



Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 47/2017 del sábado 18/11 al viernes 24/11 de 2017

Gerencia. Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsables: Pablo Soubes, Felipe Palacio y Ruben Chaer.

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

15/11/2017

Montevideo - Uruguay

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable a Brasil para la semana energética 47 de 2017 (que comienza el sábado 18/11 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 24/11) 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 75% de no ser excedidos y los correspondientes Precios Mínimos a Recibir (PMR) según sea la exportación por Rivera, por Melo o por Salto. La Tabla 1 muestra los valores para 3 niveles de exportación diferentes. Dado que el PMR es calculado a partir del marginal, el valor PMR de Nivel 3 debe interpretarse como el precio mínimo a recibir por la oferta incremental entre el Nivel 2 y 3. En forma similar, el PMR del nivel 2 debe interpretarse como el precio mínimo a recibir por la oferta incremental entre el nivel 1 y 2.

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 72 MW eólicos asociados al comercializador VECODESA.



Tabla 1: Bloques exportables CON COMPROMISO de entrega.

NIVEL1

		Salto		Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
Horario	MW-medios	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	24.6	30.2	57.7	71.9
MEDIA	500	39.7	46.6	74.0	88.2
PESADA	400	63.7	72.5	100.0	114.2

NIVEL2

		Salto		Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
Horario	MW-medios	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	25.6	31.3	58.7	73.0
MEDIA	550	45.4	52.7	80.2	94.4
PESADA	400	64.2	73.1	100.5	114.8

NIVEL3

		Salto		Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
Horario	MW-medios	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	25.8	31.5	59.0	73.2
MEDIA	550	45.6	52.9	80.4	94.6
PESADA	500	83.5	93.9	121.4	135.6

Tabla 2: Valor esperado de energía exportable SIN COMPROMISO.

NIVEL1

		Salto		Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromsio	1.3	0.0	3.6	31.1	45.3

NIVEL2

		Salto		Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromsio	1.1	0.0	3.6	31.1	45.3

NIVEL3

		Salto		Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromsio	1.0	0.0	3.6	31.1	45.3

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.

