



Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 39/2017 del sábado 23/9 al viernes 29/9 de 2017

Grcia. Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsables: Pablo Soubes y Ruben Chaer.

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

19 de setiembre de 2017
Montevideo - Uruguay

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable a Brasil para la semana energética 39 de 2017 (que comienza el sábado 23/9 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 29/9) 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.

Tabla 1: Bloques exportables a Brasil.

Horario	MW-medios	CME USD/MWh	Rivera	Melo
			PMR USD/MWh	PMR USD/MWh
LEVE	550	51.8	87.2	101.3
MEDIA	400	51.8	87.2	101.3
PESADA	200	89.0	127.3	141.5

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.

Adicionalmente a los bloques de energía que se pueden comprometer con seguridad de suministro antes mencionados existe en valor esperado un volumen de 17 GWh que

podrían ofrecerse “sin compromiso” de entrega siendo el Precio Mínimo a Recibir en este caso de 3.6 USD/MWh.

Continúa el vertimiento en las centrales del Río Negro.

Los estudios realizados permiten inferir que no se compromete la seguridad energética del SIN en caso de generar con todas las centrales hidráulicas a pleno.

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 y 3 para Salto (50% de Uruguay), Bonete y Palmar respectivamente.

Para Baygorria se supuso un aporte promedio de 125 m3/s.

