



Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Octubre 2018 – Marzo 2019

**ADME Setiembre 2018
Montevideo - Uruguay**

En la elaboración de este PAM trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:
María Cristina Alvarez y Ruben Chaer.

Por UTE – Unidad PEG de UTE – Melilla:
Milena Gurin, Valentina Groposo, Gabriela Gaggero y Hernán Rodrigo

Montevideo 26/09/2018



1 Resumen ejecutivo.

Para los próximos meses la probabilidad de que ocurra el fenómeno de El Niño es mayor al 50% y se mantiene en estos niveles para el próximo invierno. El fenómeno de El Niño provoca un sesgo en las lluvias hacia valores por encima de la media en esta región de América.

La coyuntura en Argentina y en Brasil no ha cambiado respecto a la Programación Estacional (PES) vigente, por lo tanto se mantiene el modelado del comercio internacional utilizado la misma.

Los valores considerados para la disponibilidad de recursos de generación se ajustan a la experiencia reciente y a las expectativas para el futuro inmediato según la información disponible al día de hoy.

De los gráficos de excedencia de falla se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente al sistema en el período octubre 2018-marzo 2019. No se analizan en detalle aquí picos horarios de potencia.

En virtud de las consideraciones anteriores se recomienda aceptar las solicitudes recibidas, teniendo en cuenta la importancia del respaldo térmico para cubrir picos de potencia que puedan ocurrir durante altos valores de demanda en el verano.



2 Hipótesis.

Se toman las hipótesis correspondientes a la re Programación Estacional vigente (PES 2018-Mayo-Octubre 2018).

Las principales novedades consisten en:

- Se actualizaron los mantenimientos de acuerdo a las solicitudes recibidas por los responsables de las unidades generadoras.
- Se actualizaron precios del WTI y por ende el precio de los combustibles.

No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.

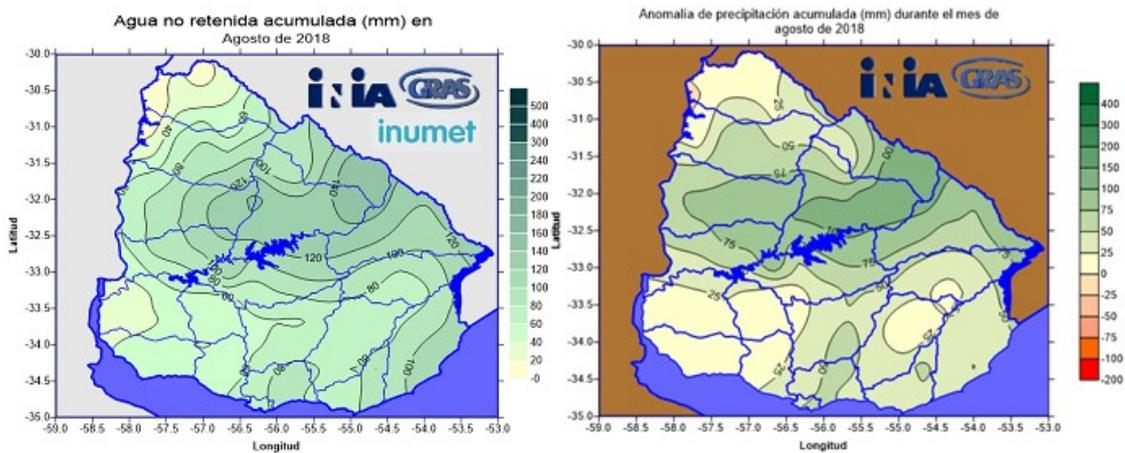
A continuación se actualiza información climática y se presentan las principales hipótesis utilizadas.

2.1 Clima

Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encuentra en clase hidrológica 5 y continuará en ese nivel por 2 semanas.

Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente: INIA Setiembre 2018 ¹)

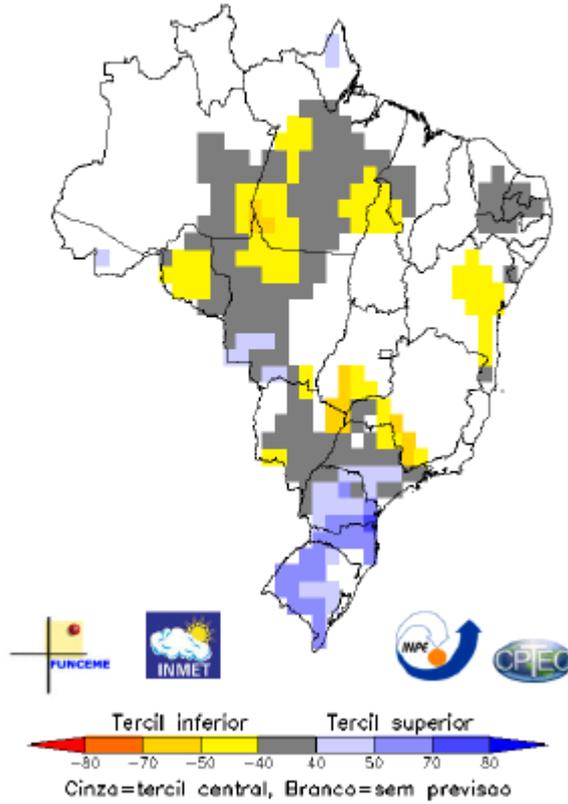


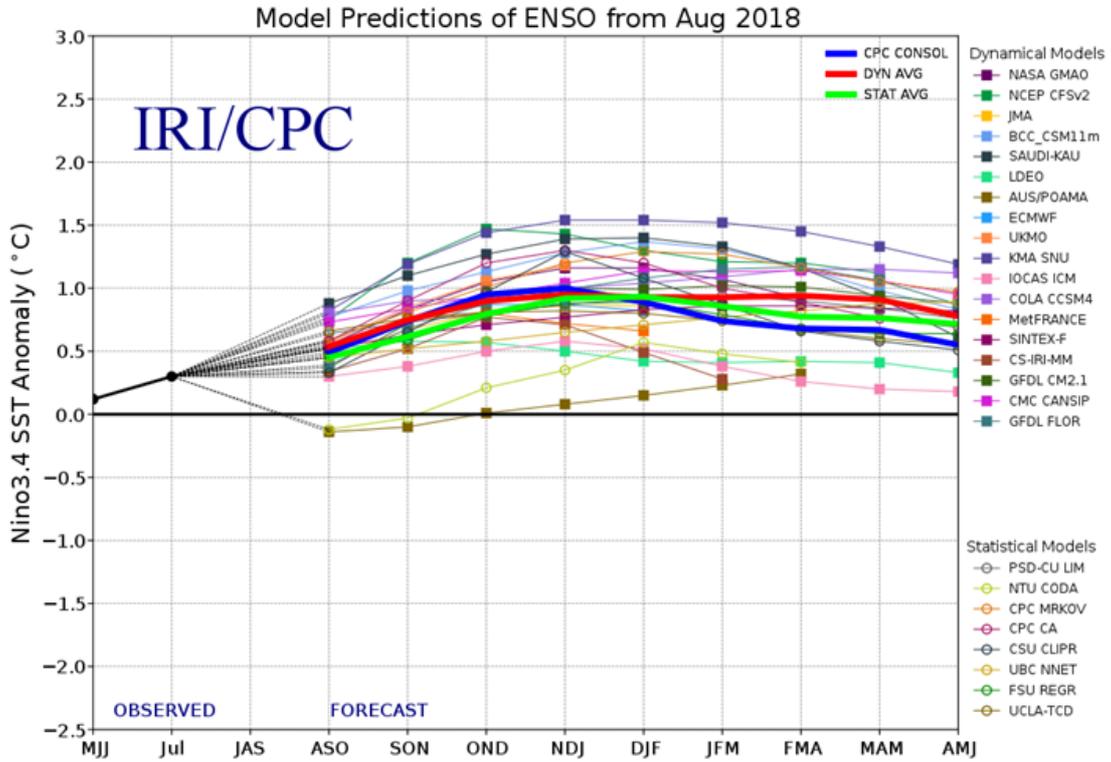
Previsión climática para SON/2018

Los modelos analizados indican un aumento en la temperatura superficial del mar en el Pacífico ecuatorial para el trimestre Setiembre-Octubre-Noviembre de 2018 (SON/2018), indicando la previsión de una posible ocurrencia del fenómeno de El Niño para este trimestre, aunque todavía no es posible estimar la intensidad de este episodio. La figura muestra las probabilidades de precipitaciones. Para casi toda la región sur y el sur del estado de São Paulo, la categoría para el tercil con lluvia acumulada por encima del rango normal es la más probable.