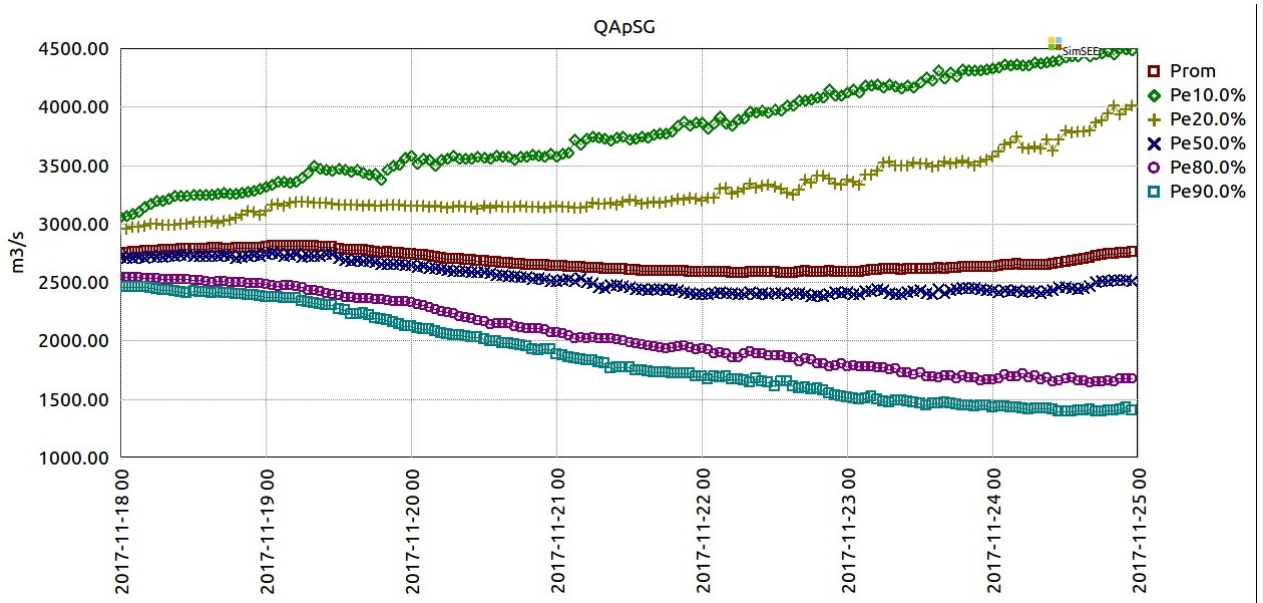


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

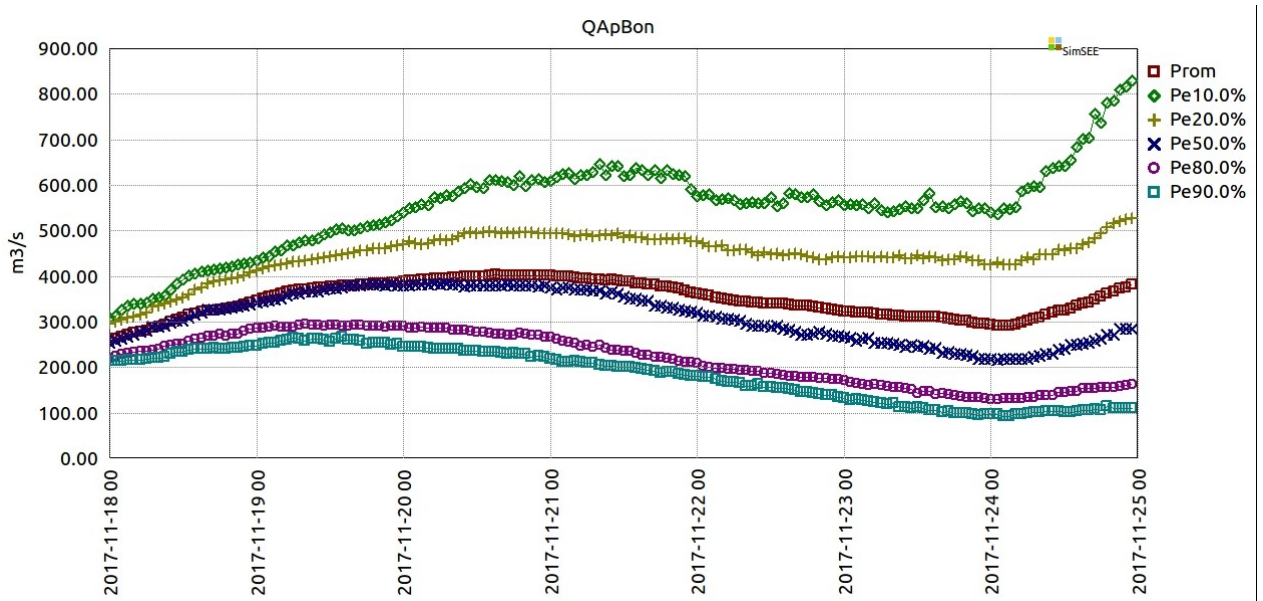


Fig 2: Aportes Bonete

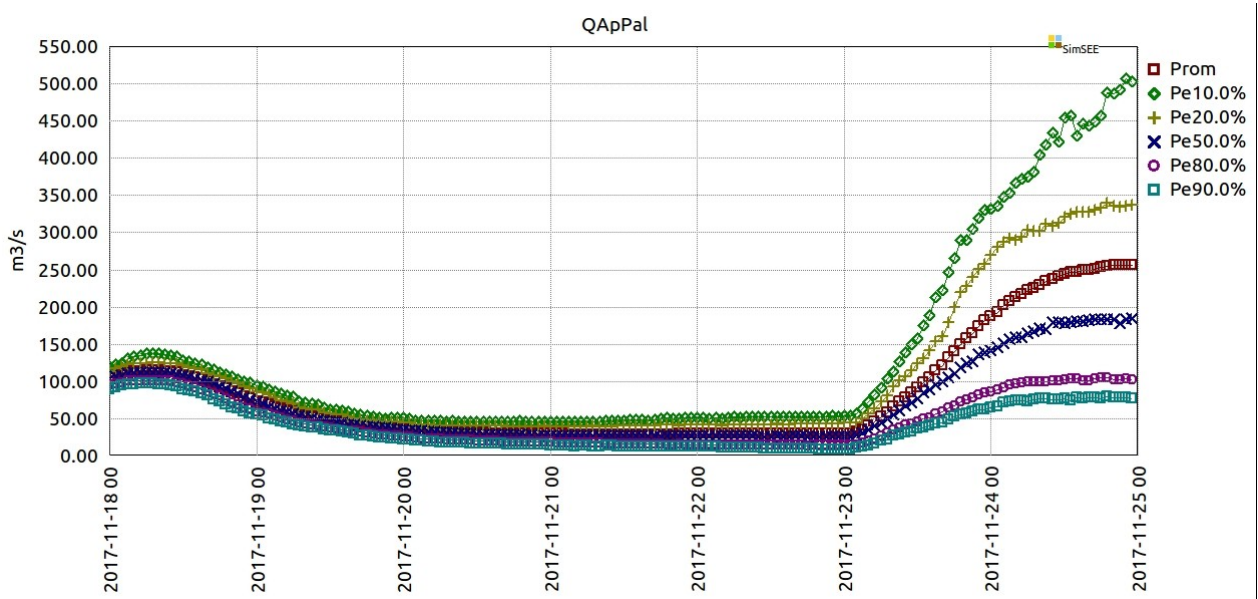


Fig 3: Aportes a Palmar

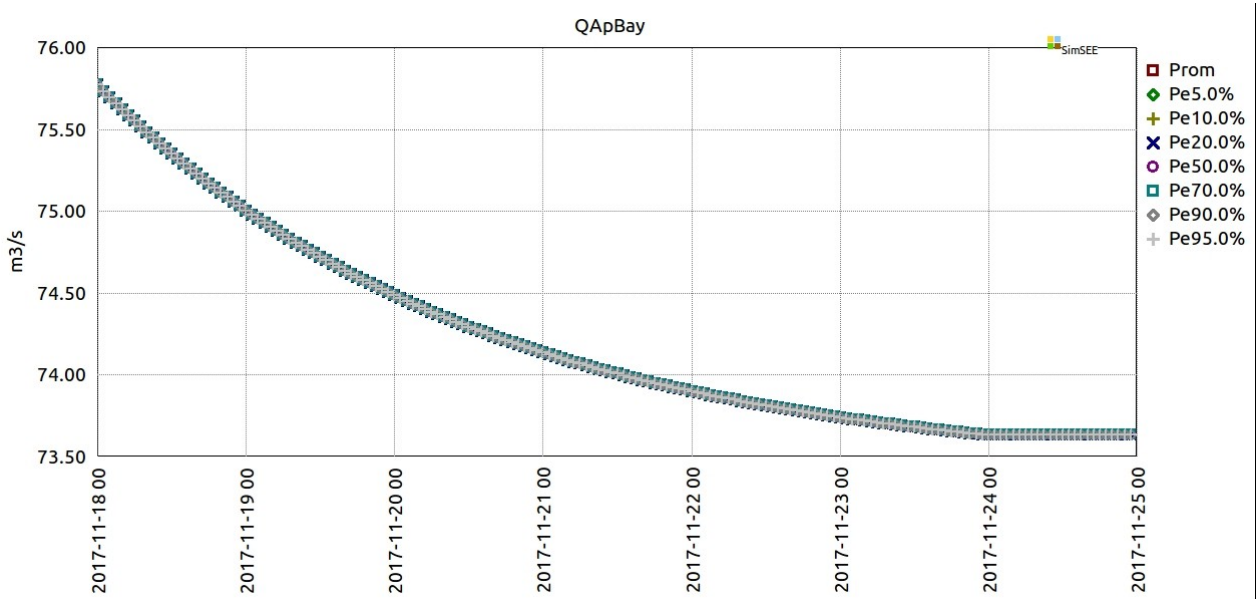


Fig 4: Aportes a Baygorria. (determinístico).

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.

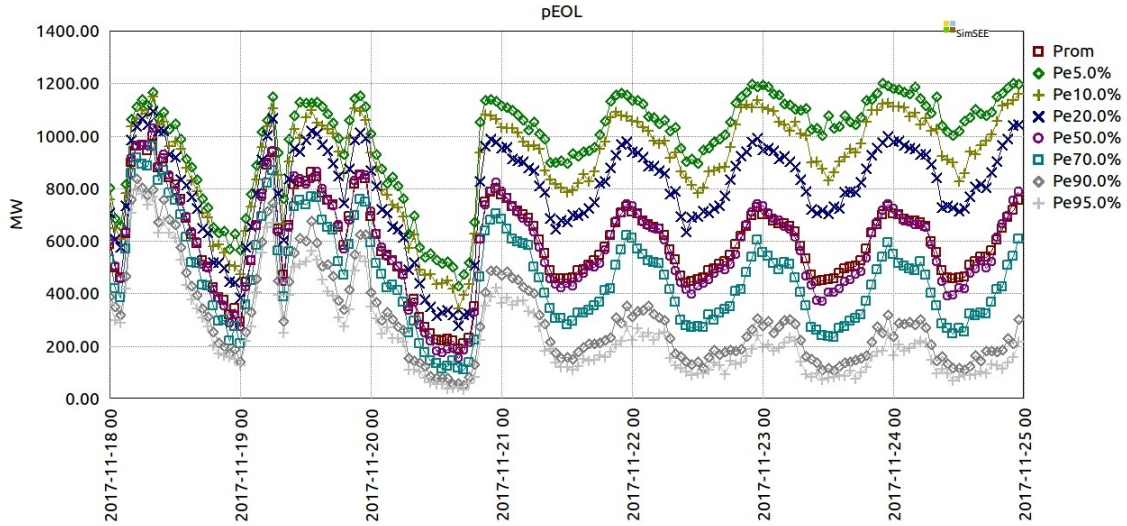


Fig 5: Generación eólica cortes de probabilidad en horas Excluyendo VECODESA.

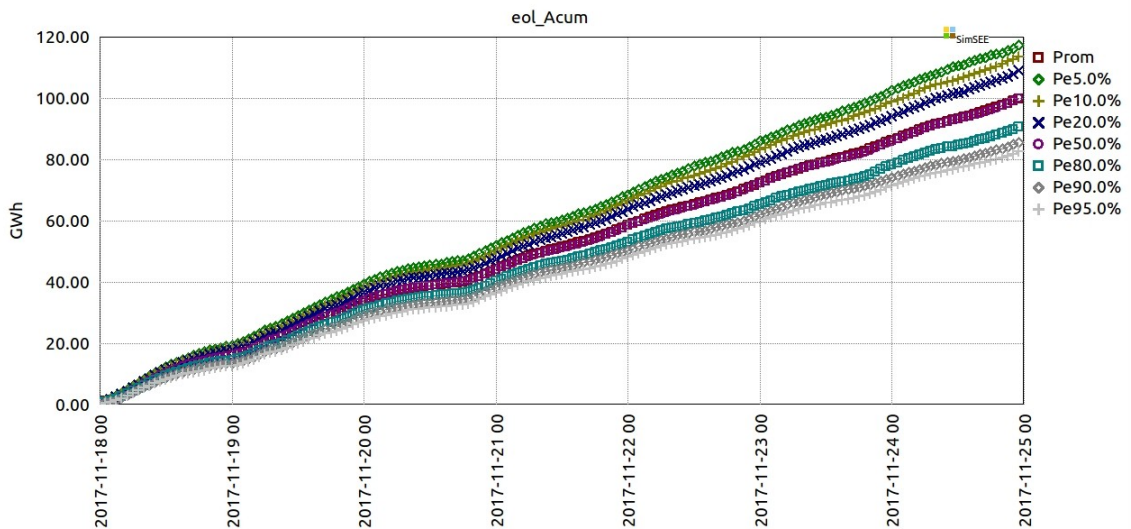


Fig 6: Producción eólica. GWh acumulados desde el inicio de la semana. Excluyendo VECODESA

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

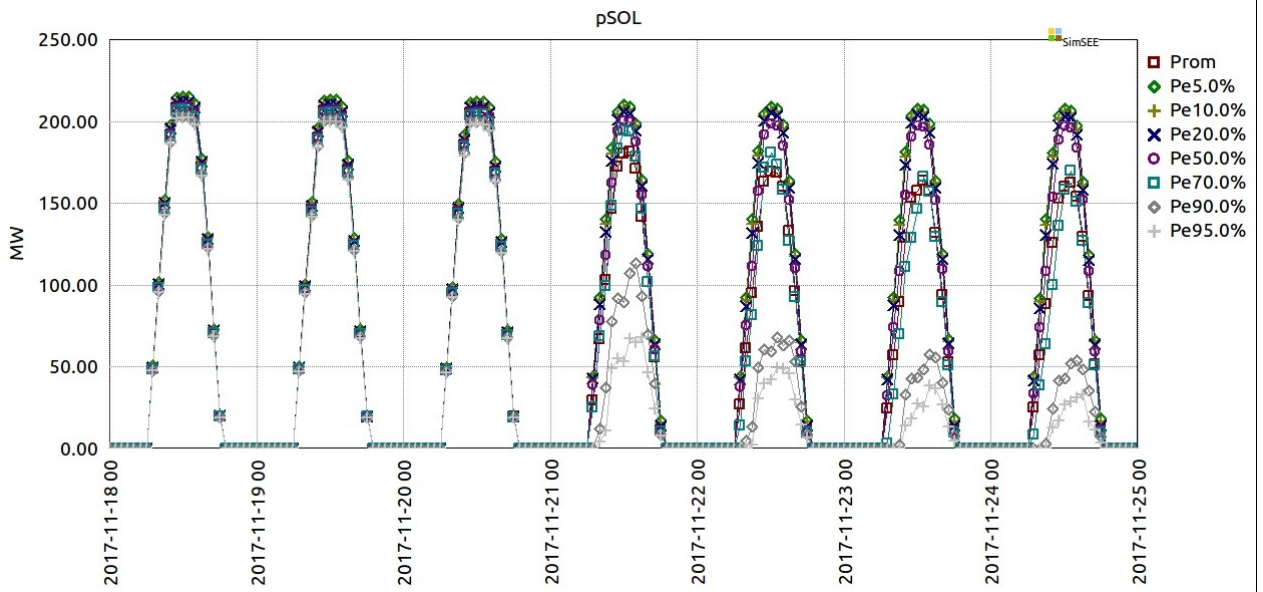


Fig 7: Generación solar.

1.3. Previsión de demanda eléctrica

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.

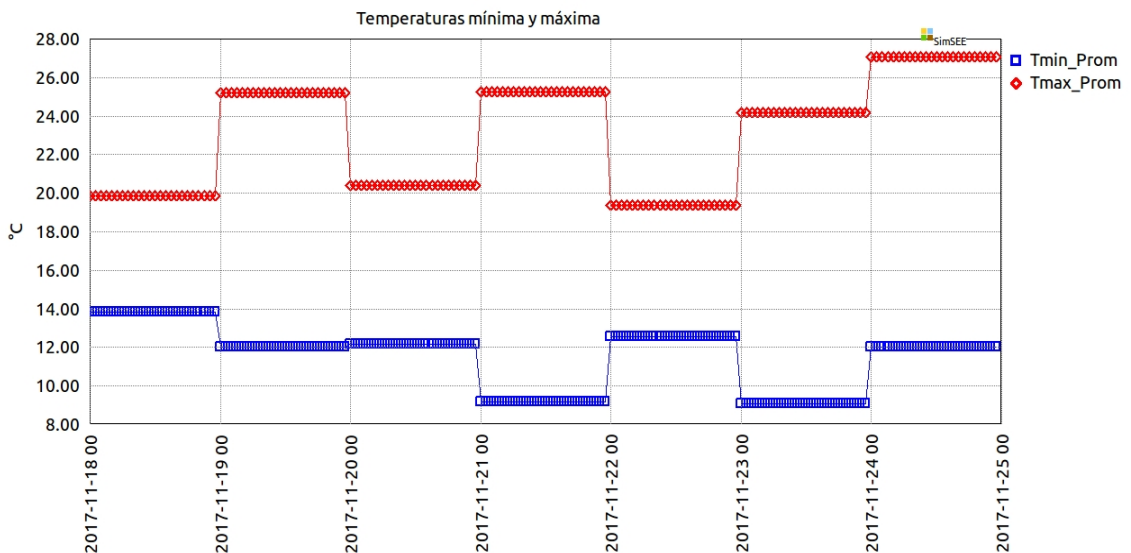


Fig 8: Previsión de las temperaturas mínima y máxima del día siguiente a la fecha indicada para Montevideo.

