

Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 06/2018 del sábado 03/02 al viernes 09/02 de 2018

31/01/2018
Montevideo - Uruguay

Participan de la elaboración de hipótesis
Por UTE: Marcos Ribeiro y Omar Guisolfo.
Por ADME: María Cristina Alvarez, Felipe Palacio
Versión de SimSEE: 173
Responsable: Ruben Chaer.

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable para la semana energética 06 de 2018 (que comienza el sábado 03/02 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 09/02) son los que se muestran en la Tabla 1 para las bandas horarias Media y Leve horaria Pesada (definidos como los correspondientes PATAMARES de Brasil) expresados en MW-medios para cada banda horaria junto con los valores del Costo Marginal de Extracción (CME) determinados con confianza 80% de no ser excedidos y los correspondientes Precios Mínimos a Recibir (PMR) según sea la exportación por Rivera, por Melo o por Salto para diferentes Niveles (incrementales) de la posible oferta a Brasil. El Nivel 0, con los valores de 1 MW se muestran a los efectos de dar información sobre el costo de abastecer el primer MW con compromiso.

Tabla 1: Bloques Exportables CON COMPROMISO de entrega (P80).

NIVEL 0		Salto		Rivera	Melo
Horario	MW-medios	CME USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh
LEVE	1	1.4	5.0	32.7	46.7
MEDIA	1	22.5	27.8	55.4	69.5
PESADA	1	27.9	33.7	61.3	75.4

NIVEL 0.5		Salto		Rivera	Melo
Horario	MW-medios	CME USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh
LEVE	220	7.3	11.4	39.0	53.1
MEDIA	1	22.6	27.9	55.5	69.6
PESADA	1	28.1	33.8	61.5	75.5

NIVEL 1		Salto		Rivera	Melo
Horario	MW-medios	CME USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh
LEVE	450	23.4	28.8	56.4	70.5
MEDIA	1	22.7	28.1	55.7	69.8
PESADA	1	28.5	34.3	61.9	76.0

NIVEL 2		Salto		Rivera	Melo
Horario	MW-medios	CME USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh
LEVE	500	29.6	35.4	63.1	77.1
MEDIA	50	28.1	33.8	61.5	75.5
PESADA	1	28.8	34.6	62.2	76.3

La tabla 2 muestra los Bloques de Energía Exportable Sin Compromiso de entrega para cada Nivel del exportación Con compromiso.

Tabla 2: Bloques Exportable Sin Compromiso (Valor Esperado)

NIVEL 0		Salto	
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Compromiso	46.0	0.0	3.5

NIVEL 0.5		Salto	
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Compromiso	33.1	0.0	3.5

NIVEL 1		Salto	
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Compromiso	22.0	0.0	3.5

NIVEL 2		Salto	
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Compromiso	17.6	0.0	3.5

Los valores de CME y PMR de cada Nivel de exportación Con Compromiso se deben interpretar como aplicables a los incrementos de energía respecto del Nivel anterior.

Los PMR, corresponden a adicionar a los CME los peajes por uso de la red y las convertidoras, un estimativo de la tasa de URSEA y ADME, el 3% de comisión de UTE y 5% de pérdidas por transmisión dentro del SIN. UTE, si lo considera pertinente, podrá a su costo reducir el monto de peajes por uso de las conversoras si con ello logra colocar ofertas que de otra forma no serían colocadas.

2. Principales hipótesis.

2.1. Aportes

Los aportes se modelaron en base al modelo CEGH con trayectorias de 50% iguales a los valores esperados de los pronósticos resultando en las distribuciones que se muestran en las Figs. 1, 2, 3 y 4 para Salto (50% de Uruguay), Bonete, Palmar y Baygorria respectivamente.

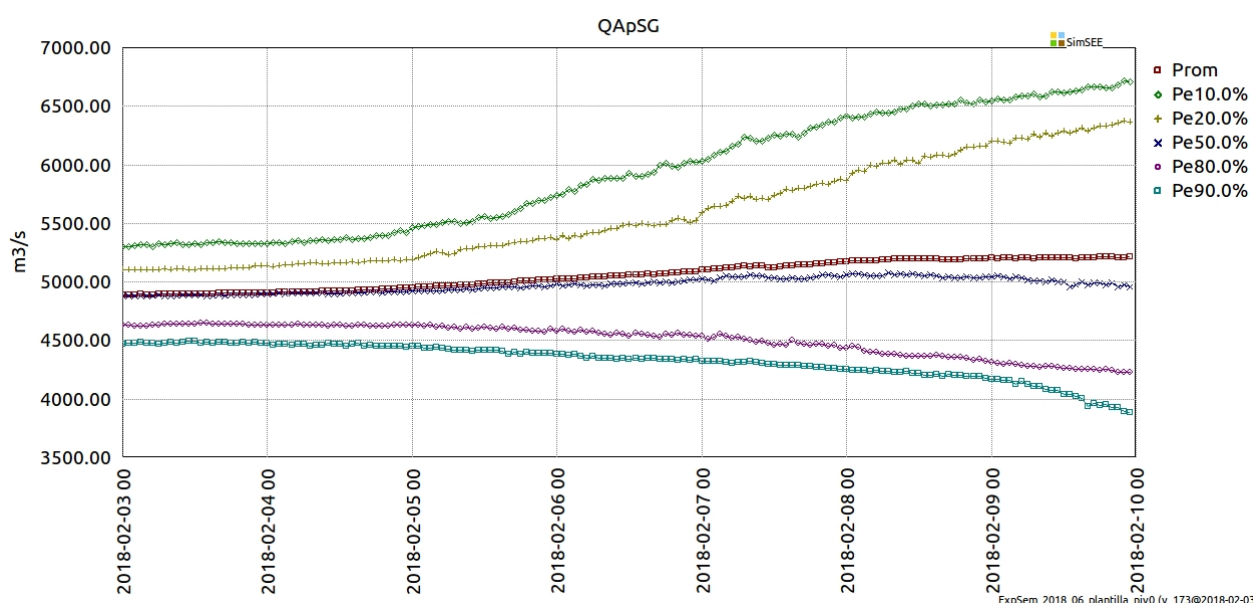


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

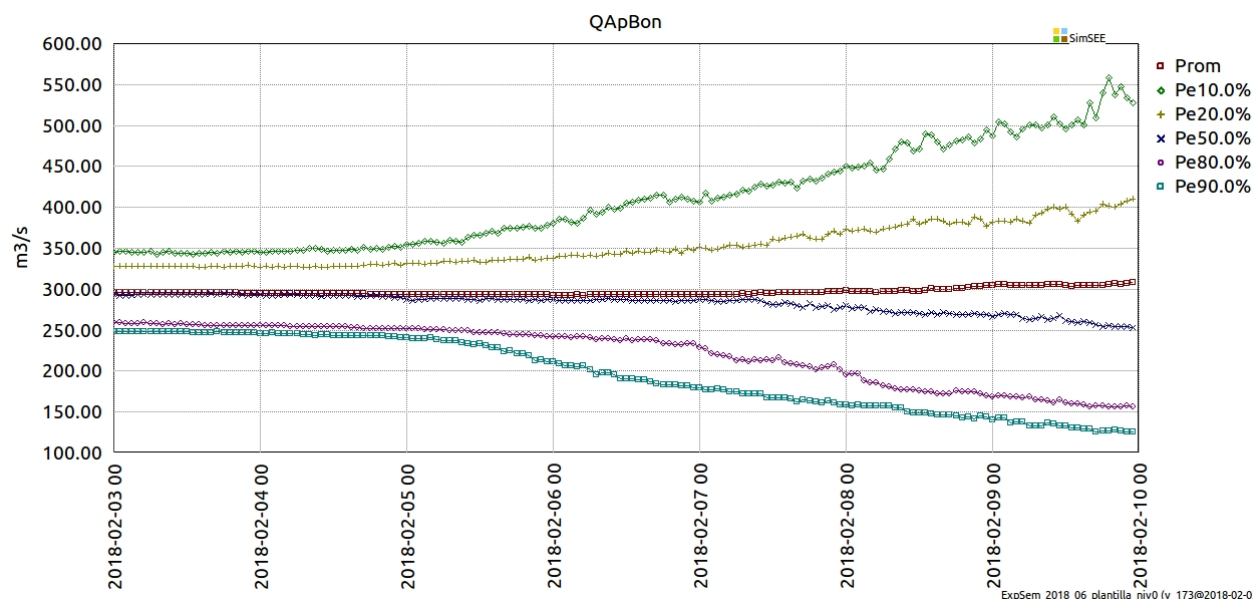


Fig 2: Aportes Bonete

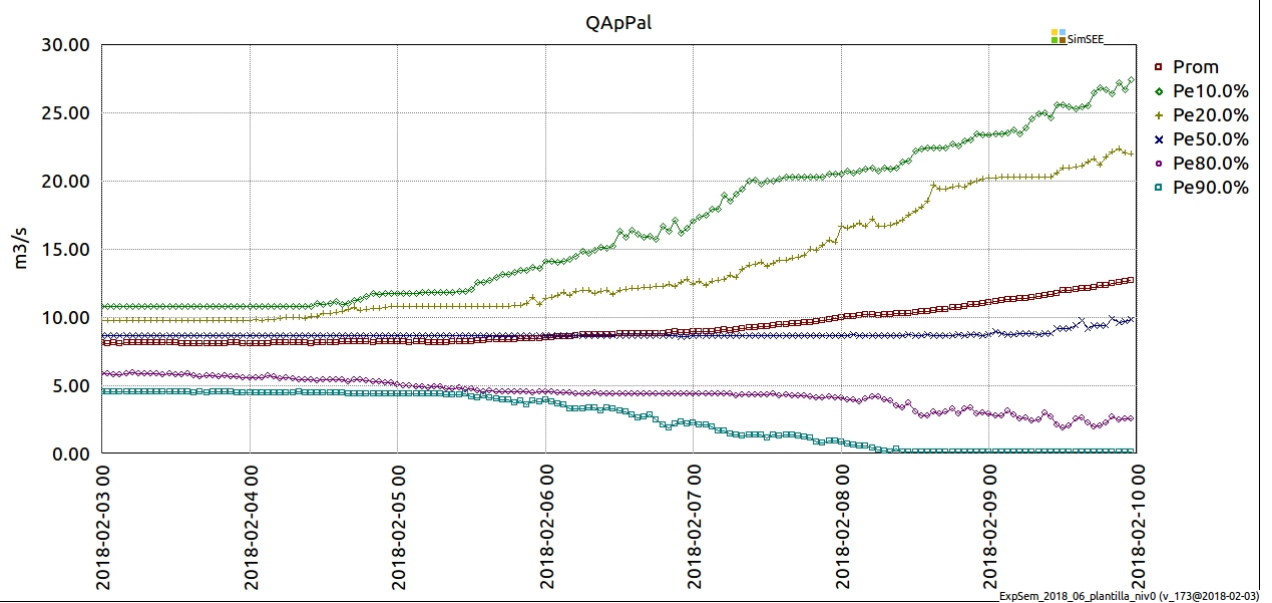


Fig 3: Aportes a Palmar

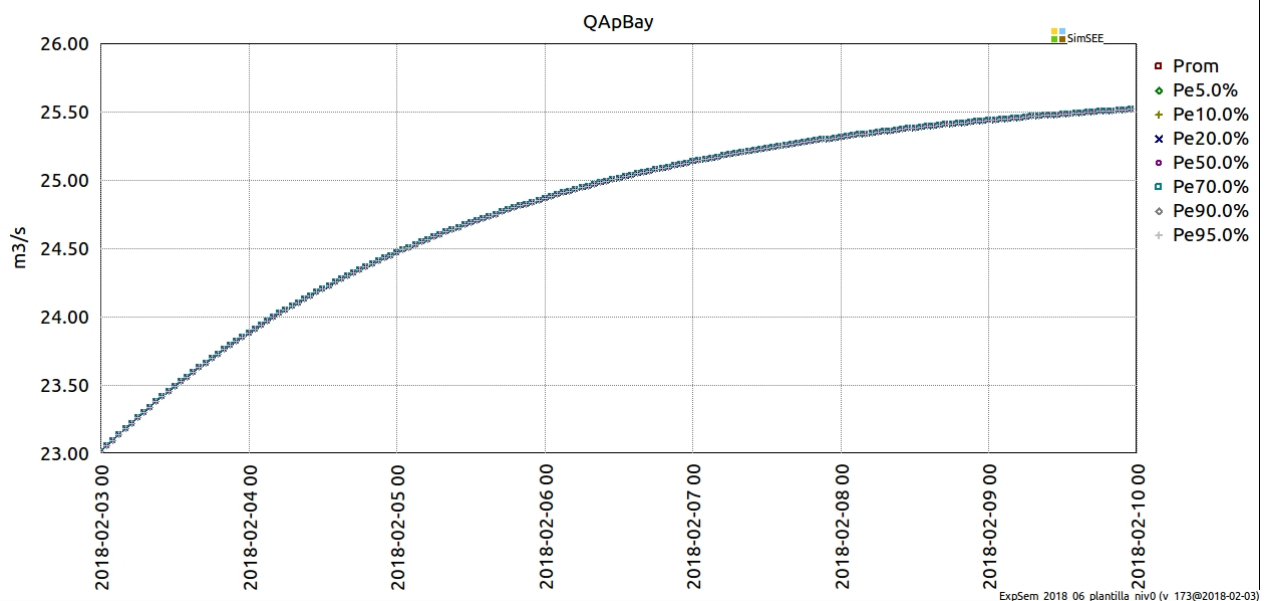


Fig 4: Aportes a Baygorria. (determinístico).

2.2. Generación eólica y solar

Se utiliza para las corridas el pronóstico horario en valor esperado, el mismo se utiliza como guía por 7 días en el modelo CEGH. Se imprime una transición entre la información del pronóstico y la “estadística histórica” de 200 horas.

Las Figs. 5 y 6 muestran los cortes de probabilidad de la generación eólica horaria y acumulada en la semana respectivamente en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad usados en la simulación en base a los pronósticos disponibles en ADME.

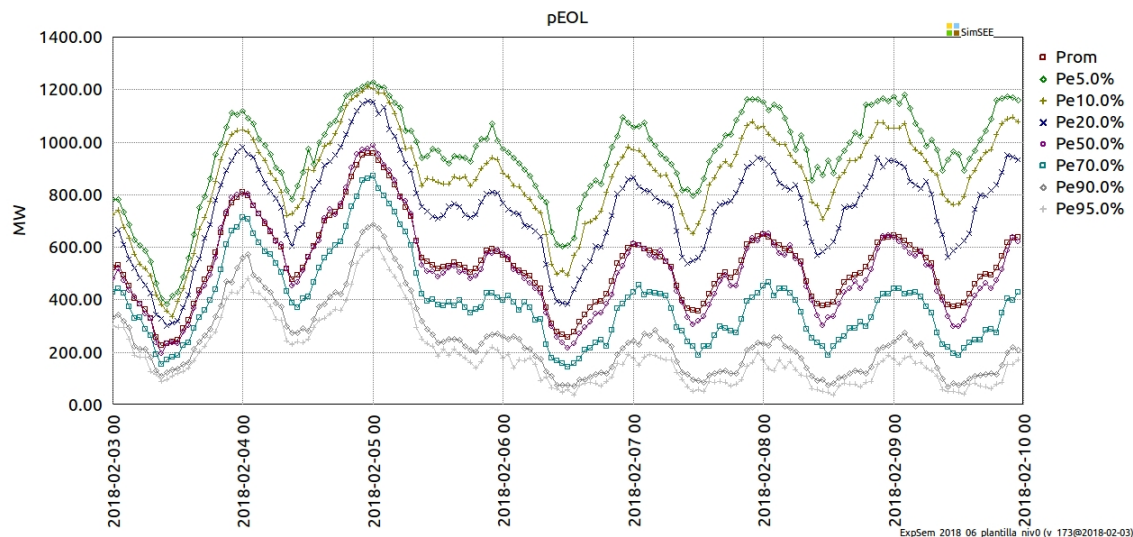


Fig 5: Generación eólica cortes de probabilidad en horas Excluyendo VECODESA.

