



Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 45/2017 del sábado 4/11 al viernes 10/11 de 2017

Grcia. Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsables: Pablo Soubes, Felipe Palacio y Ruben Chaer.

Participaron por DCU: Omar Guisolfo, Marcos Ribeiro y Pablo Vogel.

31/10/2017

Montevideo - Uruguay

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable a Brasil para la semana energética 45 de 2017 (que comienza el sábado 4/11 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 10/11) son los que se muestran en la Tabla 1 para las bandas horarias Media y Leve horaria Pesada expresados en MW-medios para cada banda horaria junto con los valores del Costo Marginal de Extracción (CME) determinados con confianza 95% de no ser excedidos y los correspondientes Precios Mínimos a Recibir (PMR) según sea la exportación por Rivera o por Melo. La Tabla 1 muestra los valores para 2 niveles de exportación diferentes. Dado que el PMR es calculado a partir del marginal, el valor PMR de Nivel 2 debe interpretarse como el precio mínimo a recibir por la oferta incremental entre el Nivel 1.

La Tabla 2 muestra el valor esperado de la energía exportable en modalidad SIN COMPROMISO para los respectivos niveles de exportación CON COMPROMISO.

A los efectos de la determinación de los bloques de energía exportable se consideraron por separado los 62 MW eólicos asociados al comercializador VECODESA.



Tabla 1: Bloques exportables CON COMPROMISO de entrega.

NIVEL1

		Rivera		Melo
		CME	PMR	PMR
Horario	MW-medios	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	25.6	58.8	73.0
MEDIA	500	56.4	92.1	106.3
PESADA	450	99.5	138.8	153.0

NIVEL2

		Rivera		Melo
		CME	PMR	PMR
Horario	MW-medios	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	26.5	59.8	74.0
MEDIA	550	66.5	103.0	117.2
PESADA	500	110.5	150.6	164.8

Tabla 2: Valor esperado de energía exportable SIN COMPROMISO.

NIVEL1

		Salto		
		CME	PMR	
		USD/MWh	USD/MWh	
Sin Cpromsio	GWh	16.0	0.0	3.6

NIVEL2

		Salto		
		CME	PMR	
		USD/MWh	USD/MWh	
Sin Cpromsio	GWh	15.0	0.0	3.6

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.

1.1. 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.