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.

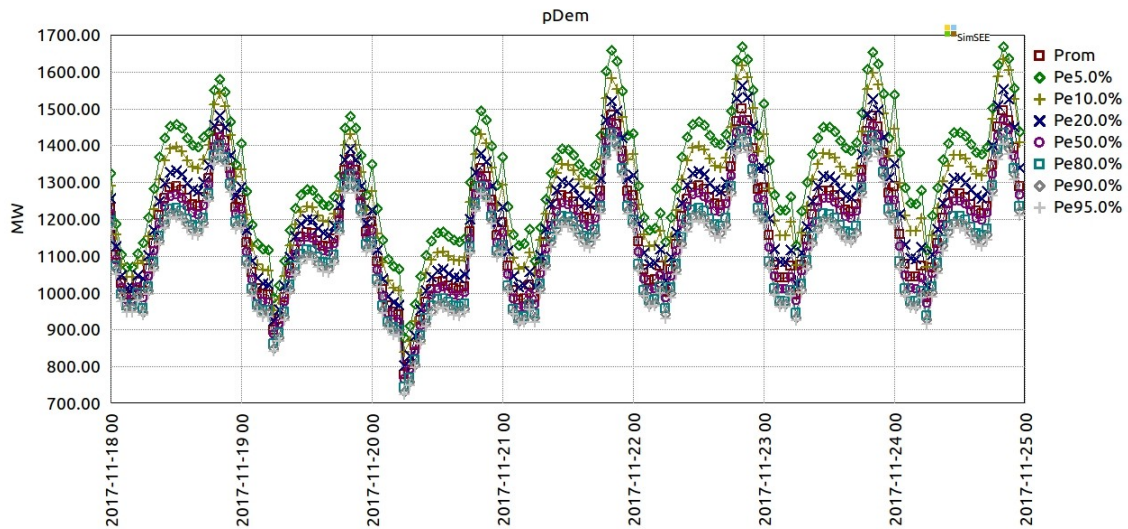


Fig 9: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

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

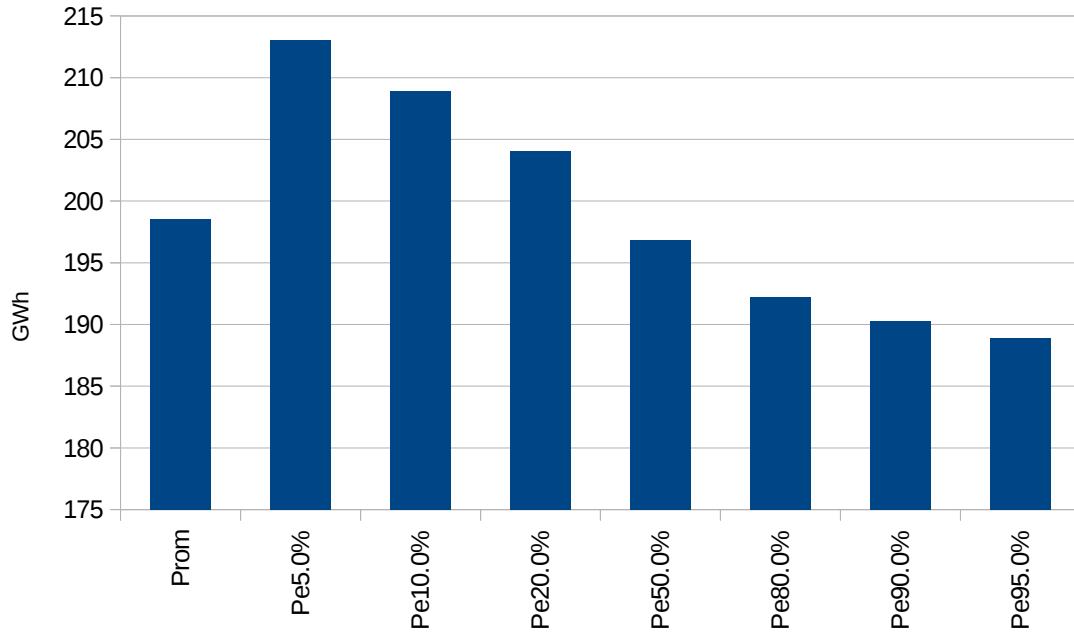


Fig 10: Demanda semanal prevista para la semana.

1.4. Indisponibilidades.

Existen mantenimiento previsto que condiciona la exportación, los mismos son:
CTR unidad 2, del 24/10 al 21/11
2 unidades de SG a partir del 06/11/2017

1.5. Disponibilidad de la exportación por Melo.

En la operación de la interconexión se ha verificado que ante la presencia de grandes niveles de generación en la eólica instalada en la región sur de Brasil (Santa Victoria do Palmar) por razones de seguridad de la red se ve reducida por parte de ONS la potencia admisible por Melo. Esta condición se ha mejorada con ajustes del lado del ONS pero igualmente se incluyó en el modelado una fuente CEGH a la que se le carga el pronóstico de generación en la región sur y se fija un umbral a partir del cual se indisponde la interconexión por Melo. La Fig. 11 muestra la disponibilidad resultante de la simulación.

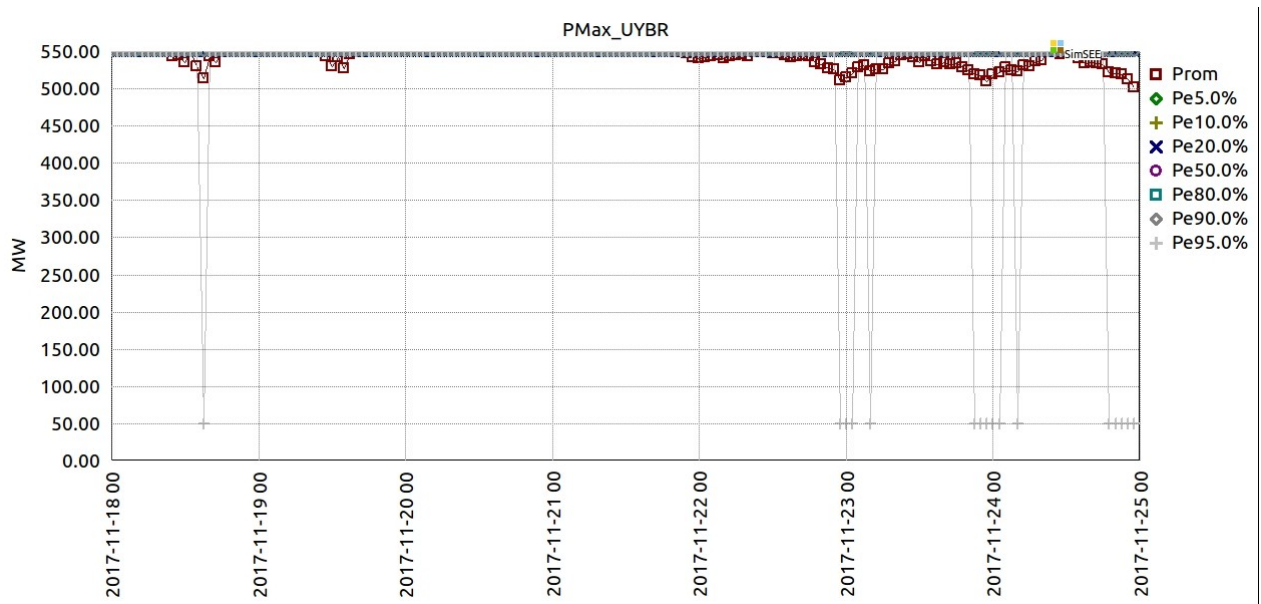


Fig 11: Disponibilidad del intercambio hacia Brasil.



1.6. 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 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	
sábado	L	L	L	L	L	L	L	L	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	L	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	

1.7. 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. Se consideró un COSTO DE FALLA para estas demandas de 1000 USD/MWh de forma de asegurar un alto nivel de cumplimiento para las mismas.

Como ejemplo, en la Fig.12 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.

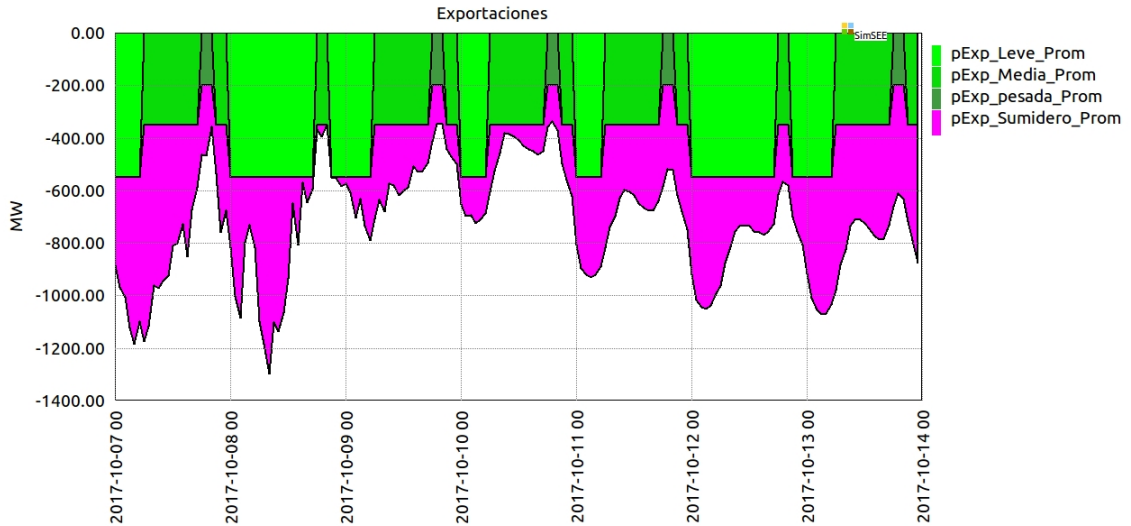


Fig 12: Modelado de la exportación.