¹<http://www.inia.uy/Publicaciones/Paginas/publicacionAINFO-58995.aspx>

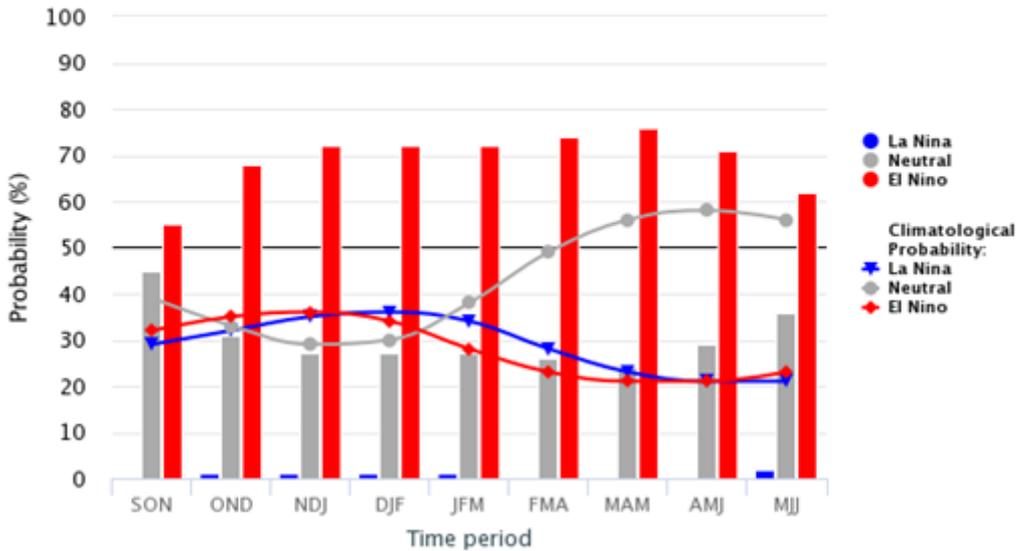
CPTEC/INMET/FUNCEME multimodel
Prob. tercil mais provavel precip. (%)
Produzida: Aug 2018 Valida para SON 2018





Mid-Sep IRI/CPC Model-Based Probabilistic ENSO Forecasts

ENSO state based on NINO3.4 SST Anomaly
Neutral ENSO: -0.5 °C to 0.5 °C





2.2 Demanda

		Energías en GWh	
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento
2009	REAL	8.995	2.45%
2010	REAL	9.394	4.43%
2011	REAL	9.805	4.38%
2012	REAL	10.048	2.47%
2013	REAL	10.315	2.66%
2014	REAL	10.388	0.71%
2015	REAL	10.513	1.21%
2016	REAL	11.180	6.34%
2017	REAL	10.784	-3.54%
2018	PREVISIÓN	11.229	4.13%
2019	PREVISIÓN	11.495	2.37%
2020	PREVISIÓN	11.818	2.81%
2021	PREVISIÓN	12.081	2.23%
2022	PREVISIÓN	12.398	2.63%
2023	PREVISIÓN	12.728	2.66%

Los datos presentados corresponden a la última proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en Abril de 2018.

Con respecto a la duración de los postes, 1 y 2 corresponden al pico, 3 al resto, 4 y 5 al valle.

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	28
5	14

2.3 Precios de los combustibles

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Se resuelve considerar un valor base de 66 USD/barril,



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

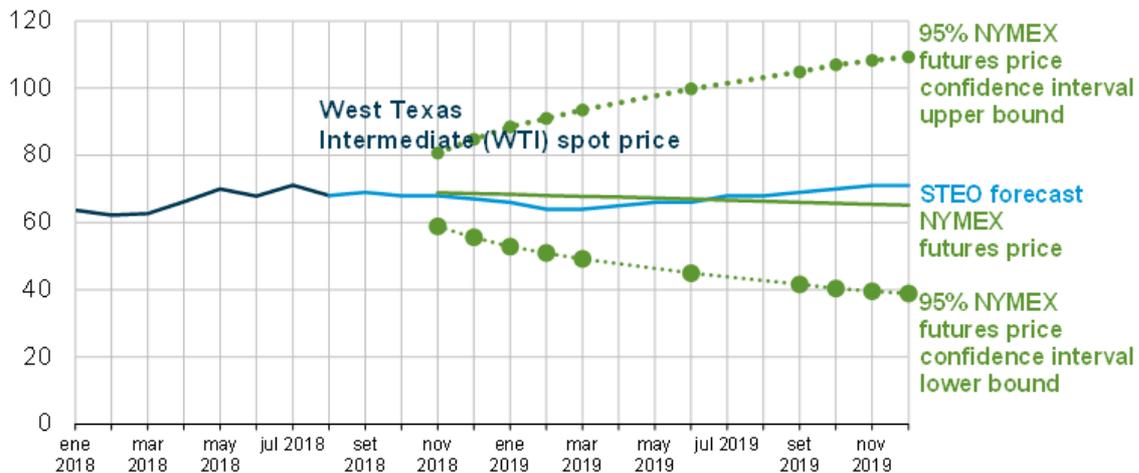
evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA. Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.

A partir de este valor se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP.

Valores resultantes:

La referencia para el valor del crudo Brent se estima en el entorno del mismo precio que el WTI, según valores actuales

West Texas Intermediate (WTI) crude oil price and NYMEX confidence intervals
dollars per barrel



Note: Confidence interval derived from options market information for the five trading days ending Sep 6, 2018. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Source: Short-Term Energy Outlook, September 2018, and CME Group



REF WTI (US\$/Barril): 66			
Combustibles	U\$/m3	Densidad	U\$/T
Gasoil	600.0	0.845	710.1
Fueloil	501.2	1.030	486.6
Fueloil Motores	491.5	1.010	486.6



Valores a ingresar en el modelo, WTI 66 U\$S/bbl								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	Pmin TH (MW)	Consumo específico carga a pleno gr/kWh	Consumo específico carga a mínima gr/kWh	Variable Combustible U\$S/MWh	Variable No Combustible U\$S/MWh	Variable Total pleno U\$S/MWh	Variable Total mínimo U\$S/MWh
C.Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	109.3	12.2	121.5	121.5
PTA 1-6	48.0	15.0	224.64	348.19	159.5	8.7	168.2	255.9
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	202.9	4.2	207.1	420.2
PTA 7 y 8	24.0	0.3	244.40	6048.90	173.5	10.0	183.5	4305.1
PTB - CC abierto	181.3	29.9	245.70	481.00	174.5	5.0	179.5	346.5
PTB - CC cerrado	539.3	71.3	163.80	351.00	116.3	5.0	121.3	254.2

2.4 Intercambio de Energía

Importación

Con Argentina

Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).

200MW a Costo Variable como falla1 – 1 USD/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%). Con 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

Con Brasil

A través de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobrecosto de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

Exportación

Se modela a Uruguay ofertando cuando el costo marginal del sistema esté por debajo de los 30 USD/MWh, recibiendo un margen neto de 30 USD/MWh por la energía vendida.

Se modela un actor intercambio Spot que exporta cuando el marginal nacional está por debajo de 30 USD/MWh y recibe un neto de 30 USD/MWh por la energía vendida. No está disponible durante los veranos (15/11 al 28/2), se modelan 600 MW durante las primaveras (1/8 al 15/11) y con 70% de disponibilidad. El resto del tiempo 800 MW con 70% de disponibilidad.

No se modelan ventas de excedentes térmicos.



2.5 Excedentes

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y autodespachados (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

2.6 Parque generador nacional

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según el siguiente cronograma de incorporación y disponibilidad.

	Potencia por turbina (MW)	01/12/2018	01/03/2019
TG1:	181	85%	85%
TG2:	181	85%	85%
TV:	181	70%	85%

Se considera una vida útil del CC de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 US\$/MWh operando con gas oil. El cronograma podría sufrir cambios que modifiquen las fechas propuestas, pero las mismas son la mejor estimación disponible al día de hoy.

2.7 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

Dado que durante 2018 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidraulicidad, se mantiene el modelado usado en Programaciones anteriores.

La siguiente tabla muestra los valores de indisponibilidad fortuita (dichos valores se van reduciendo porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2020):

	CBO Motores	Punta del Tigre	Punta del Tigre 7 y 8	CTR La Tablada
Coef de Disponibilidad	75%	80%	90%	75%
Desde el 1/4/2018	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2020	65%	70%	80%	70%



2.8 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa

Se muestra a continuación los valores de potencia equivalente utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios. La política seguida al considerar las ampliaciones del parque generador es incluir únicamente proyectos con una intención clara de ejecución.