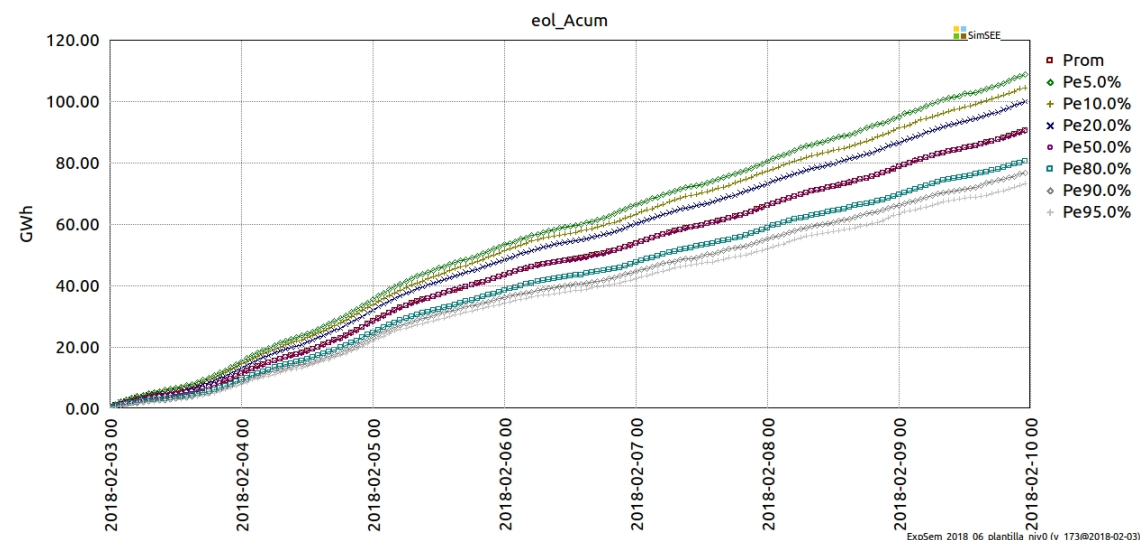


Fig 6: Producción eólica. GWh acumulados desde el inicio de la semana. Excluyendo VECODESA

La Fig.7 muestra la generación en base a energía solar.

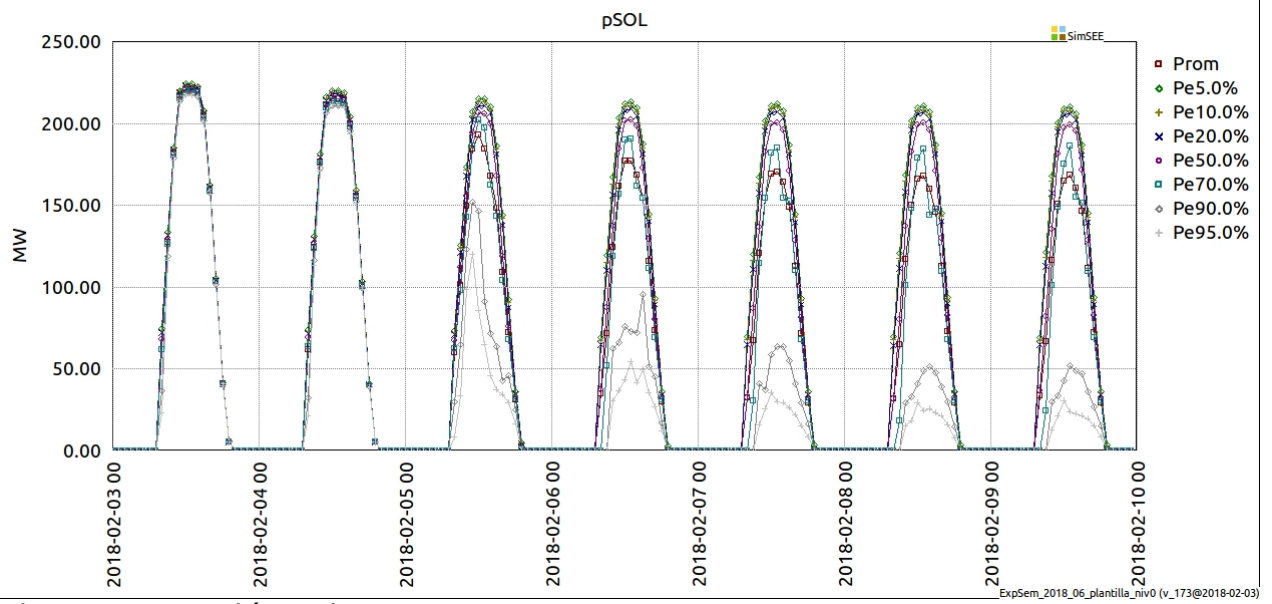


Fig 7: Generación solar.

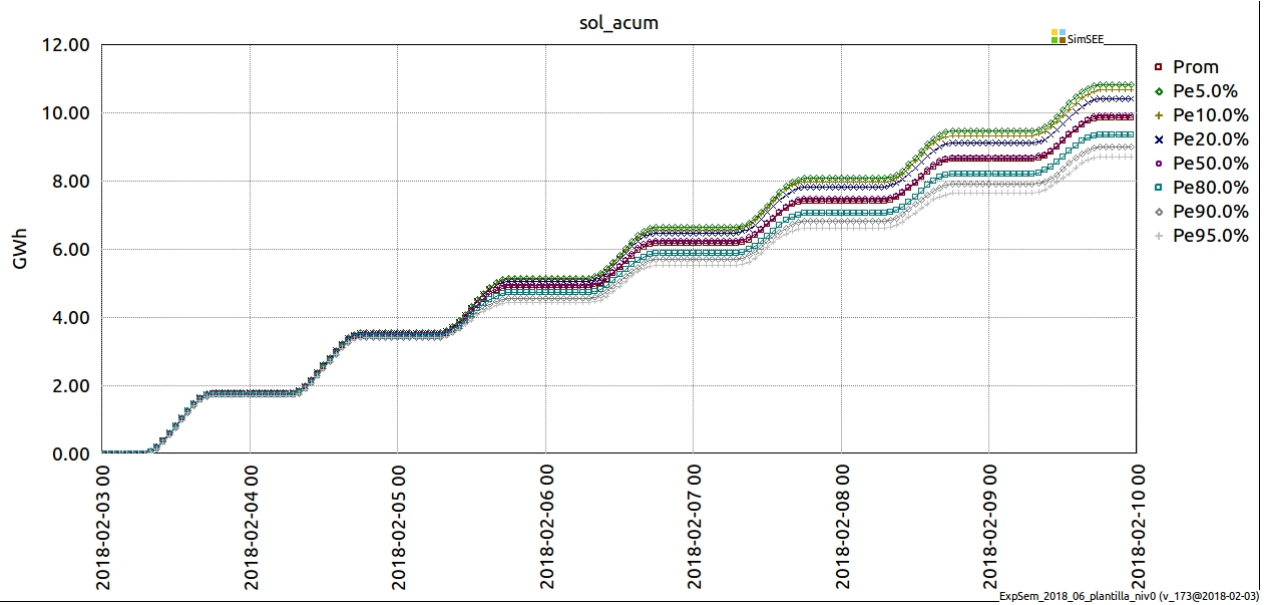


Fig 8: Energía solar acumulada desde el inicio de la semana.

2.3. Previsión de demanda eléctrica

La Demanda se modeló en base a modelo CEGH elaborado por ADME con separación de la energía del día en 3 bandas correspondientes a madrugada, horario laboral y tarde con correlaciones con las temperaturas máximas y mínimas del día. Este modelo se alimenta con los pronósticos de temperaturas y con la información de la demanda de días pasados. La Fig.9 muestra la previsión de temperatura (se excluye el primer día) y la demanda esperada resultante.

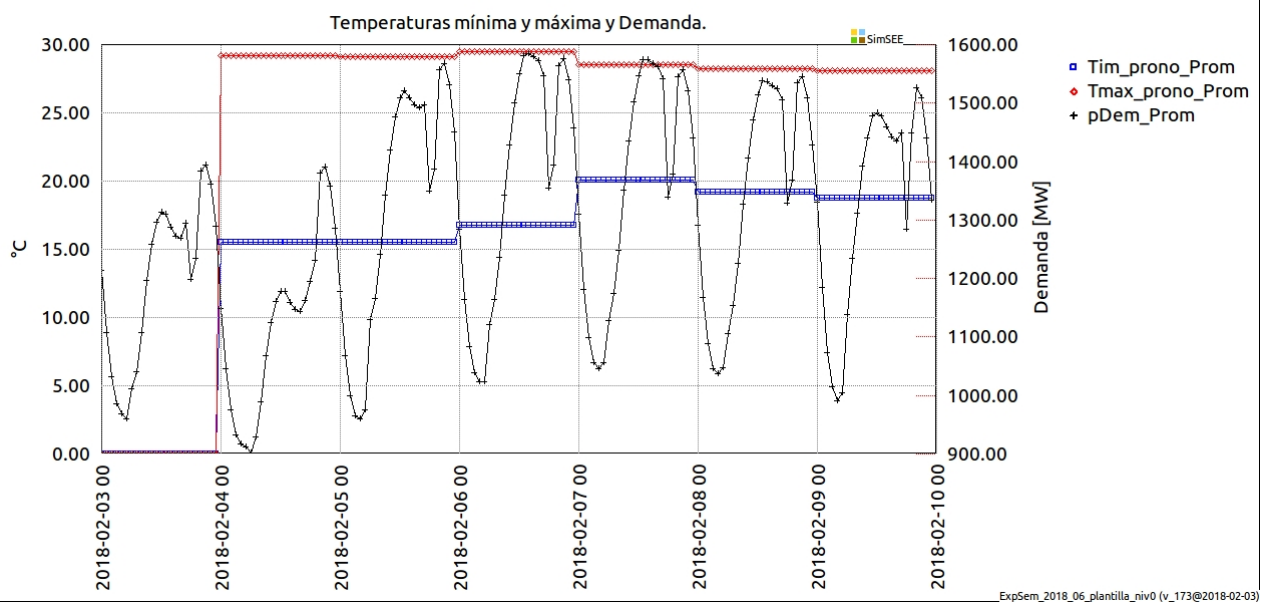


Fig 9: Previsión de temperatura y Demanda Esperada.

La Fig. 10 muestra la potencia horaria con cortes de probabilidad para las 168 horas de la semana.

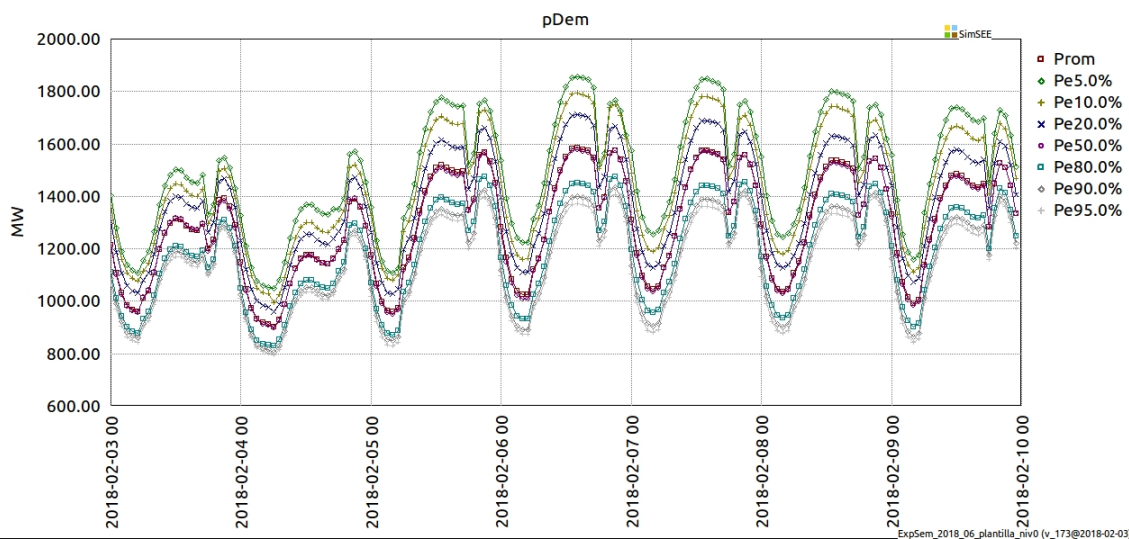


Fig 10: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

La Fig.11 la demanda acumulada desde el inicio de la semana.

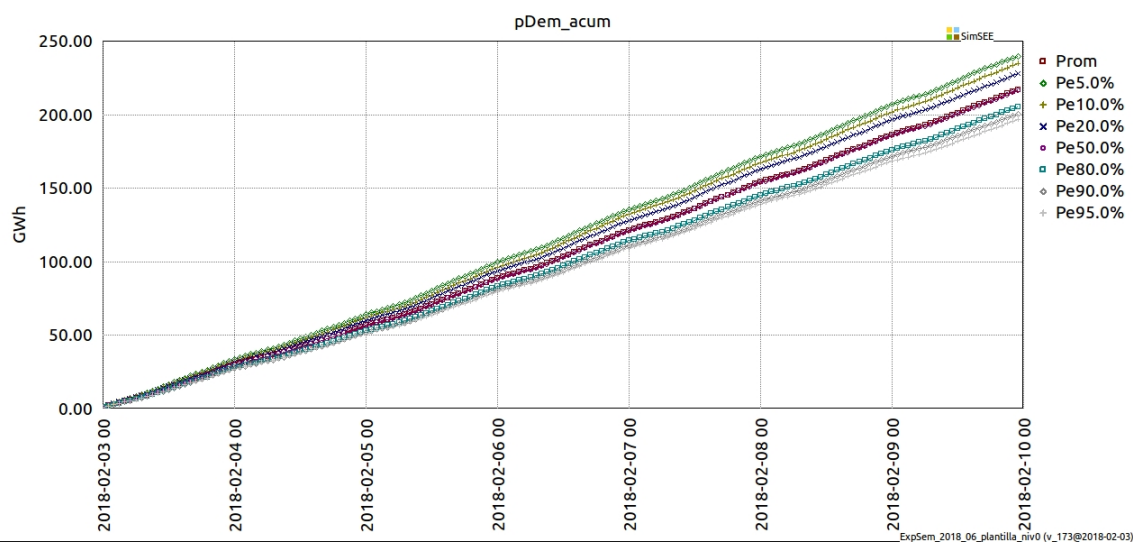


Fig 11: Demanda semanal prevista acumulada desde el inicio de la semana.