2. Resultados NIVEL 1.

La Fig. 13 muestra la exportación esperada.

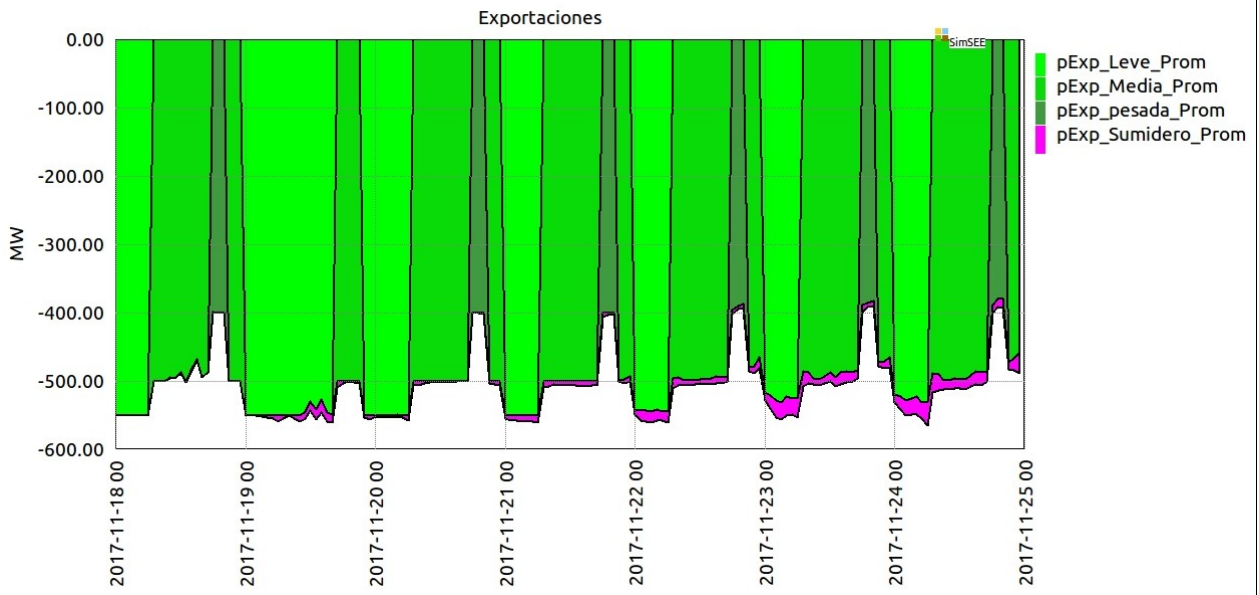


Fig 13: Exportaciones con y sin compromiso.

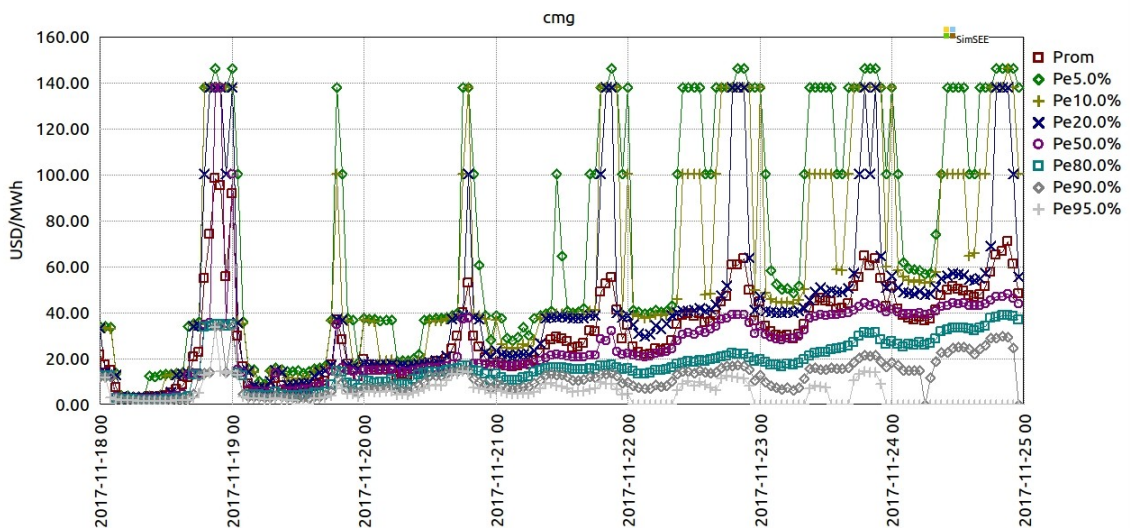


Fig 14: Costo marginal del SIN.

La Fig.14 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 15 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 25% (o lo que es equivalente que no son

excedidos con probabilidad 75%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

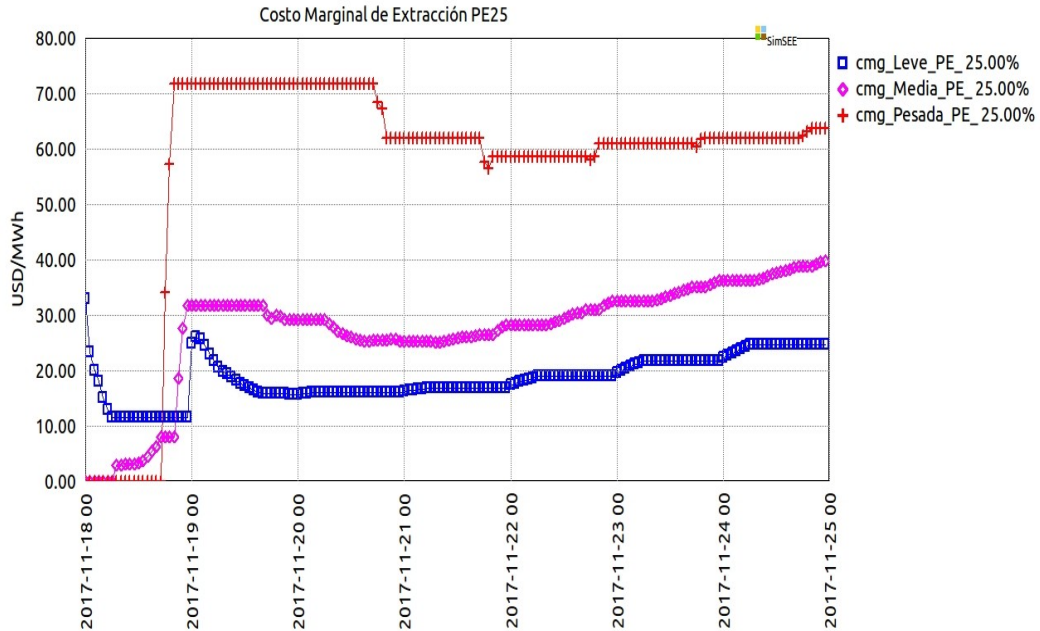


Fig 15: Costo marginal de extracción PE(25%).

La Fig.16 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.

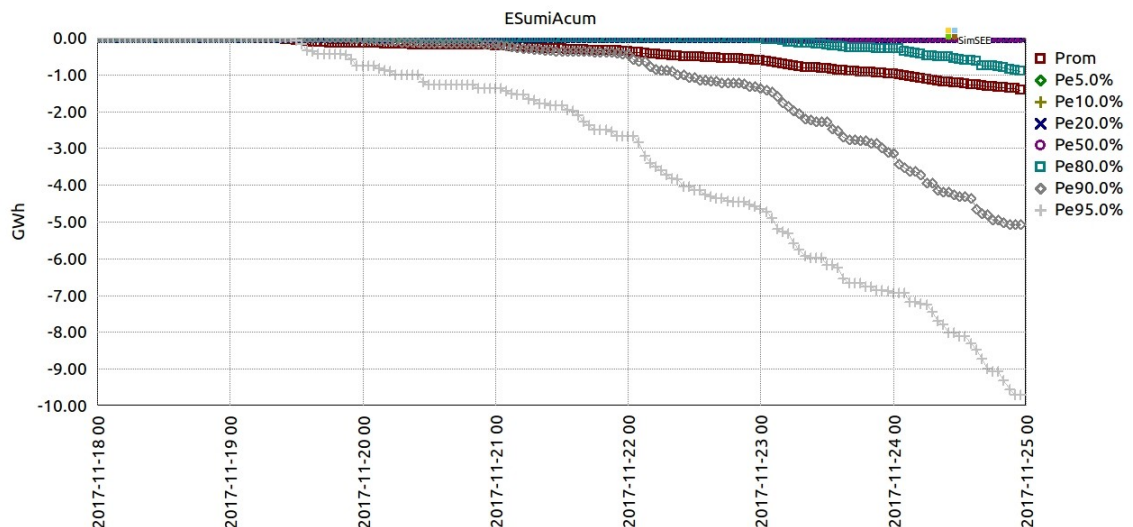


Fig 16: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 17 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.