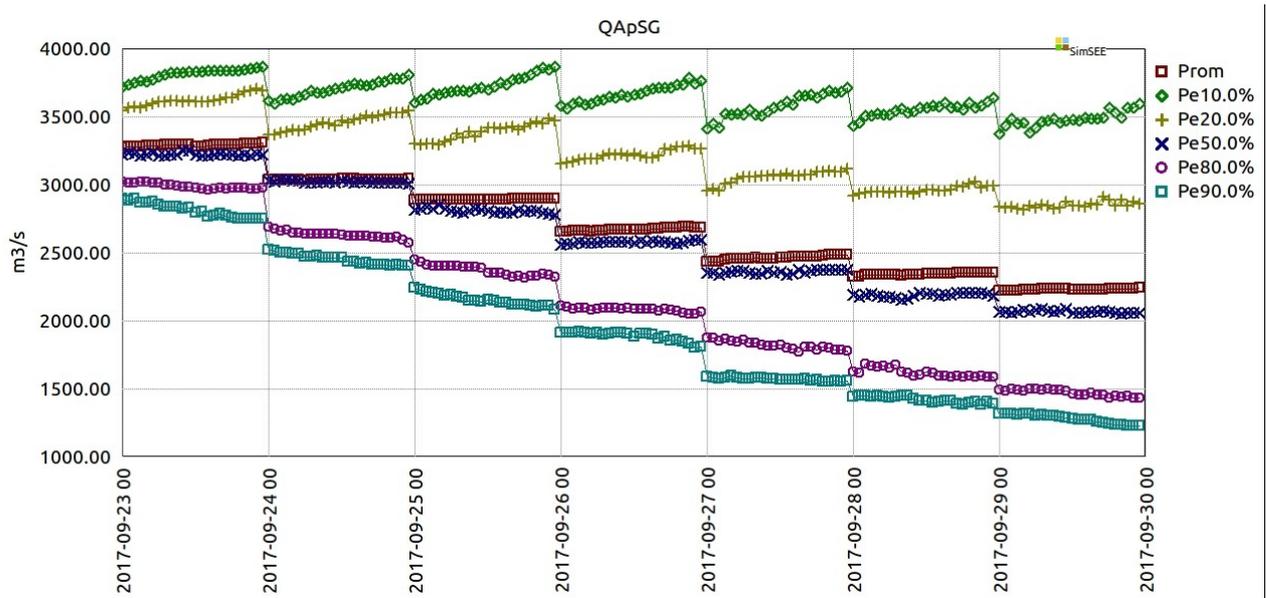


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

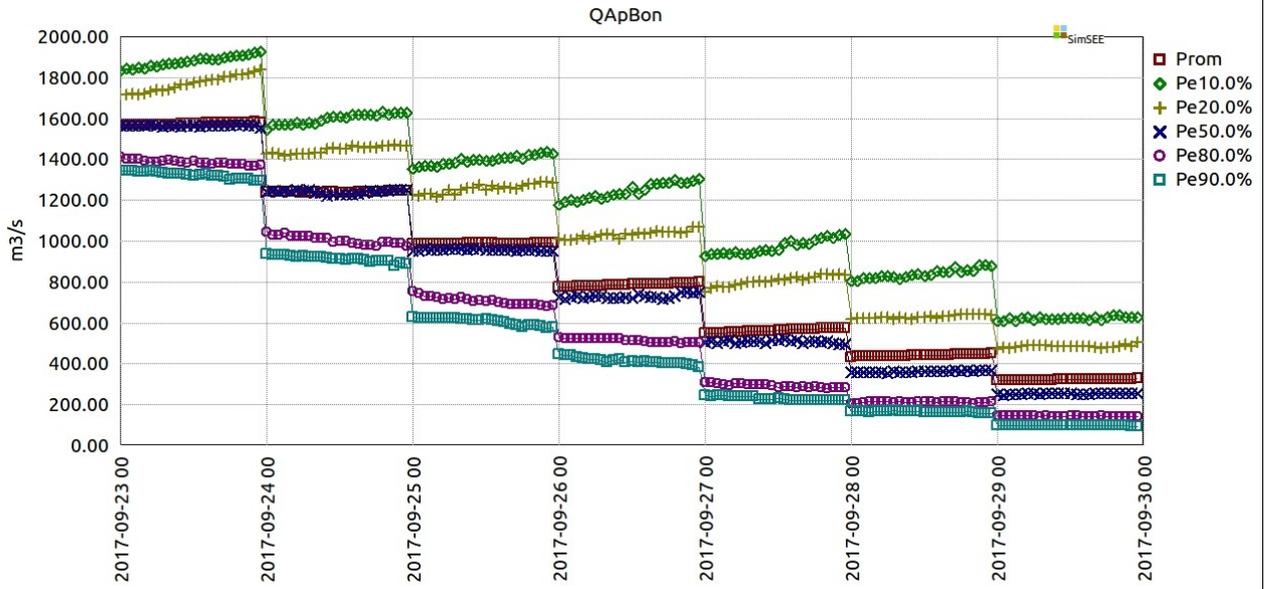


Fig 2: Aportes Bonete

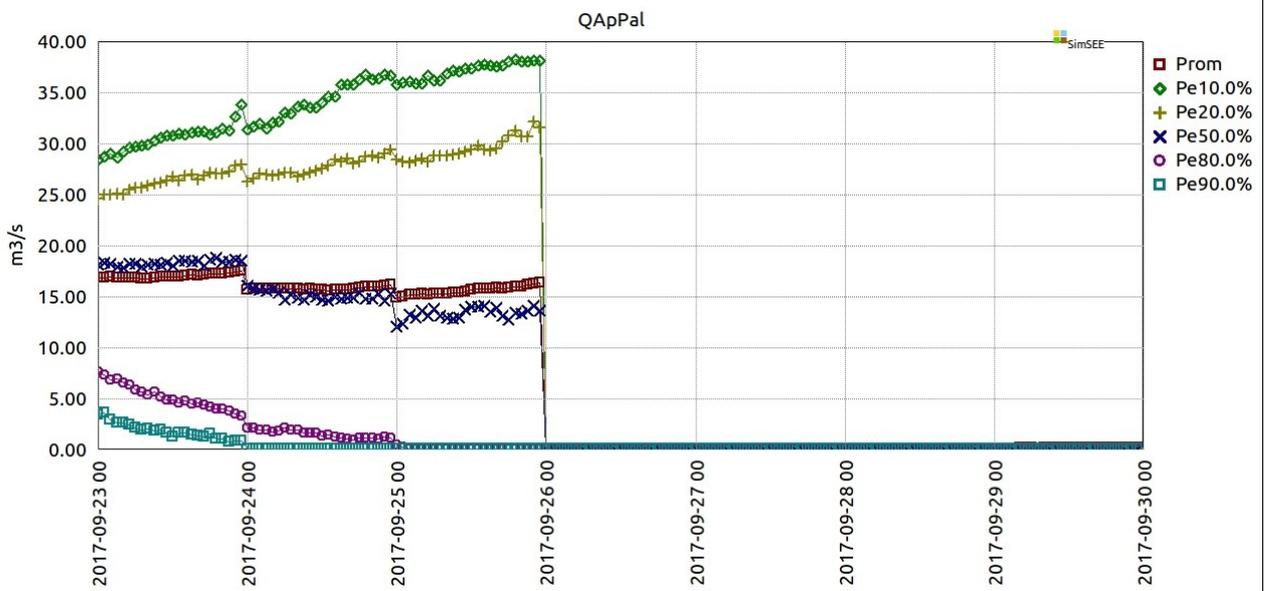


Fig 3: Aportes a Palmar

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. 4 y 5 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.

