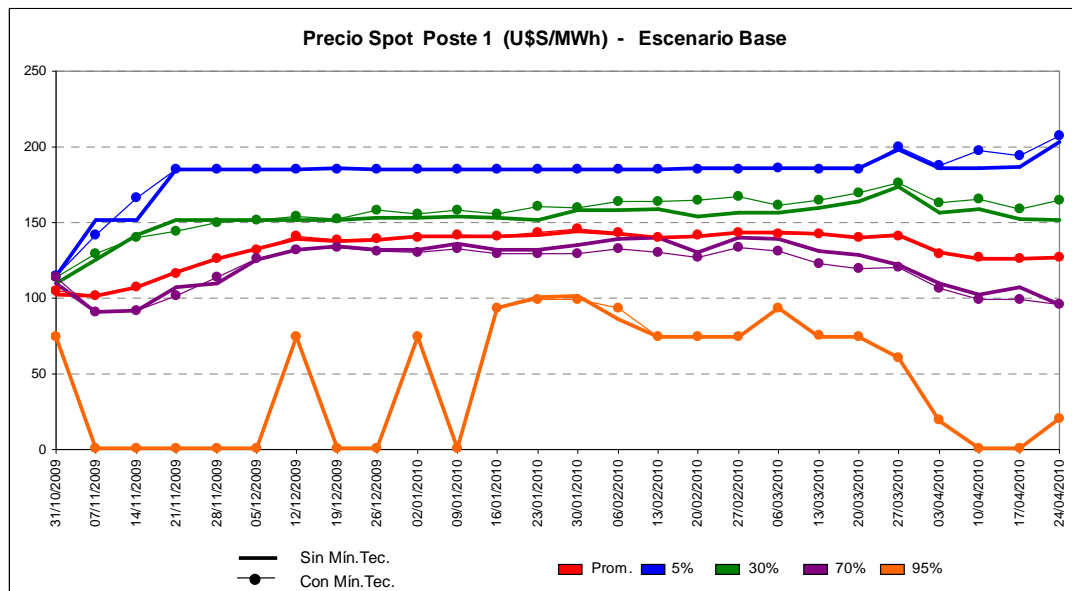
- Al interior de cada uno de los escenarios estudiados, no se constatan diferencias apreciables entre la energía total generada por fuente cuando las máquinas son representadas con sus mínimos técnicos y cuando se utilizan generadores térmicos básicos.
- Al modelar los **generadores térmicos con sus Mínimos Técnicos se observa una mayor participación del agua a la hora de marginar.**
- **Los precios spot estacionales obtenidos al representar los generadores con o sin sus mínimos técnicos no presentan diferencias significativas**, pudiendo en algunos períodos ser superior uno de ellos y en otros suceder lo contrario.

4.1 Escenario base y operación alejada del óptimo

Los resultados obtenidos a partir del SimSEE para el escenario basado en la Programación Estacional noviembre/09-abril/10 de ADME, se resumen a continuación.

En el análisis por poste no se aprecian diferencias significativas entre los precios spot resultantes de las corridas con y sin mínimos técnicos. Si bien se constatan ciertos apartamientos en las crónicas más extremas en el promedio se compensan.

A modo de ejemplo, en la siguiente gráfica se presentan los resultados obtenidos para el Poste 1:



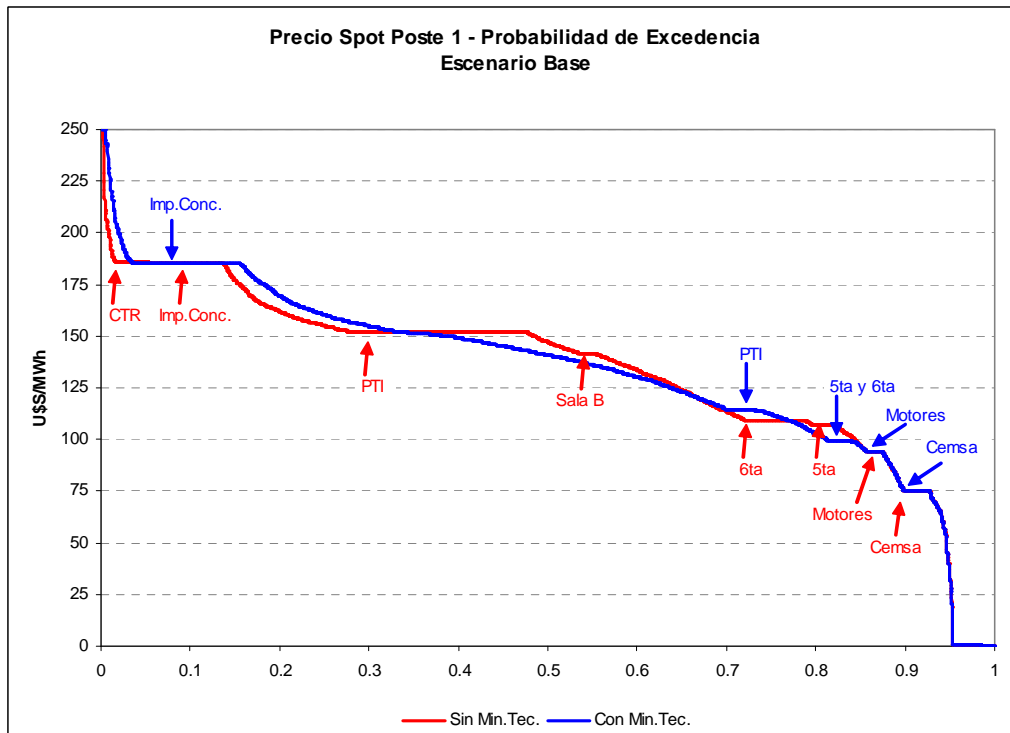
En este escenario, cuando las centrales son modeladas con sus mínimos técnicos, el agua margina el 79.6% de las horas, en tanto que las máquinas que poseen mínimos técnicos solo lo hacen en el 4.4% de las horas.

Por otra parte, cuando las centrales se modelan sin mínimos técnicos el peso del agua a la hora de marginar disminuye a 54.1% y el correspondiente a las máquinas térmicas

modeladas con sus mínimos técnicos aumenta, llegando a marginar en el 33.6% de las horas.

Lo expuesto anteriormente se puede observar con mayor detalle en el gráfico de probabilidad de excedencia.

- La línea roja, representa la modelación sin mínimos técnicos y presenta escalones bien definidos en aquellos tramos donde marginan las máquinas térmicas.
- La línea azul, representa la modelación con mínimos técnicos y es más modulada, como consecuencia de la mayor participación del agua al momento de marginar.



Al modelar considerando mínimos técnicos el optimizador intenta siempre que le sea posible, despachar estas máquinas a plena carga debido a la diferencia en sus costos variables. Antes de despachar la máquina a media carga prefiere despachar agua, esto explica la escasa participación de éstas máquinas en el marginal.

El precio spot estacional obtenido con ambas variantes de modelación de máquinas térmicas es muy similar:

	Sin Min.Tec. U\$/MWh	Con Min.Tec. U\$/MWh
Promedio 26 sem.	130.32	130.47
Poste 1	132.97	133.22
Poste 2	132.39	132.60
Poste 3	131.71	131.89
Poste 4	125.50	125.57

Al analizar un período de simulación más amplio (104 semanas) y calcular los precios spot estacionales por semestres móviles, se obtienen resultados similares al anterior:

Período estacional - 6 meses	PROMEDIO		Período estacional - 6 meses	PROMEDIO	
	Sin Min.Téc. U\$S/MWh	Con Min.Téc. U\$S/MWh		Sin Min.Téc. U\$S/MWh	Con Min.Téc. U\$S/MWh
31/10/2009 al 24/04/2010	131.40	131.85	07/08/2010 al 29/01/2011	110.52	110.31
07/11/2009 al 01/05/2010	100.20	99.91	14/08/2010 al 05/02/2011	112.19	111.98
14/11/2009 al 08/05/2010	134.92	134.98	21/08/2010 al 12/02/2011	114.31	114.20
21/11/2009 al 15/05/2010	106.56	106.68	28/08/2010 al 19/02/2011	116.37	116.27
28/11/2009 al 22/05/2010	131.40	131.85	04/09/2010 al 26/02/2011	118.47	118.36
05/12/2009 al 29/05/2010	131.87	132.19	11/09/2010 al 05/03/2011	120.46	120.49
12/12/2009 al 05/06/2010	132.39	132.72	18/09/2010 al 12/03/2011	122.60	122.69
19/12/2009 al 12/06/2010	132.83	133.19	25/09/2010 al 19/03/2011	124.86	124.96
26/12/2009 al 19/06/2010	132.98	133.31	02/10/2010 al 26/03/2011	127.02	127.12
02/01/2010 al 26/06/2010	132.68	133.03	09/10/2010 al 02/04/2011	129.01	129.09
09/01/2010 al 03/07/2010	132.12	132.47	16/10/2010 al 09/04/2011	131.25	131.35
16/01/2010 al 10/07/2010	131.18	131.51	23/10/2010 al 16/04/2011	133.17	133.31
23/01/2010 al 17/07/2010	130.16	130.48	30/10/2010 al 23/04/2011	134.92	134.98
30/01/2010 al 24/07/2010	129.01	129.29	06/11/2010 al 30/04/2011	136.54	136.59
06/02/2010 al 31/07/2010	127.61	127.91	13/11/2010 al 07/05/2011	137.87	137.96
13/02/2010 al 07/08/2010	125.95	126.22	20/11/2010 al 14/05/2011	138.98	139.07
20/02/2010 al 14/08/2010	124.04	124.27	27/11/2010 al 21/05/2011	139.50	139.54
27/02/2010 al 21/08/2010	122.25	122.40	04/12/2010 al 28/05/2011	139.32	139.37
06/03/2010 al 28/08/2010	120.25	120.40	11/12/2010 al 04/06/2011	138.97	138.97
13/03/2010 al 04/09/2010	118.65	118.76	18/12/2010 al 11/06/2011	138.67	138.72
20/03/2010 al 11/09/2010	116.83	116.84	25/12/2010 al 18/06/2011	138.13	138.13
27/03/2010 al 18/09/2010	115.20	115.22	01/01/2011 al 25/06/2011	137.69	137.71
03/04/2010 al 25/09/2010	113.55	113.50	08/01/2011 al 02/07/2011	136.72	136.85
10/04/2010 al 02/10/2010	112.11	111.98	15/01/2011 al 09/07/2011	135.56	135.68
17/04/2010 al 09/10/2010	110.48	110.28	22/01/2011 al 16/07/2011	133.89	134.08
24/04/2010 al 16/10/2010	108.76	108.50	29/01/2011 al 23/07/2011	131.99	132.14
01/05/2010 al 23/10/2010	106.83	106.58	05/02/2011 al 30/07/2011	130.28	130.41
08/05/2010 al 30/10/2010	105.30	105.01	12/02/2011 al 06/08/2011	128.60	128.74
15/05/2010 al 06/11/2010	103.49	103.22	19/02/2011 al 13/08/2011	126.75	126.84
22/05/2010 al 13/11/2010	101.68	101.35	26/02/2011 al 20/08/2011	124.82	125.00
29/05/2010 al 20/11/2010	100.20	99.91	05/03/2011 al 27/08/2011	122.54	122.75
05/06/2010 al 27/11/2010	99.17	98.88	12/03/2011 al 03/09/2011	120.31	120.47
12/06/2010 al 04/12/2010	98.36	98.03	19/03/2011 al 10/09/2011	117.93	118.05
19/06/2010 al 11/12/2010	97.82	97.52	26/03/2011 al 17/09/2011	115.58	115.70
26/06/2010 al 18/12/2010	97.58	97.34	02/04/2011 al 24/09/2011	113.38	113.47
03/07/2010 al 25/12/2010	97.94	97.69	09/04/2011 al 01/10/2011	111.43	111.60
10/07/2010 al 01/01/2011	98.68	98.43	16/04/2011 al 08/10/2011	109.45	109.58
17/07/2010 al 08/01/2011	99.42	99.16	23/04/2011 al 15/10/2011	107.79	107.89
24/07/2010 al 15/01/2011	100.50	100.23	30/04/2011 al 22/10/2011	106.56	106.68
31/07/2010 al 22/01/2011	101.52	101.28			

Para observar con mayor detalle el comportamiento del optimizador se estresa el sistema, desvalorizando el agua y obligando al operador a realizar un despacho con información equivocada, operando así lejos del óptimo.