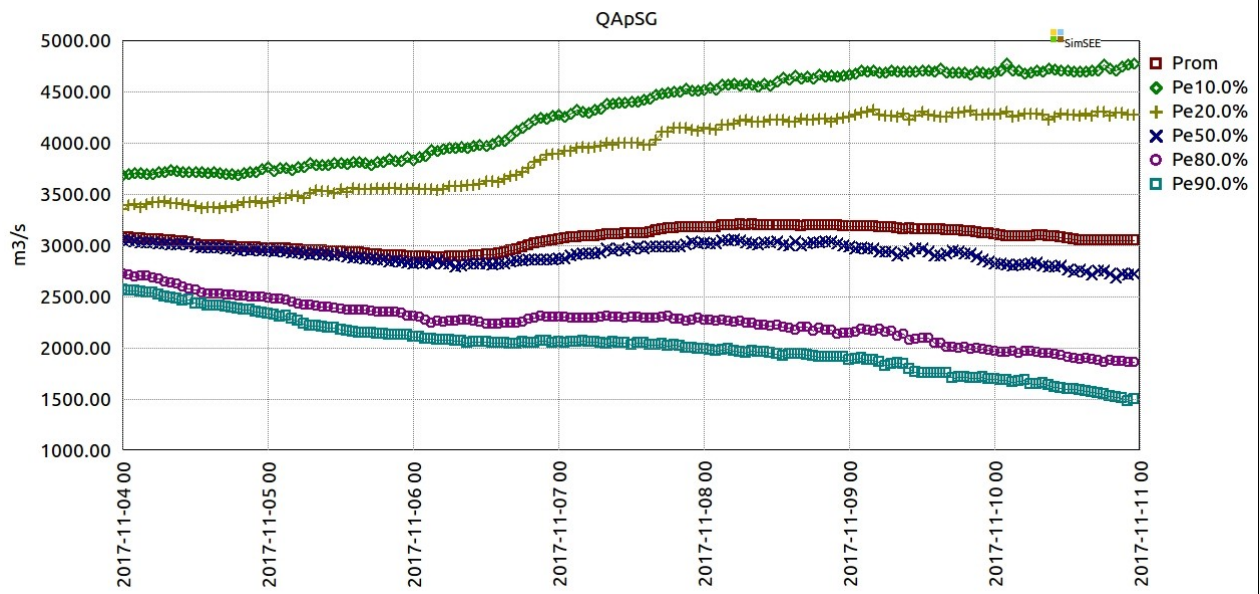


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

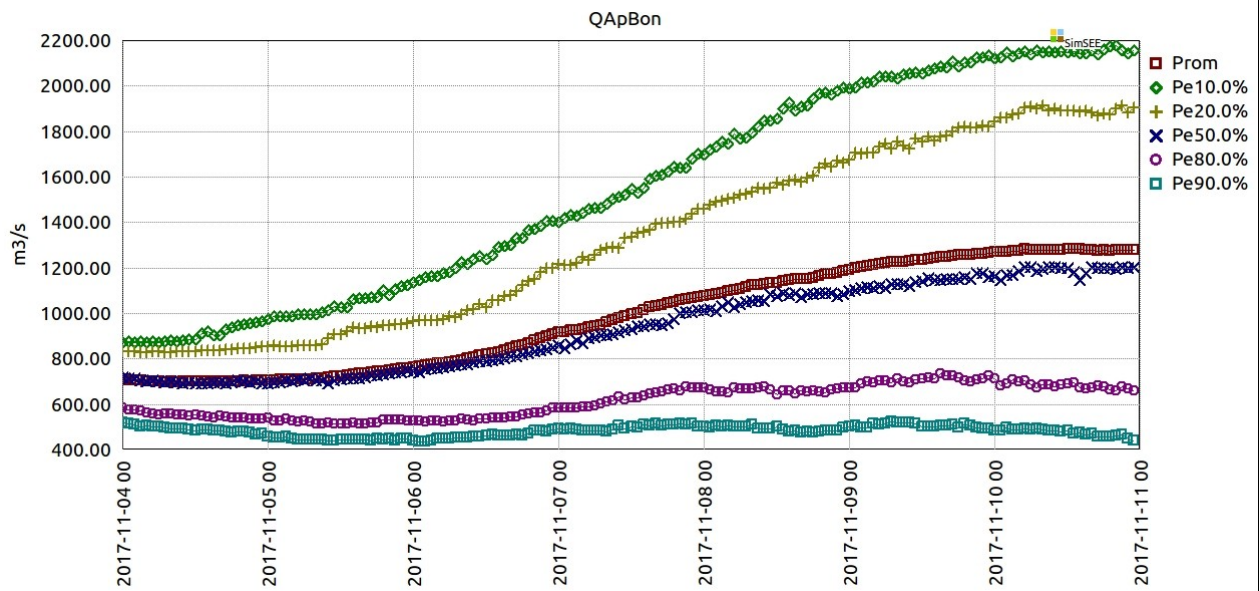


Fig 2: Aportes Bonete

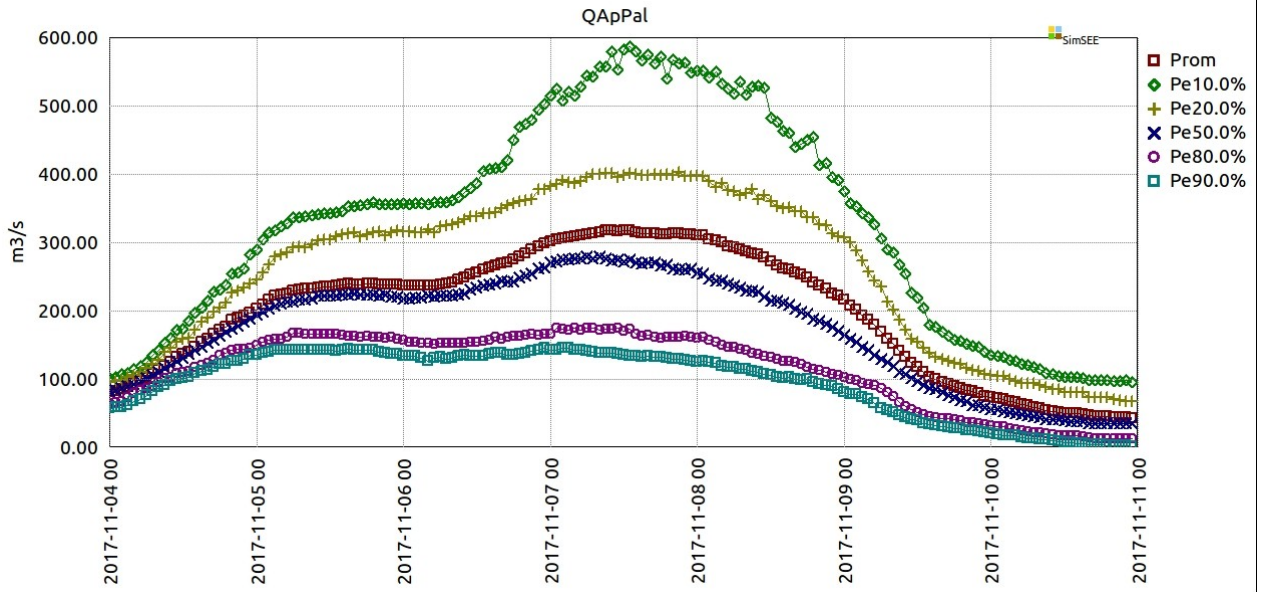


Fig 3: Aportes a Palmar

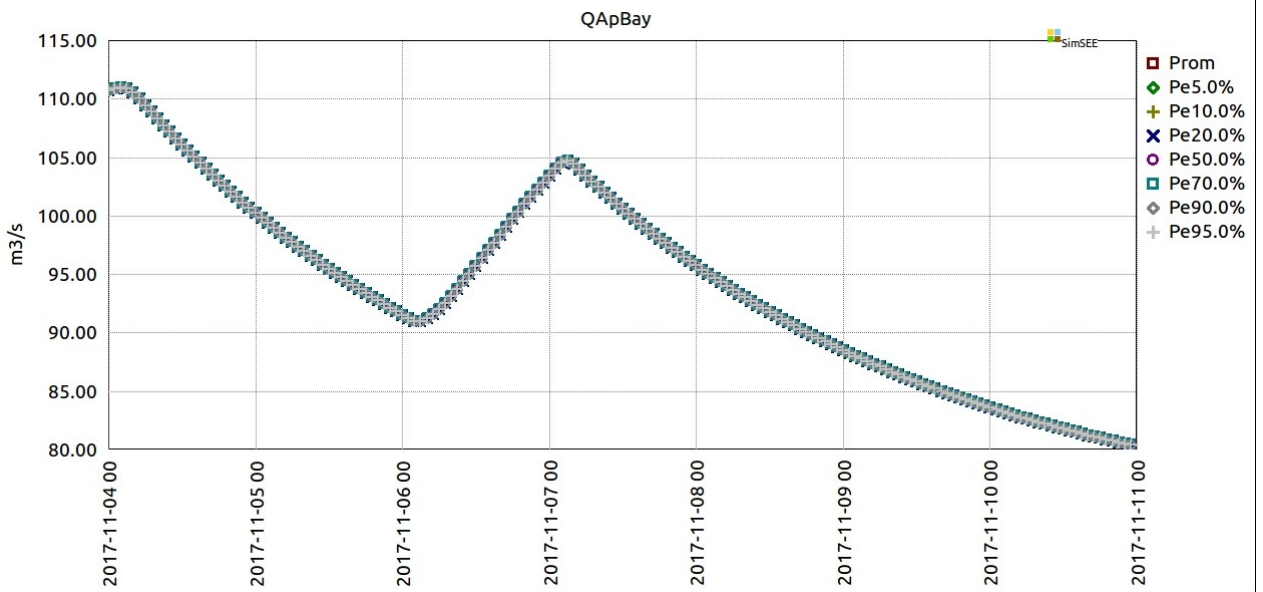


Fig 4: Aportes a Baygorria. (determinístico).

1.2. 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.

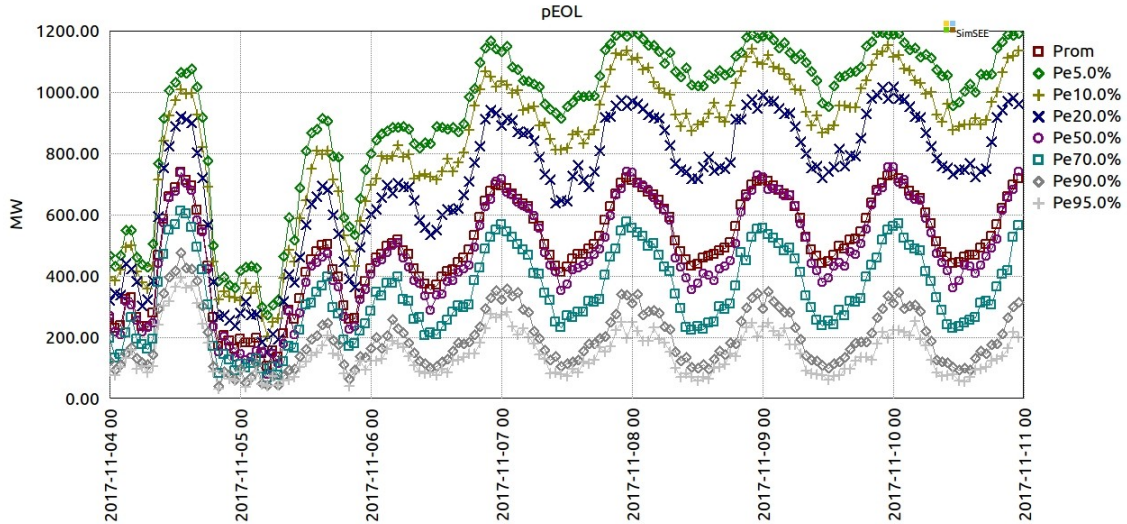


Fig 5: Generación eólica cortes de probabilidad en horas Excluyendo VECODESA.