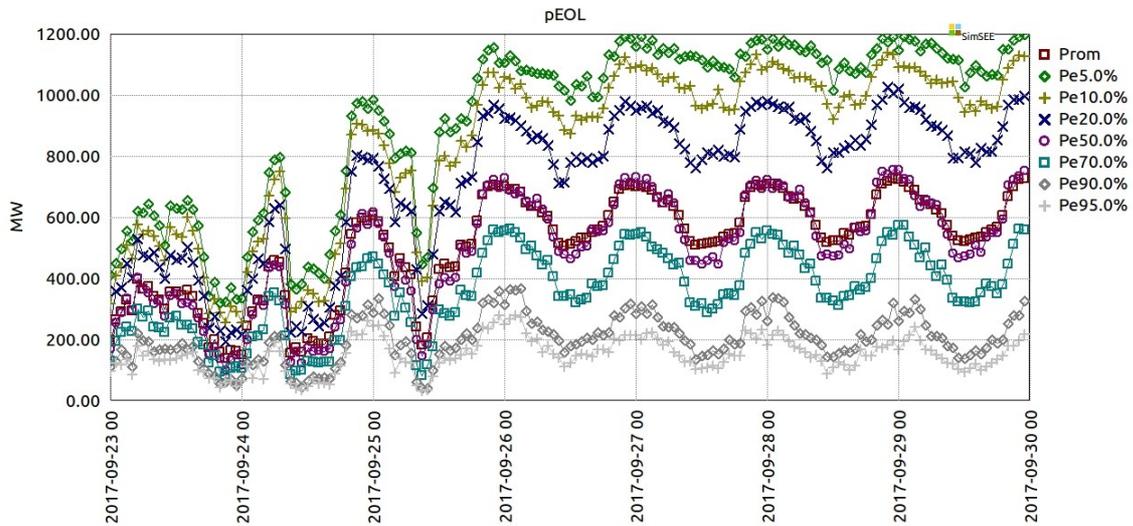


Fig 4: Generación eólica cortes de probabilidad en horas.

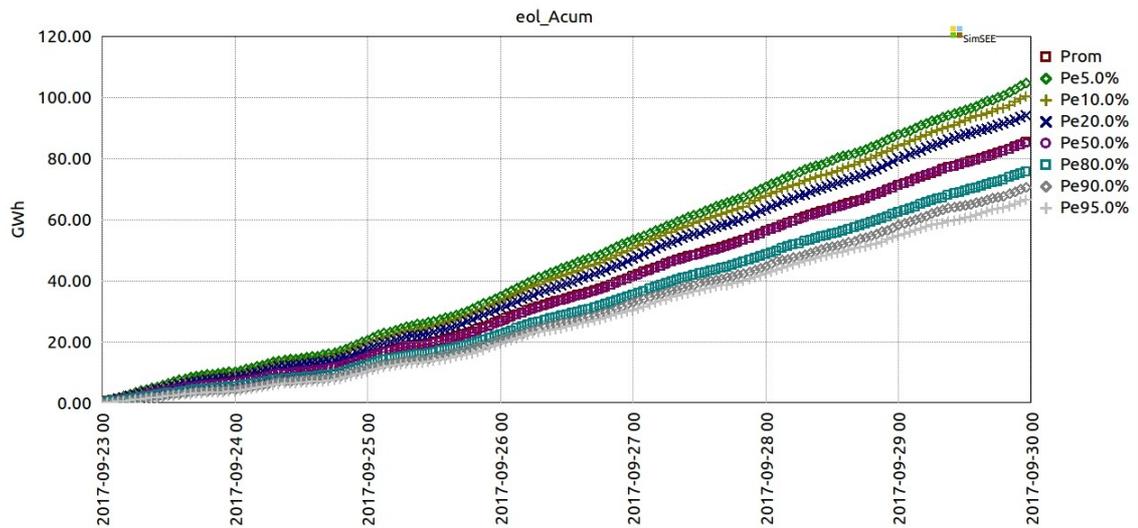


Fig 5: Producción eólica. MWh acumulados desde el inicio de la semana.

La Fig.6 muestra la generación en base a energía solar.