BIOMASA:

Generador	Potencia disponible(MW)	Utilizado en el modelo			
		Potencia (MW)	FD	TMR (horas)	precio (USD/MWh)
UPM	20	20	0.8	72	0
Las Rosas	1	0.2	1	0	0
Liderdat	4.9	2.45	0.82	0	165
Fenirol	8.8	8.93	1	72	0
Bioener	11.5	10	0.9	72	0
Alur	5	3.1	1	0	0
Wayerhaeuser	5	1.2	1	0	0
Galofer	12.5	8.9	1	0	0
Ponlar	7	4.4	0.78	72	0
Montes del Plata	80	80	0.85	72	0
Lanas Trinidad	0.6	0.3	1	0	0



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

EÓLICA:

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha de inicio
CARA COLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.0	10-02-2009
CARA COLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.0	23-06-2010
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	13-05-2014
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3.6	25-10-2012
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67.2	13-04-2015
LA BETTINA	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.3	30-04-2008
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.0	07-11-2014
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.0	27-08-2014
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50.0	01-08-2014
MELOWIND	ESTRELADA S.A.	CERRO LARGO	50.0	10-11-2015
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	LA VALLEJA	42.0	15-09-2014
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.0	01-12-2009
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	SALTO	70.0	07-02-2017
PAMPA	UTE + Accionistas	TACUAREMBÓ	141.6	13-12-2016
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10.0	02-02-2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Electrobras	COLONIA	65.1	24-12-2014
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50.0	23-09-2015
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.0	04-12-2015
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	FLORIDA	50.0	23-09-2014
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	49.5	11-08-2016
PARQUE EÓLICO JUJETA	IWERYL S.A.	DURAZNO	3.6	22-02-2016
PARQUE EÓLICO KYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	SAN JOSÉ	48.6	20-01-2017
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7.7	22-07-2014
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.8	25-06-2008
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17.2	02-01-2013
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50.0	10-04-2014
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50.0	16-06-2016
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9.8	11-05-2016
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9.0	29-12-2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATA OJO	POSADAS & VECINO S.A.	CANELONES	10.0	09-11-2016
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	COLONIA	9.0	15-10-2015
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	10.0	10-02-2017
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	01-10-2015
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	01-10-2015
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0.9	24-07-2013
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.0	07-12-2015
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.0	12-02-2015
VALENTINES	UTE + Accionistas	FLORIDA	70.0	06-01-2017
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	FLORES	49.2	24-05-2017
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70.0	17-04-2017
		TOTAL	1424	

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)	Año Inicio 1	Semana Inicio 1	Potencia Inicio 1	Año Inicio 2	Semana Inicio 2	Potencia Inicio 2
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2018	1	25	2018	4	25



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

MOTOGENERADORES:

	UTE Diesel	Zendaleather
NOMBRE		
UBICACIÓN	VARIOS	MONTEVIDEO
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Fósil	Fósil
AÑO DE INICIO	2005	2008
SEMANA DE INICIO	1	6
POTENCIA DISPONIBLE MW	6.0	3.20
FACTOR DE UTILIZACIÓN	2%	25%

FOTOVOLTAICA:

En servicio:

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)
ASAHI	MIEM-UTE	0.5
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50
RADITON	RADITON S.A. de TECNOVA RENOVABLES	8
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75
NATELU	NATELU S.A.	9.5
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10
TS	LAFEMIR S.A.	1
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
EL NARANJAL	COLDIM S.A.	50
	TOTAL	226.75



2.9 Red de Trasmisión

No se recibió información sobre trabajos en la red de trasmisión que afecten la disponibilidad de generación. Se asume que no se darán situaciones de este tipo o que las mismas podrán coordinarse de modo que coincidan con las salidas programadas para mantenimiento de las unidades generadoras afectadas.



2.10 Modelo

Se utiliza la versión iie1 de SimSEE.

Fecha de optimización: 22/09/2018 – 31/12/2023

Fecha de la simulación: 22/09/2018 – 31/12/2019 (semana 39 de 2018 a último día de 2019)

Fecha de guarda de la simulación: 29/09/2018 – semana 40 de 2018

Se penaliza la operación del sistema con cotas del lago de Bonete inferiores a 72.3 m²

La cota inicial del lago Bonete se estima en 79.92 m.

Aportes al inicio, Bonete= 10 m³/s, Palmar= 10 m³/s, Salto= 4000 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: 0.62

Demanda: Se utiliza una demanda detallada generada con los valores proyectados de energía por el grupo de Demanda de UTE para los años siguientes.

Se introduce una limitación a la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica de 300 USD/MWh para aquellas situaciones en las que la cota esté por debajo de este valor. Este cambio se incorpora debido a restricciones operativas no modeladas en SimSEE, por ejemplo requerimientos de generación en Río Negro por control de tensión, necesidad de contar con generación en el Río Negro para restablecer el sistema en forma autónoma tras un blackout, etc.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH "SintetizadorCEGH_BPS_iN34_cmoBR", que incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro y otra para el río Uruguay.

El costo "variable combustible" se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 66 USD/Barril e indexado al precio de petróleo (índice "iPetroleo" en SimSEE) que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que da la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación en torno a la tendencia).

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas

²Se decide modelar de esta forma la necesidad de contar con una cota de seguridad operativa ante situaciones no representadas en el modelado energético, como restricciones de red por control de tensión, necesidad de generación en el Río Negro para restablecer el sistema en forma autónoma tras un blackout, etc

3 PAM octubre 2018- marzo 2019

3.1 Cronograma

Sigue un diagrama Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período octubre 2018 a diciembre 2020.

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2018														
		15-set	22-set	29-set	06-oct	13-oct	20-oct	27-oct	03-nov	10-nov	17-nov	24-nov	01-dic	08-dic	15-dic	22-dic
		38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
CBM		1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CTR1																
CTR2		X	X	X	X	X	X	X	X							
PTA1		X	X		X	X	X	X								
PTA2					X	X	X	X								
PTA3					X	X	X	X								
PTA4					X	X	X	X								
PTA5					X	X	X	X								
PTA6		X	X	X	X	X	X	X								
PTA 7y8-U7																
PTA 7y8-U8																
CC TG1																
CC TG2																
CC Comb																



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

X	Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto																			
X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha																			
	Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas																			
X	Fecha anterior propuesta no considerada para las corridas																			
X	Fecha alternativa																			
X	Mttos que se da en dos casos																			



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Sigue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades hidráulicas en el período octubre 2018 a diciembre 2020.

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.J.N. AÑO 2018																														
	38	15-set	39	22-set	40	29-set	41	06-oct	42	13-oct	43	20-oct	44	27-oct	45	03-nov	46	10-nov	47	17-nov	48	24-nov	49	01-dic	50	08-dic	51	15-dic	52	22-dic
BAY1																														
BAY2					x	x																								
BAY3																														
PAL1																														
PAL2																														
PAL3																														
BON1	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x															
BON2																														
BON3																														
BON4																														
CTM1																														
CTM2																														
CTM3																														
CTM4																														
CTM5																														
CTM6																														
CTM7																														
CTM8																														
CTM9					x	x																								
CTM10						x																								
CTM11																														
CTM12																														
CTM13																														
CTM14																														

Comentarios:

X	Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto
x	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mto. los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
X	Fecha anterior propuesta no considerada para las corridas
x	Fecha alternativa Caso 1
x	Mttos que se da en los dos casos

3.2 Resultados

3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema

Se muestra a continuación un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

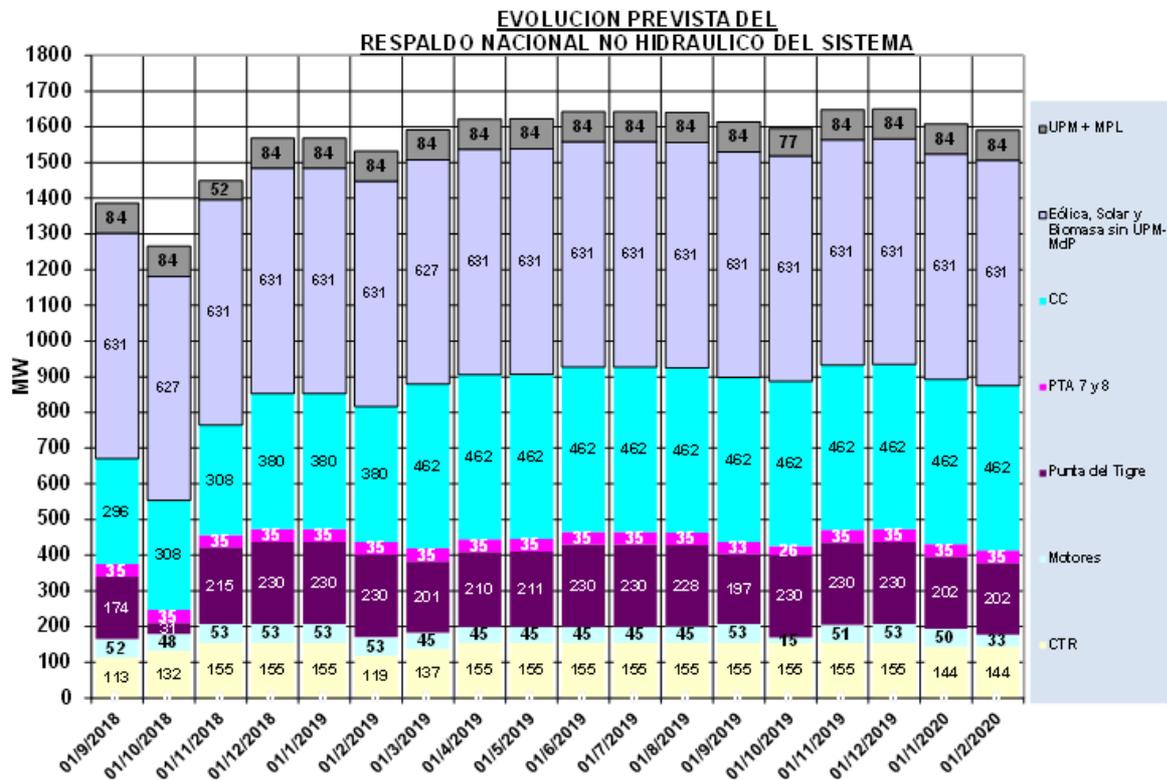


Figura 1: Evolución prevista del Respaldo Nacional no hidráulico del Sistema.