2.4. *Indisponibilidades.*

Existen mantenimientos previsto que condicionan la exportación, los mismos son:
Una unidad de Salto Grande y una unidad de Motores de Central Batlle.

2.5. *Disponibilidad de la exportación por Melo.*

No hay mantenimientos previstos dentro del período de la oferta.

2.6. *Disponibilidad de la exportación por Rivera.*

No hay mantenimientos previstos dentro del período de la oferta.

2.7. Feriados de Brasil y PATAMARES DE CARGA.

No hay feriados previstos en el horizonte de simulación.

Tabla 3: Clasificación de las horas en PATAMARES de Carga Leve, Media y Pesada para días típicos. Los Feriados son como domingo.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
sáb	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	M	M
dom	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	L
lun	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
mar	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
mié	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
jué	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
vie	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M

2.8. Metodología

Las simulaciones se realizaron con sala de paso horario, con representación estocástica de la Demanda, la temperatura, los aportes hidráulicos, Eólica y Solar. También se representó en forma aleatoria la disponibilidad del parque generador.

En esta semana se consideró aleatoriedad en la Demanda de Uruguay mediante CEGH que correlaciona las demandas de Pico, Resto y Valle con los mismos valores del día anterior y con las temperaturas máxima y mínimas pronosticadas para el mismo día.

La Sala SimSEE correspondiente está disponible en el sitio web de ADME en la sección correspondiente a la Programación Semanal

<http://www.adme.com.uy/mmee/progsemnodo/progsem.php>

Valores de Mediano plazo considerando modelo de exportación de la Programación Estacional vigente.

La posible exportación a Brasil en los Patamares de Carga: Pesada, Media y Leve se modelaron como demandas adicionales de en los tramos de carga Leve y Media y Pesada con un costo de falla de 1000 USD/MWh para modelar el compromiso de entrega de la potencia ofrecida.

3. Resultados NIVEL 0.

La Fig. 12 muestra la exportación esperada.

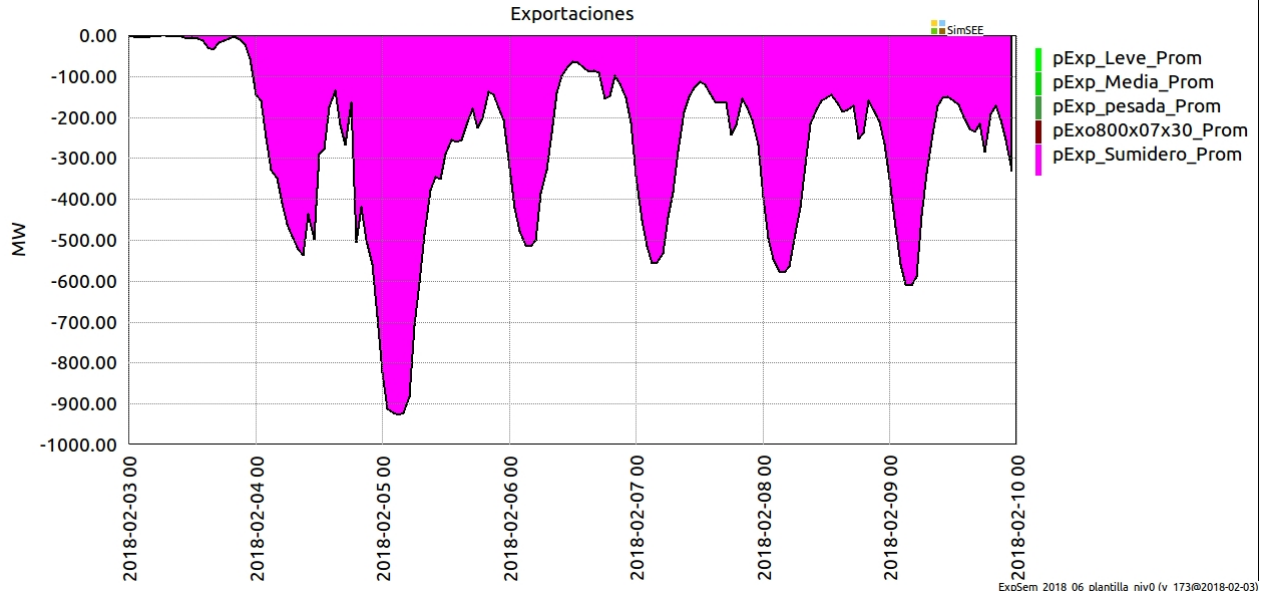


Fig 12: Exportaciones con y sin compromiso.

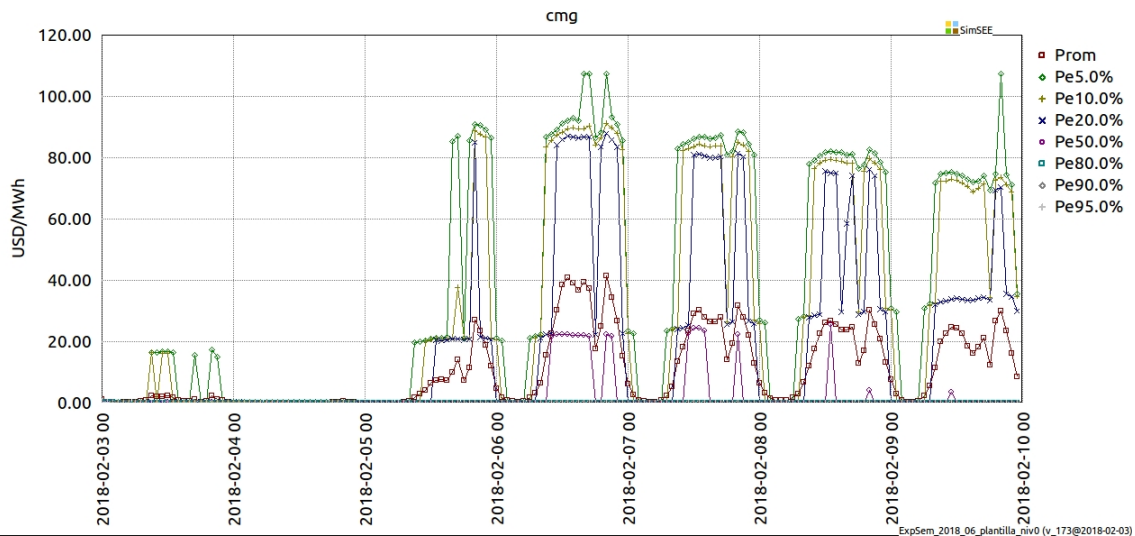


Fig 13: Costo marginal del SIN.

La Fig.13 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 14 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 20% (o lo que es equivalente que no son excedidos con probabilidad 80%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

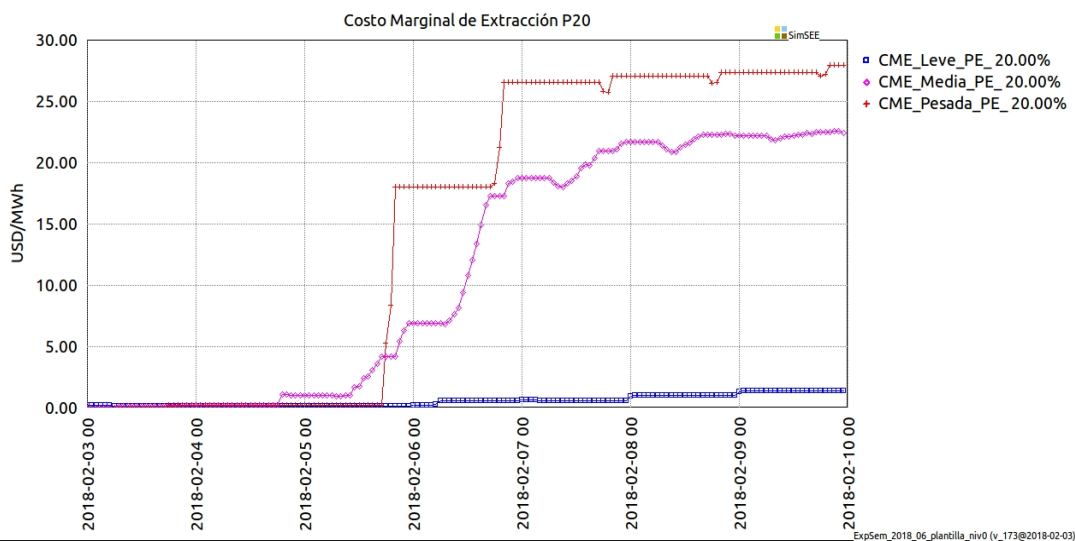


Fig 14: Costo marginal de extracción P20.

La Fig.15 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana de la suma de excedentes de vertimiento (hidráulico+eólico+solar+biomasa no gestionable) para diferentes cortes de probabilidad y en valor esperado. Esta energía puede ser ofrecida sin compromiso de entrega siendo el CME en este caso nulo dado que corresponden a vertimientos turbinables.

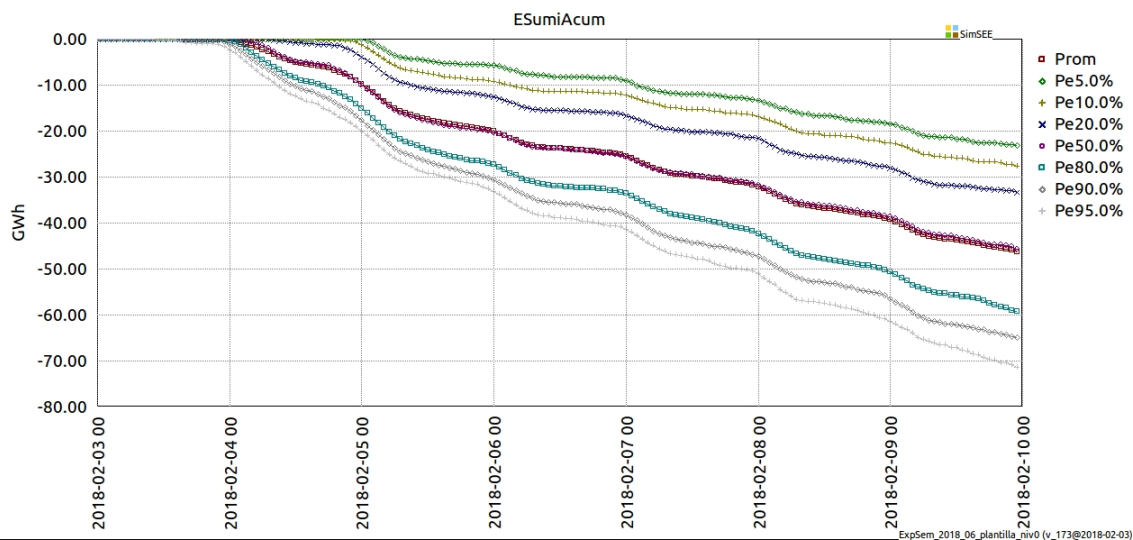


Fig 15: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 16 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación. La curva roja corresponde al valor esperado del Precio Spot a sancionar en Uruguay calculado como el costo marginal antes de intercambios y se debe leer con la escala del eje derecho del gráfico.

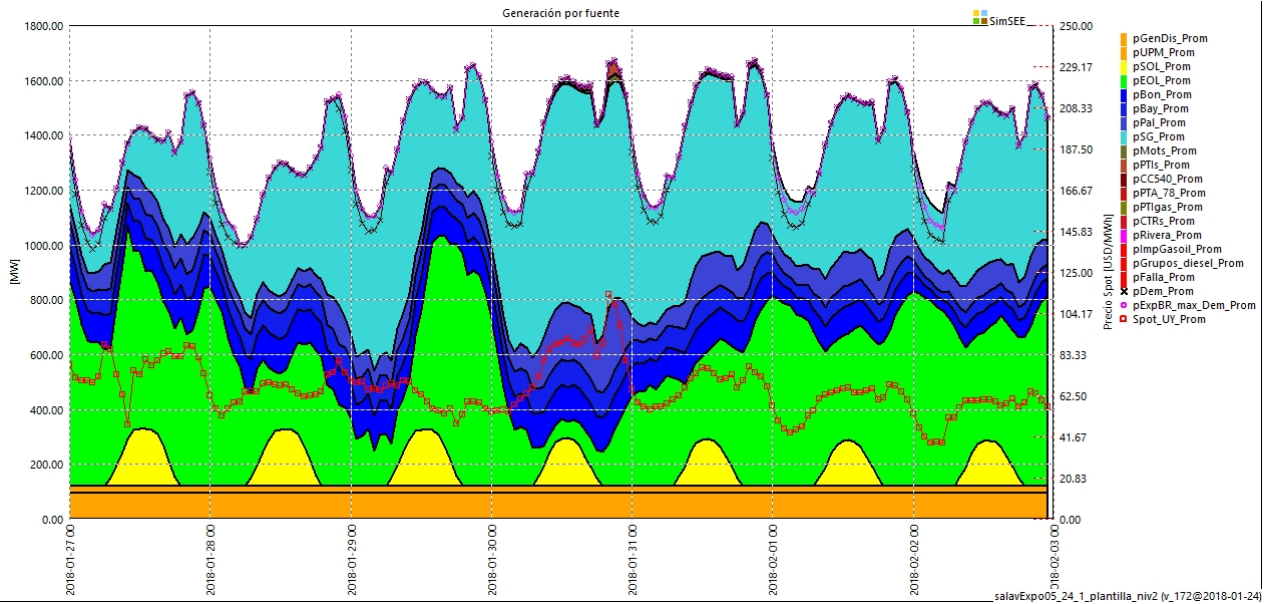


Fig 16: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 17 muestra el despacho de CTR.