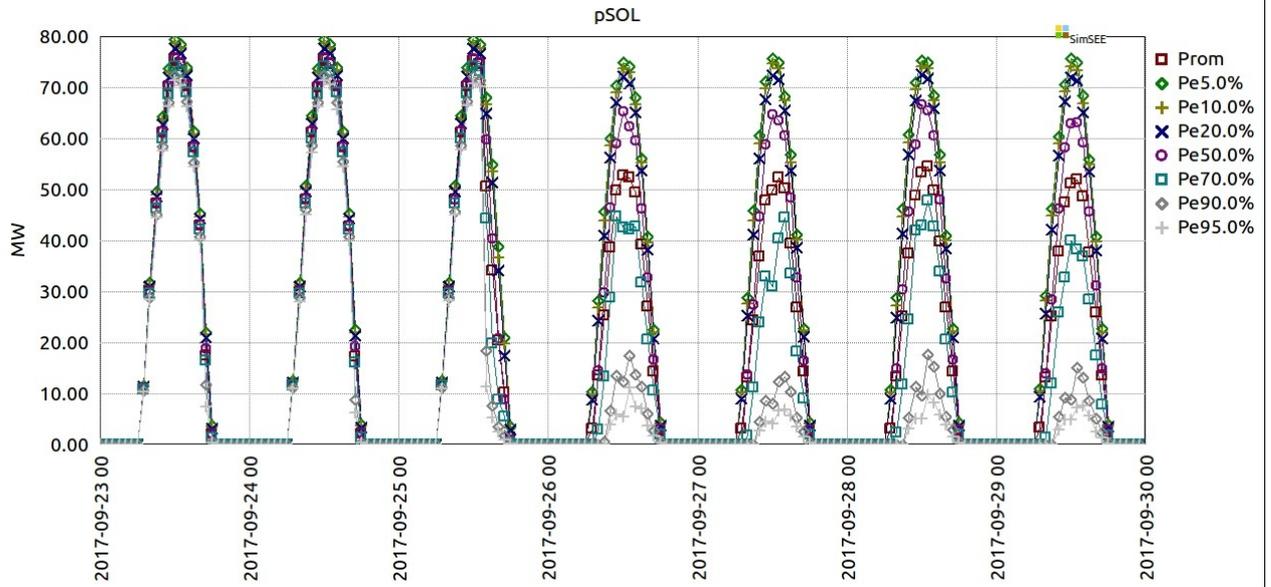


Fig 6: Generación solar.

1.3. Previsión de demanda eléctrica

Se prevé que la semana actual alcance una demanda del orden de 204 GWh.

La previsión de temperaturas para la semana entrante presenta temperaturas máximas y mínimas.

La Fig. 7 muestra la variabilidad que se puede esperar de la temperatura en Montevideo.