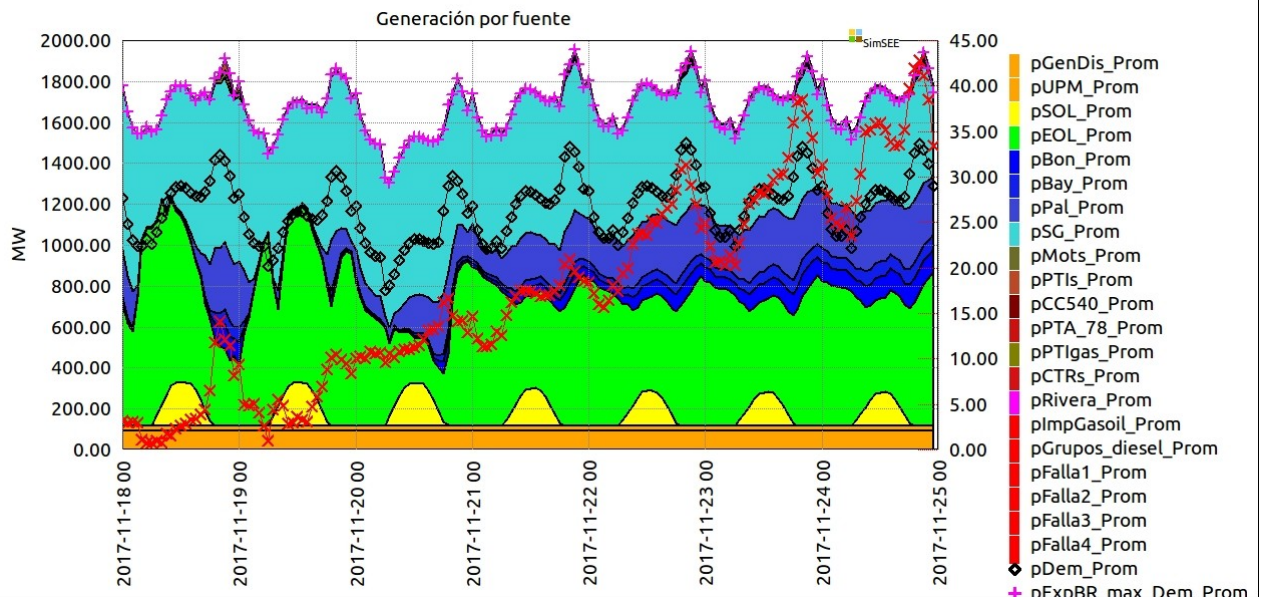


Fig 17: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 18 muestra el despacho de CTR.

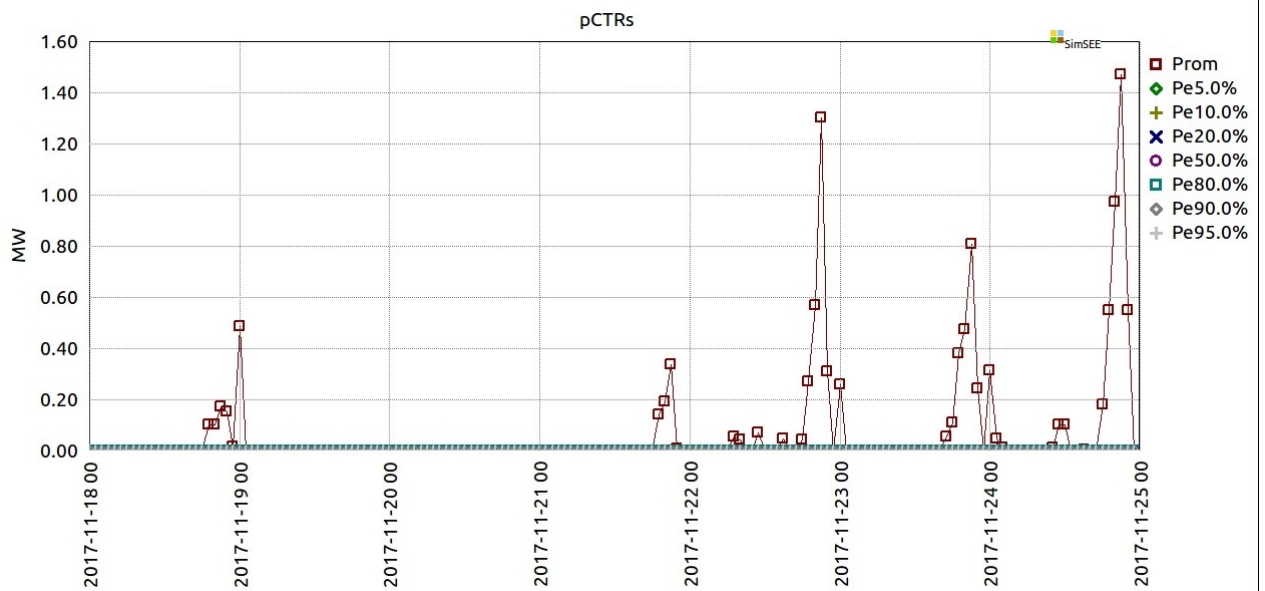


Fig 18: Despacho de CTR.

3. Resultados NIVEL 2.

La Fig. 19 muestra la exportación esperada.

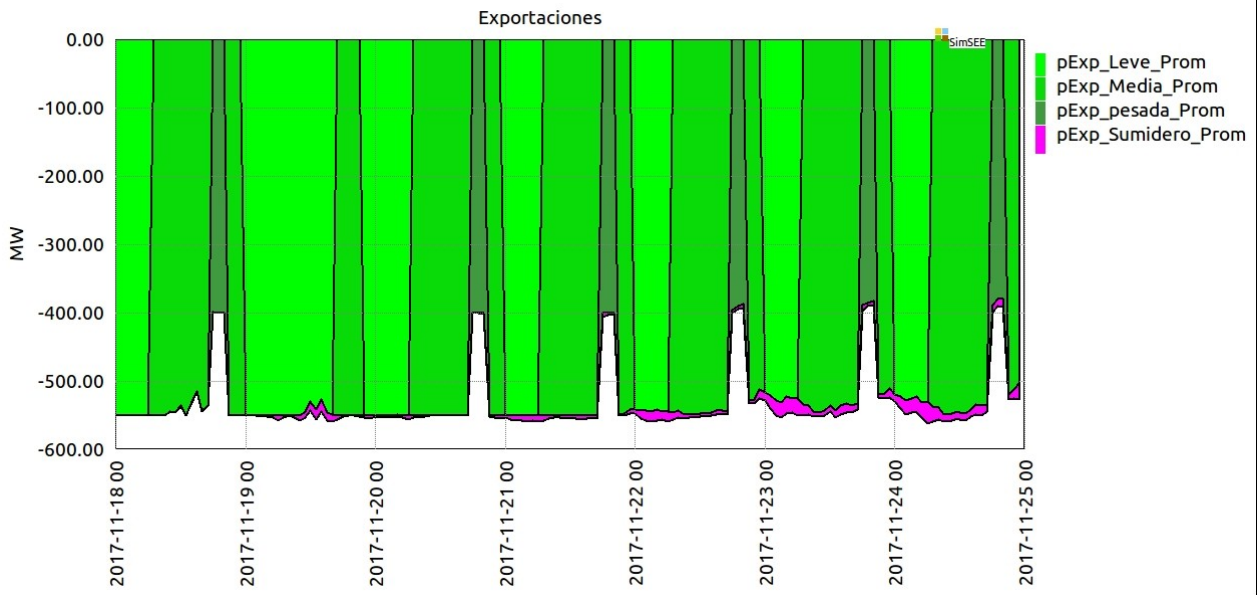


Fig 19: Exportaciones con y sin compromiso.

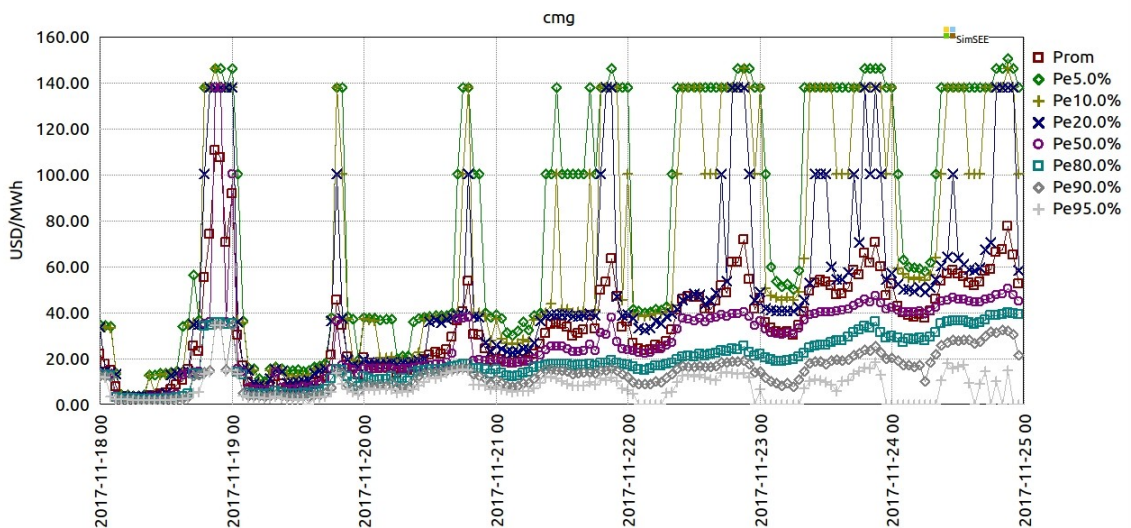


Fig 20: Costo marginal del SIN.