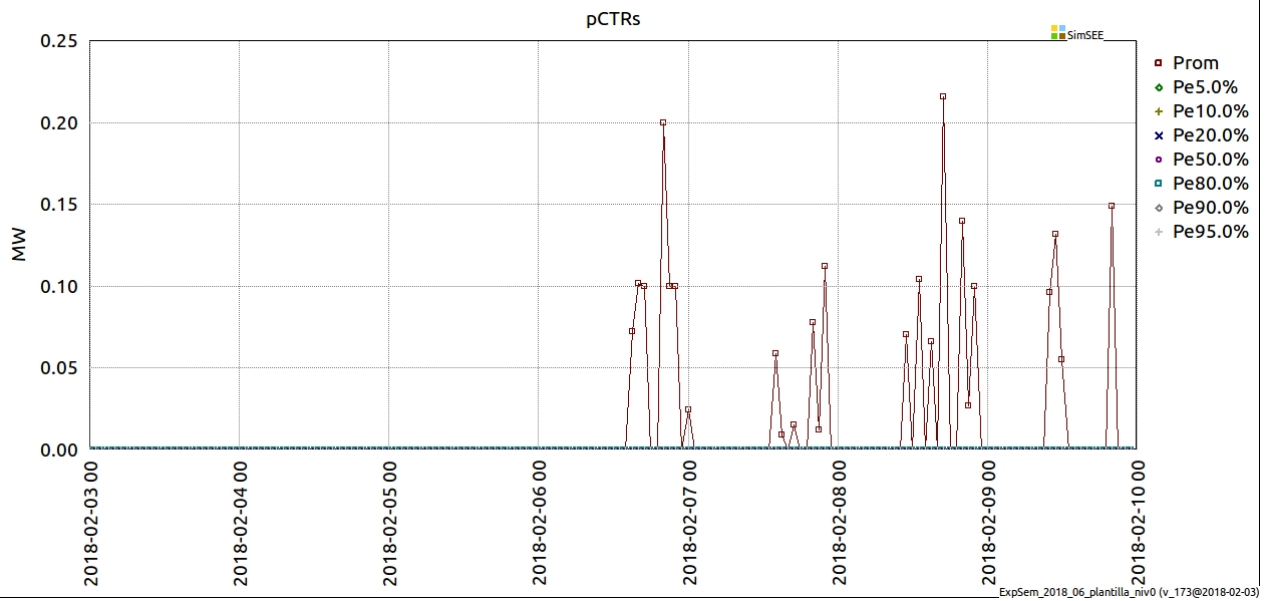


Fig 17: Despacho de CTR.

3.1. Previsión de la operación de las represas.

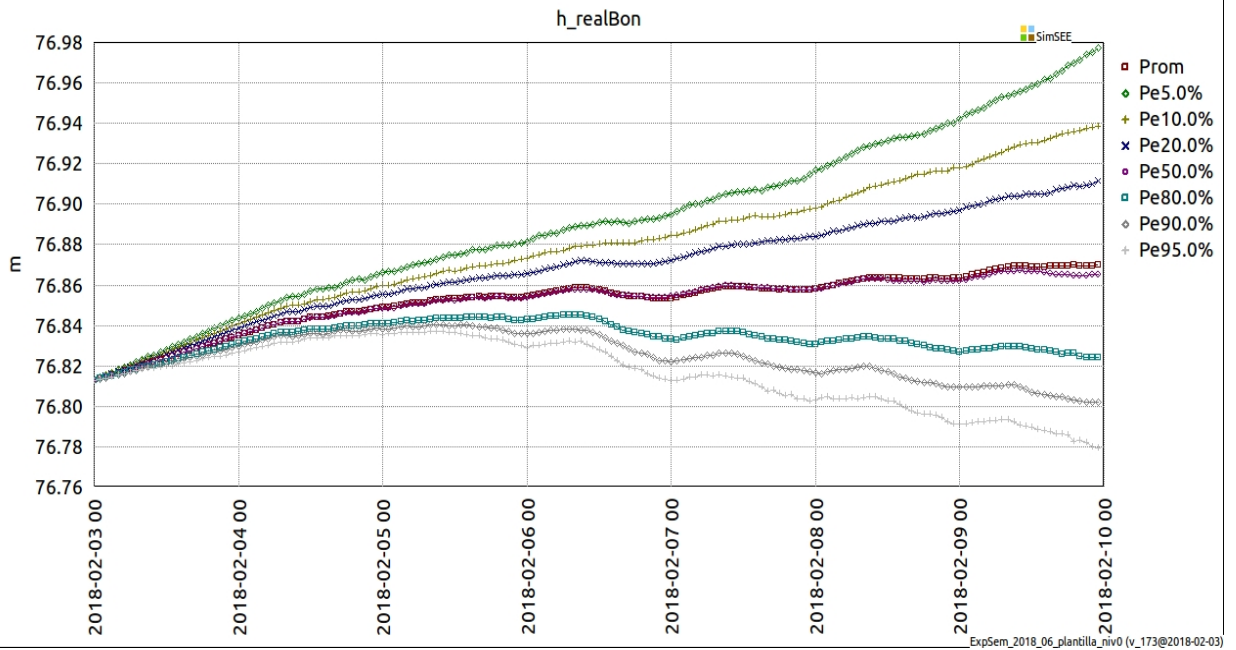


Fig 18: Operación de Bonete

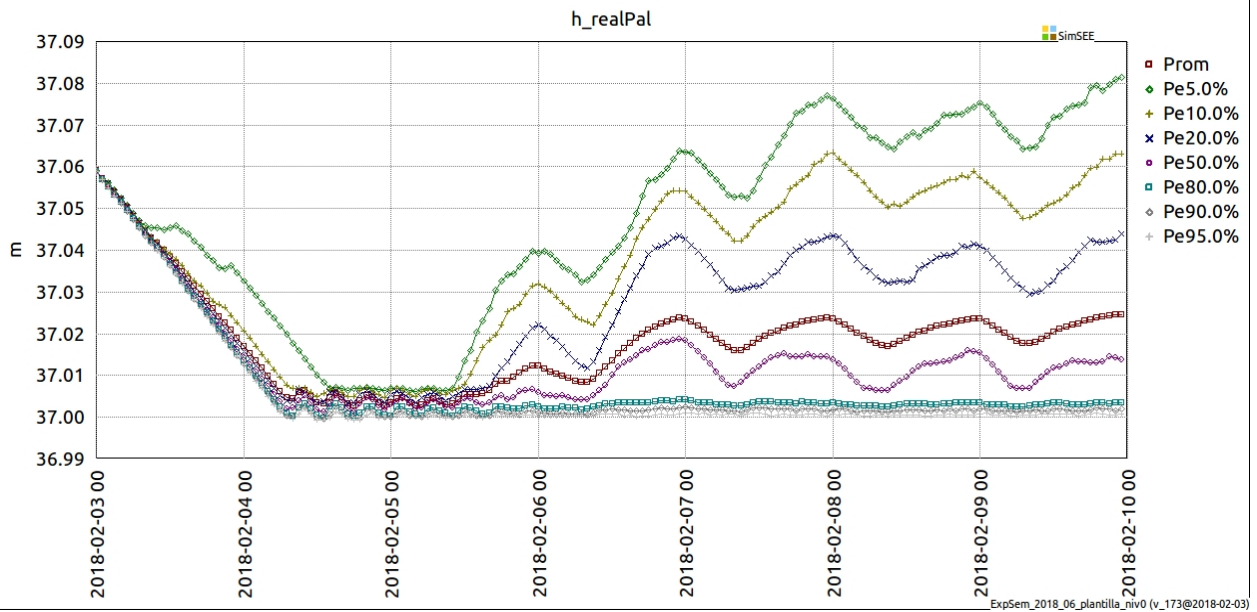


Fig 19: Operación del Palmar.

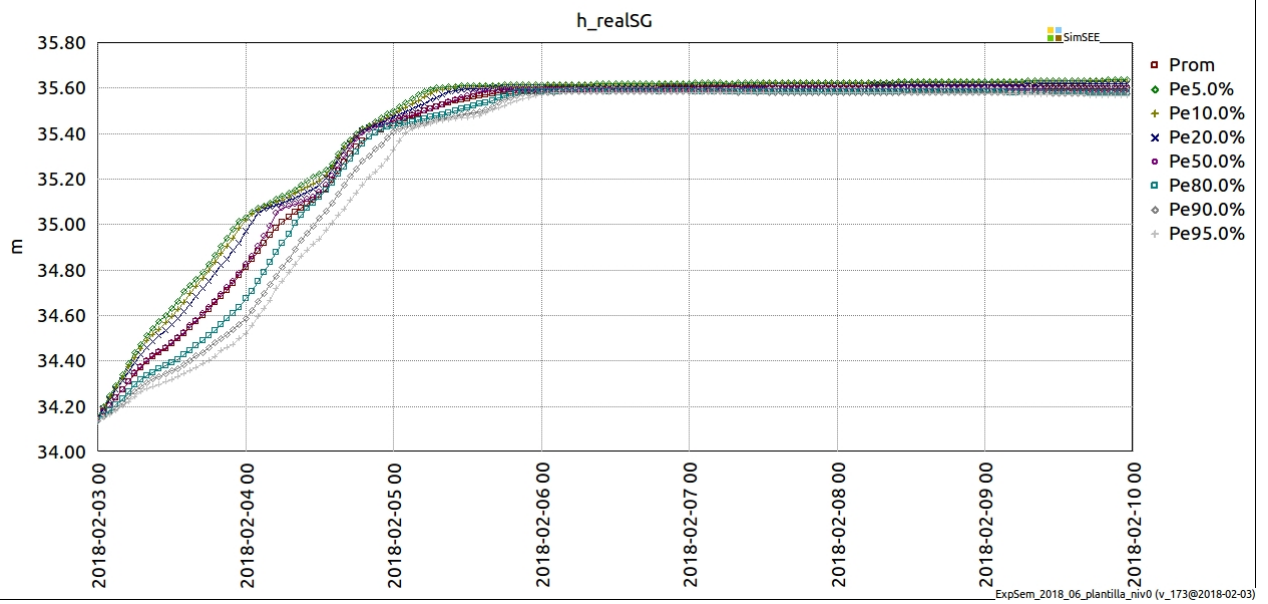


Fig 20: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).

4. Resultados NIVEL 0.5.

La Fig. 21 muestra la exportación esperada.

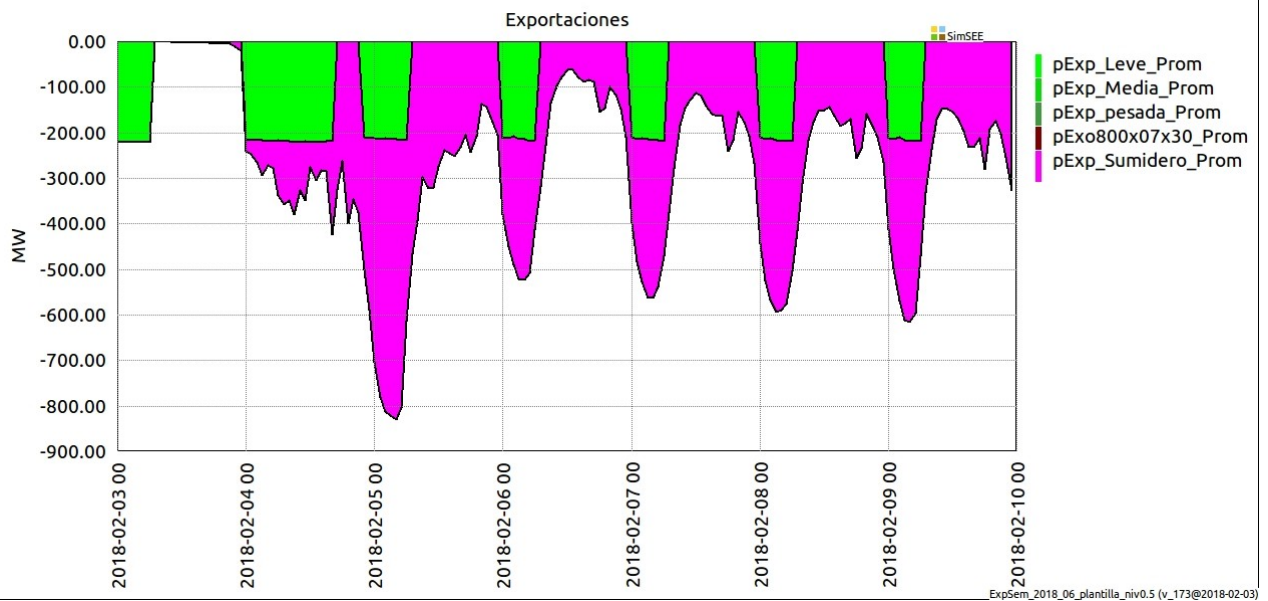


Fig 21: Exportaciones con y sin compromiso.

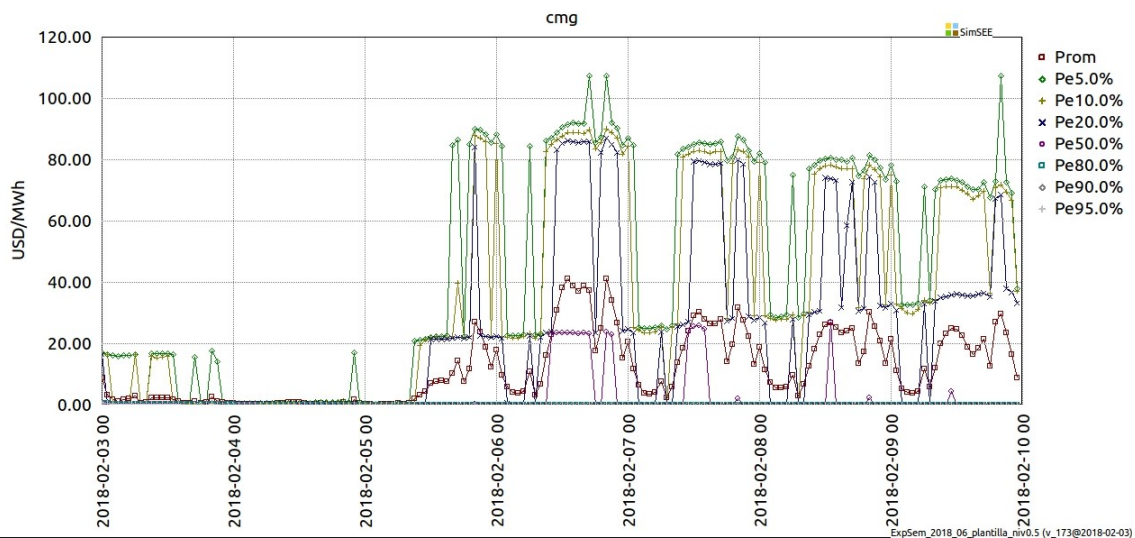


Fig 22: Costo marginal del SIN.

La Fig.22 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 23 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 20% (o lo que es equivalente que no son excedidos con probabilidad 80%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

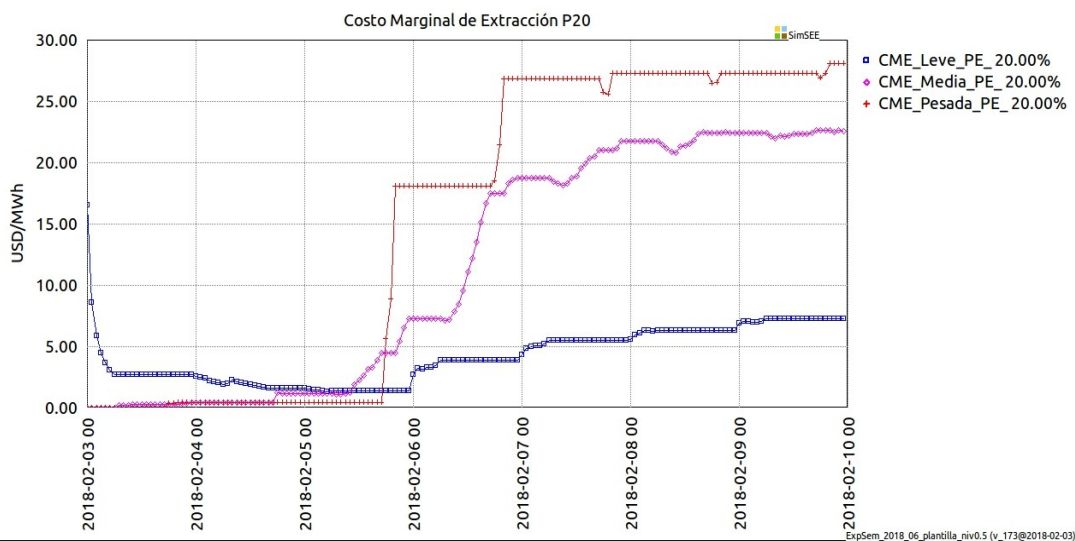


Fig 23: Costo marginal de extracción P20.