3.2.2 Análisis de falla

En la Figura 2 se muestra la evolución de la falla en aquellas crónicas que alcanzan o superan Falla 1 en el período octubre de 2018 a fines de 2019.

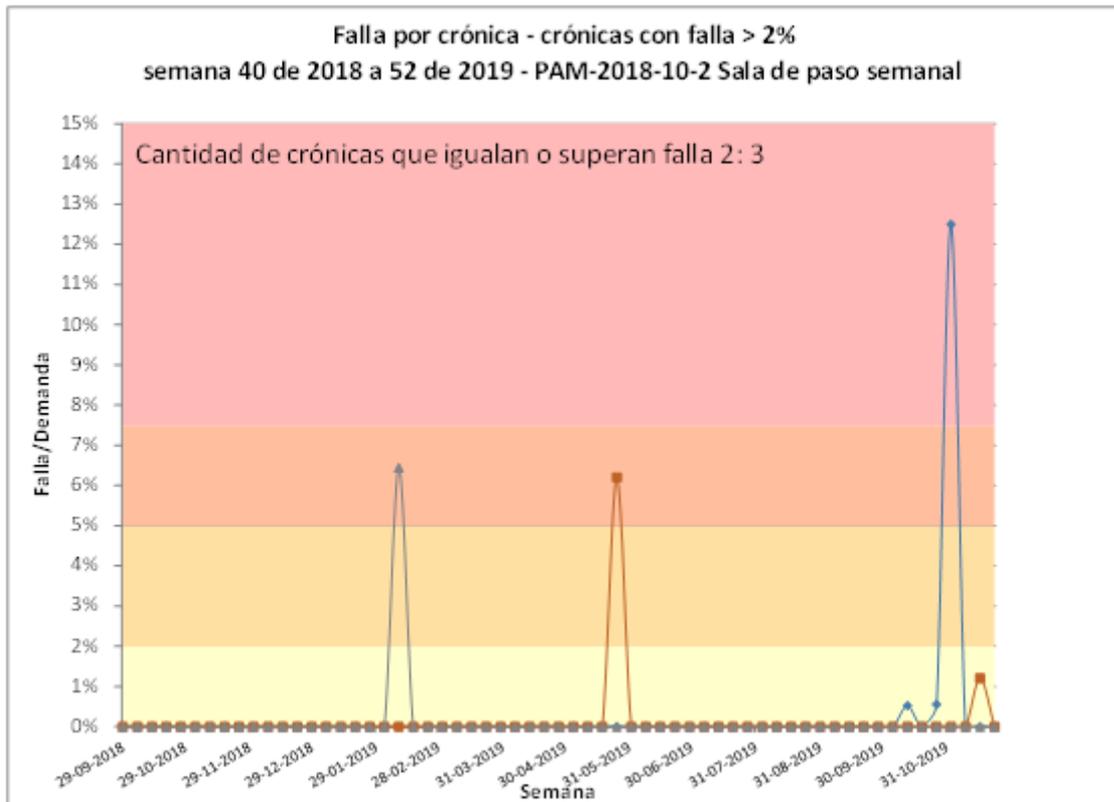


Figura 2: Falla por crónica como porcentaje de la demanda

A continuación se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla en porcentaje de la demanda y en GWh:

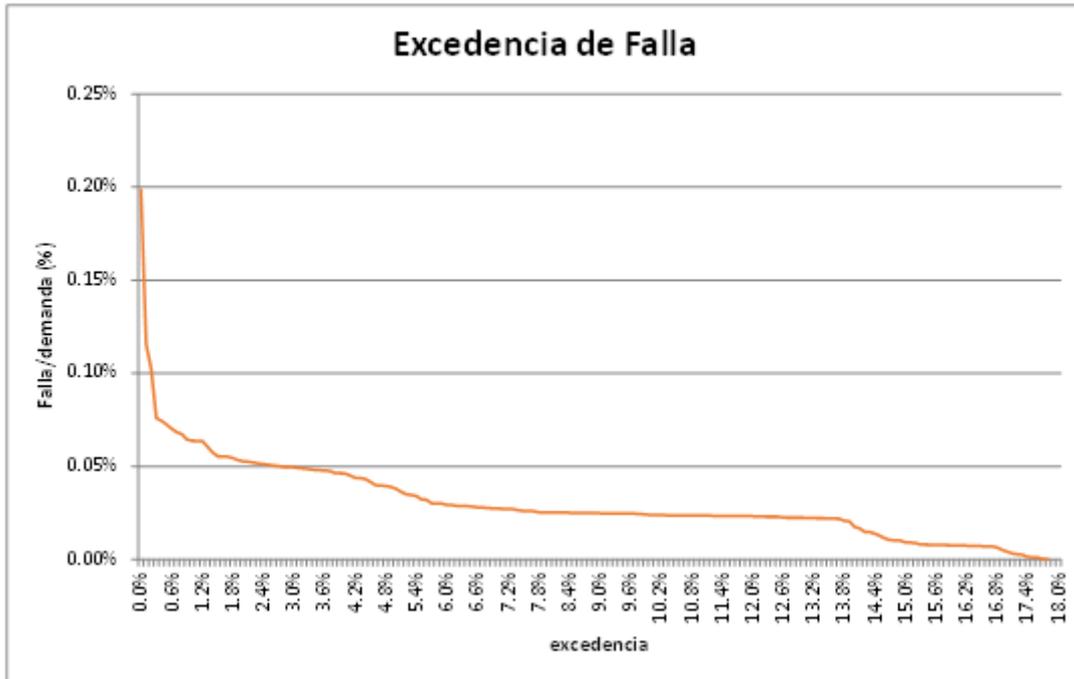


Figura 3: Monótona de Excedencia de falla en porcentaje de la demanda.

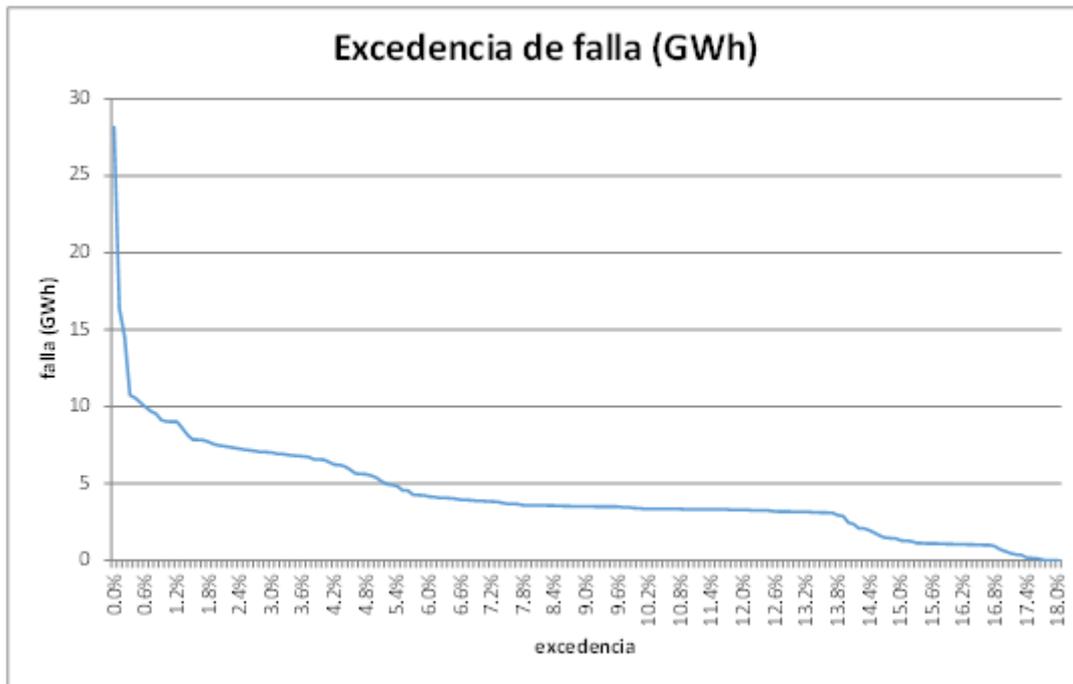


Figura 4: Monótona de Excedencia de falla en GWh

En la Figura 5 se muestra las curvas de excedencia de falla semanal.