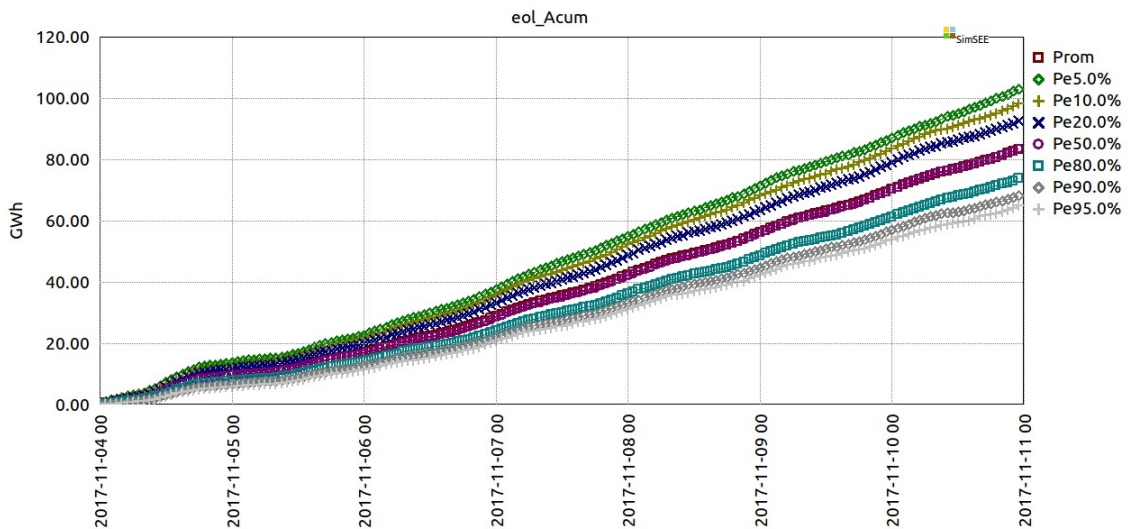


Fig 6: Producción eólica. GWh acumulados desde el inicio de la semana. Excluyendo VECODESA

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

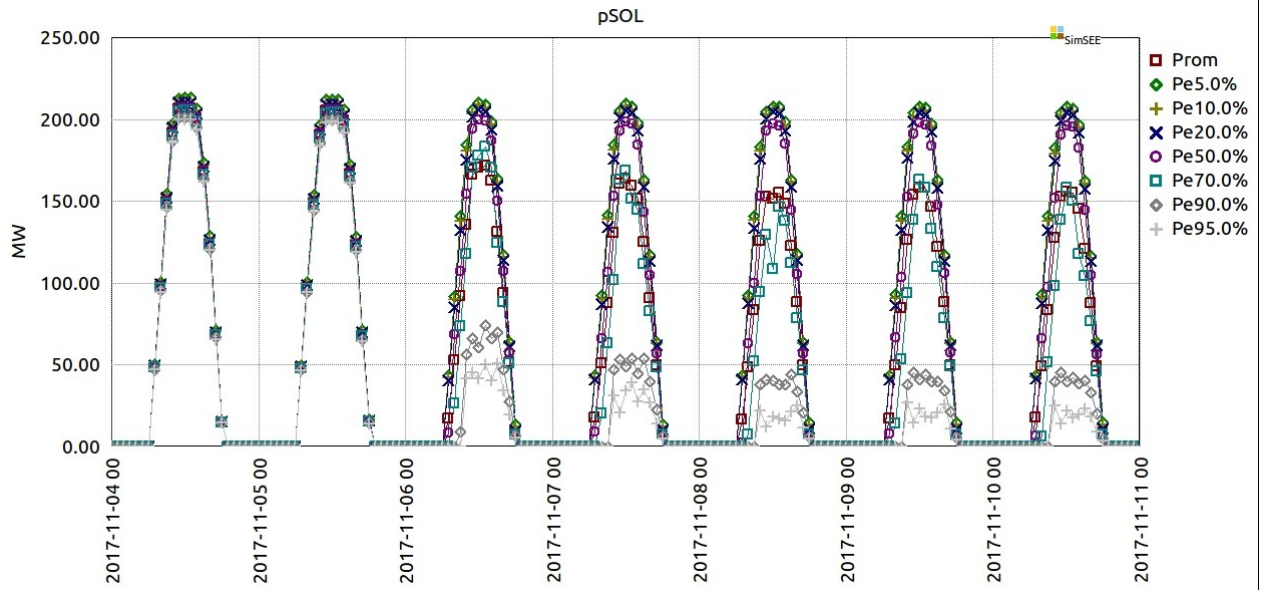


Fig 7: Generación solar.

1.3. Previsión de demanda eléctrica

Se prevé que la semana actual alcance una demanda del orden de 193 GWh.

La Fig. 8 muestra la variabilidad que se puede esperar de la temperatura en Montevideo. Los valores corresponden a la previsión para el día siguiente de la fecha indicada en el gráfico.

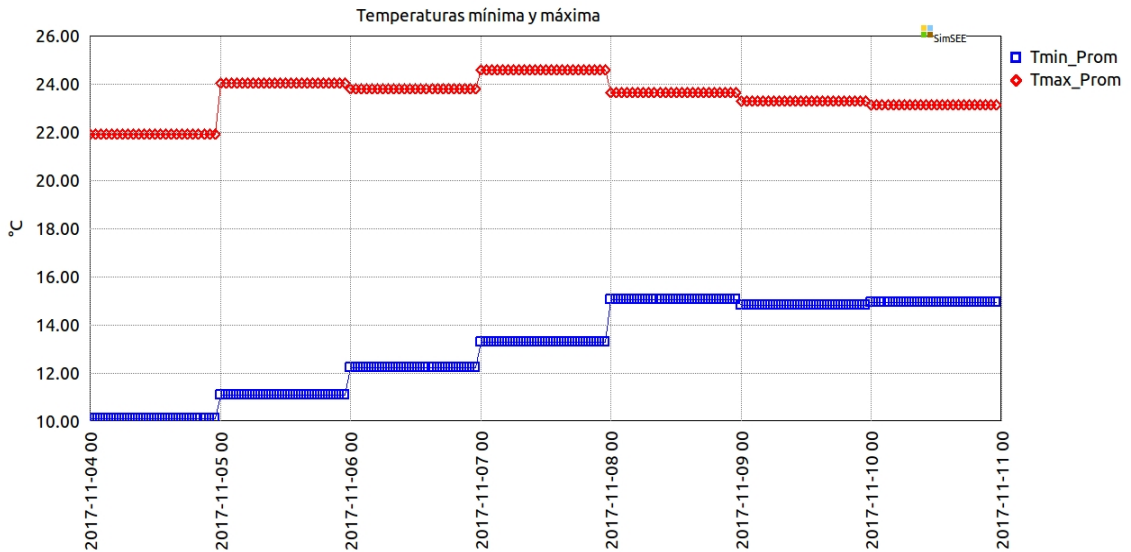


Fig 8: Previsión de las temperaturas mínima y máxima del día siguiente a la fecha indicada para Montevideo.

