



Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 36/2017 del sábado 2/9 al viernes 08/9 de 2017

Grcia. Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsables: Felipe Palacio y Ruben Chaer.

Participaron por DCU: Omar Guisolfo y Marcos Ribeiro.

30 de agosto de 2017
Montevideo - Uruguay

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable para la semana energética 36 de 2017 (que comienza el sábado 2/9 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 8/9) son de 550 MW promedio para las horas que corresponden a la banda horaria Leve, 500 MW promedio en la banda horaria Media y de 400 MW promedio para las horas correspondientes a carga Pesada de Brasil. El precio mínimo a recibir por esta energía debe ser superior a 21.6 USD/MWh para las bandas horarias Media y Leve y de 41.2 USD/MWh para la banda horaria Pesada. (Valores determinados en base a una confianza 90% del costo marginal).

Adicionalmente a los bloques de energía que se pueden comprometer con seguridad de suministro antes mencionados existe en valor esperado un volumen de 60 GWh que podrían ofrecerse "sin compromiso" de entrega siendo el Precio Recibido mínimo en este caso de "cero".

La situación hidrológica prevista es de vertimiento para todas las centrales del río Negro y aportes del orden de los 6000 m³/s en Salto Grande para la semana 36 (con lluvias previstas, sin lluvias 4900 m³/s datos informados hoy martes 29/8).

Cabe recordar que el jueves 7/9 es el día de la independencia en Brasil.

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

A la fecha existen previsiones de precipitaciones aunque los diferentes modelos difieren fuertemente en cantidad de mm de precipitaciones y ubicación de las mismas.

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 150 m³/s.