La Fig.24 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana de la suma de excedentes de vertimiento (hidráulico+eólico+solar+biomasa no gestionable) para diferentes cortes de probabilidad y en valor esperado. Esta energía puede ser ofrecida sin compromiso de entrega siendo el CME en este caso nulo dado que corresponden a vertimientos turbinables.

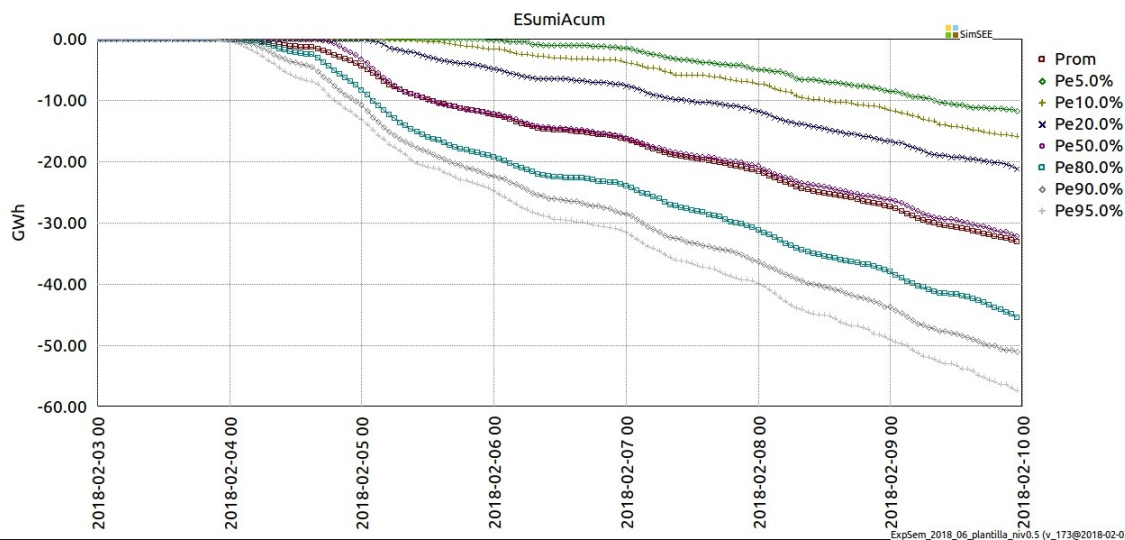


Fig 24: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 25 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación. La curva roja corresponde al valor esperado del Precio Spot a sancionar en Uruguay calculado como el costo marginal antes de intercambios y se debe leer con la escala del eje derecho del gráfico.

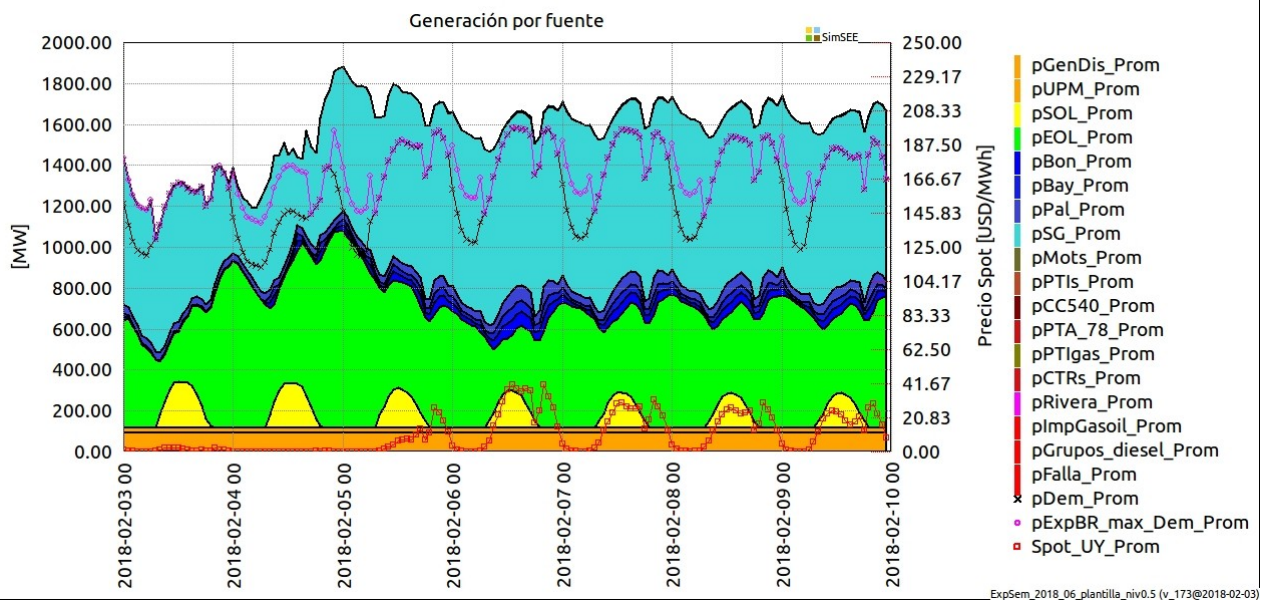


Fig 25: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 26 muestra el despacho de CTR.

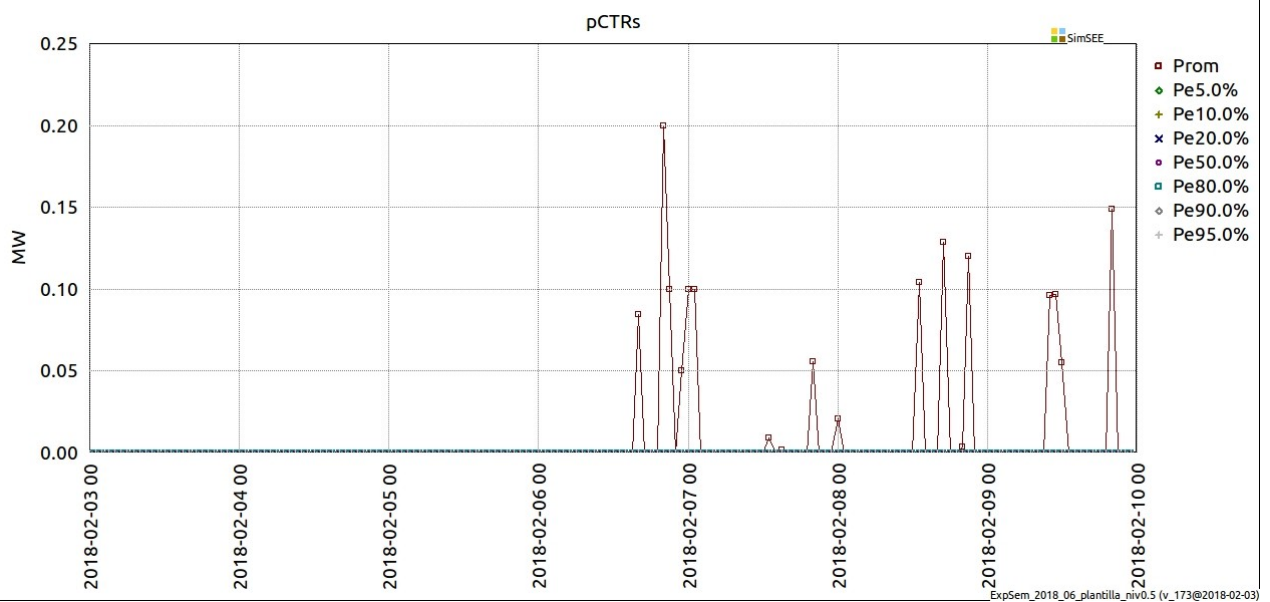


Fig 26: Despacho de CTR.

4.1. Previsión de la operación de las represas.

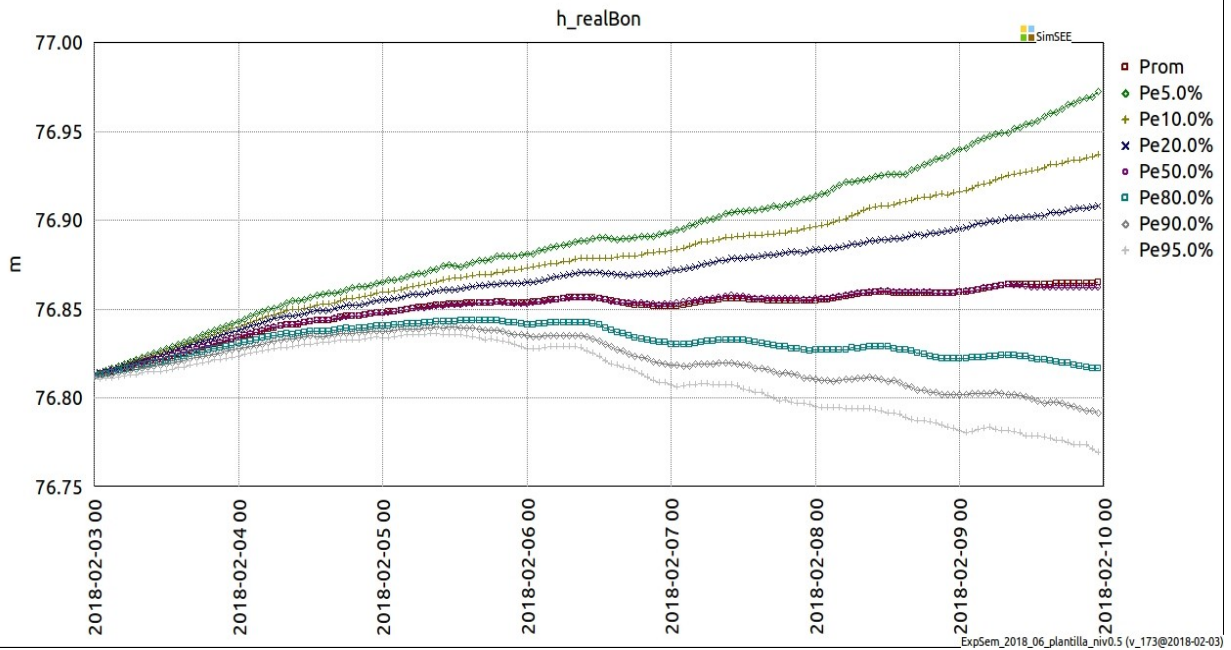


Fig 27: Operación de Bonete

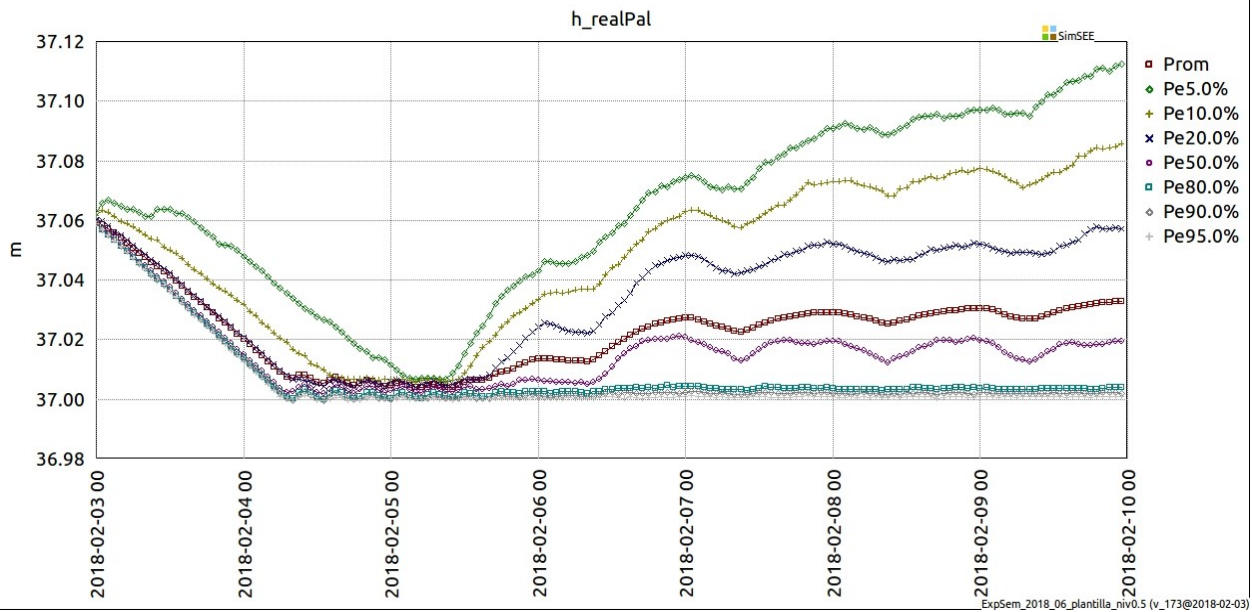


Fig 28: Operación del Palmar.

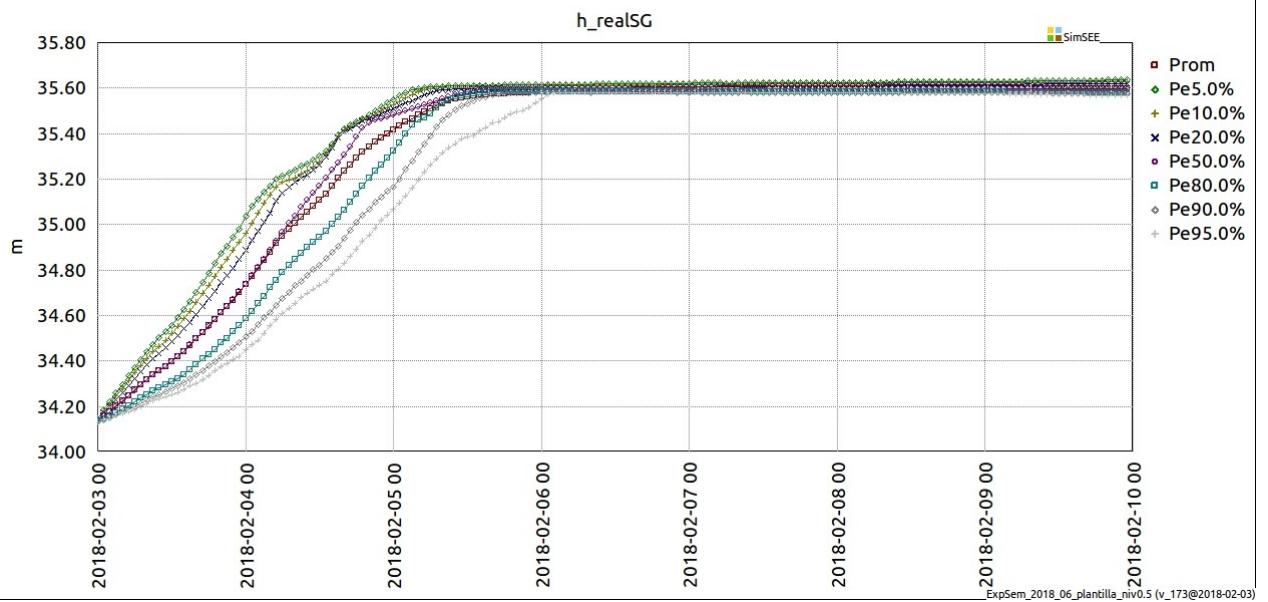


Fig 29: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).