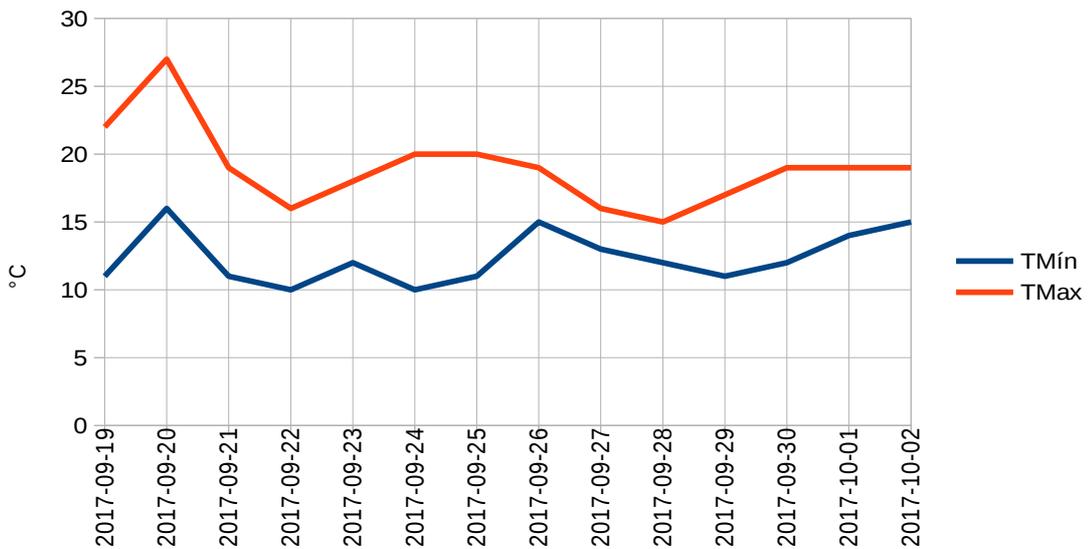


Fig 7: Previsión de temperatura para Montevideo

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

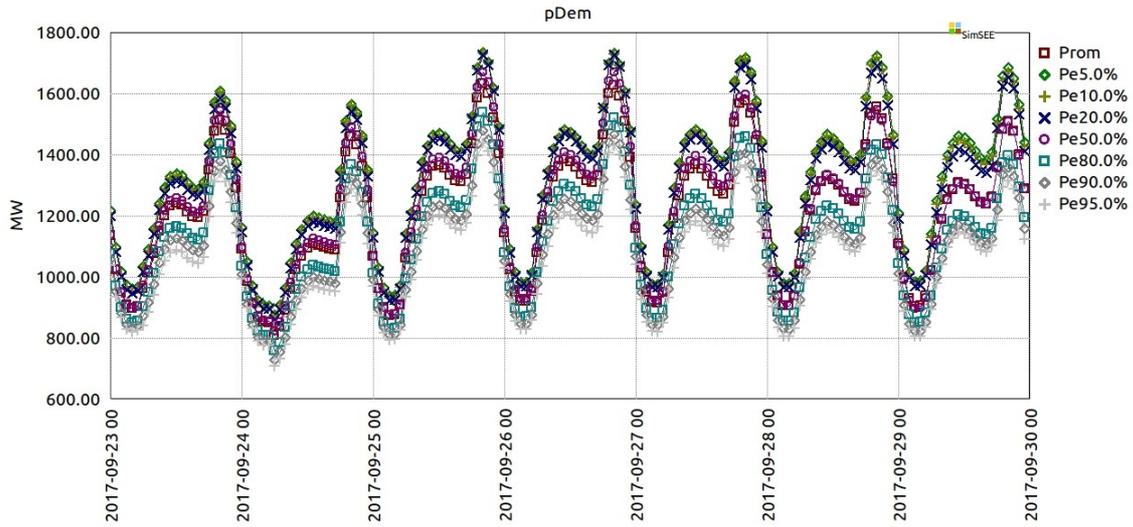


Fig 8: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

Como se muestra en la Fig.9 la energía semanal de la demanda esperada modelada es de 204 GWh pudiendo estar la misma entre 180 y 220 GWh con confianza 90%.

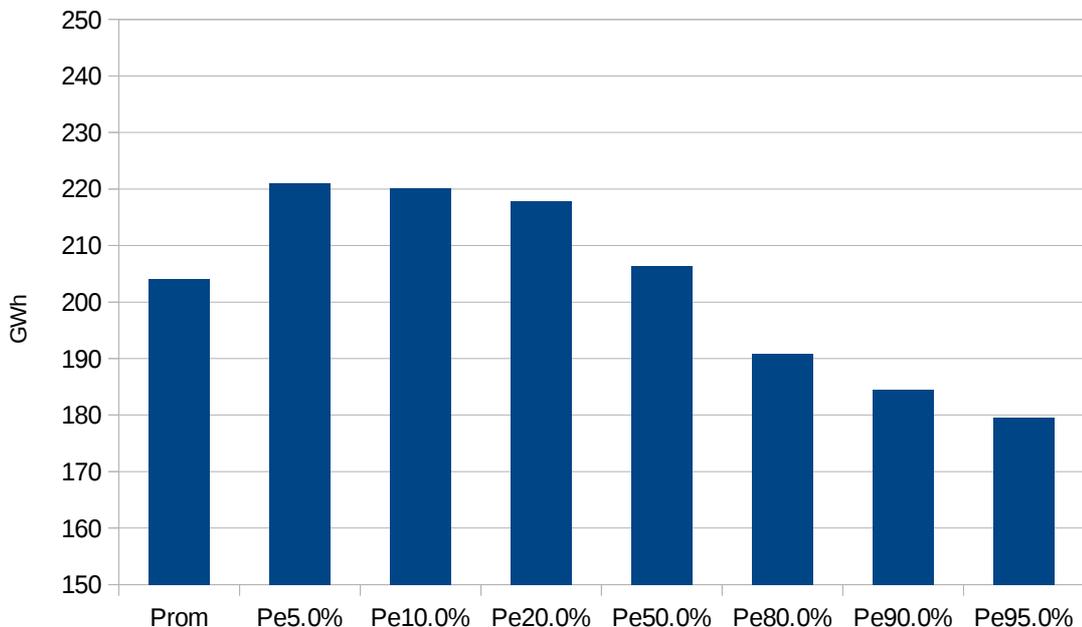


Fig 9: Demanda semanal prevista para la semana.



1.4. Disponibilidades.

Existen dos mantenimientos previstos de unidades hidráulicas que condicionan la exportación, los mismos son:

- Unidad 2 de Palmar del 25/9 al 23/10
- Unidad 3 de Terra del 4/9 al 30/9
- Dos unidades de Salto Grande desde el 23/9 al 13/10

1.5. Feriados de Brasil

No hay feriados de relevancia en Brasil para la próxima semana.