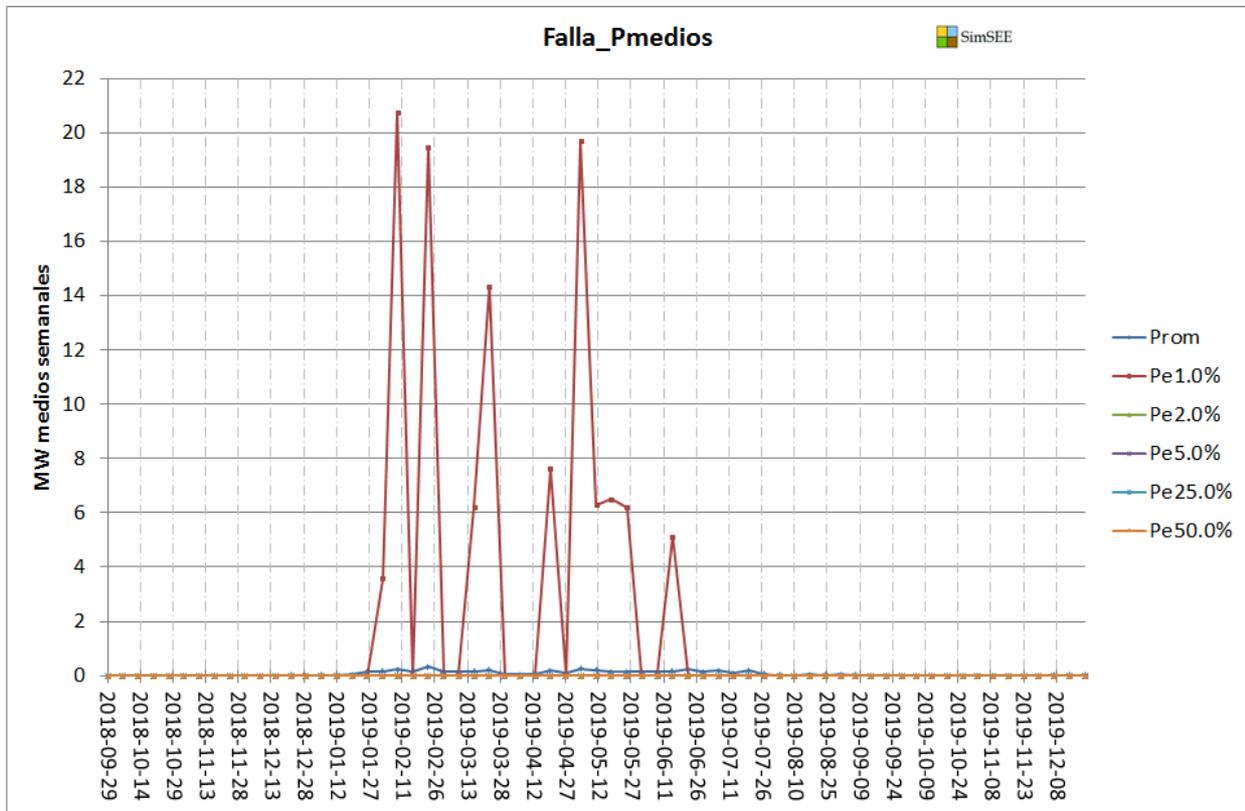


Figura 5: Potencia media de falla semanal

Se concluye que no existe riesgo de falla por falta de energía en el período considerado. Los riesgos a atender en el abastecimiento de la demanda responden a eventuales faltas de potencia instantánea asociadas a cambios rápidos de las fuentes autodespachadas (principalmente eólica) en conjunción con arranques fallidos o roturas de las unidades térmicas de respaldo.

3.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

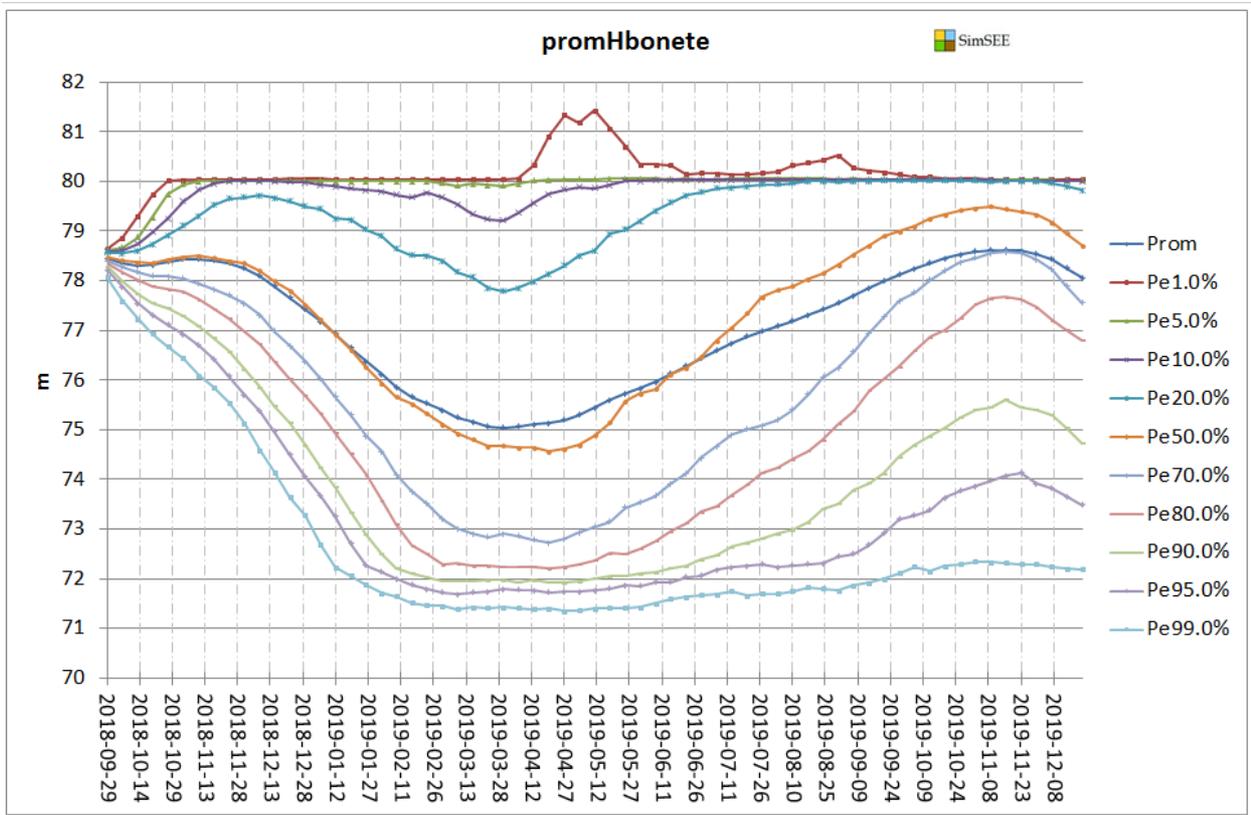


Figura 6: Evolución de la cota de Bonete

De las 1000 crónicas simuladas: hay 514 crónicas que en alguna semana del período (s40 2018 a s52 2019) pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 146 crónicas que en alguna semana del período (s40 2018 a s52 2019) pasan por cotas superiores a 80.1m

3.2.4 Despacho Promedio

En la Figura 7 se presenta el Despacho Promedio Semanal.