La Fig.20 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 21 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 25% (o lo que es equivalente que no son

excedidos con probabilidad 75%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

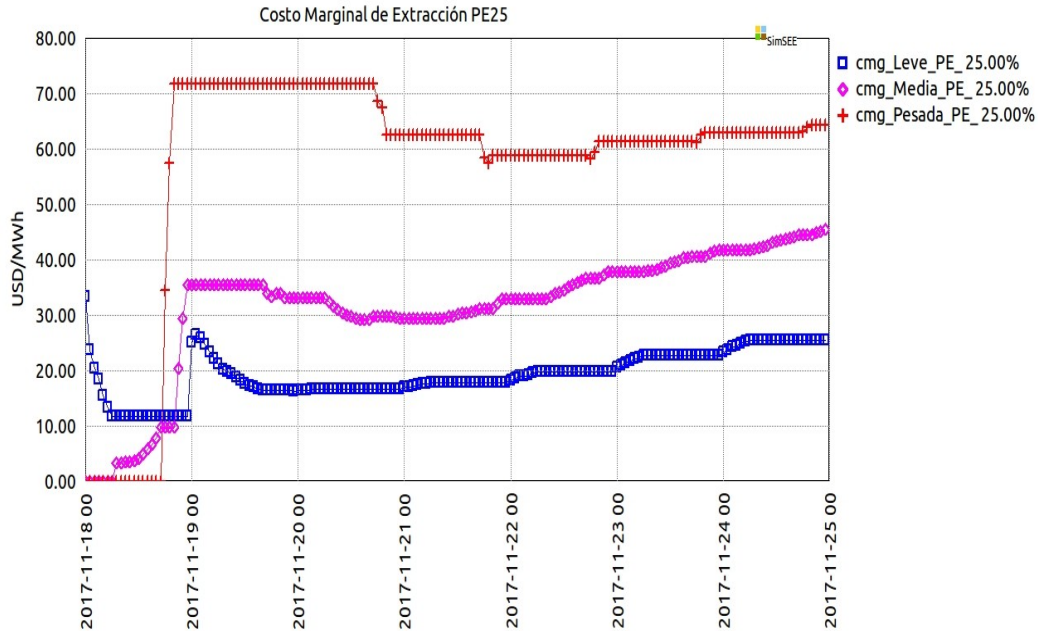


Fig 21: Costo marginal de extracción PE(25%).

La Fig.22 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.

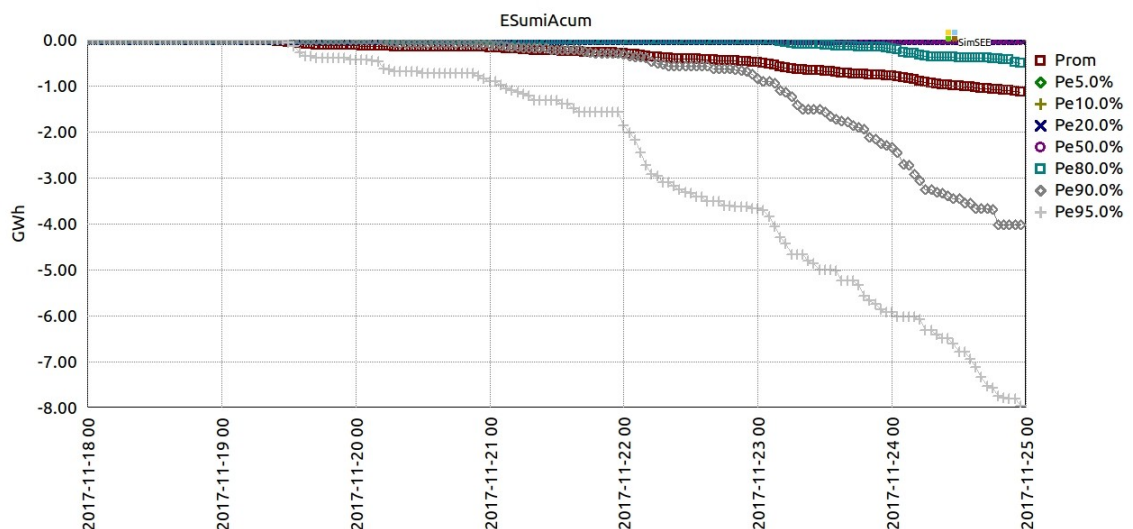


Fig 22: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 23 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.

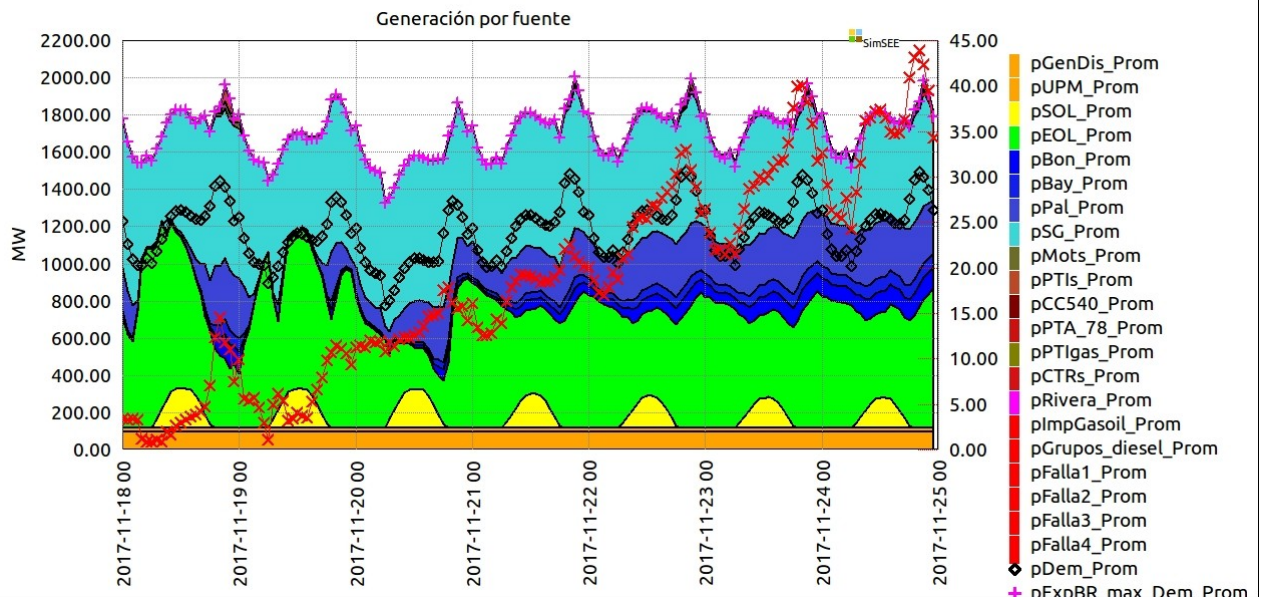


Fig 23: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 24 muestra el despacho de CTR.

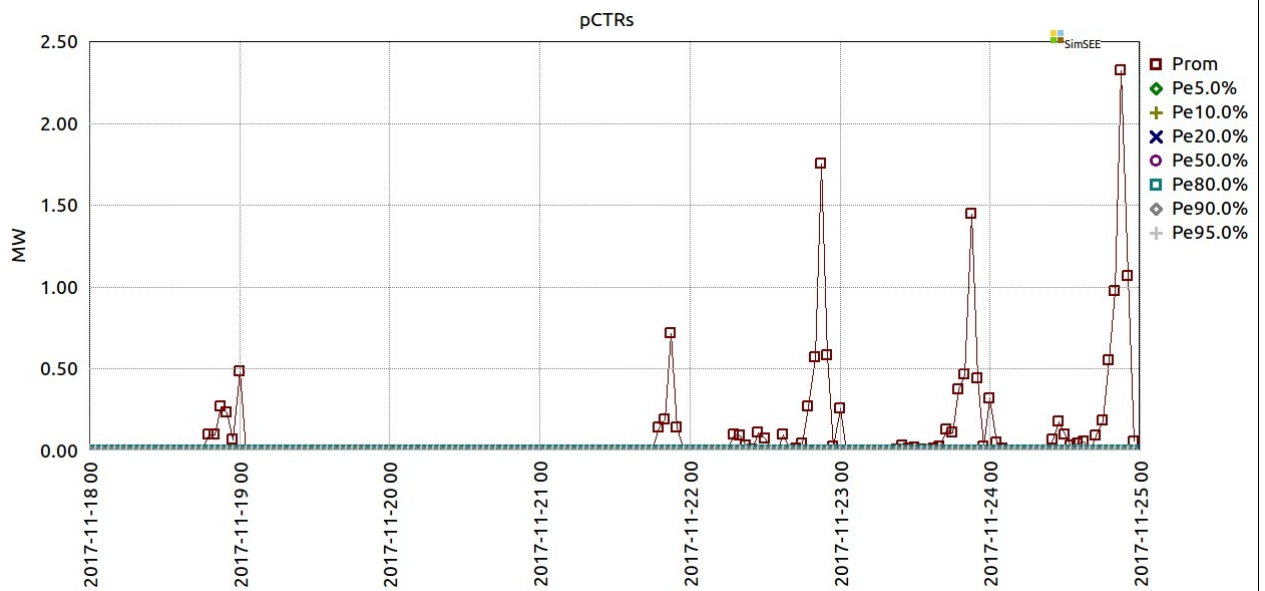


Fig 24: Despacho de CTR.

4. Resultados NIVEL 3.

La Fig. 25 muestra la exportación esperada.

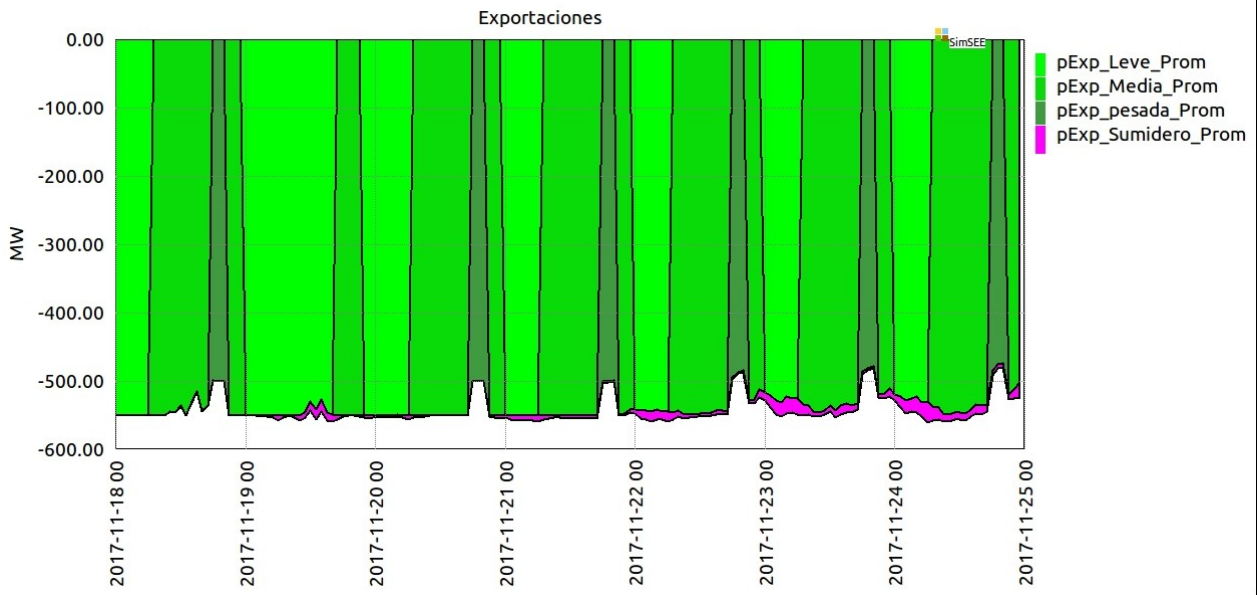


Fig 25: Exportaciones con y sin compromiso.