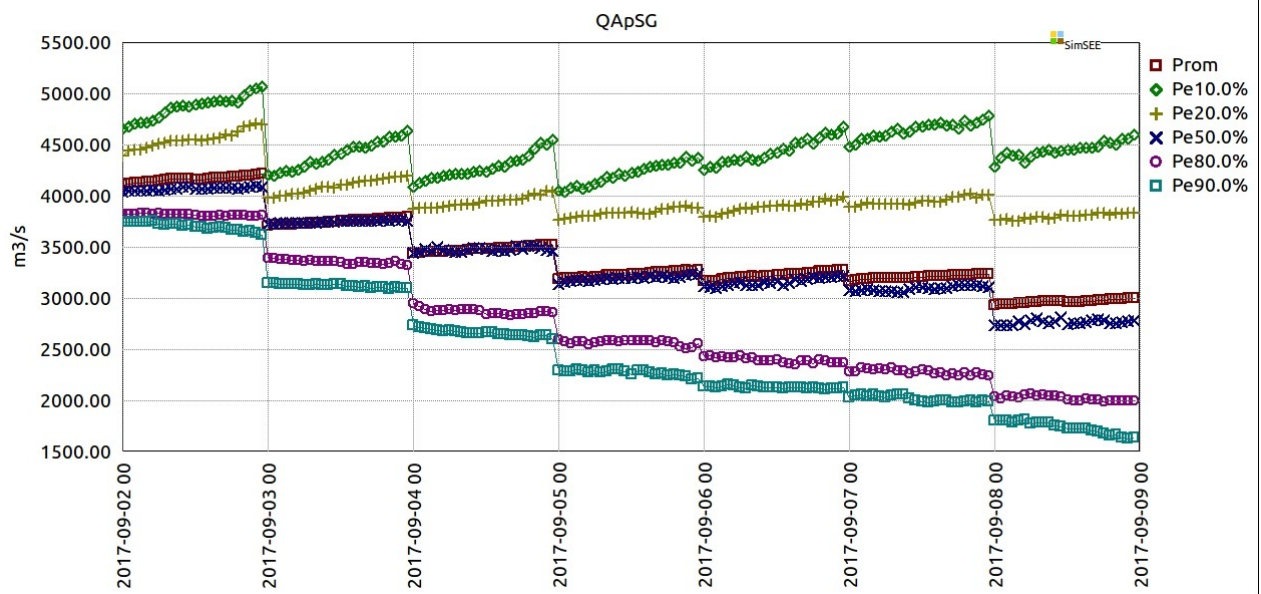


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

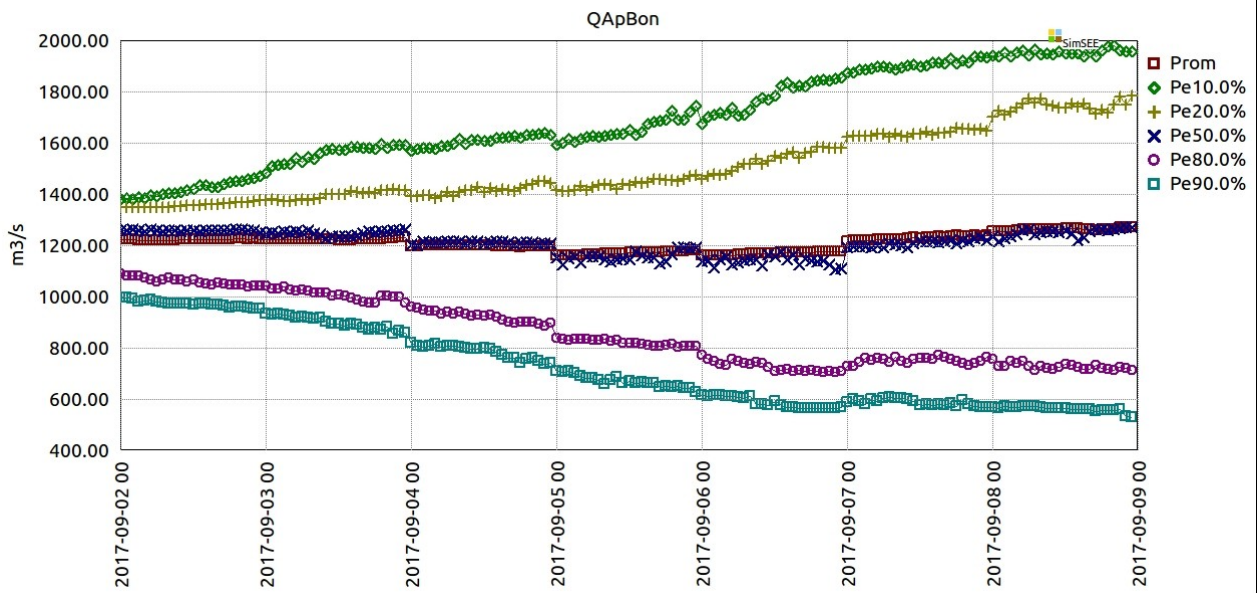


Fig 2: Aportes Bonete

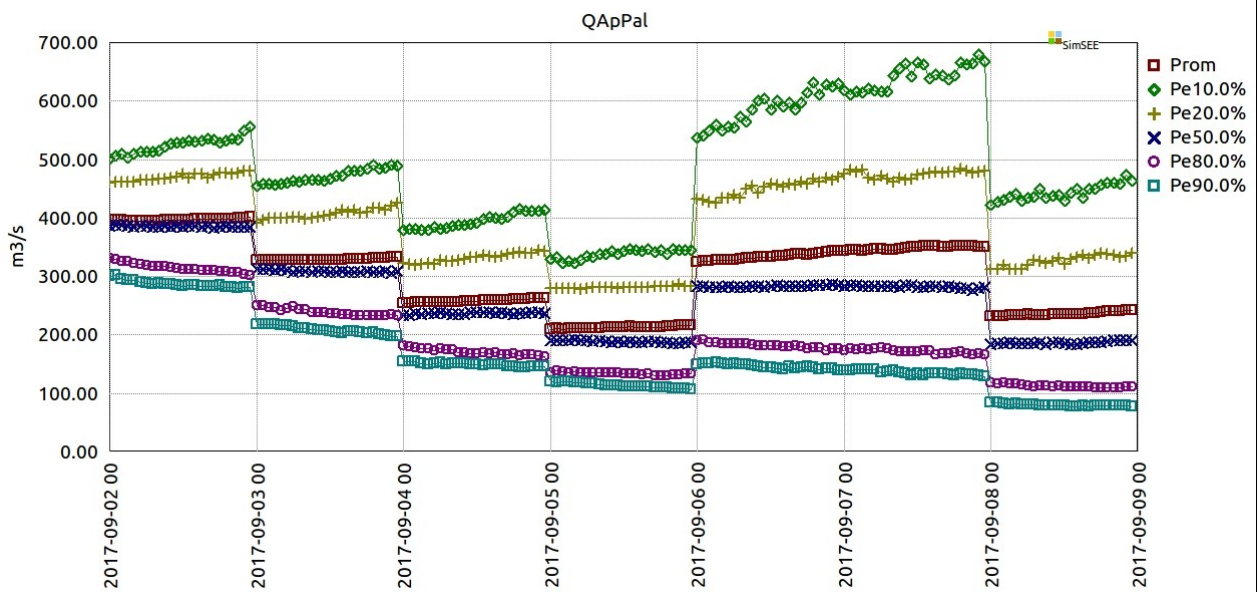


Fig 3: Aportes a Palmar

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 energías esperadas semanales, sus bandas de confianza y el factor de capacidad de la semana son las que se muestran en la tabla 1 según las estimaciones disponibles por el DCU.

Tabla 1: Energía acumulada.

Previsiones de energía acumulada			
Semana 35 (actualizado 22/8)			
Fuente	E. Máxima	E. Esperada	E. Mínima
MTLOG	95,1	81,5	68,5
GH	60,3	47,4	32,5
UTE - RING	109,0	89,8	70,6

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.