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 potencia horaria con cortes de probabilidad para las 168 horas de la semana.

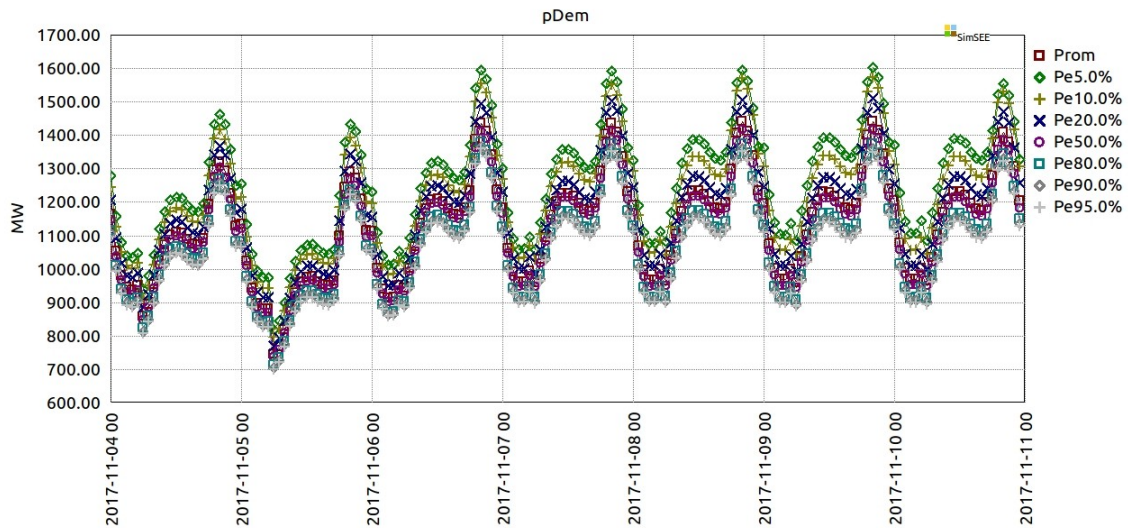


Fig 9: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

La Fig.10 el histograma de la energía semanal de la demanda esperada modelada.

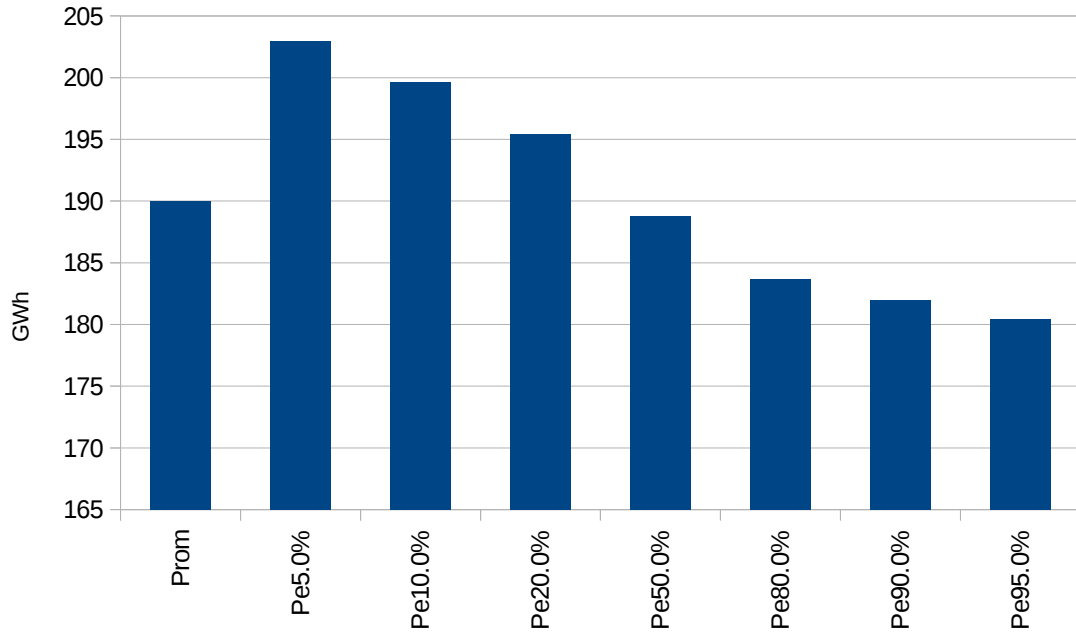


Fig 10: Demanda semanal prevista para la semana.



1.4. Indisponibilidades.

Para la semana de interés se encuentran en mantenimiento programado una unidad de CTR, una de Bonete, una de Baygorria y uno de los motores de Central Batlle.

Adicionalmente el 6/11 entran en mantenimiento dos turbinas de Salto Grande por un mes.

1.5. Feriados de Brasil y PATAMARES DE CARGA.

Tabla 3: Feriados en Brasil. (<http://www.webcid.com.br/calendario/2017>)



Tabla 4: Clasificación de las horas en PATAMARES de Carga Leve, Media y Pesada.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
sábado	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
domingo	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	L	
lunes	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M	
martes	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M	
miércoles	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M	
jueves	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M	
viernes	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M	

1.6. 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 la generación de un índice de afectación a partir del pronóstico de temperatura.

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 a Brasil M30D30

Los escenarios de exportaciones a Brasil se modelan como demandas adicionales a la demanda de Uruguay con diferentes niveles según la banda horaria (Patamar) de Brasil. Para la determinación de los bloques exportables se simulan varios casos con diferentes niveles de potencia en cada banda horaria.

Como ejemplo, en la Fig.11 se muestra la Demanda de Exportación en las diferentes bandas horarias (áreas verdes) y en Fusia se muestra la exportación que llamamos "Sumidero" que corresponde a los vertimientos (eólico+hidráulico+biomasa no gestionable) del sistema. Estos excedentes son un resultado de la simulación y en la figura se muestra el valor esperado de los mismos.

Se supuso un nivel de potencia (MW) igual en las horas correspondientes a los PATAMARES (bandas horarias) LEVE y MEDIA de Brasil y un nivel diferente en las horas correspondientes al PATAMAR de carga PESADA.