ExpSem_2018_06_planilla_miv0.5 (v_173@2018-02-03)

5. Resultados NIVEL 1.

La Fig. 30 muestra la exportación esperada.

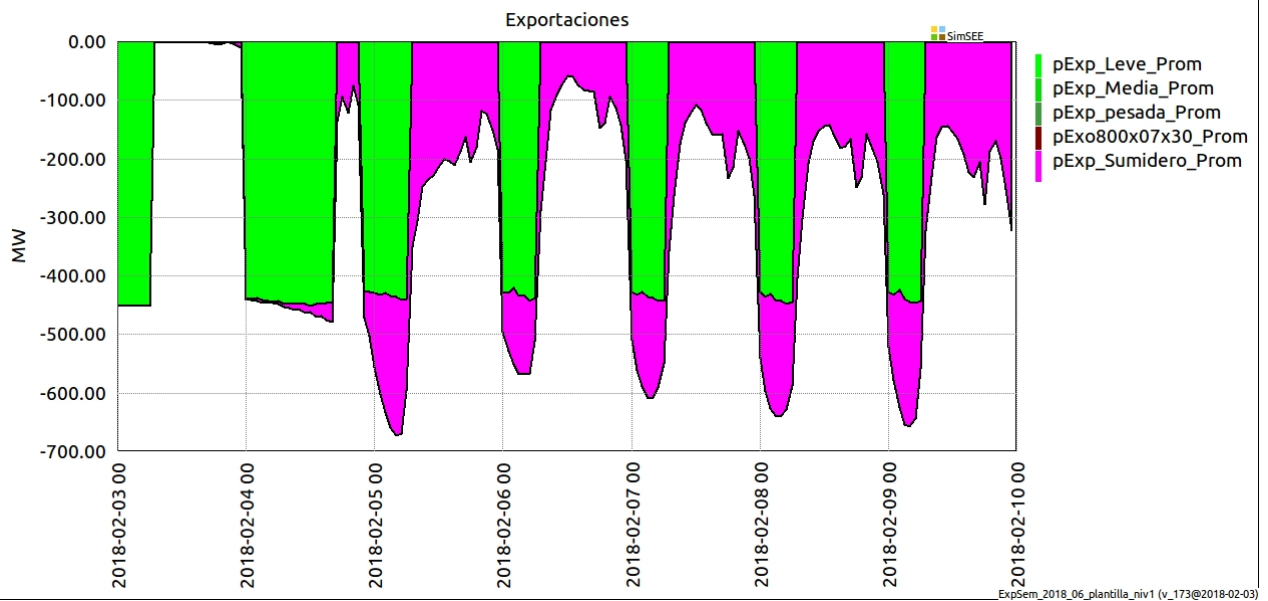


Fig 30: Exportaciones con y sin compromiso.

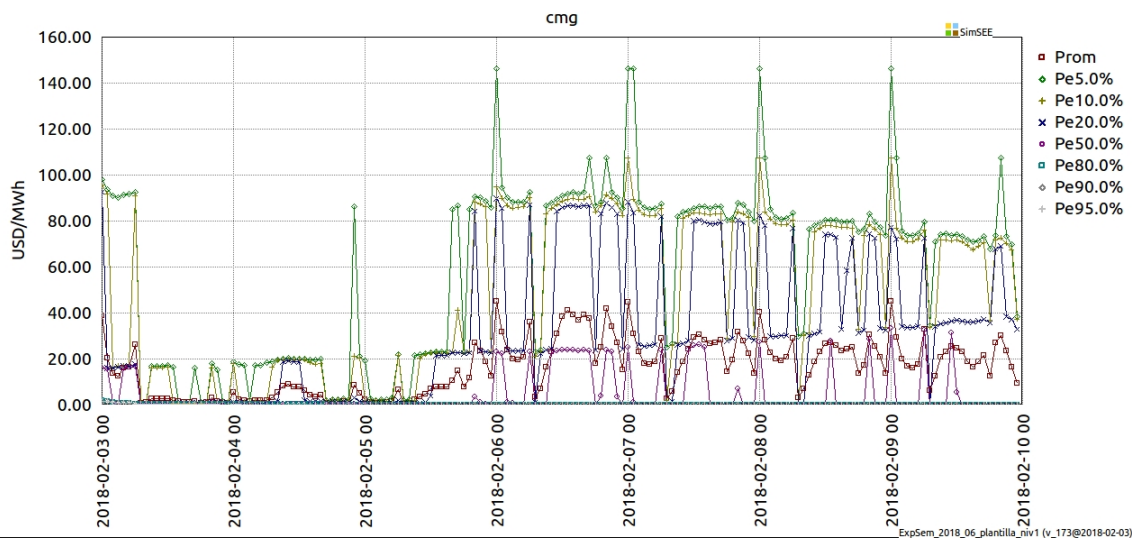


Fig 31: Costo marginal del SIN.

La Fig.31 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 32 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 20% (o lo que es equivalente que no son excedidos con probabilidad 80%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

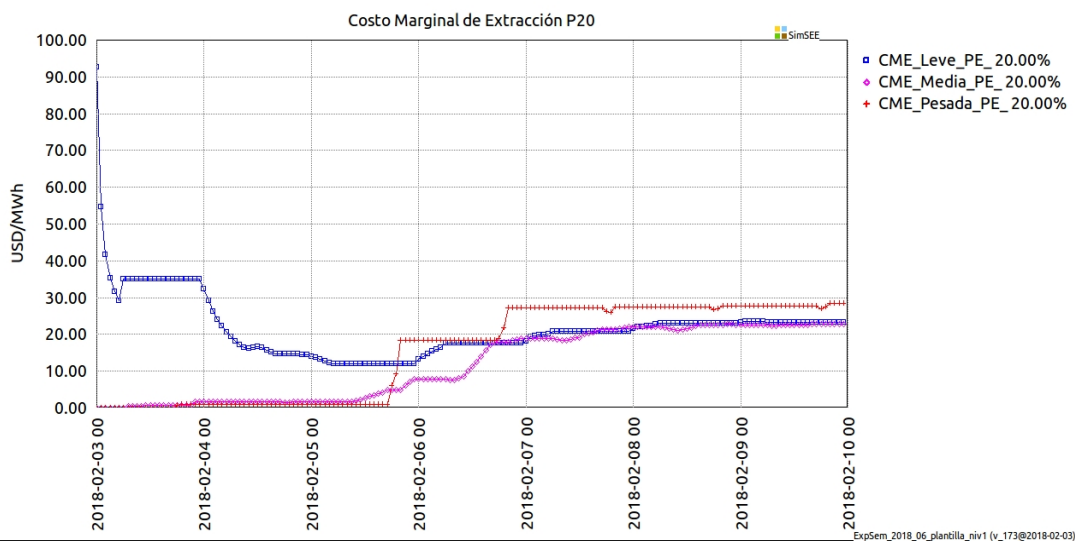


Fig 32: Costo marginal de extracción P20.

La Fig.33 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana de la suma de excedentes de vertimiento (hidráulico+eólico+solar+biomasa no gestionable) para diferentes cortes de probabilidad y en valor esperado. Esta energía puede ser ofrecida sin compromiso de entrega siendo el CME en este caso nulo dado que corresponden a vertimientos turbinables.

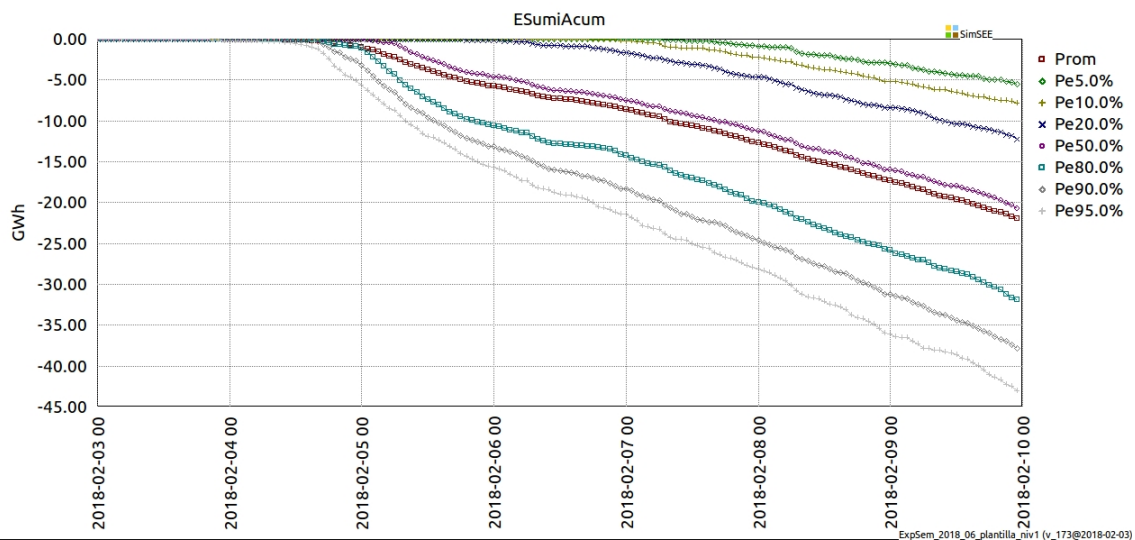


Fig 33: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 34 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación. La curva roja corresponde al valor esperado del Precio Spot a sancionar en Uruguay calculado como el costo marginal antes de intercambios y se debe leer con la escala del eje derecho del gráfico.

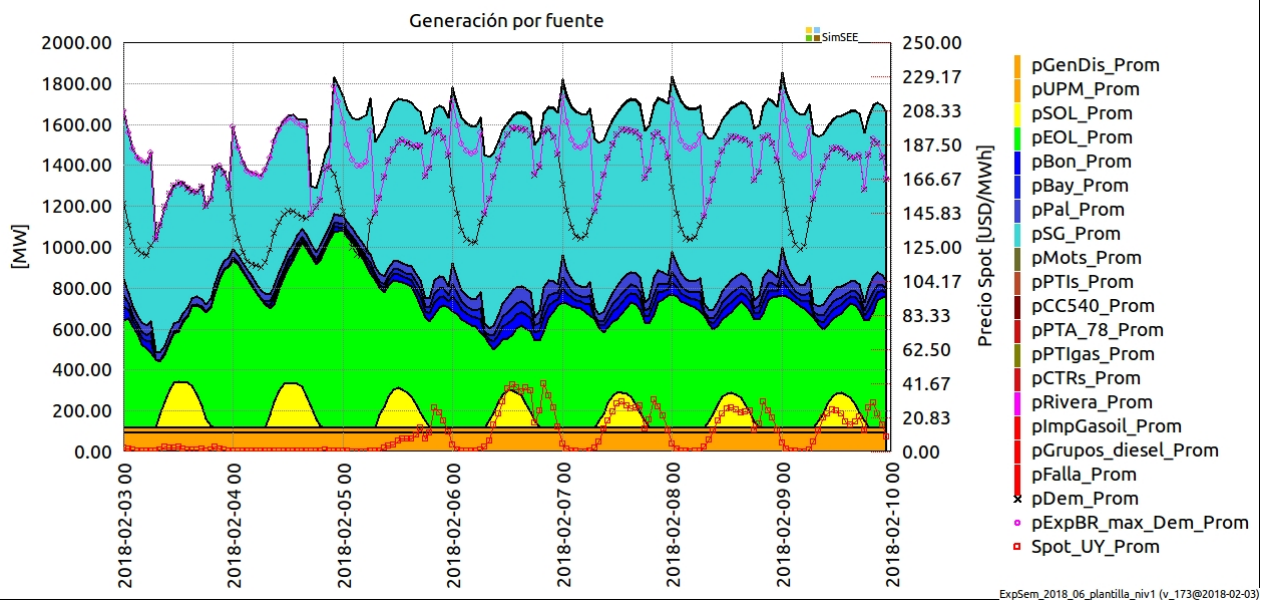


Fig 34: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 35 muestra el despacho de CTR.

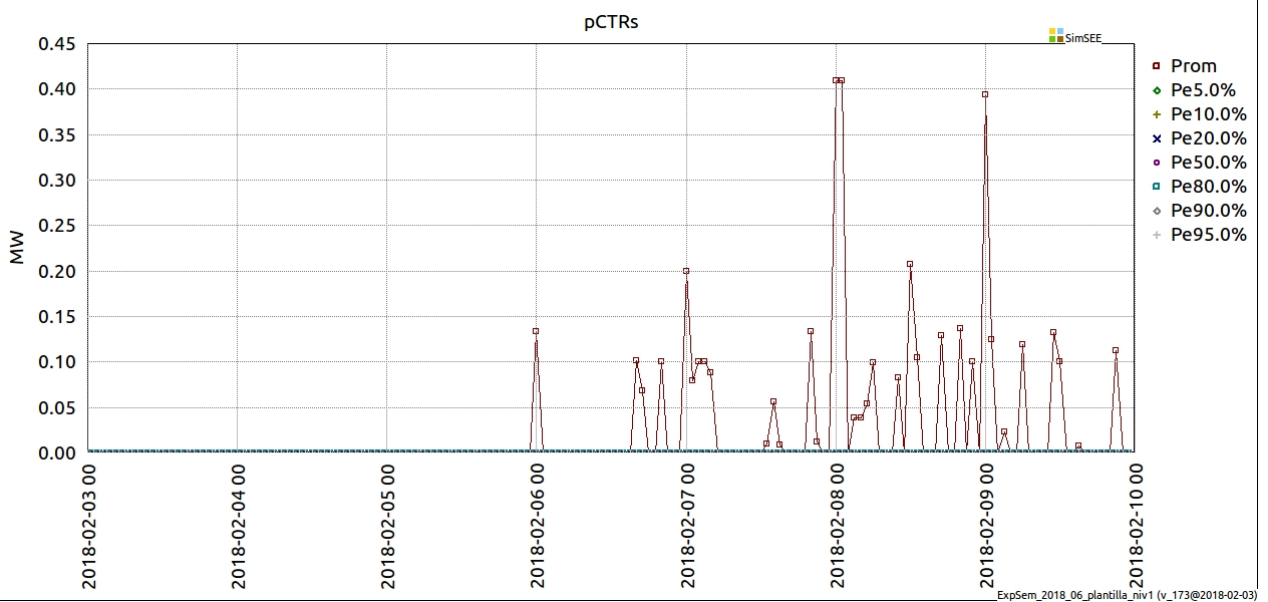


Fig 35: Despacho de CTR.