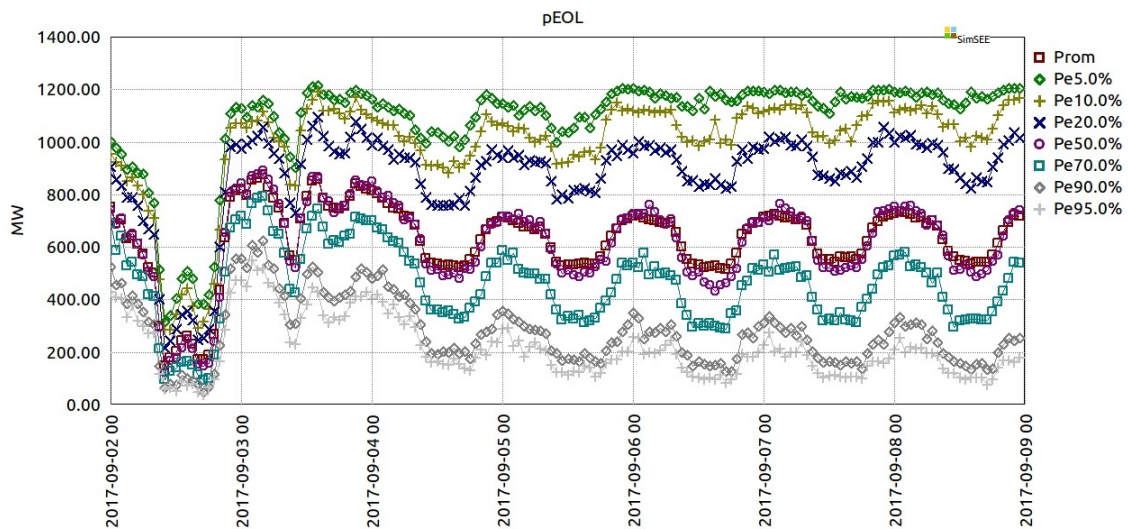


Fig 4: Generación eólica cortes de probabilidad en horas.

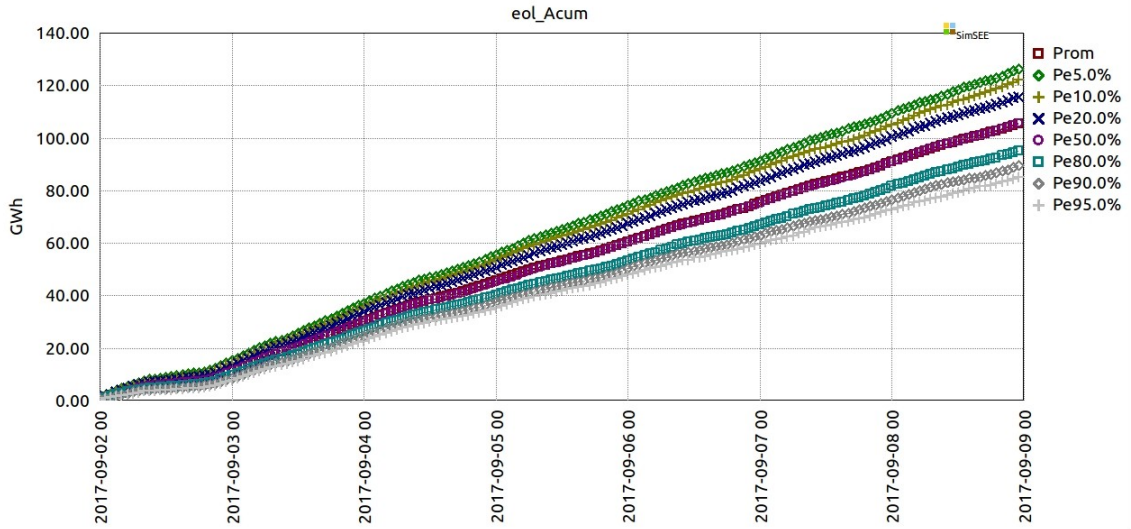


Fig 5: Producción eólica. MWh acumulados desde el inicio de la semana.

1.3. Previsión de demanda eléctrica

Se prevé que la semana actual alcance una demanda del orden de 211 GWh.

La previsión de temperaturas para la semana entrante presenta temperaturas máximas y mínimas del orden de la media anual.

La Fig. 6 muestra la variabilidad que se puede esperar de la temperatura en Montevideo para la semana 36. Como se puede apreciar, la capacidad de pronosticar es limitada con tanta antelación.