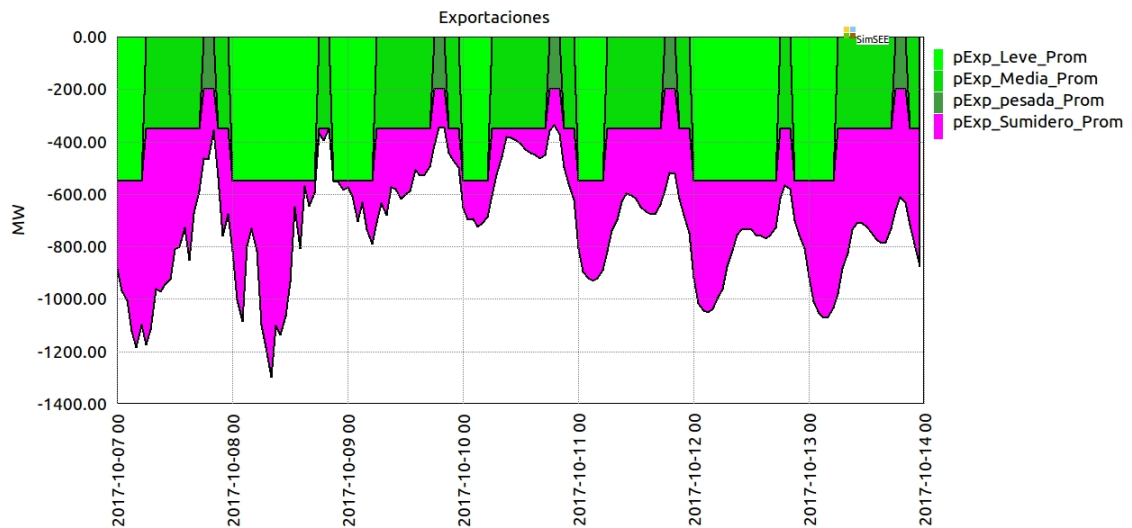


Fig 11: Modelado de la exportación.

2. Resultados NIVEL 1.

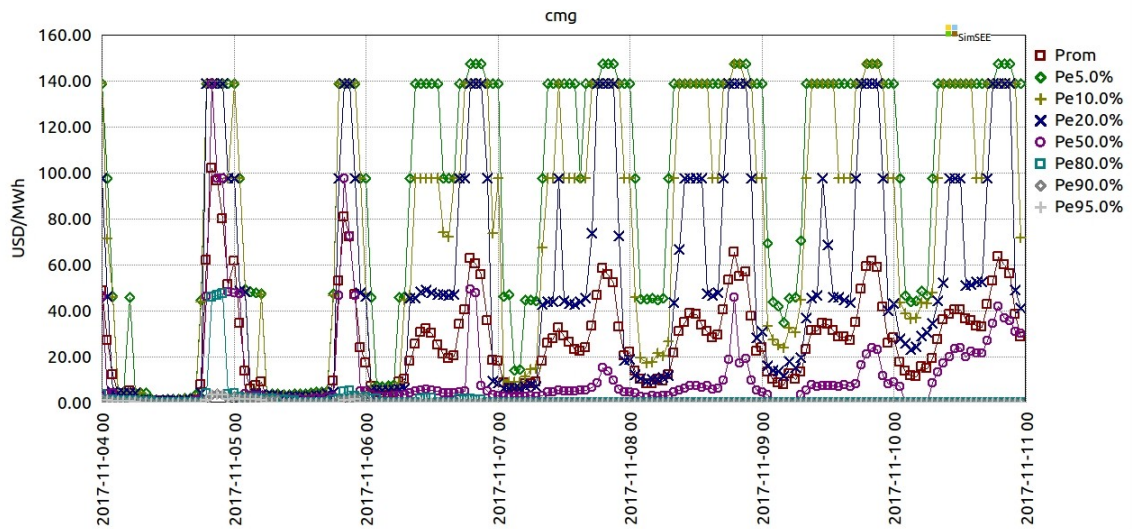


Fig 12: Costo marginal del SIN.

La Fig.12 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 13 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada.

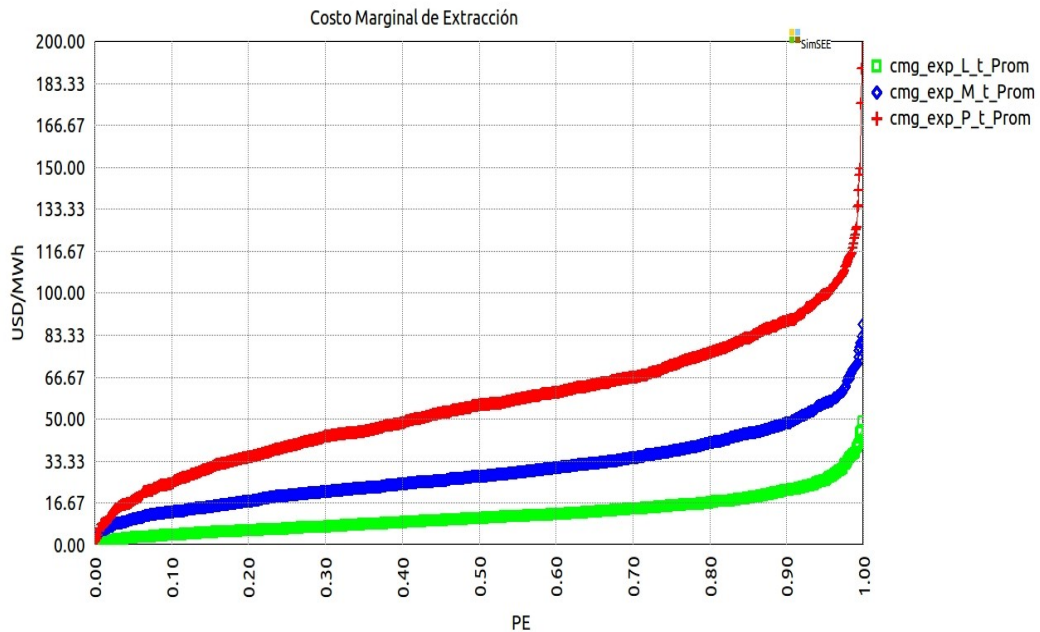


Fig 13: Costo marginal de extracción.

La Fig.14 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.