En primer lugar se verificó que el costo de operación resultante fuese mayor que el costo de operación en el caso base, ya que operar con valores de agua diferentes a los que surgen de la optimización debe resultar en una operación más cara (aprox. 25 millones de dólares).

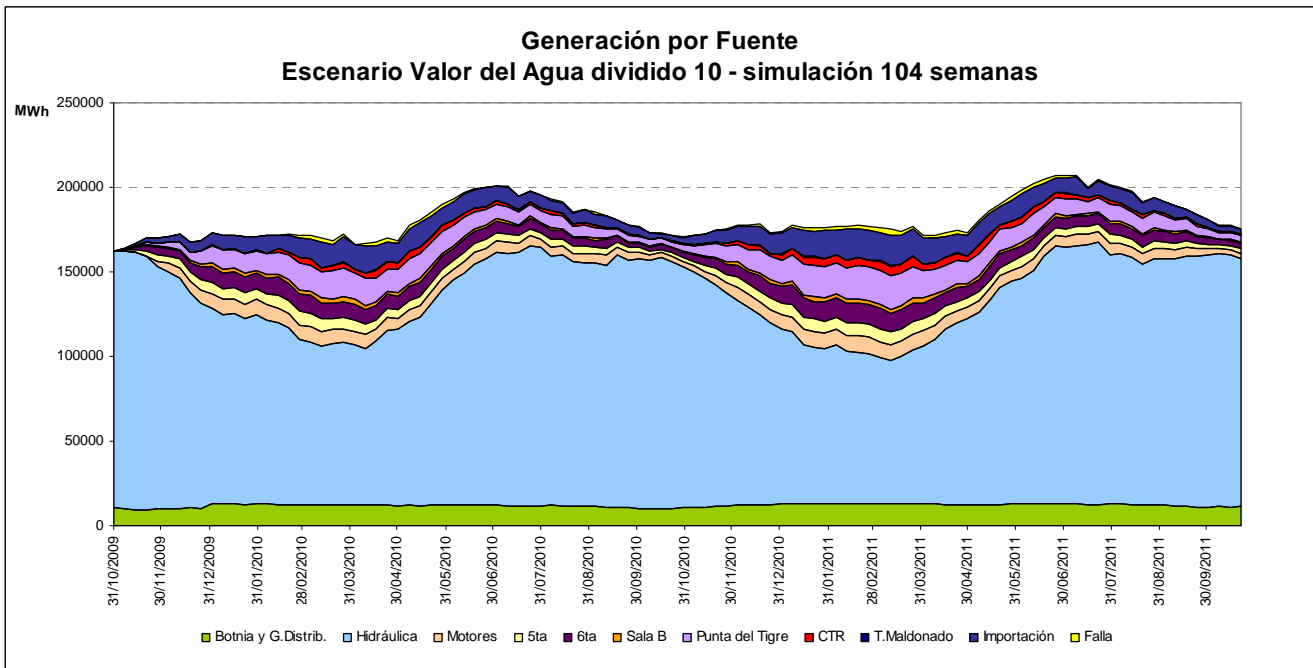
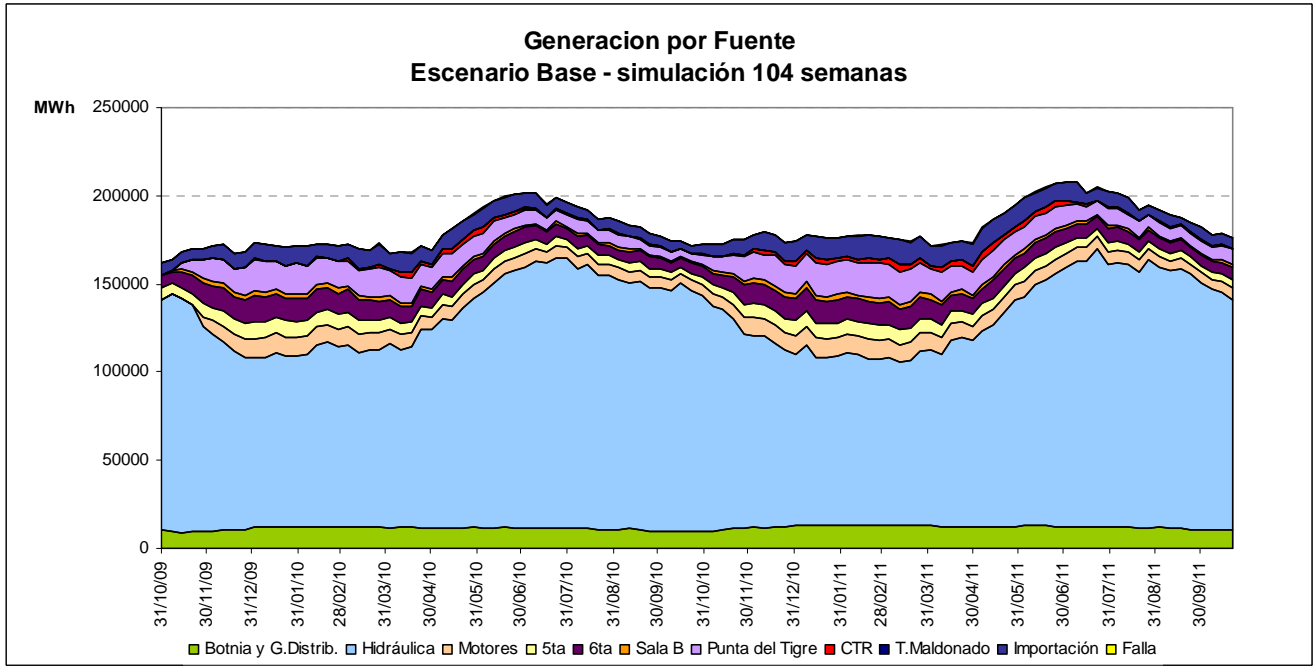
Costo Total País