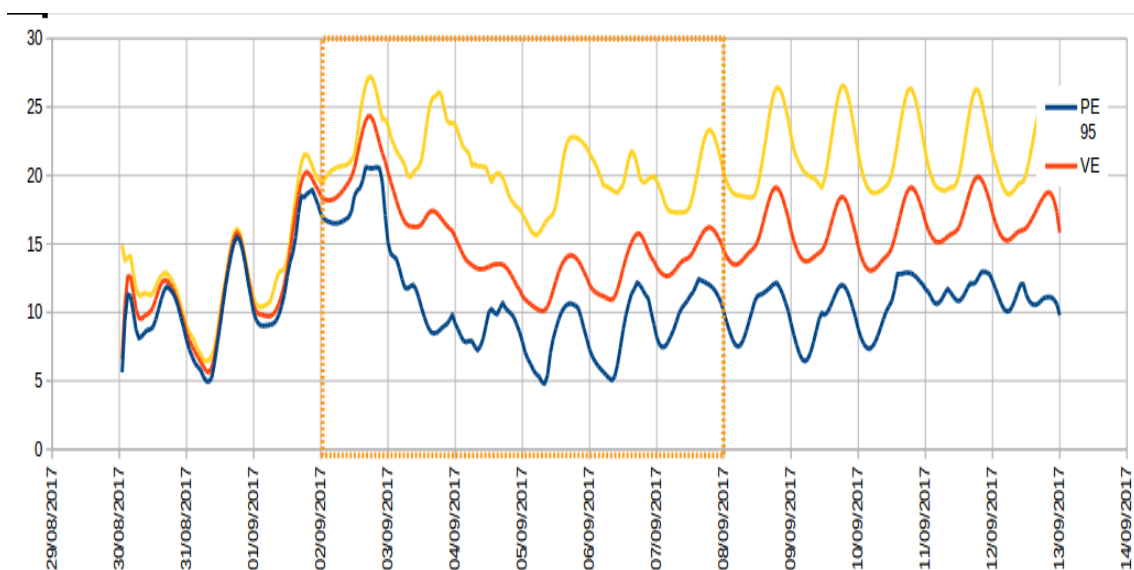


Fig 6: Previsión de temperatura para Montevideo (PE 5%, Valor Esperado y 95%). (Fuente: ensemble gfs)

La Demanda se modeló en base a modelo CEGH elaborado por ADME con separación de la energía del día en 3 banadas 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. 7 muestra la potencia horaria con cortes de probabilidad para las 168 horas de la semana 35.

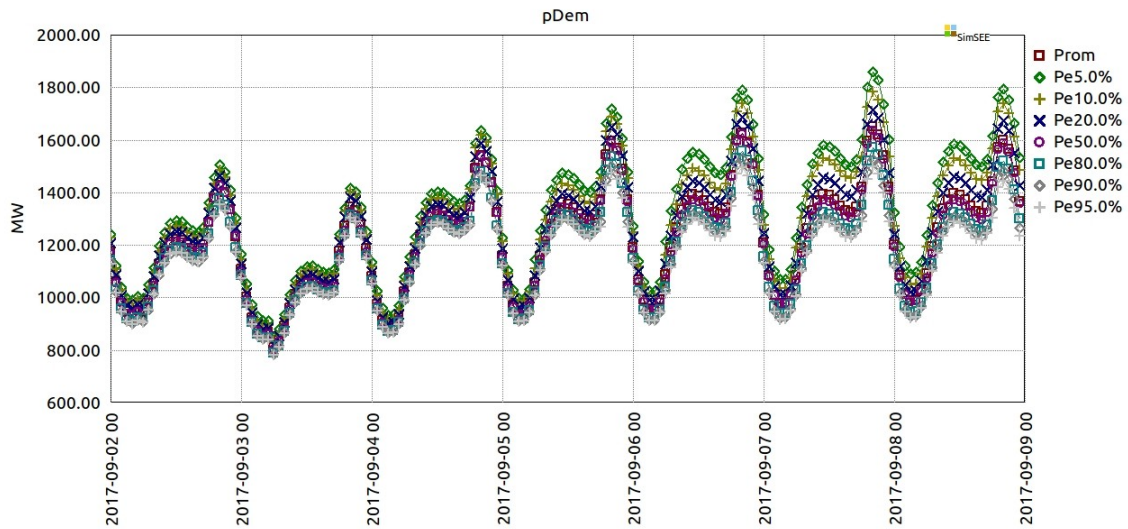


Fig 7: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

Como se muestra en la Fig.8 la energía semanal de la demanda esperada modelada es de 206 GWh pudiendo estar la misma entre 198 y 216 GWh con confianza 90%.