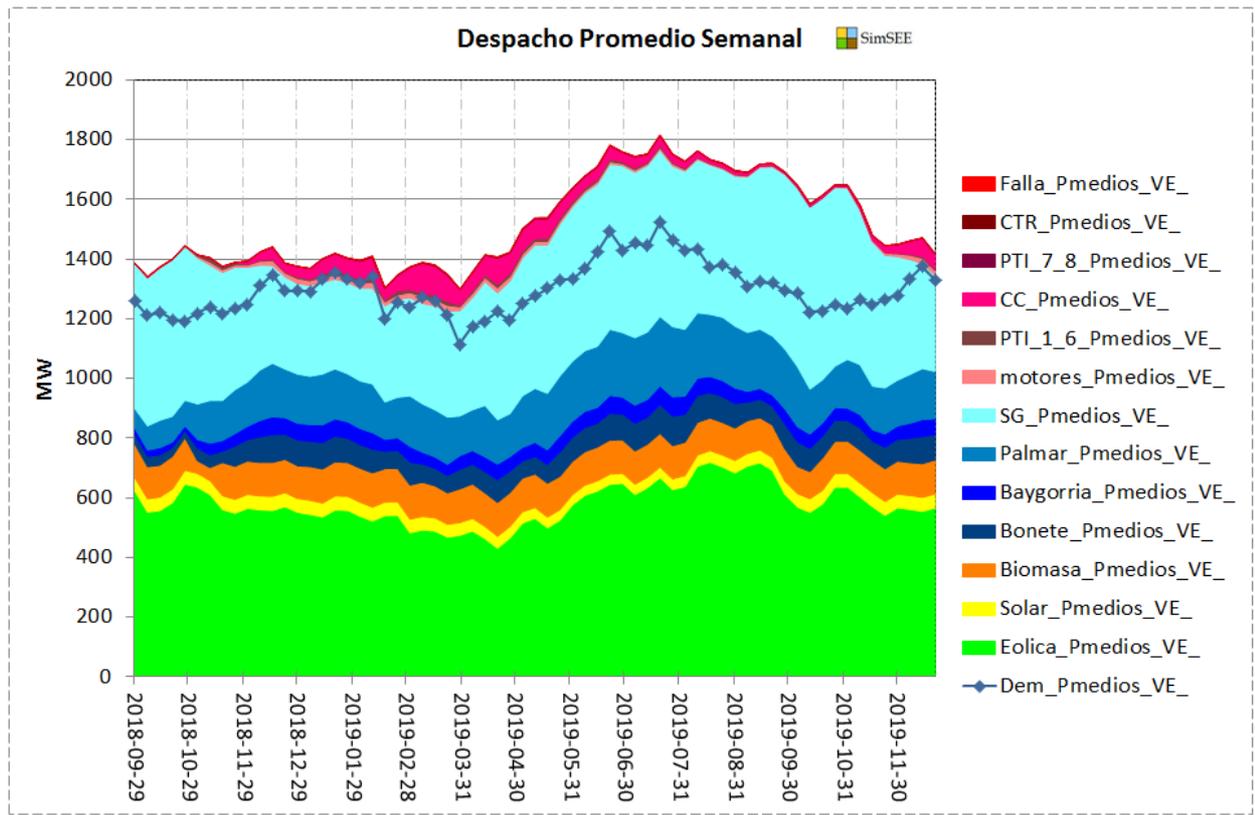


Figura 7: Despacho promedio semanal

Se observa que hasta fin de año 2018, en valor esperado el despacho semanal cuenta con excedentes y no sería necesario utilizar térmico para satisfacer la demanda. Durante el primer trimestre del 2019 si bien el despacho promedio es prácticamente 100% renovable, no hay prácticamente excedentes.

3.2.5 Costo marginal del Sistema

En la Figura 8 se presenta el costo marginal semanal del sistema para diferentes probabilidades de excedencia.

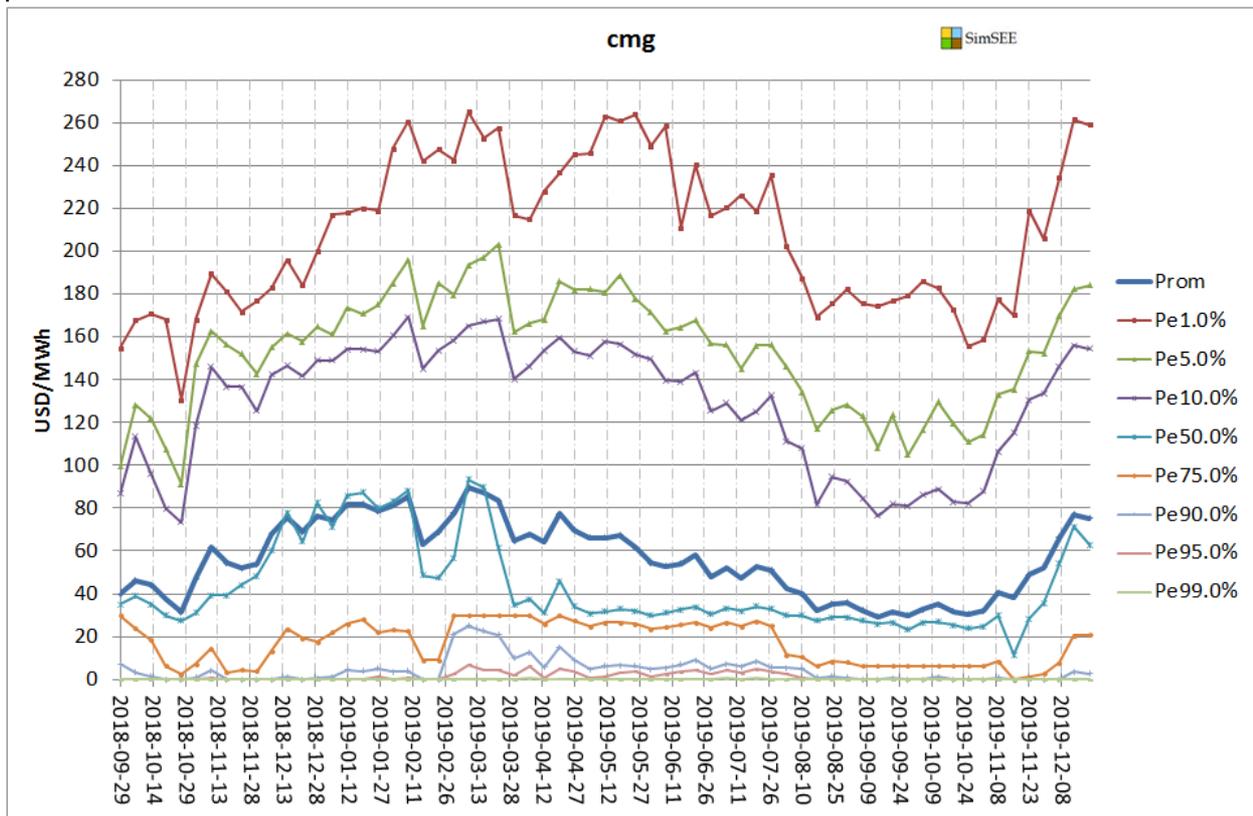


Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema (sala Semanal)

En valor esperado el costo marginal en el período PAM se encuentra por debajo de 90USD/MWh.



3.2.6 Balance energético y costos operativos

PAM-2018-10-2 Sala de paso semanal

SimSEE

semana 40 de 2018 a 13 de 2019

GENERACIÓN (GWh)	Sim SEE	COSTO (MUS\$)	Sim SEE
Terra	267	Salto Grande	12.2
Baygorria	181	Motores FO	7.4
Palmar	598	Térmico Fuel oil	7.4
Río Negro	1046	Ciclo Combinado	24.7
Salto Grande	1620	PTI 1-6	6.0
Total Hidráulica	2666	PTI 7 y 8	0.3
Motores	59	CTR	0.6
Ciclo Combinado	169	Térmico gas oil	31.6
PTI 1-6	34	Térmico GN	0.0
PTI 7 y 8	2	Costo variable no combustible	1.9
CTR	3	Total Térmico	38.9
Total Térmica	267	Eólica privados	139.1
Eólica UTE	274	GEN DIST (biomasa+fósil)	11.0
Eólica privados	2032	UPM	7.0
Ventus_UY	44	Montes del Plata	24.6
Eólica Total	2351	Solar	18.7
GEN DIST (biomasa+fósil)	122	Total Autop + otros	61.4
UPM	70	Integración Spot	-4.3
Montes del Plata	274	Imp. Rivera	0.0
Solar	202	Imp. Contingente Arg.	0.0
Ofertas de oportunidad no exportada	-284	Imp. Melo	0.1
Integración Spot	-143	Total Intercambios	-4.2
Imp. Rivera	0.0	Cargo Fijo	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0	FALLA 1	0.1
Imp. Melo	0.4	FALLA 2	0.0
FALLA 1	0.3	FALLA 3	0.0
FALLA 2	0.0	FALLA 4	0.0
FALLA 3	0.0	TOTAL Falla	0.1
FALLA 4	0.0	Costo Operativo UTE	247.4
TOTAL Falla	0.4	Costo Operativo País	235.2
Demanda Total	5525	Costo Total UTE	247.5
		Costo Total País	235.3
		Cota promedio final (m)	74.94
VENTUS (GWh)	94		
VECODESA_AR (GWh)	50		
COSTO_VECODESA_AR (MUSD)	1.24		

Notas:

- Se valoriza la generación distribuida de biomasa y los autoproductores a 90 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación eólica a 67 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación solar a 93 US\$/MWh.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- Se valoriza UPM a 100 US\$/MWh.
- La falla se valora según Decreto del P.E. (CTR+10% para el primer escalón, 600 U\$/MWh el segundo, 2400 U\$/MWh el tercero y 4000 U\$/MWh el cuarto)



4 ANEXOS

4.1 ANEXO 1 – Información de Agentes

Celulosa y Energía Punta Pereira S.A. (Montes del Plata)

Mantenimientos previstos año 2018:

- Semanas 45 y 46

UPM

Mantenimientos previstos año 2019:

- Semanas 41 y 42

Fenirol

Mantenimientos previstos año 2018:

- Semanas 41 y 42

Galofer

Mantenimiento dos semanas en Marzo 2019

Florida II

Se estima que el mantenimiento anual se programará para fines de abril – mayo de 2019

Florida I

Se estima que el mantenimiento anual se programará para mediados de mayo de 2019

Nuevo Pastorale 1

Mantenimientos previstos año 2019:

- En abril mantenimiento de la subestación del parque.