Millones U\$S actualizados

	Sin Min.Téc.	Con Min.Téc.
Escenario Base	539.8	540.0
Esc.V. Agua/10	564.2	564.4

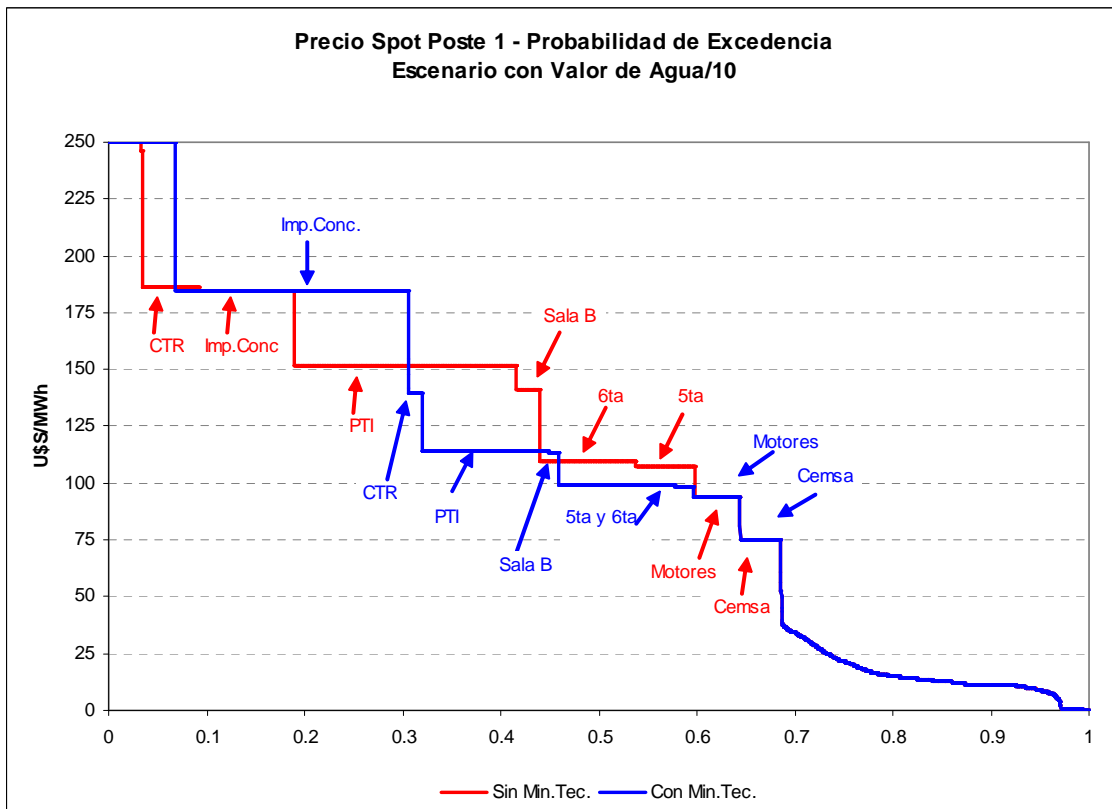
Datos promedio: 200 crónicas sintéticas - 104 sem.