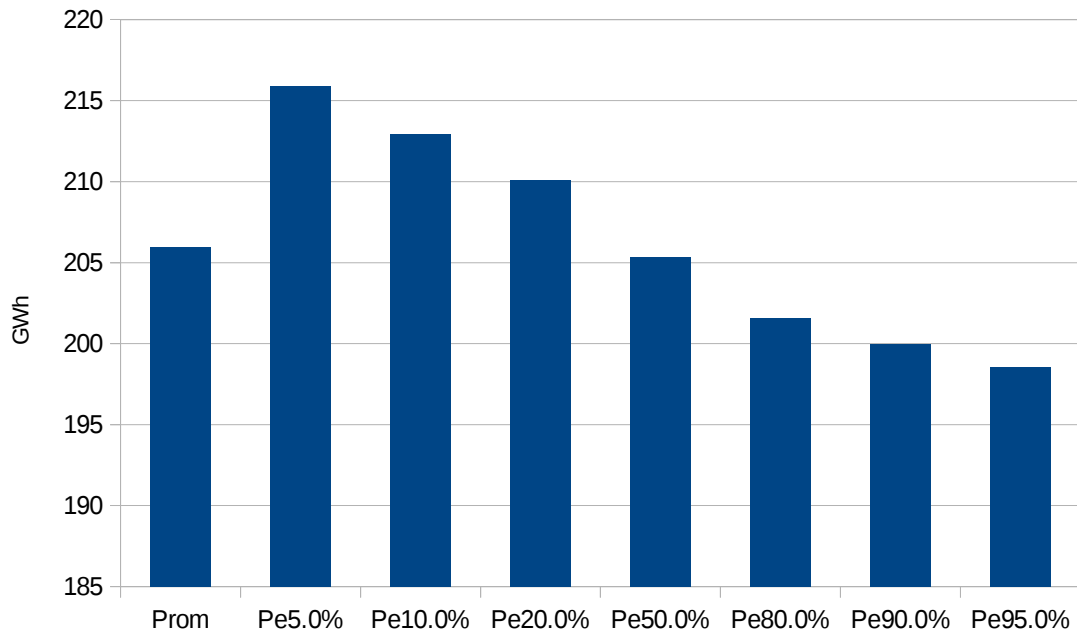


Fig 8: Demanda semanal prevista para la semana.



1.4. Disponibilidades que limiten el intercambio

A la fecha no hay trabajos en la red ni indisponibilidades de unidades generadoras que limiten el intercambio.

1.5. Feriados de Brasil

Cabe recordar que el jueves 7/9 es el día de la independencia en Brasil.

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.

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 inferior a 30 USD/MWh.

Como ejemplo, en la Fig.9 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.

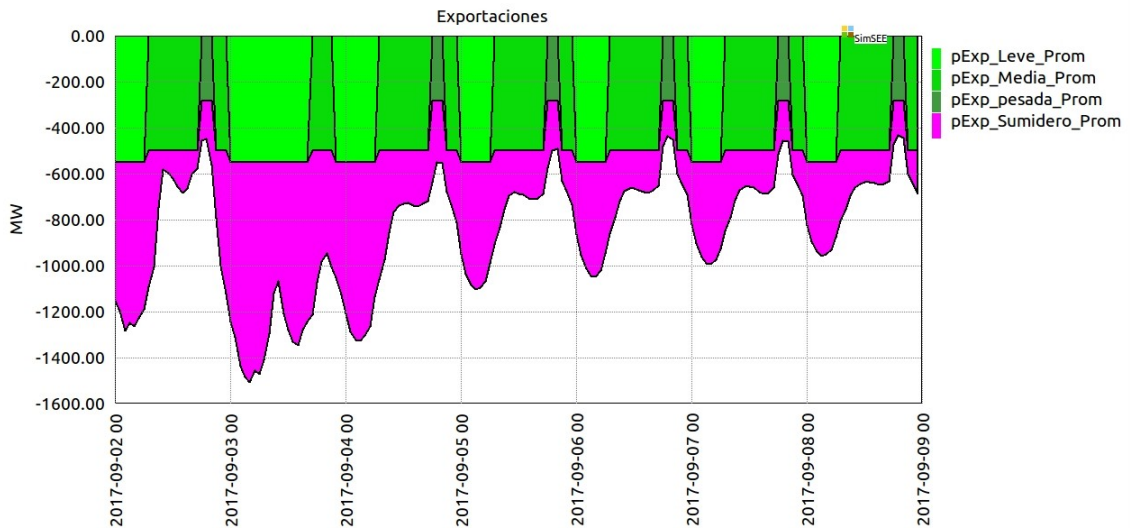


Fig 9: Modelado de la exportación.

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, 500 MW en carga Media y de 400 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.10 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.