01	dom	Año Nuevo
20	sex	Dia de São Sebastião
25	qua	Aniversário de São Paulo
FEVEREIRO		
19	dom	Término do Horário de Verão
28	ter	Carnaval
MARÇO		
01	qua	Aniversário do Rio de Janeiro
08	qua	Dia Internacional da Mulher - 8 de Março
12	dom	Aniversário de Recife
ABRIL		
14	sex	Sexta-feira da Paixão
15	sáb	Sábado de Aleluia
16	dom	Páscoa
21	sex	Tiradentes
21	sex	Aniversário de Brasília
22	sáb	Descobrimiento do Brasil
MAIO		
01	seg	Dia do Trabalhador
14	dom	Dia das Mães
JUNHO		
12	seg	Dia dos Namorados
15	qua	Corpus Christi
24	sáb	Dia de São João

JULHO		
09	dom	Revolução Constitucionalista - 9 de julho
20	qua	Dia do Amigo e Internacional da Amizade
AGOSTO		
06	dom	Dia de São Salvador do Mundo
13	dom	Dia dos Pais
15	ter	Dia da Assunção de Nossa Senhora
SETEMBRO		
07	qua	Independência do Brasil (Sete de Setembro)
OUTUBRO		
12	qua	Dia das Crianças
12	qua	Nossa Senhora Aparecida
15	dom	Dia do Professor
15	dom	Horário de Verão
NOVEMBRO		
02	qua	Feriado
15	qua	Proclamação da República
20	seg	Dia Nacional da Consciência Negra
DEZEMBRO		
25	seg	Natal

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. Se simularon diferentes niveles de potencia y en los resultados se muestra solamente el correspondiente a los niveles los mayores niveles exportables sin comprometer la seguridad del sistema y que corresponden a un costo marginal medio de extracción compatible con los precios previstos del PLD.

Como ejemplo, en la Fig.10 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.

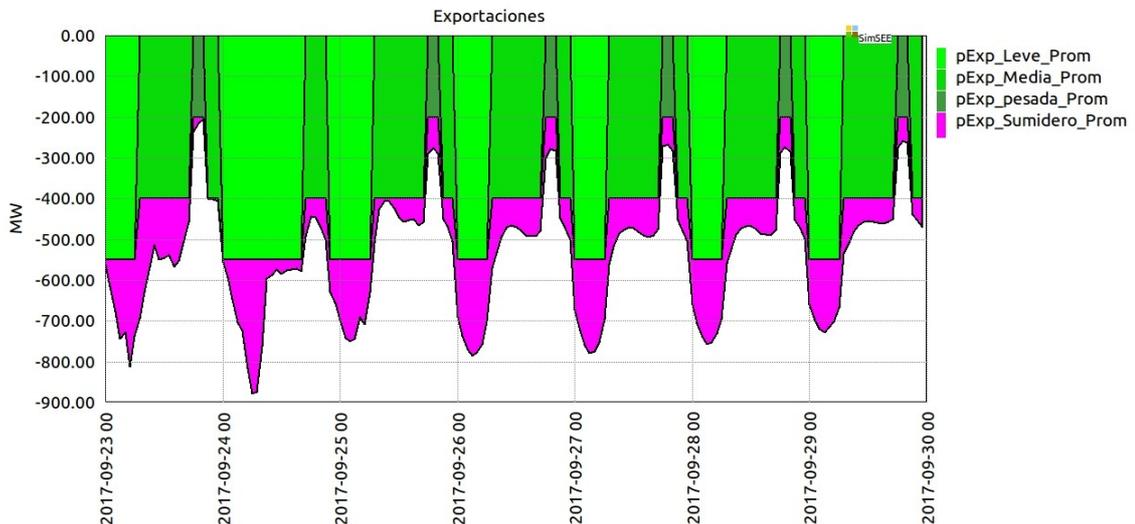


Fig 10: Modelado de la exportación.

2. Resultados

De los casos analizados (diferentes niveles de potencia) se muestran los resultados correspondientes a una potencia de exportación de 550 MW en carga Leve, 400 MW en carga Media y de 200 MW en carga Pesada por considerar que dicho nivel de exportación es alcanzable sin riesgos para el SIN y a precios competitivos en Brasil.

La Fig.11 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.