Carape I y Carape II

Mantenimientos previstos año 2019:

- 12 de Febrero: mantenimiento subestación parada parcial de 13:00 a 18:00 (Carape II)
- 12 de Febrero: mantenimiento subestación parada parcial de 7:00 a 13:00 (Carape I)

Kiyú

Mantenimientos previstos año 2018:

- Medios de Diciembre (1 día), mantenimiento de la subestación del parque.

Parque eólico Maldonado I y Maldonado II (R del Sur y R del Este)

Mantenimiento el 28/11/2018



Alto Cielo

No tienen mantenimientos previstos.

Estrellada S.A. (Melowind)

No tienen mantenimientos previstos.

Luz de Río, Luz de Mar y Luz de Loma

No tienen mantenimientos previstos.

Jacinta Solar Farm S.R.L.

No tienen mantenimientos previstos.

Minas I

Mantenimiento anual se estima para fines de abril – principios de mayo 2019

Julieta

Mantenimiento previsto semanas 7 y 8 del 2019

Libertad

Mantenimiento previsto semanas 50 y 51 del 2018

Rosario

Mantenimiento previsto semanas 46 y 48 del 2018

María Luz

Mantenimiento previsto semanas 46 y 48 del 2018

Villa Rodriguez

Mantenimiento previsto semanas 46 y 48 del 2018

Engraw

Mantenimiento previsto semanas 7 y 8 del 2019

18 de Julio

Mantenimiento previsto semanas 6 a 8 del 2019

J. P. Terra

Sin mantenimientos que involucren semanas completas. Desde semana 37 hasta 44 inclusive, habrá 25 % del parque indisponible, entre lunes y sábado.

Ventus I

Mantenimiento semanas 45 a 49 del 2018



El Naranjal

No tienen mantenimientos previstos.

Del Litoral

No tienen mantenimientos previstos.

Palomas

No tienen mantenimientos previstos.

Peralta I

No tienen mantenimientos previstos.

Cerro Grande

Mantenimiento previsto: un día en enero 2019

Solis de Mataojo

Mantenimiento semanas 45 a 48 del 2018

Jacinta Solar Farm

Sin mantenimientos previstos ya que los mantenimientos de la subestacion se realizan en periodos nocturnos.

Pampa

Sin mantenimientos previstos

Arias

Sin mantenimientos previstos

Valentines

Sin mantenimientos previstos

Caracoles

Sin mantenimientos previstos



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

CTM - Salto Grande

Mantenimientos previstos desde el 1 de octubre de 2018 al 31 de diciembre de 2019.

		SG1	SG2	SG3	SG4	SG5	SG6	SG7	SG8	SG9	SG10	SG11	SG12	SG13	SG14
semana 40	29/09/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 41	06/10/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 42	13/10/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 43	20/10/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 44	27/10/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 45	03/11/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 46	10/11/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 47	17/11/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 48	24/11/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 49	01/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 50	08/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 51	15/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 52	22/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 1	30/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 2	06/01/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 3	13/01/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 4	20/01/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 5	27/01/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1
semana 6	03/02/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 7	10/02/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 8	17/02/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 9	24/02/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 10	03/03/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 11	10/03/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 12	17/03/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 13	24/03/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 14	31/03/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1
semana 15	07/04/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1
semana 16	14/04/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 17	21/04/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 18	28/04/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 19	05/05/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 20	12/05/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 21	19/05/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 22	26/05/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

		SG1	SG2	SG3	SG4	SG5	SG6	SG7	SG8	SG9	SG10	SG11	SG12	SG13	SG14
semana 23	02/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 24	09/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 25	16/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 26	23/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 27	30/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 28	07/07/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 29	14/07/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 30	21/07/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 31	28/07/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 32	04/08/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 33	11/08/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 34	18/08/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 35	25/08/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 36	01/09/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 37	08/09/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 38	15/09/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 39	22/09/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 40	29/09/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 41	06/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 42	13/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 43	20/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 44	27/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 45	03/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 46	10/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 47	17/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 48	24/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 49	01/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 50	08/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 51	15/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 52	22/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1



4.2 ANEXO 2 - Sala Diaria

A continuación se presentan los resultados obtenidos de una simulación con paso diario.

Se conservan las hipótesis y modelado de la sala de paso semanal salvo los siguientes puntos:

- Se utilizan tres embalses: Bonete, Palmar y Salto Grande.
- Se una CEGH de aportes de paso diario, que tiene las mismas variables de estado que la CEGH de paso semanal.
- La sala de paso diario se engancha al costo futuro de la sala de paso semanal el 31/12/2019.
- El número de crónicas a optimizar se reduce a 5 a los efectos de reducir los tiempos de ejecución del modelo.



4.2.1 Balance energético y costos operativos

PAM-2018-10-2 Sala de paso diario

SimSEE

semana 40 de 2018 a 13 de 2019

GENERACIÓN (GWh)	SimSEE
Terra	294
Baygorria	218
Palmar	605
Rio Negro	1116
Salto Grande	1622
Total Hidráulica	2738
Motores	44
Ciclo Combinado	172
PT11-6	40
PT17 y 8	3
CTR	6
Total Térmica	265
Eólica UTE	274
Eólica privados	2032
Ventus_UY	37
Eólica Total	2343
GENDIST (biomasa+fósil)	118
UPM	70
Montes del Plata	273
Solar	202
Ofertas de oportunidad no exportada	-283
Integración Spot	-204
Imp. Rivera	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0
Imp. Melo	1.3
FALLA 1	0.8
FALLA 2	0.1
FALLA 3	0.0
FALLA 4	0.0
TOTAL Falla	1.0
Demanda Total	5525
VENTUS (GWh)	94
VECODESA_AR (GWh)	57
COSTO_VECODESA_AR (MUSD)	1.43

COSTO (MUS\$)	SimSEE
Salto Grande	12.2
Motores FO	5.5
Térmico Fuel oil	5.5
Ciclo Combinado	24.9
PT11-6	7.0
PT17 y 8	0.6
CTR	1.2
Térmico gas oil	33.8
Térmico GN	0.0
Costo variable no combustible	1.8
Total Térmico	39.2
Eólica privados	138.6
GENDIST (biomasa+fósil)	10.7
UPM	7.0
Montes del Plata	24.5
Solar	18.7
Total Autop + otros	60.9
Integración Spot	-6.1
Imp. Rivera	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0
Imp. Melo	0.4
Total Intercambios	-5.7
Cargo Fijo	0.0
FALLA 1	0.2
FALLA 2	0.1
FALLA 3	0.1
FALLA 4	0.1
TOTAL Falla	0.4
Costo Operativo UTE	245.3
Costo Operativo País	233.1
Costo Total UTE	245.7
Costo Total País	233.6
Cota promedio final (m)	74.84

4.2.2 Análisis de falla

En la Figura 9 se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla diaria.

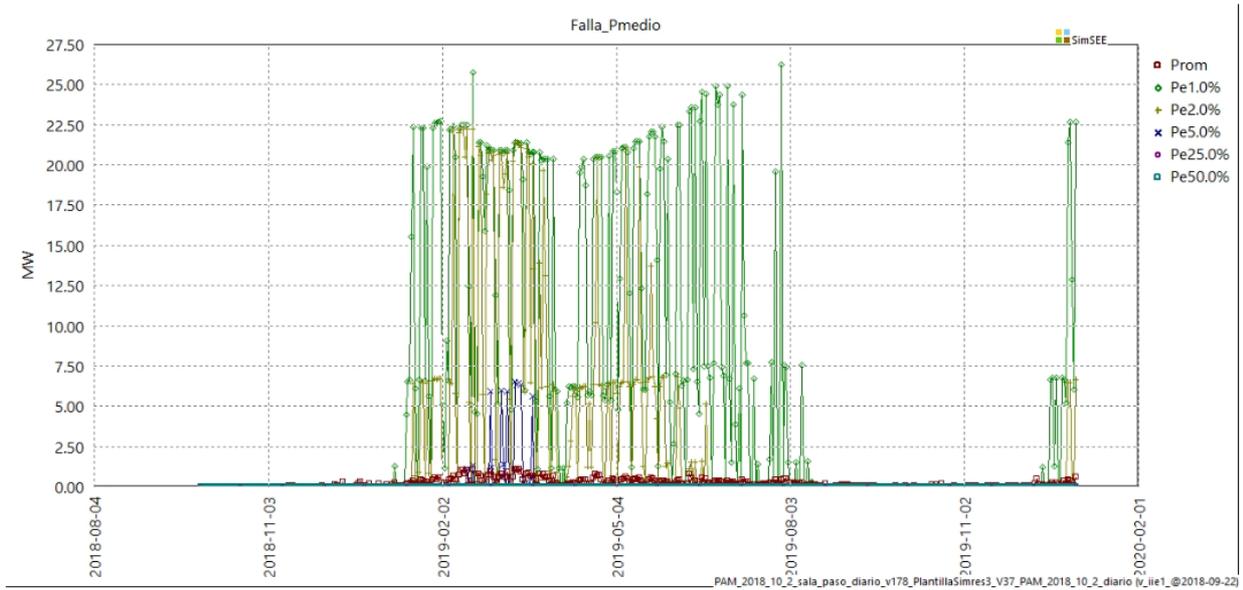


Figura 9: Excedencia de Falla diaria

No se observan situaciones de falla significativas con niveles de probabilidad mayores al 1%.