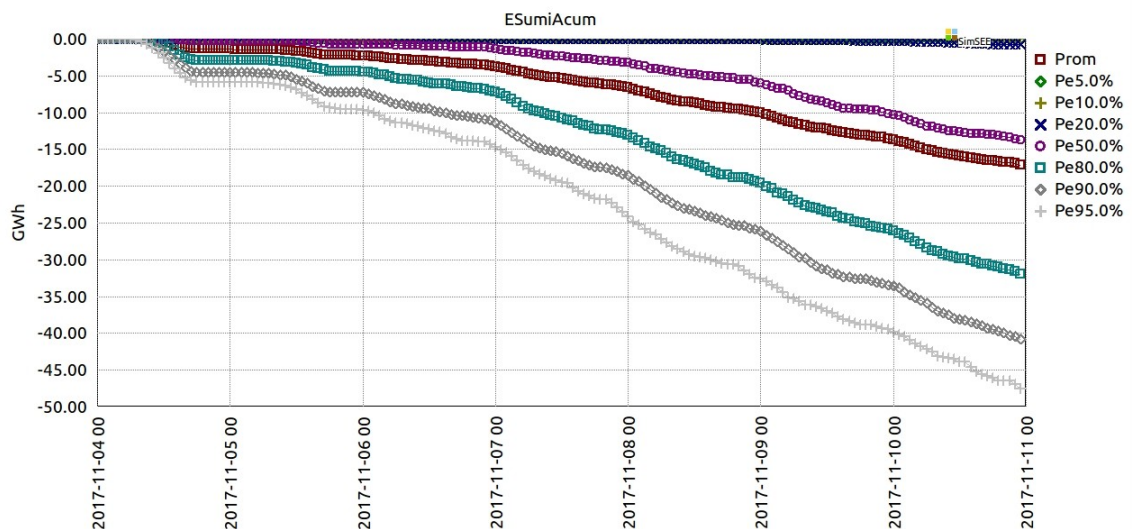


Fig 14: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 15 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación.

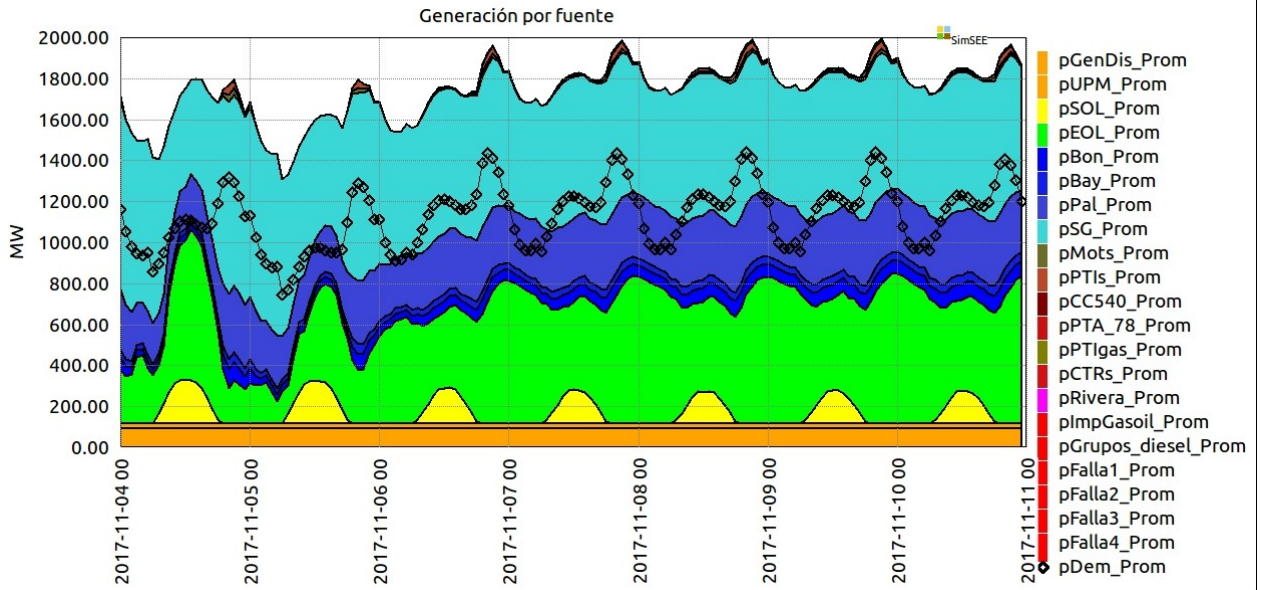


Fig 15: Generación esperada por fuente.

3. Resultados NIVEL 2.

La Fig.16 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad. Como se puede observar no hay situaciones de Falla con probabilidad superior al 95%. Téngase en cuenta que en las simulaciones realizadas no se ha tenido en consideración la posibilidad de “mover” la energía dentro de las horas del Patamar por lo que se puede asegurar que se puede cumplir con la oferta sin poner en riesgo el abastecimiento nacional.

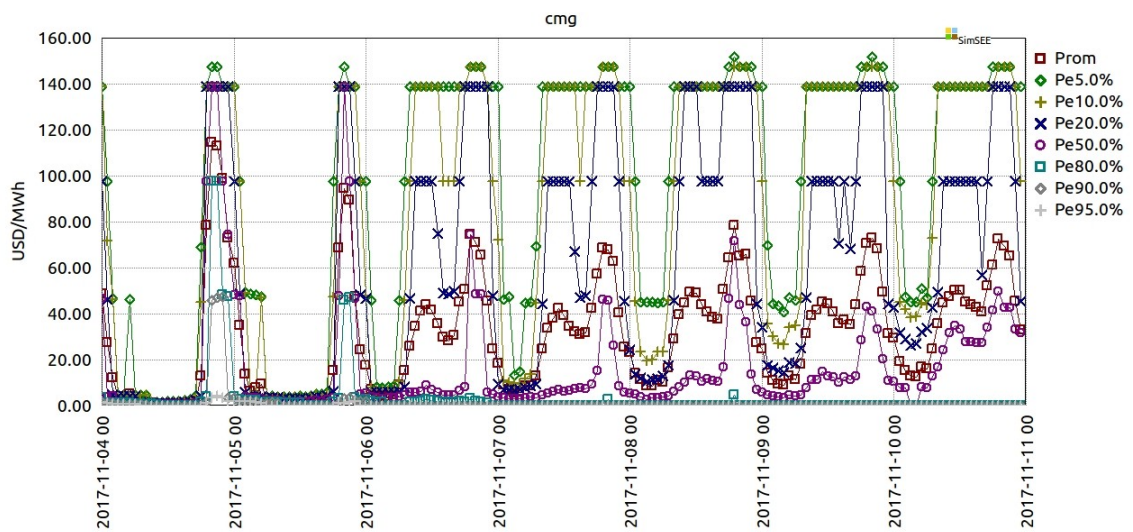


Fig 16: Costo marginal del SIN.

La Fig. 17 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada.