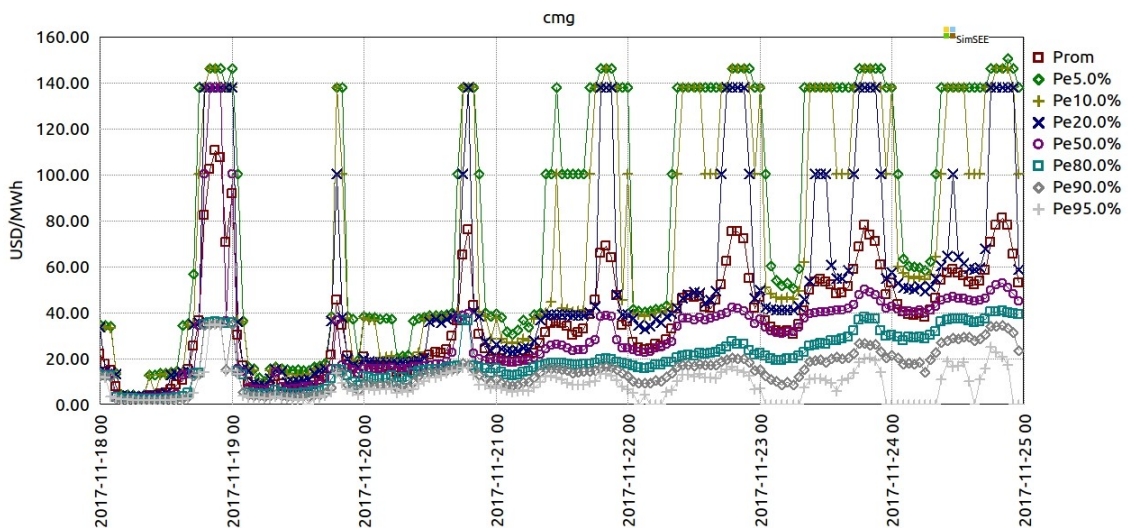


Fig 26: Costo marginal del SIN.

La Fig.26 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 27 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 25% (o lo que es equivalente que no son

excedidos con probabilidad 75%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

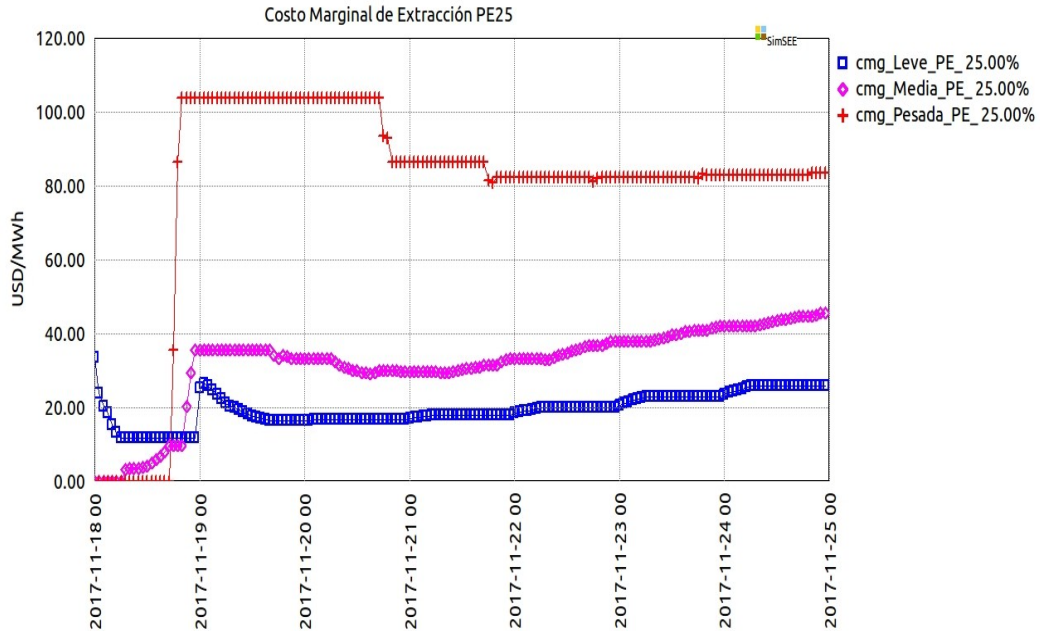


Fig 27: Costo marginal de extracción PE(25%).

La Fig.28 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.

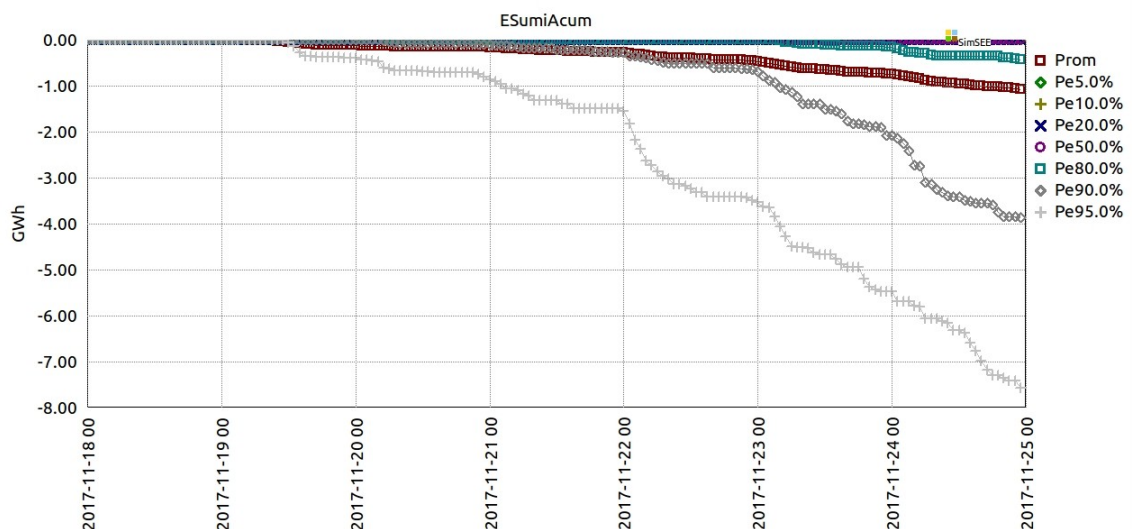


Fig 28: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 29 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.

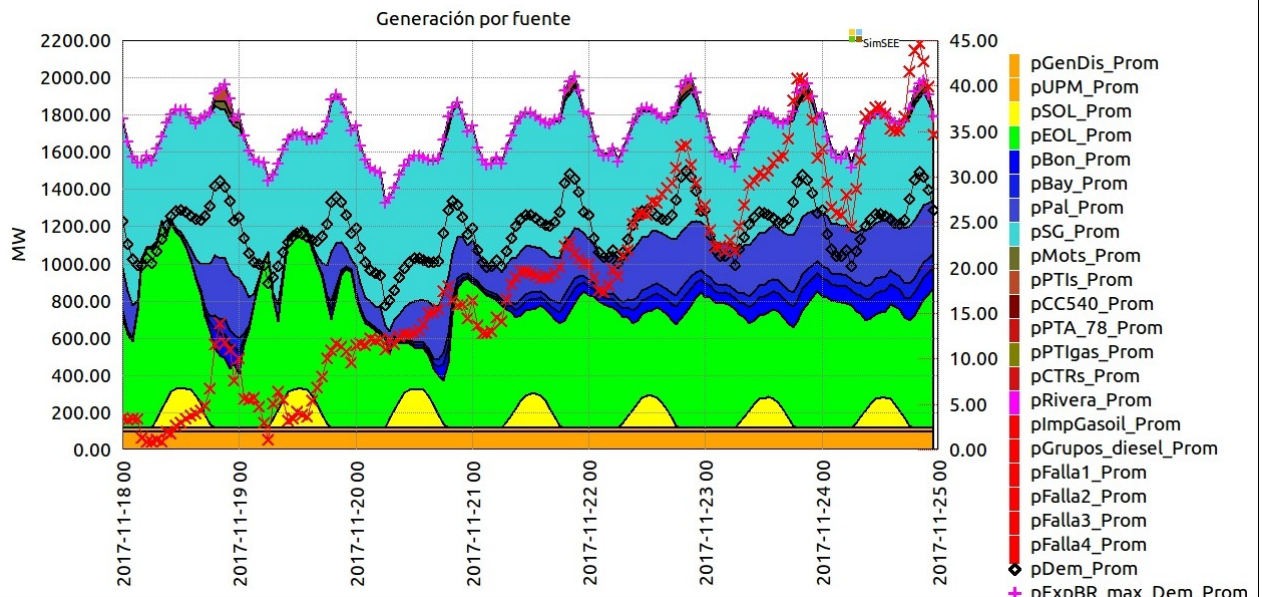


Fig 29: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 30 muestra el despacho de CTR.