4.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

En la Figura 10 se muestra la evolución de la cota de Bonete en sala diaria.

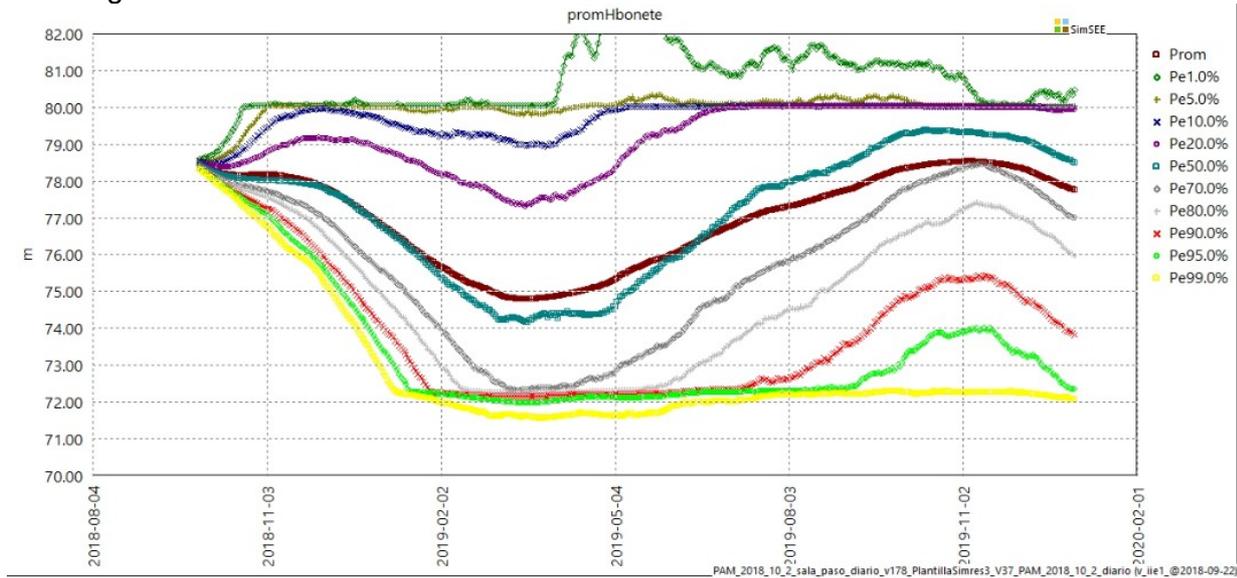


Figura 10: Evolución de la cota de Bonete en la sala diaria

La evolución de la cota de Bonete no presenta diferencias significativas respecto al caso semanal.

4.2.4 Comparación de los costos marginales diarios y semanales

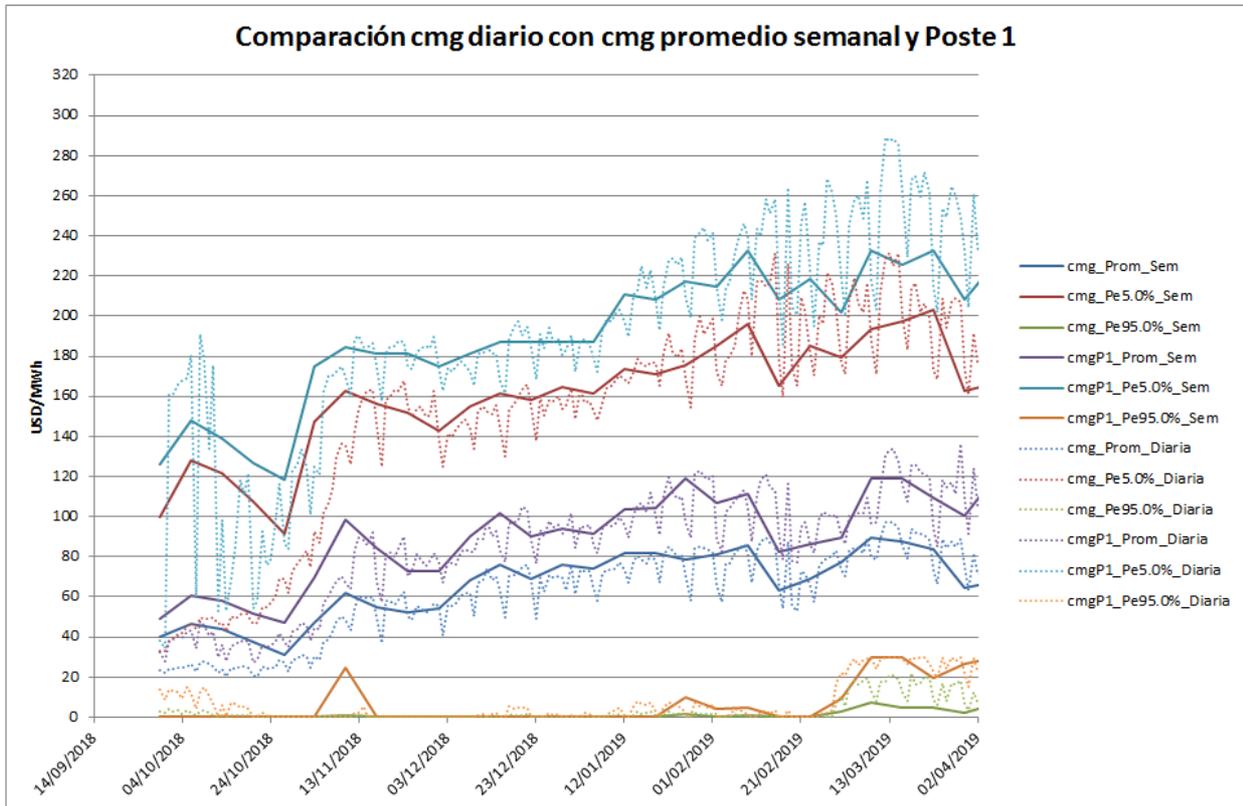


Figura 11: Comparación del costo marginal diario (línea punteada) con el costo marginal semanal promedio y en el Poste 1 en el período PAM.

Se observa que la evolución de los costos marginales es similar en la sala diaria y semanal.

Cuando margina el valor del agua (cmg bajos) las diferencias se deben principalmente a que en la sala de paso diario se consideran 3 embalses.

Otro punto a tener en cuenta es que en la sala de paso semanal, cuando se despacha una máquina, la misma se despacha durante toda la semana, mientras que en la de paso diario puede despacharse por día. La misma situación aplica a la salida de servicio por rotura de máquinas.



1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 HIPÓTESIS.....	3
2.1 Clima.....	4
2.2 Demanda.....	7
2.3 Precios de los combustibles.....	7
2.4 Intercambio de Energía.....	9
2.5 Excedentes.....	10
2.6 Parque generador nacional.....	10
2.7 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:.....	10
2.8 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa.....	11
2.9 Red de Trasmisión.....	14
2.10 Modelo.....	15
3 PAM OCTUBRE 2018- MARZO 2019.....	16
3.1 Cronograma.....	16
3.2 Resultados.....	24
3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema.....	24
3.2.2 Análisis de falla.....	25
3.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete.....	29
3.2.4 Despacho Promedio.....	30
3.2.5 Costo marginal del Sistema.....	31
3.2.6 Balance energético y costos operativos.....	32
4 ANEXOS.....	34
4.1 ANEXO 1 – Información de Agentes.....	34
4.2 ANEXO 2 - Sala Diaria.....	39
4.2.1 Balance energético y costos operativos.....	40



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

4.2.2 Análisis de falla.....	41
4.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete.....	42
4.2.4 Comparación de los costos marginales diarios y semanales.....	43