5.1. Previsión de la operación de las represas.

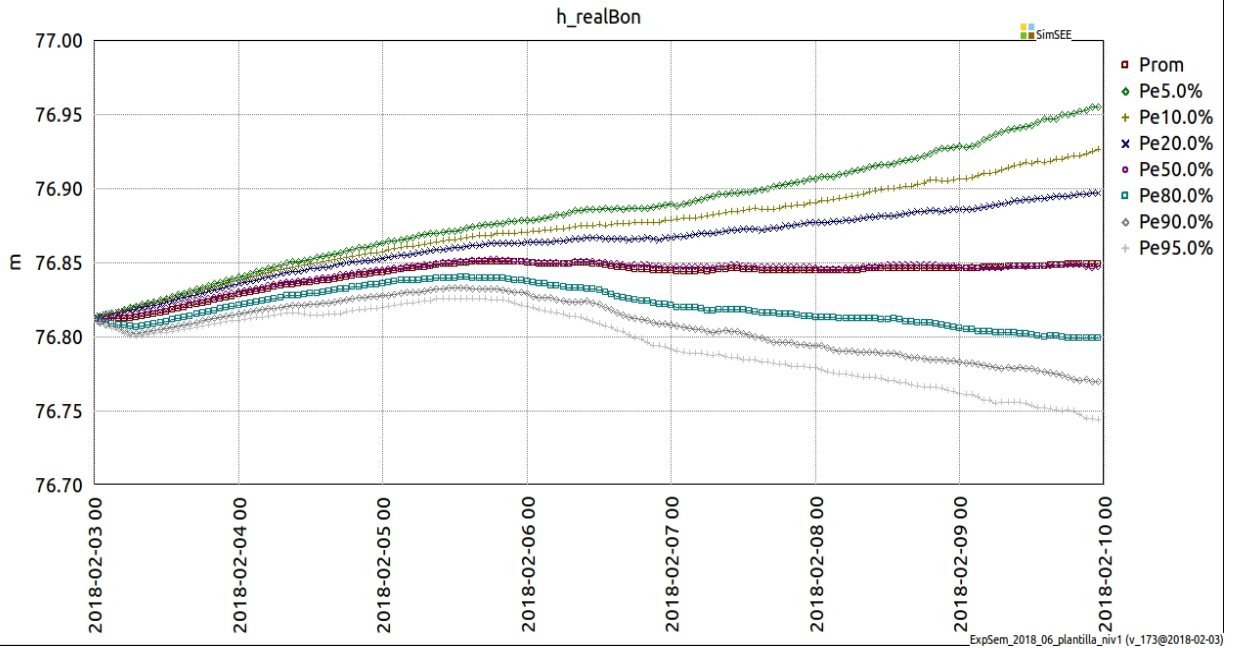


Fig 36: Operación de Bonete

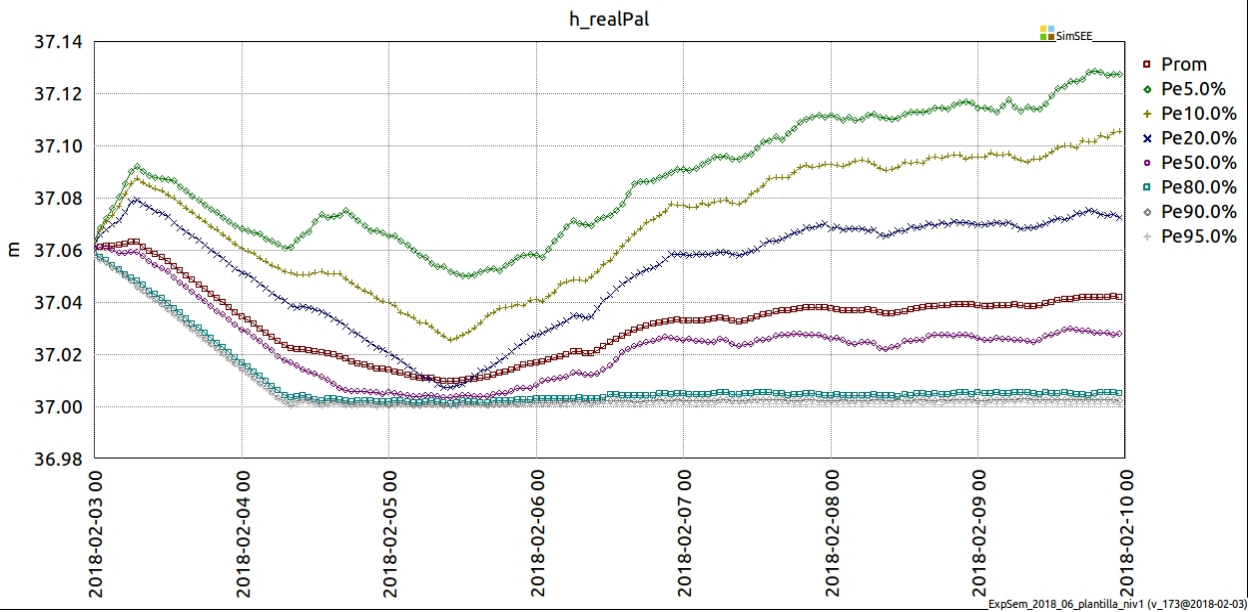


Fig 37: Operación del Palmar.

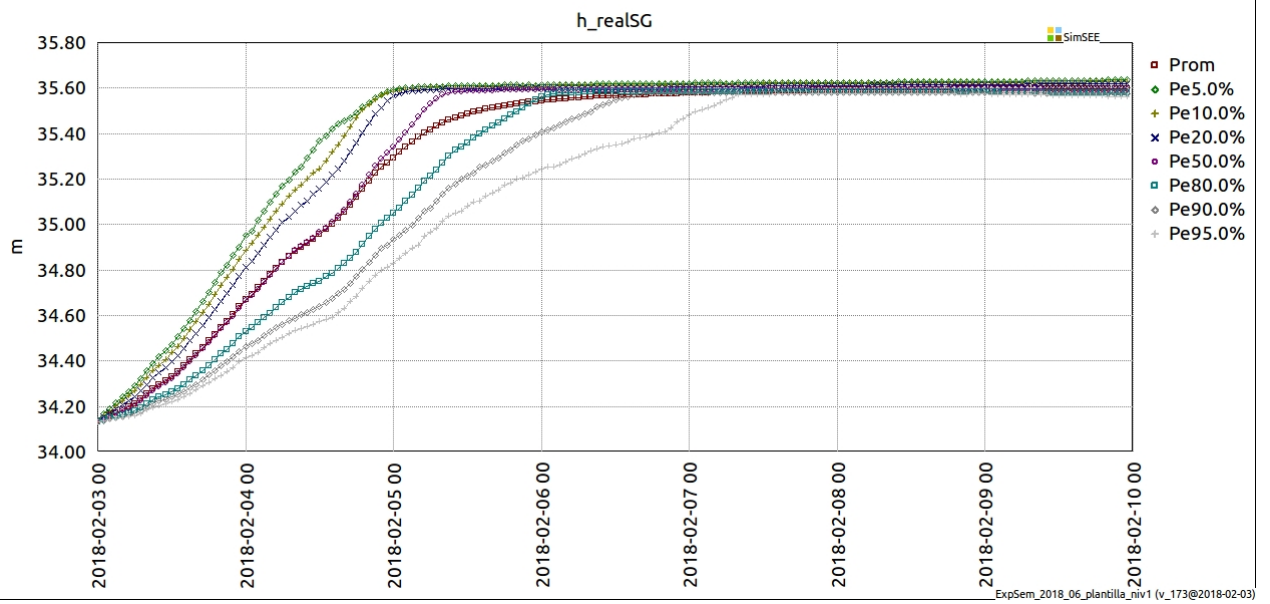


Fig 38: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).

ExpSem_2018_06_plantilla_niv1 (v_173@2018-02-03)

6. Resultados NIVEL 2.

La Fig. 39 muestra la exportación esperada.

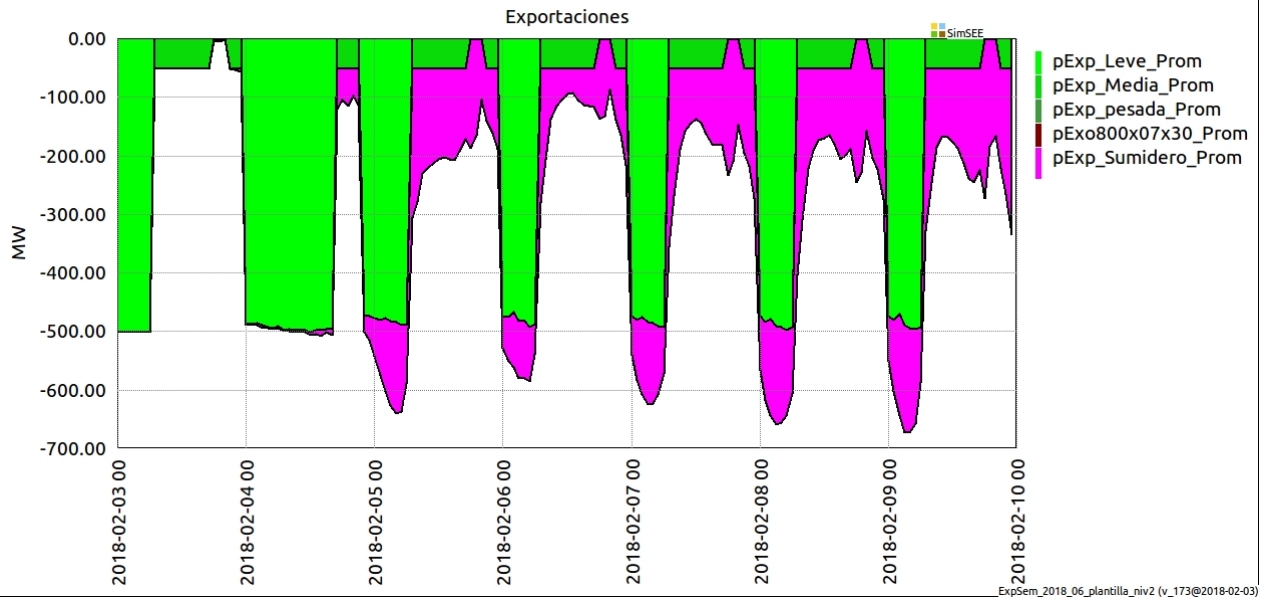


Fig 39: Exportaciones con y sin compromiso.

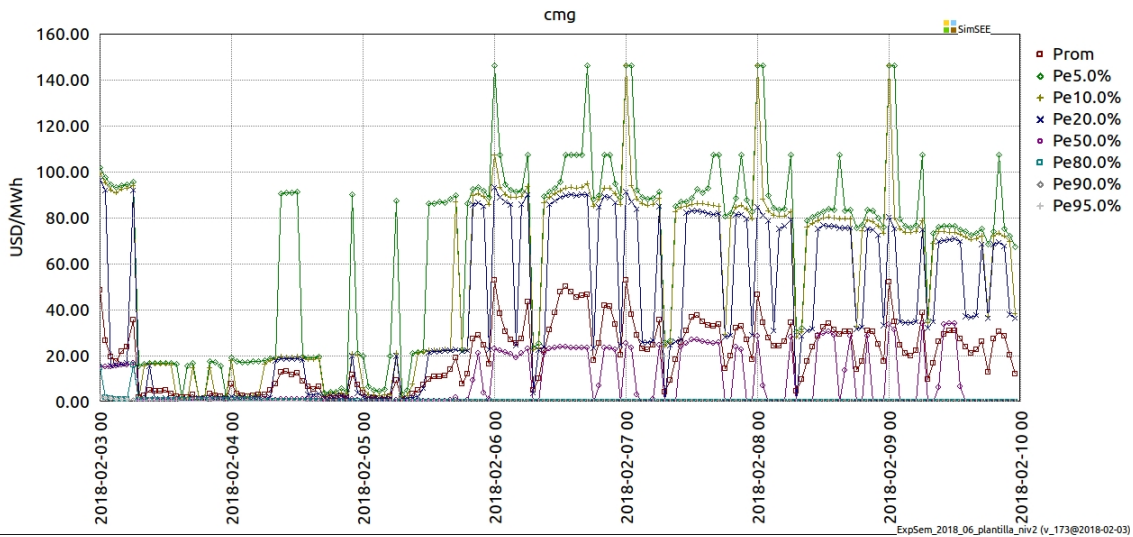


Fig 40: Costo marginal del SIN.

La Fig.40 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 41 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 20% (o lo que es equivalente que no son excedidos con probabilidad 80%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

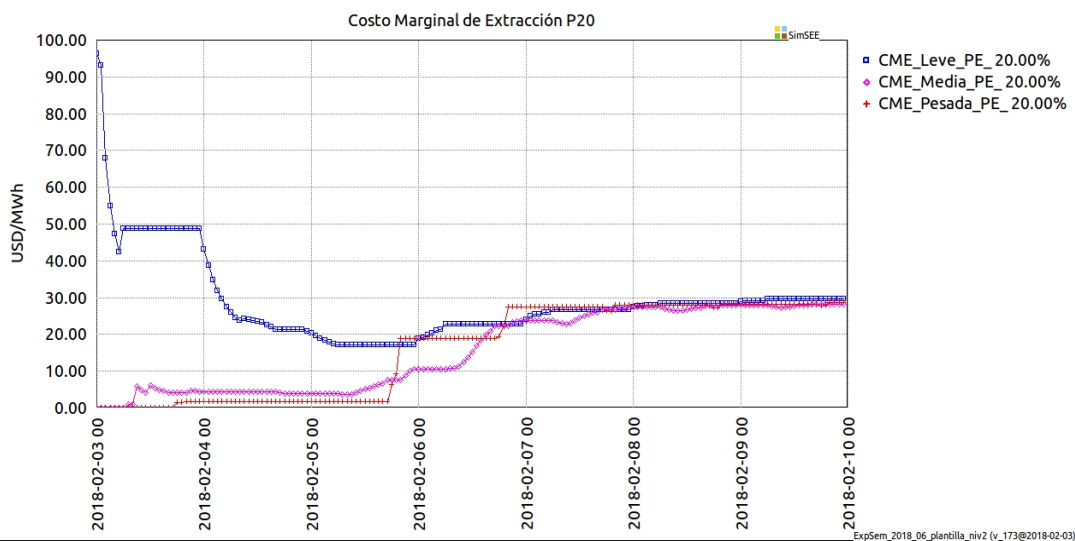


Fig 41: Costo marginal de extracción P20.

La Fig.42 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana de la suma de excedentes de vertimiento (hidráulico+eólico+solar+biomasa no gestionable) para diferentes cortes de probabilidad y en valor esperado. Esta energía puede ser ofrecida sin compromiso de entrega siendo el CME en este caso nulo dado que corresponden a vertimientos turbinables.