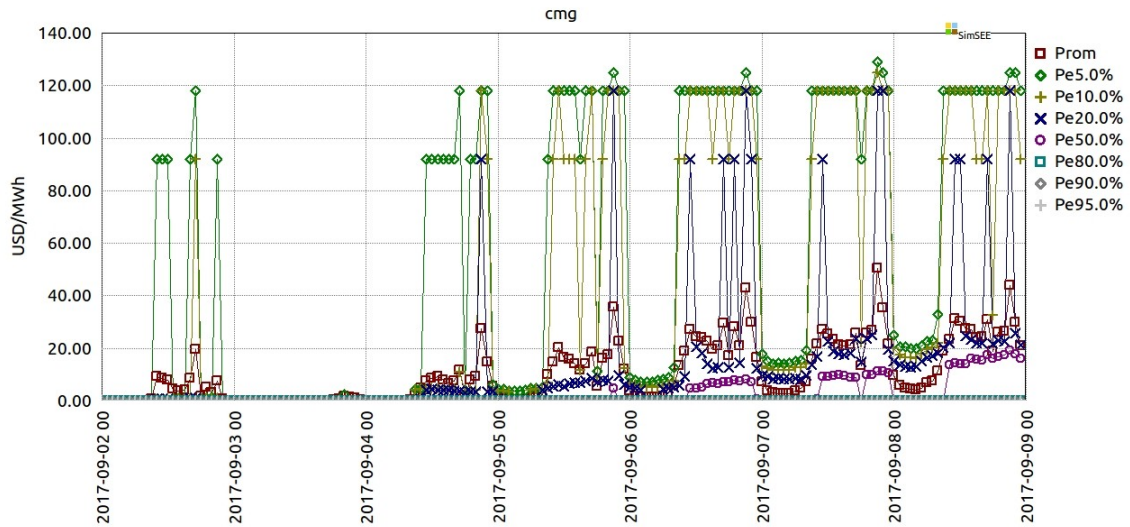


Fig 10: Costo marginal del SIN.

La Fig. 11 muestra el Costo Marginal de Extracción. El valor esperado del CME para la oferta de carga Leve y Media (500 MW) es de 12.4 USD/MWh y 36.5 USD/MWh para el bloque correspondiente a la oferta de Carga Pesada (400 MW).

De la misma figura, se puede determinar que con una confianza de 95% los precios mínimos a recibir por dichos bloques de energía son de 20.5 y 39.2 USD/MWh respectivamente. Si a esto se adiciona un 5% para cubrir pérdidas los precios mínimos de extracción serán 21.6 y 41.2 USD/MWh.

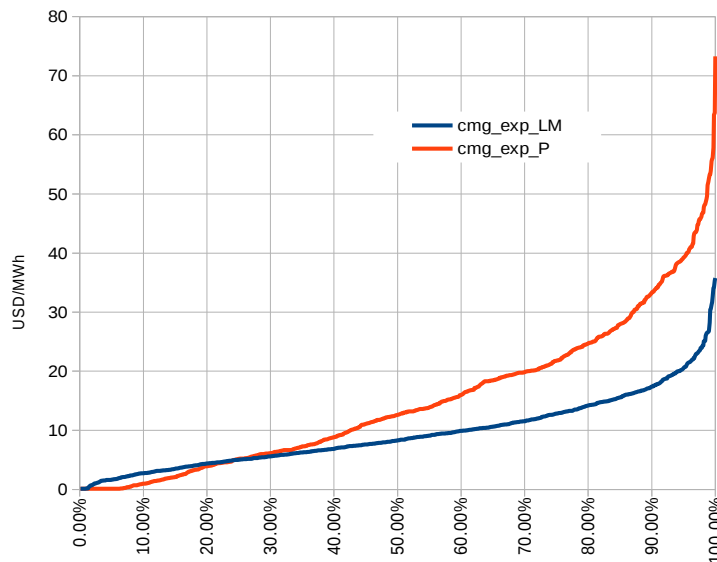


Fig 11: Costo marginal de extracción.

La Fig.12 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana 36 de la suma de excedentes de vertimiento (hidráulico+eólico+solar+biomasa no gestionable) para diferentes cortes de probabilidad y en valor esperado. Como se puede apreciar, para el final de la semana, en valor esperado hay un volumen de 60 GWh que podrían ser ofrecidos sin compromiso de entrega siendo el precio mínimo de extracción en este caso nulo dado que corresponden a vertimientos turbinables.