El efecto de esta operación forzada y lejana a la óptima, es que el operador ante valores del agua tan bajos despacha muy rápido el agua y debido a esto se encuentra obligado a marginar durante más tiempo con las máquinas térmicas, llegando incluso a dar falla. Este comportamiento se puede apreciar en las siguientes gráficas.



Cuando trabaja con mínimos técnicos el optimizador prefiere siempre despachar las máquinas a plena carga marginando preferentemente con agua, ya que las máquinas cuando trabajan por debajo de su máximo son menos económicas.

En este escenario, ante el vaciamiento de los lagos, el operador se ve obligado a marginar con las máquinas por debajo de plena carga: margina el costo incremental. Esto se ilustra a continuación en las gráficas de probabilidad de excedencia del precio spot para el Poste 1.



No obstante lo expuesto anteriormente, el precio spot estacional que surge de la modelación con o sin mínimo técnico es similar en una u otra alternativa.

	Sin Min.Tec. U\$/MWh	Con Min.Tec. U\$/MWh
Promedio 26 sem.	102.77	102.87
Poste 1	104.50	104.76
Poste 2	104.13	104.39
Poste 3	103.96	104.20
Poste 4	99.01	98.69

4.2 Modificación del parque de generación

En los primeros 2 escenarios estudiados (escenario base y escenario con valor de agua deprimido) se pudo observar que el optimizador siempre evita despachar una máquina con mínimo técnico por debajo de plena carga, usando el agua para marginar.

Teniendo en cuenta lo anterior, se decidió utilizar el SimSEE para simular nuevos escenarios de generación, con el objetivo de analizar la sensibilidad de esta conclusión ante una variación del peso de la generación hidráulica en el parque generador.

Los resultados obtenidos para estos nuevos escenarios se alinean con los resultados iniciales: los precios spot estacionales obtenidos de modelar las máquinas térmicas como generadores básicos o como On/Off por poste son muy próximos entre sí, y las variaciones se dan tanto en más como en menos.

A continuación se presentan los valores de los precios spot estacionales correspondientes a cada uno de estos 3 escenarios:

Escenario: Sin Salto Grande

	Sin Min.Tec. U\$/MWh	Con Min.Tec. U\$/MWh
Promedio 26 sem.	149.78	149.74
Poste 1	153.24	153.00
Poste 2	152.59	152.49
Poste 3	149.70	149.54
Poste 4	147.54	147.83

Escenario: Solo Bonete

	Sin Min.Tec. U\$/MWh	Con Min.Tec. U\$/MWh
Promedio 26 sem.	162.42	165.71
Poste 1	185.05	185.19
Poste 2	185.00	185.00
Poste 3	159.25	161.61
Poste 4	150.47	158.51