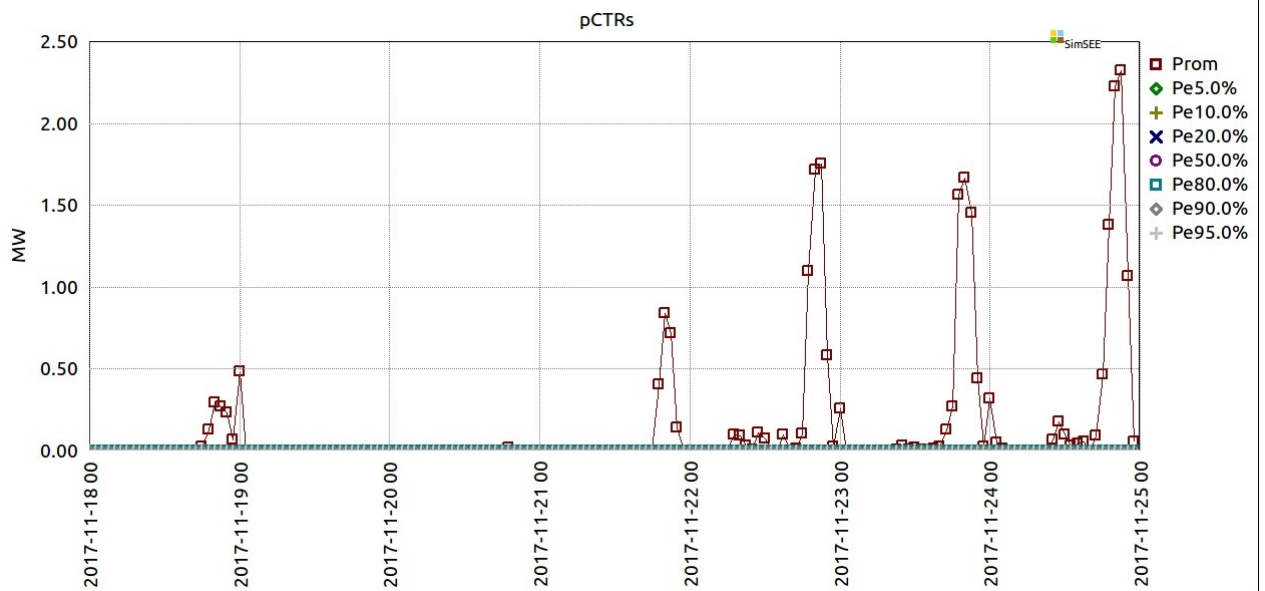


Fig 30: Despacho de CTR.

4.1. Previsión de la operación de las represas. (para Nivel 3)

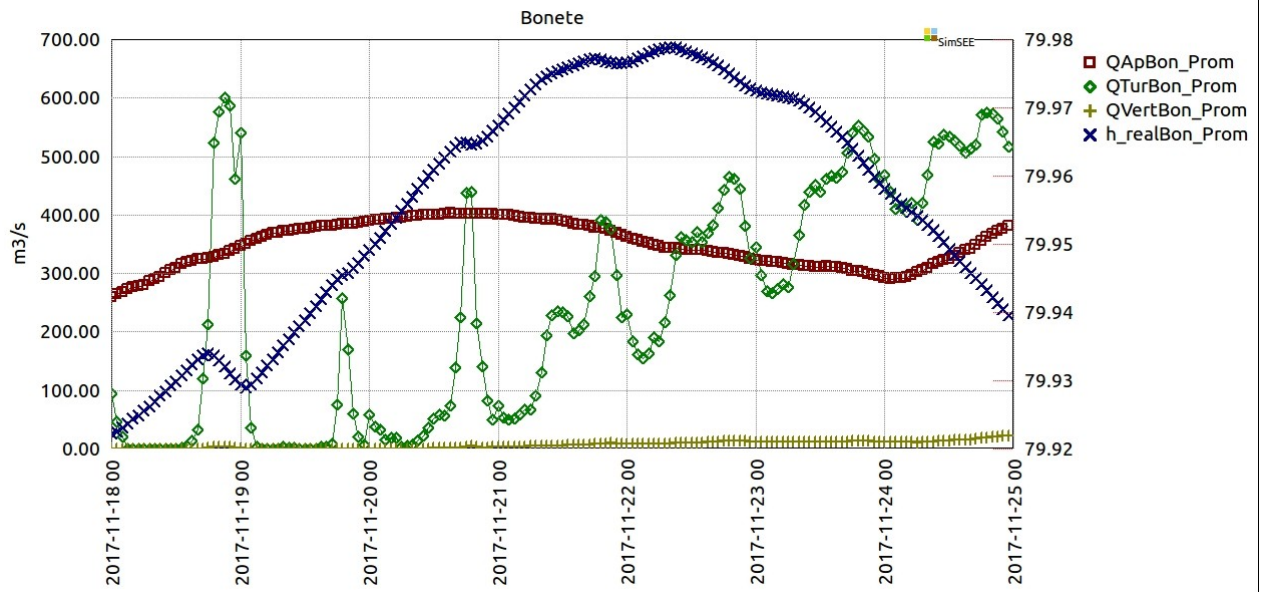


Fig 31: Operación de Bonete

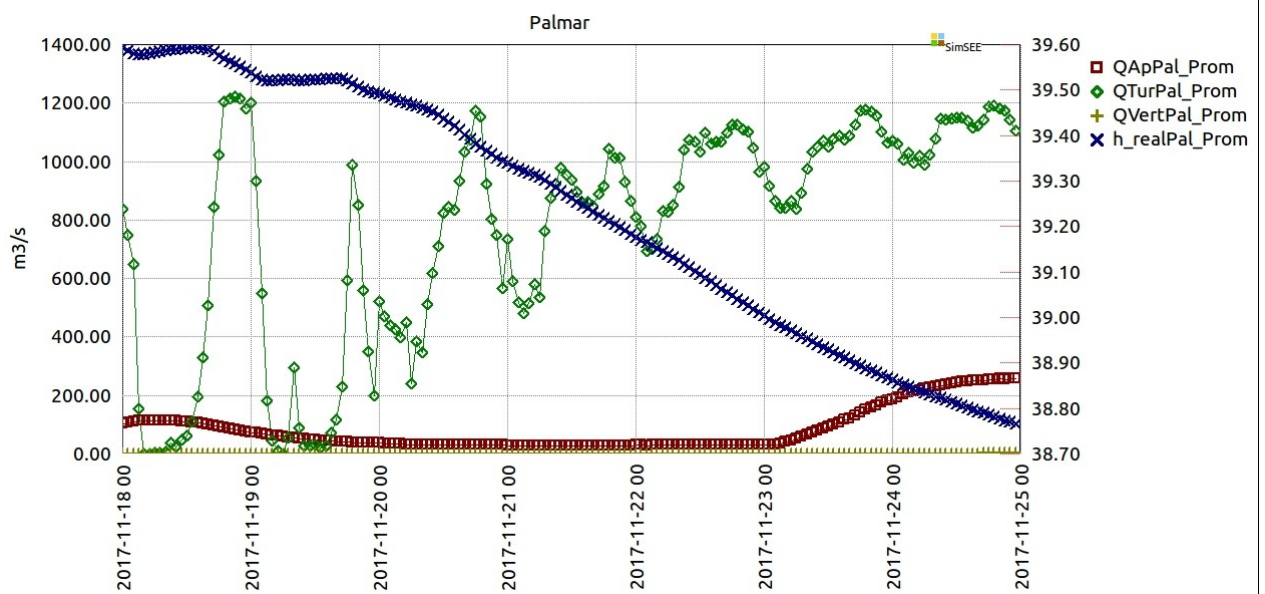


Fig 32: Operación del Palmar.

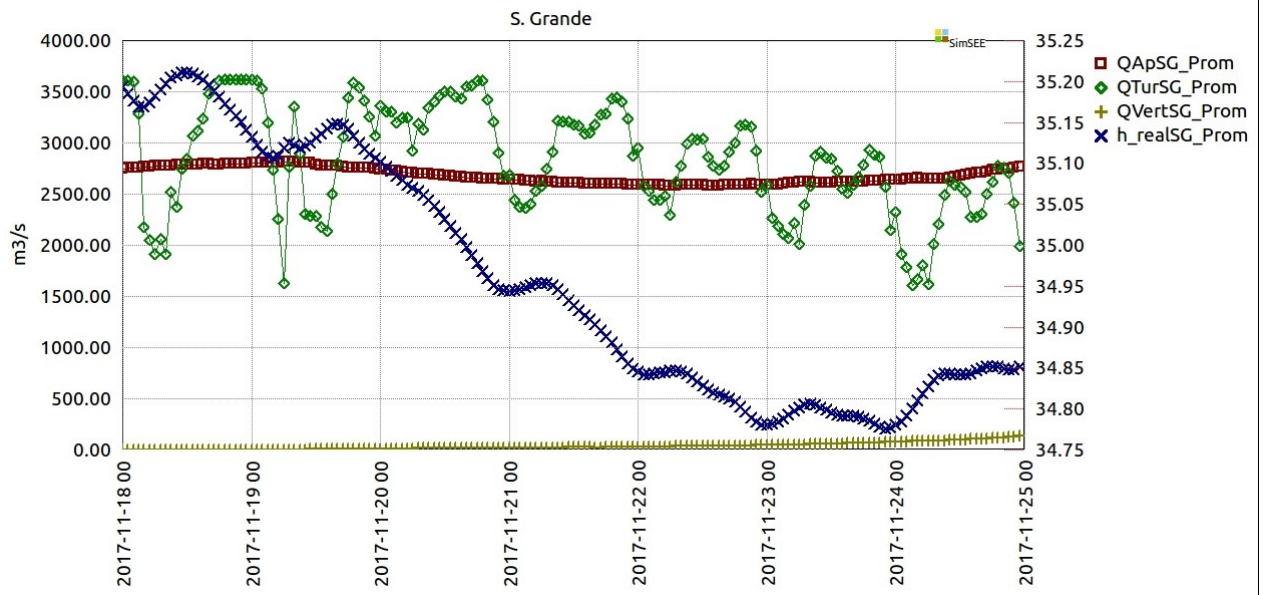


Fig 33: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).