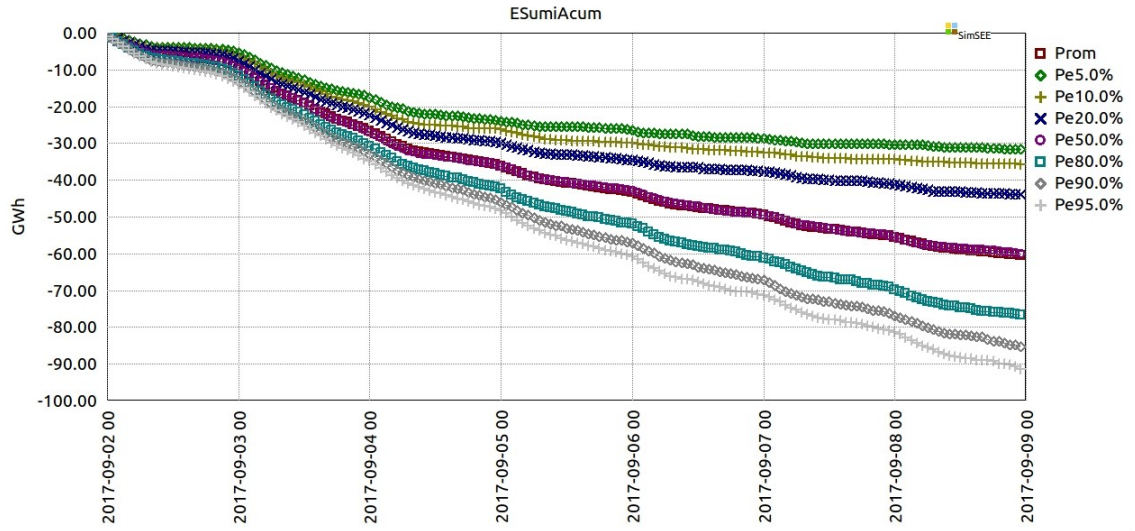


Fig 12: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

3. Situación de Brasil - región SUR.

Solo a los efectos informativos se adjunta esta sección con nuestro análisis (sin ningún compromiso ni responsabilidad) de la situación de Brasil para setiembre.

Tipo de cambio: 3.1421 \$R/USD

http://www.ons.org.br/operacao/programa_mensual_operacao.aspx

<http://www.ons.org.br/operacao/relatorioexecutivoPMO.aspx>

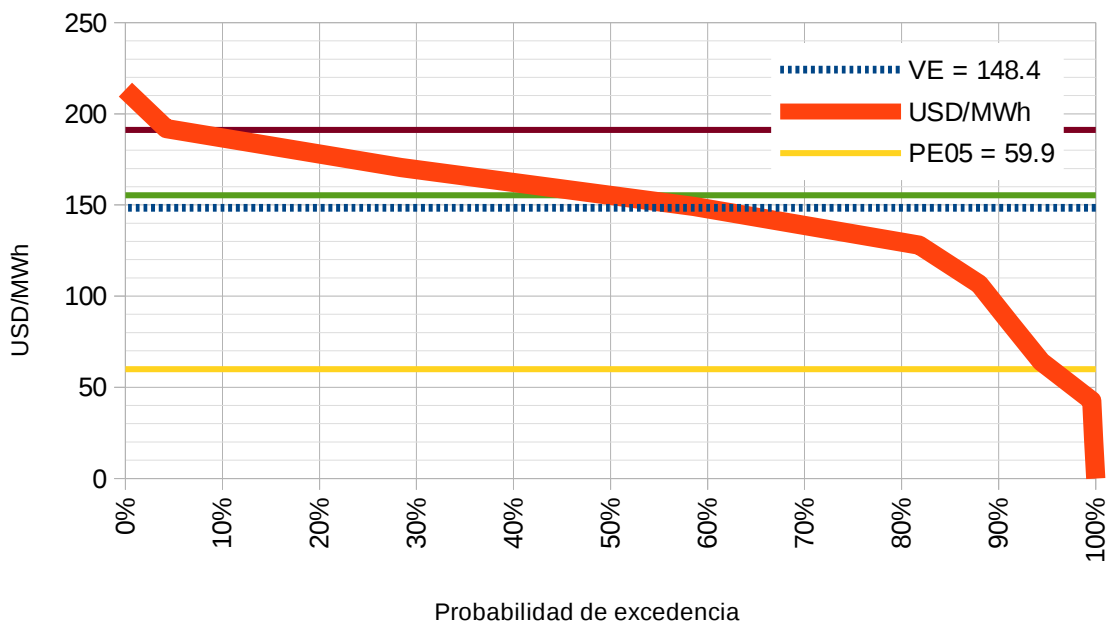


Fig. 1: COM región Brasil-SUL setiembre 2017 en USD/MWh

http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano_2017/M%C3%AAs_08/IPDO-23-08-2017.pdf