Escenario: Térmico

	Sin Min.Tec. U\$/MWh	Con Min.Tec. U\$/MWh
Promedio 26 sem.	174.74	170.30
Poste 1	186.30	185.00
Poste 2	185.25	185.00
Poste 3	181.18	176.80
Poste 4	151.90	143.98

Para el escenario puramente térmico se presentan también los precios spot estacionales correspondientes a los semestres móviles. Es de destacar que para este escenario, además de modelar las máquinas con y sin mínimos técnicos se introdujo una tercera opción (MIX): la máquina es representada como On/Off por poste y tanto su variable en el mínimo técnico como el costo incremental son iguales y coinciden con el variable a plena carga. Como luce en el siguiente cuadro, esta nueva representación de las máquinas térmicas no aportó elementos adicionales al análisis;

el precio spot estacional que surge de las tres formas de modelar las máquinas térmicas no presenta grandes diferencias ni sesgos definidos.

Periodo estacional - 6 meses	PROMEDIO			Periodo estacional - 6 meses	PROMEDIO		
	Sin Mín.Téc. U\$/MWh	Con Mín.Téc. U\$/MWh	MIX U\$/MWh		Sin Mín.Téc. U\$/MWh	Con Mín.Téc. U\$/MWh	MIX U\$/MWh
31/10/2009 al 24/04/2010	174.74	170.30	177.59	07/08/2010 al 29/01/2011	176.94	175.27	177.70
07/11/2009 al 01/05/2010	174.74	170.30	177.63	14/08/2010 al 05/02/2011	176.94	175.27	177.70
14/11/2009 al 08/05/2010	175.44	171.10	177.66	21/08/2010 al 12/02/2011	176.94	175.27	177.70
21/11/2009 al 15/05/2010	175.45	171.10	177.66	28/08/2010 al 19/02/2011	176.94	174.58	177.70
28/11/2009 al 22/05/2010	175.46	171.78	177.66	04/09/2010 al 26/02/2011	176.94	173.90	177.70
05/12/2009 al 29/05/2010	175.46	171.78	177.66	11/09/2010 al 05/03/2011	176.94	173.22	177.70
12/12/2009 al 05/06/2010	175.46	172.47	177.66	18/09/2010 al 12/03/2011	176.94	172.01	177.70
19/12/2009 al 12/06/2010	175.46	173.15	177.66	25/09/2010 al 19/03/2011	176.94	171.33	177.70
26/12/2009 al 19/06/2010	175.46	173.83	177.66	02/10/2010 al 26/03/2011	176.94	171.33	177.70
02/01/2010 al 26/06/2010	175.47	174.52	177.66	09/10/2010 al 02/04/2011	176.94	171.33	177.70
09/01/2010 al 03/07/2010	175.47	175.20	177.66	16/10/2010 al 09/04/2011	176.94	171.33	177.70
16/01/2010 al 10/07/2010	175.48	175.88	177.66	23/10/2010 al 16/04/2011	176.94	170.64	177.70
23/01/2010 al 17/07/2010	175.49	176.57	177.66	30/10/2010 al 23/04/2011	176.95	169.96	177.70
30/01/2010 al 24/07/2010	175.50	176.57	177.66	06/11/2010 al 30/04/2011	176.96	169.28	177.70
06/02/2010 al 31/07/2010	175.51	177.25	177.66	13/11/2010 al 07/05/2011	176.97	169.28	177.70
13/02/2010 al 07/08/2010	175.52	177.25	177.66	20/11/2010 al 14/05/2011	176.98	169.28	177.70
20/02/2010 al 14/08/2010	175.53	177.25	177.66	27/11/2010 al 21/05/2011	176.98	169.28	177.70
27/02/2010 al 21/08/2010	175.53	177.94	177.66	04/12/2010 al 28/05/2011	176.98	169.96	177.70
06/03/2010 al 28/08/2010	175.54	178.62	177.66	11/12/2010 al 04/06/2011	176.98	170.64	177.70
13/03/2010 al 04/09/2010	175.55	178.62	177.66	18/12/2010 al 11/06/2011	176.98	171.33	177.70
20/03/2010 al 11/09/2010	175.55	179.14	177.66	25/02/2010 al 18/06/2011	177.07	171.85	179.43
27/03/2010 al 18/09/2010	175.56	179.14	177.66	01/01/2011 al 25/06/2011	177.17	172.37	181.26
03/04/2010 al 25/09/2010	175.57	178.46	177.66	08/01/2011 al 02/07/2011	177.27	172.89	183.10
10/04/2010 al 02/10/2010	175.58	178.46	177.70	15/01/2011 al 09/07/2011	177.37	173.41	184.94
17/04/2010 al 09/10/2010	176.27	179.94	177.70	22/01/2011 al 16/07/2011	177.44	174.61	186.66
24/04/2010 al 16/10/2010	176.27	179.94	177.70	29/01/2011 al 23/07/2011	177.54	176.49	188.39
01/05/2010 al 23/10/2010	176.27	179.94	177.70	05/02/2011 al 30/07/2011	177.54	177.17	188.39
08/05/2010 al 30/10/2010	176.96	181.42	177.70	12/02/2011 al 06/08/2011	177.54	177.86	188.39
15/05/2010 al 06/11/2010	176.95	182.10	177.70	19/02/2011 al 13/08/2011	177.54	178.54	188.39
22/05/2010 al 13/11/2010	176.94	182.10	177.70	26/02/2011 al 20/08/2011	177.54	178.54	188.39
29/05/2010 al 20/11/2010	176.94	181.42	177.70	05/03/2011 al 27/08/2011	177.54	178.54	188.39
05/06/2010 al 27/11/2010	176.94	181.42	177.70	12/03/2011 al 03/09/2011	177.54	178.54	188.39
12/06/2010 al 04/12/2010	176.94	180.74	177.70	19/03/2011 al 10/09/2011	177.54	179.22	188.39
19/06/2010 al 11/12/2010	176.94	180.05	177.70	26/03/2011 al 17/09/2011	177.54	179.91	188.39
26/06/2010 al 18/12/2010	176.94	179.37	177.70	02/04/2011 al 24/09/2011	177.54	180.59	188.39
03/07/2010 al 25/12/2010	176.94	178.68	177.70	09/04/2011 al 01/10/2011	177.54	180.59	188.39
10/07/2010 al 01/01/2011	176.94	178.00	177.70	16/04/2011 al 08/10/2011	177.55	179.91	188.39
17/07/2010 al 08/01/2011	176.94	177.32	177.70	23/04/2011 al 15/10/2011	177.56	179.91	188.39
24/07/2010 al 15/01/2011	176.94	176.63	177.70	30/04/2011 al 22/10/2011	177.55	179.91	188.39
31/07/2010 al 22/01/2011	176.94	175.95	177.70				