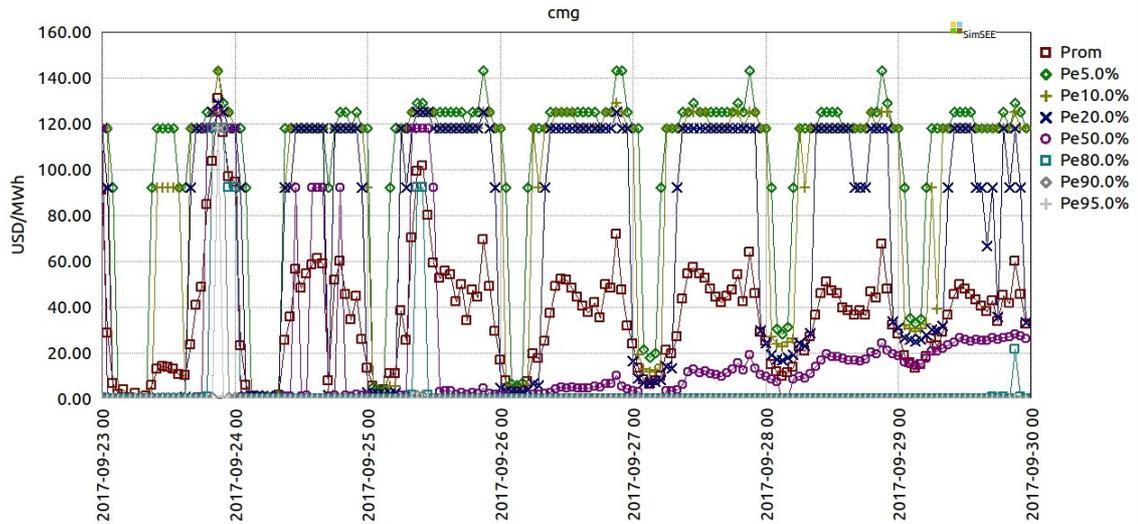


Fig 11: Costo marginal del SIN.

La Fig. 12 muestra el Costo Marginal de Extracción. El valor esperado del CME para la oferta de carga Leve y Media es de 32.23 USD/MWh y 49.27 USD/MWh para el bloque correspondiente a la oferta de Carga Pesada.

De la misma figura, se puede determinar que con una confianza de 95% los CME de dichos bloques de energía son de 51.8 y 89 USD/MWh respectivamente.

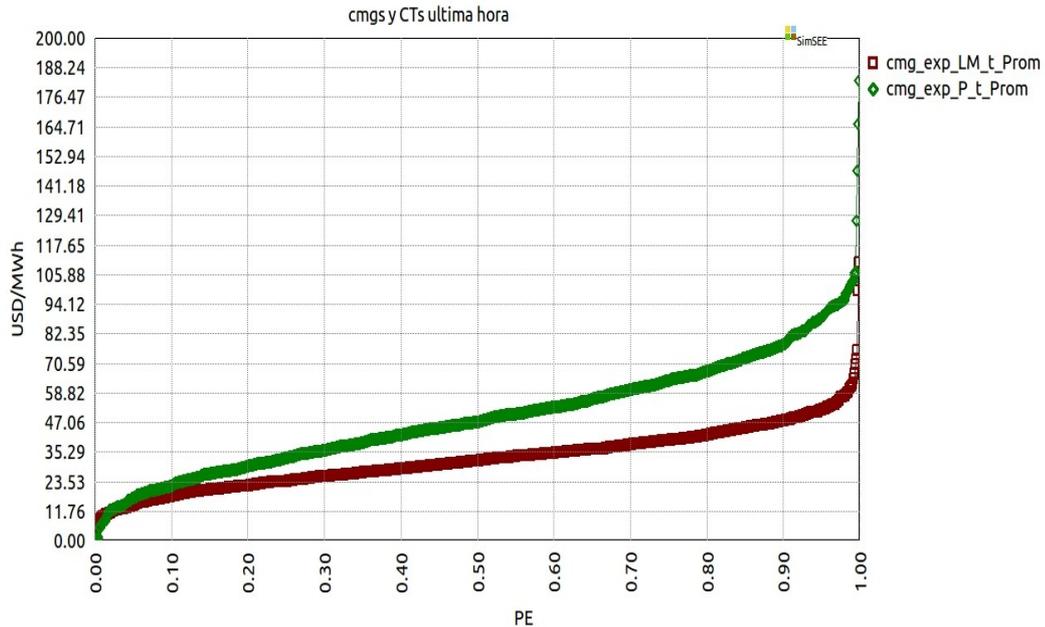


Fig 12: Costo marginal de extracción.

La Fig.13 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.