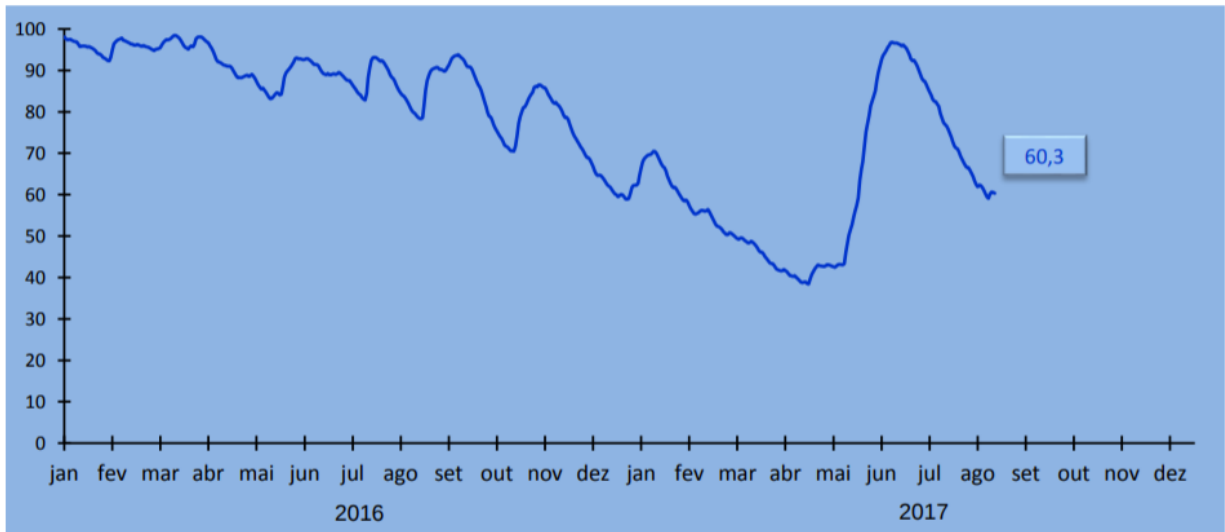


Fig. 2: Energía almacenada Brasil, submercado SUL

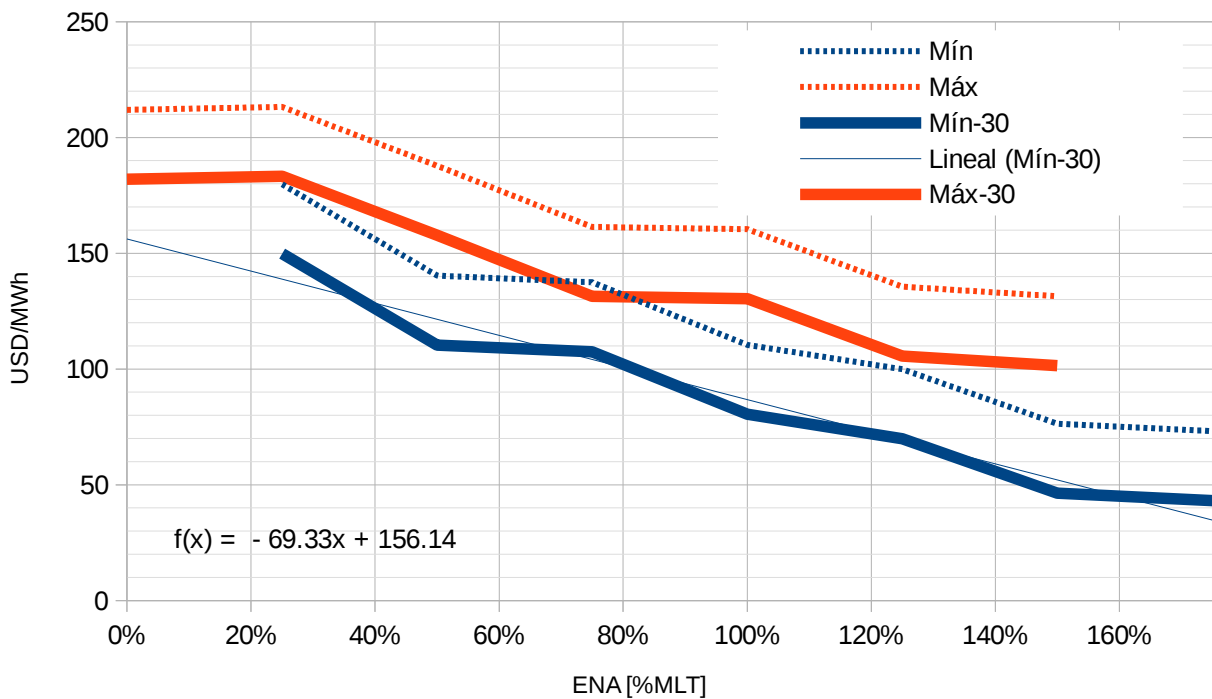


Fig. 3: Variación del CMO y del CMO - 30 según le ENA para Setiembre 2017

Las curvas punteadas en la Fig.3 muestra la banda de costos marginales de la región sur para setiembre en función de las incertidumbres. El valor ENA actual es de 0.75 y dado que hay pocas lluvias para la semana que viene en la cuenca del Uruguay podría suponerse que dicho valor se mantendrá. Dado que a ese CMO hay que restarle 30 USD/MWh (agregados por Eletrobras) para obtener el precio ofertable, el valor 110 USD/MWh parece el Precio Límite. Con una probabilidad muy baja el valor ENA subiría de 0.75 a 0.85 lo que bloquearía ofertas por encima de 90 USD/MWh.