En el escenario puramente térmico, al igual que en el caso simplificado que se presentó en el apartado 2 (una sola máquina modelada con y sin mínimo técnico), se esperaba obtener precios spot menores modelando con mínimos técnicos respecto a los que se obtendrían si no se consideraran dichos mínimos técnicos. Sin embargo, de la simulación con SimSEE se pudo constatar que esto no necesariamente es así. Al modelar con mínimos técnicos el optimizador intentará despachar siempre las máquinas a plena carga (costo futuro menor), el orden del despacho cambia respecto al despacho sin mínimo técnico, y pasarán a marginar aquellas máquinas que no presentan variaciones en sus costos (no tienen mínimos técnicos) como son los motores, Botnia, la Generación Distribuida y las importaciones desde Argentina y Brasil. Las máquinas modeladas con mínimos técnicos tienen costos marginales menores, pero al marginar pocas veces, esta diferencia no se ve reflejada en el precio spot estacional.

5 Posibles futuros trabajos

Este trabajo considera como base el escenario utilizado por ADME para la programación estacional, y es a este escenario base que se le introducen variantes, en particular en lo que respecta al peso del parque generador hidráulico. Los detalles del intercambio energético con Argentina y Brasil no fueron modificados.

Teniendo en cuenta la potencialidad de la herramienta SimSEE se considera que la modelación del comercio internacional podría adecuarse a una realidad con distintas modalidades de intercambio (recompra, compra directa, etc.). Queda para más adelante analizar si las conclusiones son sensibles a estos cambios en la modelación.