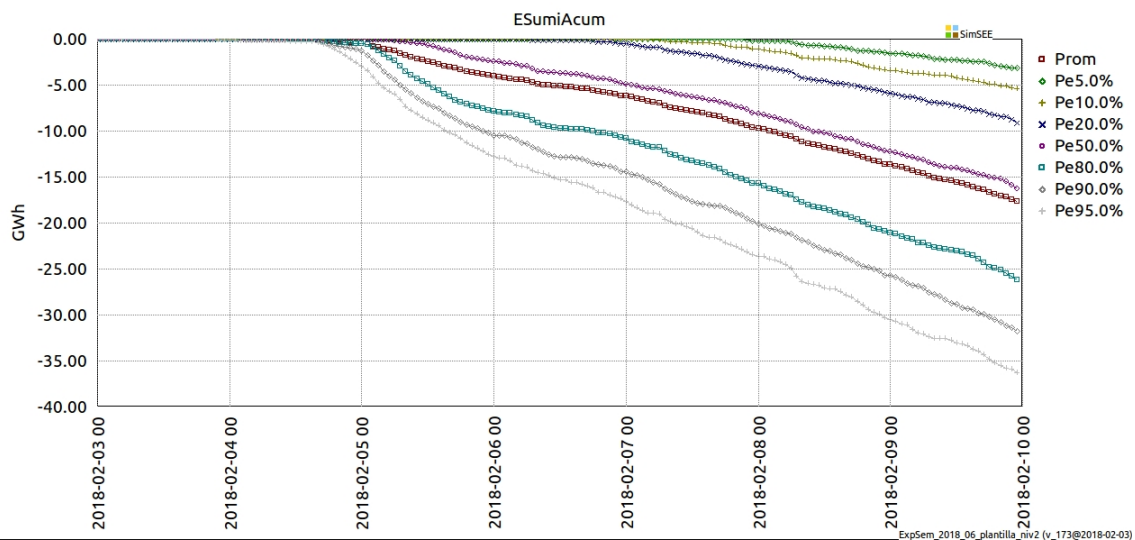


Fig 42: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 43 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación. La curva roja corresponde al valor esperado del Precio Spot a sancionar en Uruguay calculado como el costo marginal antes de intercambios y se debe leer con la escala del eje derecho del gráfico.

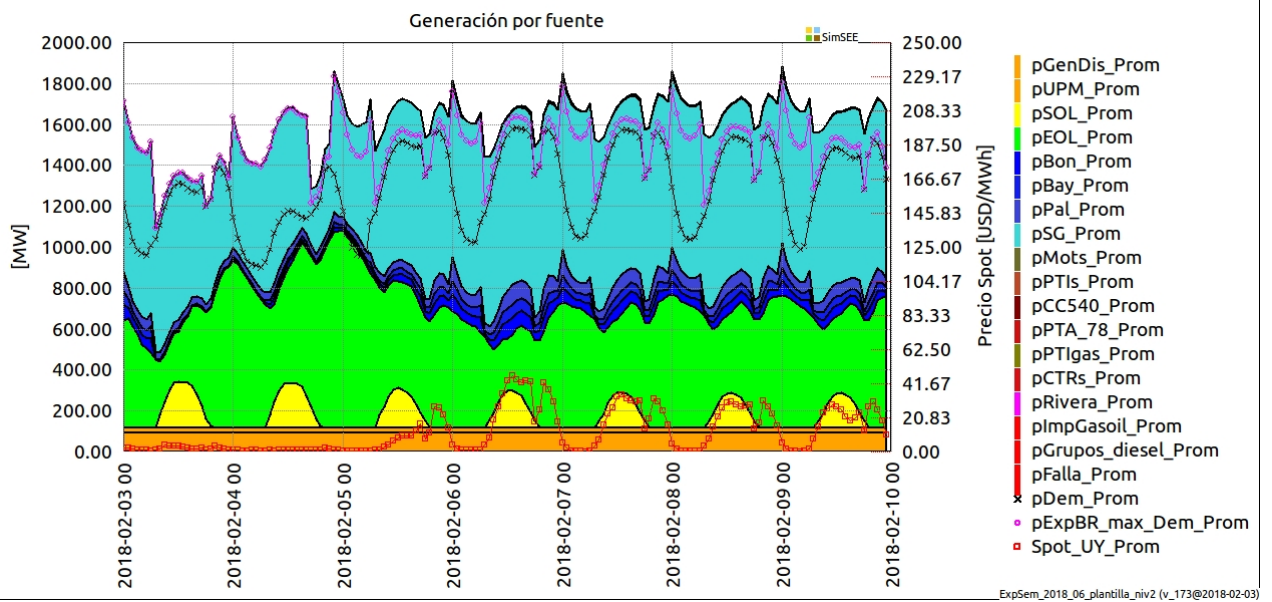


Fig 43: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 44 muestra el despacho de CTR.

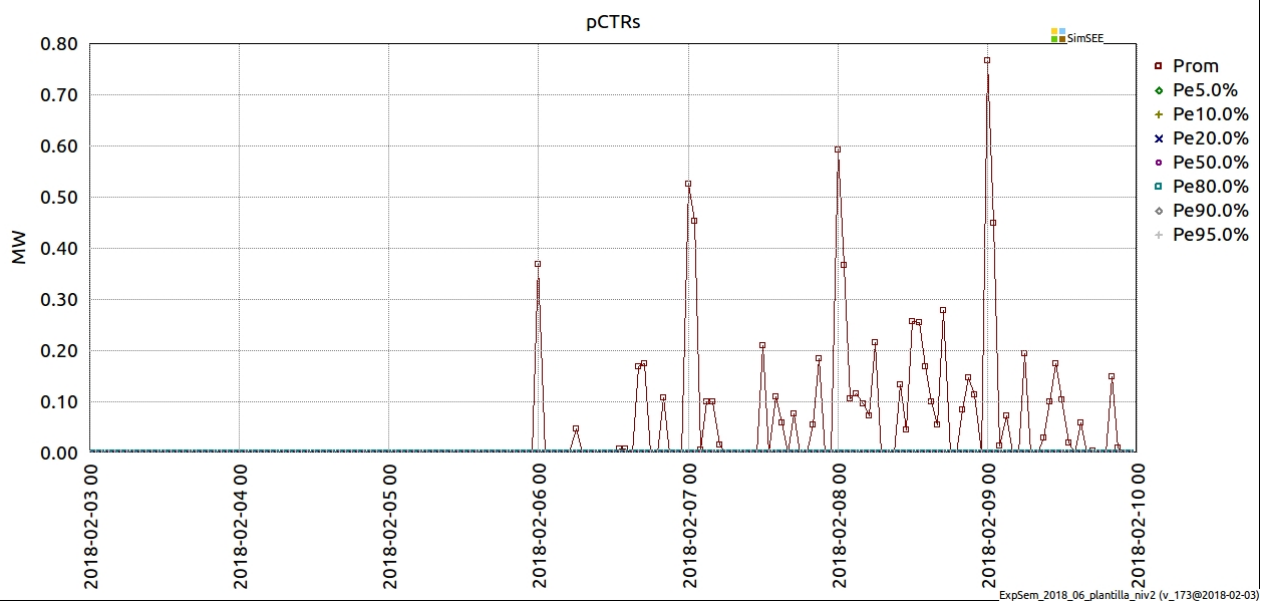


Fig 44: Despacho de CTR.

6.1. Previsión de la operación de las represas.

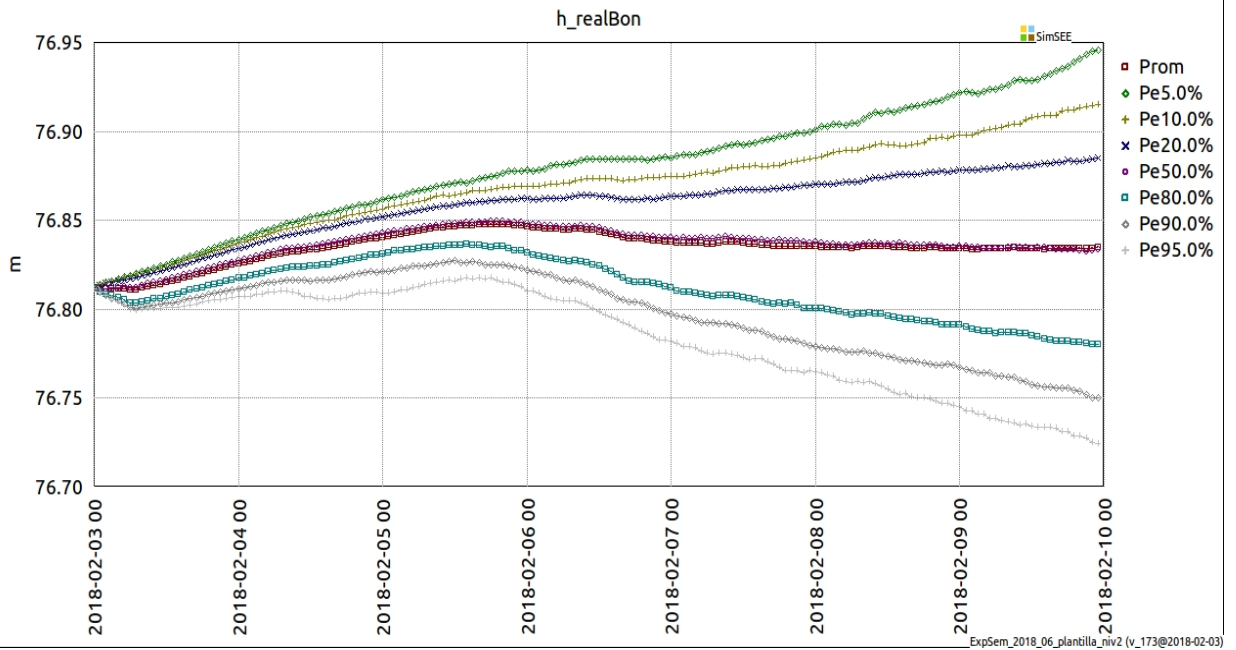


Fig 45: Operación de Bonete

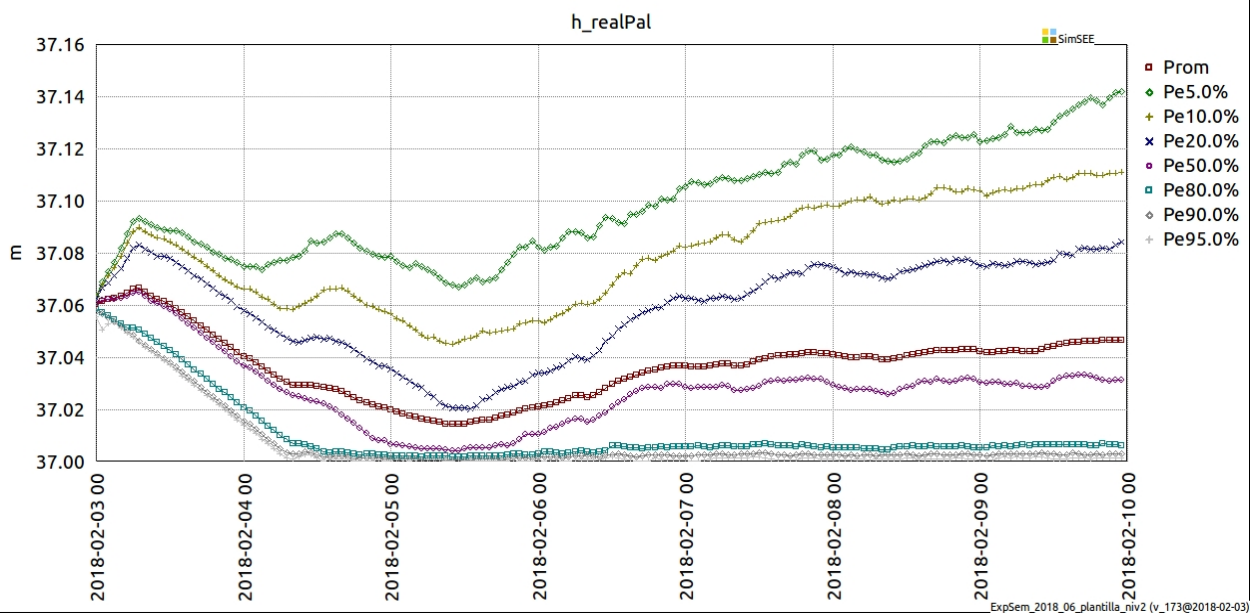


Fig 46: Operación del Palmar.

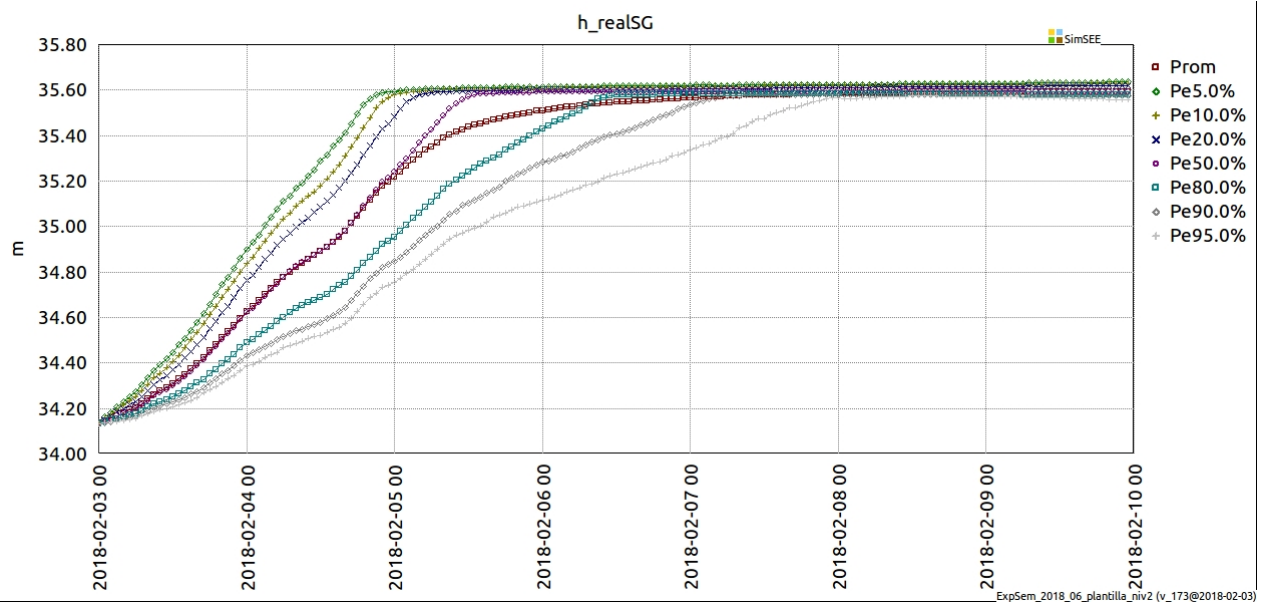


Fig 47: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).