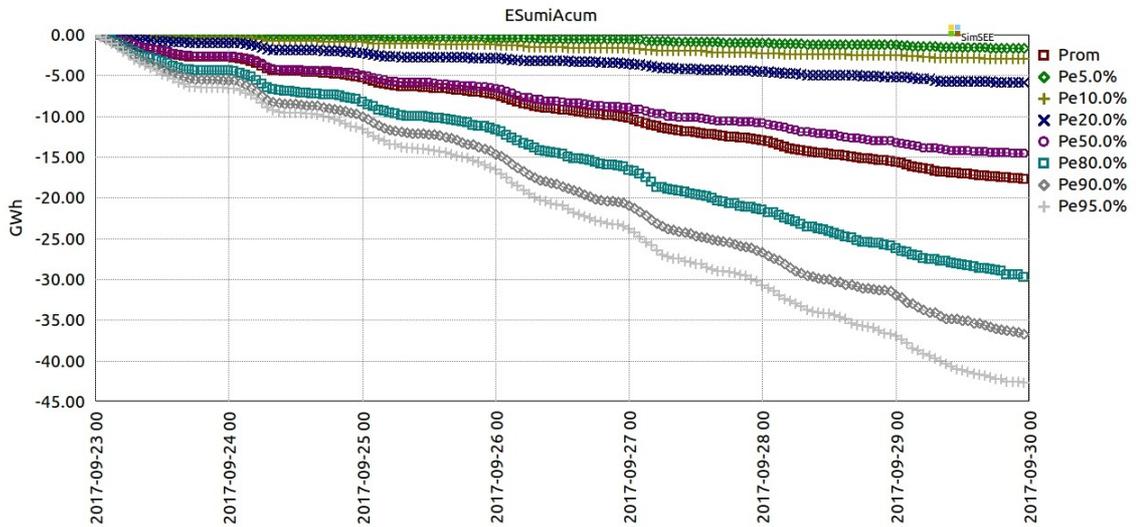


Fig 13: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 14 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación.

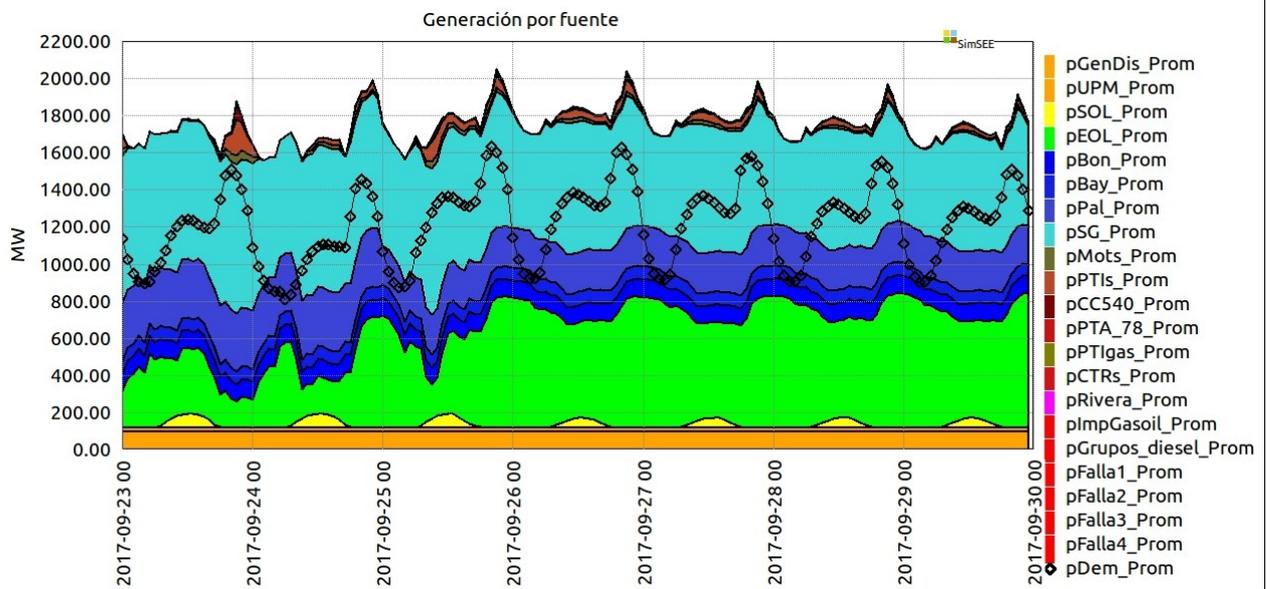


Fig 14: Generación esperada por fuente.