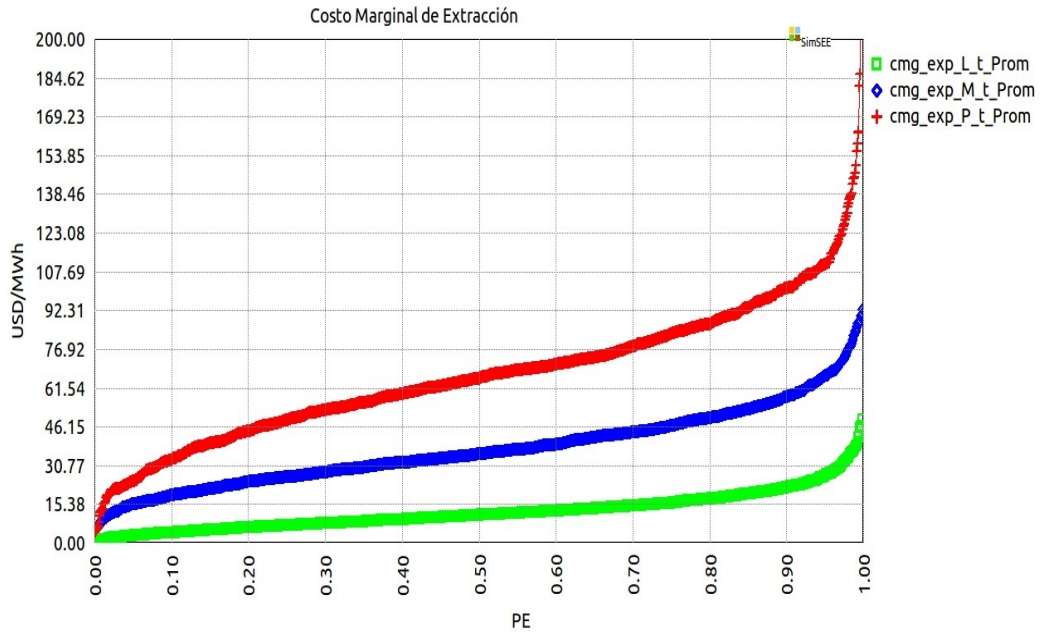


Fig 17: Costo marginal de extracción.

La Fig.18 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.

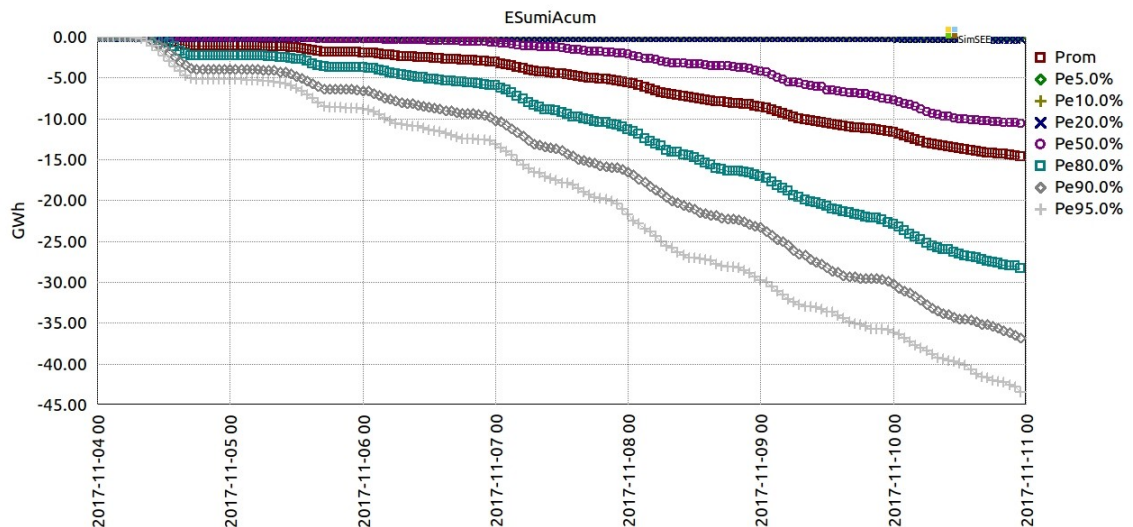


Fig 18: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 19 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación.

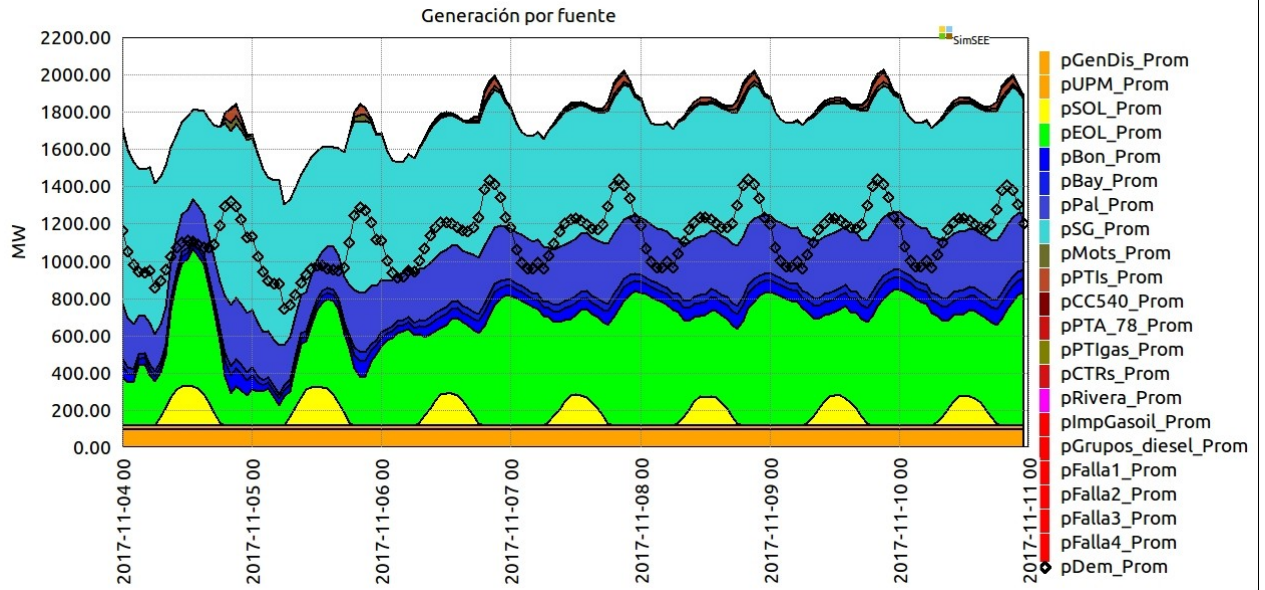


Fig 19: Generación esperada por fuente.

3.1. Previsión de la operación de las represas.

La Fig 20 muestra la operación esperada de Bonete. Como se puede observar para NO SUPERAR los 80 m se debería estar erogando del orden de 1500 m³/s

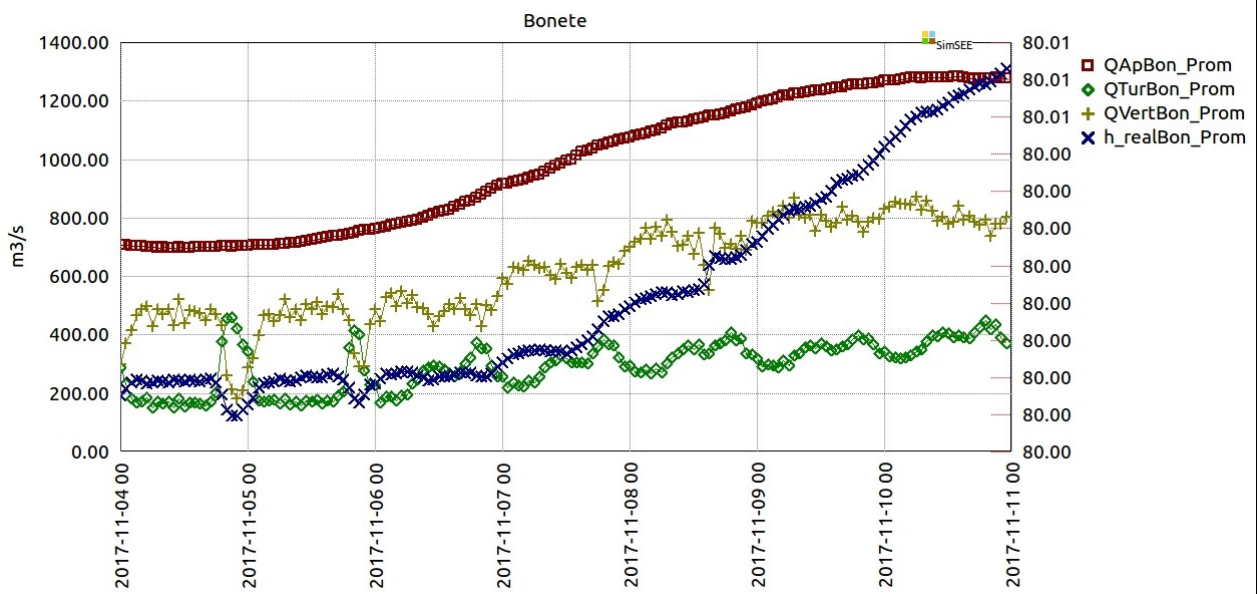


Fig 20: Operación de Bonete

La Fig 21 muestra la operación del Palmar. Como se puede observar, se producirá un vertido en valor esperado de 500 m³/s para mantener la cota en 40 m.

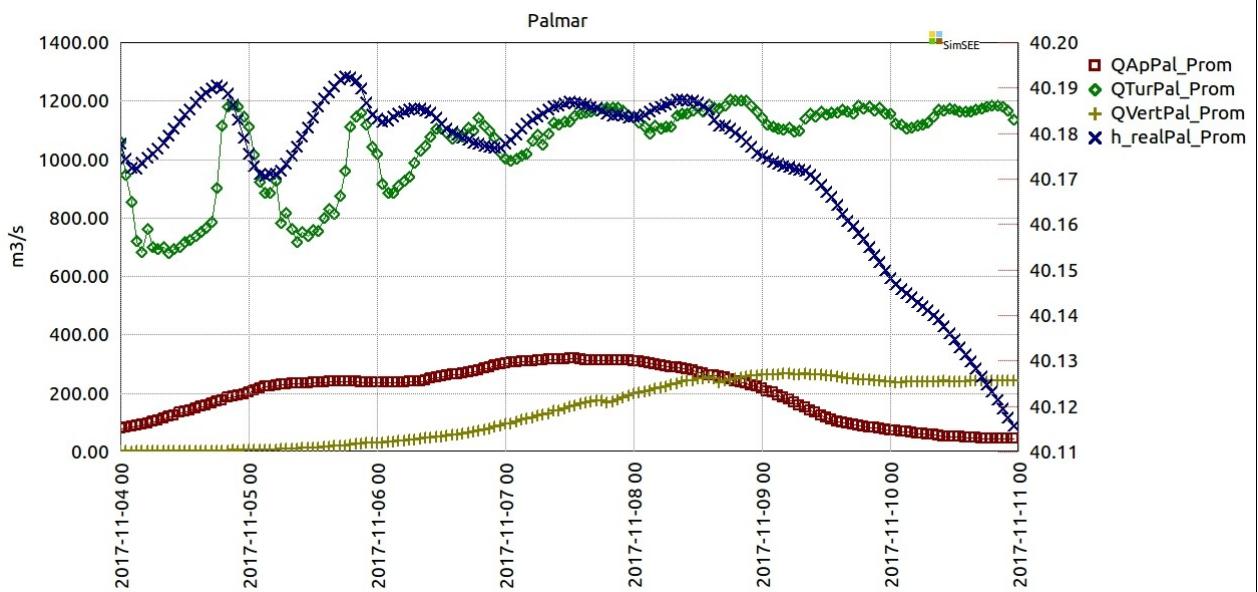


Fig 21: Operación del Palmar.

La Fig 22 muestra la operación esperada de la mitad uruguaya de Salto Grande. Como se puede observar se produciría un vertido del orden de los 800 m³/s promedio.

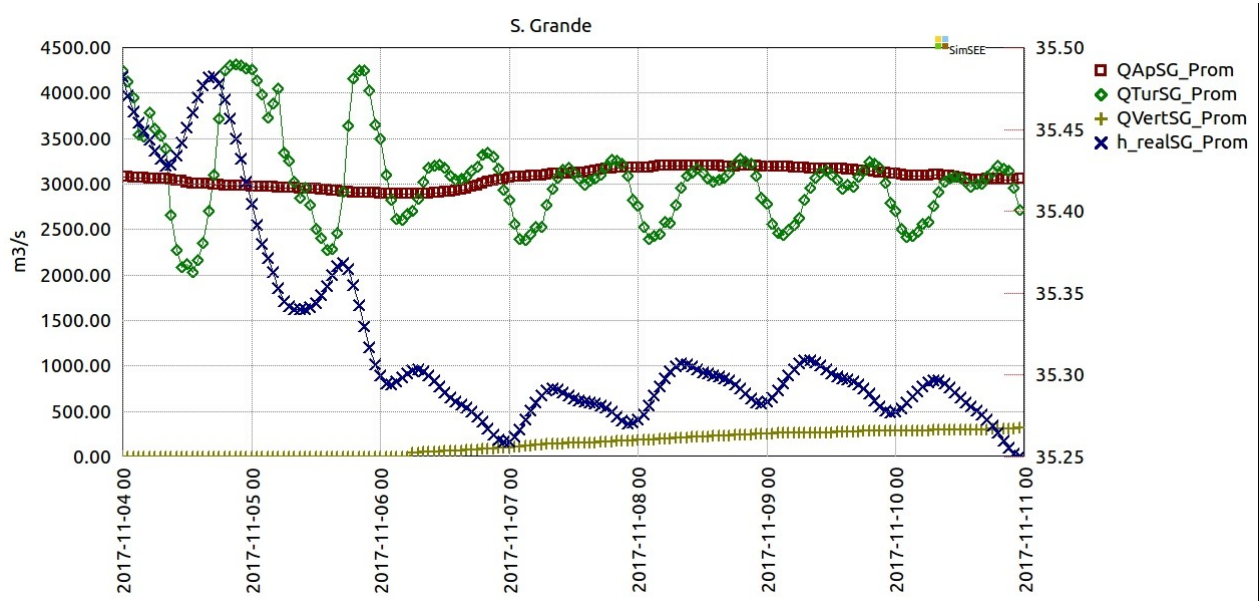


Fig 22: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).