



Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 35/2017 del sábado 26/8 al viernes 01/9 de 2017

Grcia. Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsables por GT&DNC: Lorena Di Chiara, Maria Cristina Alvarez y Ruben Chaer.

Responsables por DC-UTE: Marcos Ribeiro, Omar Guisolfo y Pablo Vogel.

22 de agosto de 2017
Montevideo - Uruguay

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable para la semana energética 35 de 2017 (que comienza el 26/8 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día 01/9) 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 27 USD/MWh para las bandas horarias Media y Leve y de 74.5 USD/MWh para la banda horaria Pesada.

Adicionalmente a los bloques de energía que se pueden comprometer con seguridad de suministro antes mencionados existe en valor esperado un volumen de 33 GWh que podrían ofrecerse "sin compromiso" de entrega siendo el Precio Recibido mínimo en este caso de "cero".

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.

La situación hidrológica prevista es de vertimiento para las centrales del río Negro y aportes del orden de los 7800 m³/s en Salto Grande para la semana 35 (con lluvias previstas, sin lluvias 4800 m³/s datos informados hoy martes 22/8).

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 promedios de aportes utilizados son:

- Terra, 400 m³/s (UTE)
- Palmar, 35 m³/s (UTE)
- Salto Grande, 4400 m³/s (CTM)

Considerando una exportación similar a la de la presente semana las cotas finales de la presente semana son cercanas a las de vertimiento.

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 35/17 son las que se muestran en la tabla 1

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. 1 y 2 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.

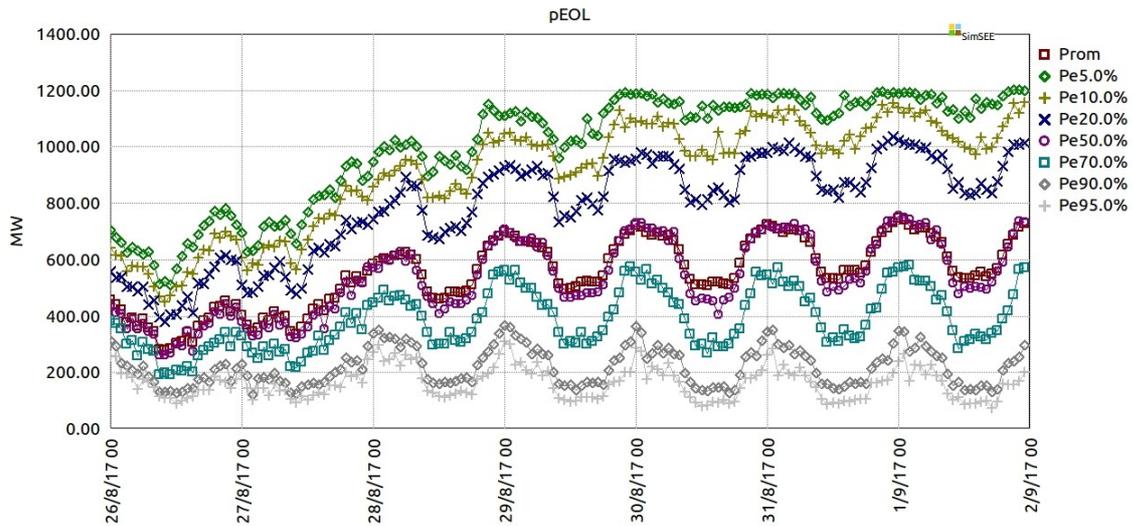


Fig 1: Generación eólica cortes de probabilidad en horas.

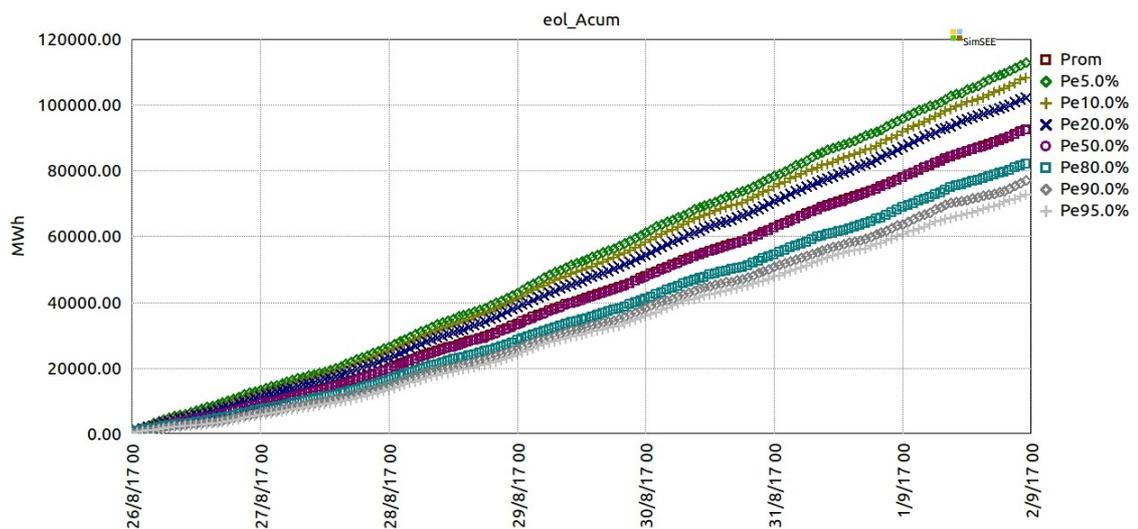


Fig 2: Producción eólica. MWh acumulados desde el inicio de la semana.

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 del orden de la media anual y mínimas por encima de la media.

La Fig. 3 muestra la variabilidad que se puede esperar de la temperatura en Montevideo para la semana 35. Como se puede apreciar, la capacidad de pronosticar es limitada con tanta antelación.

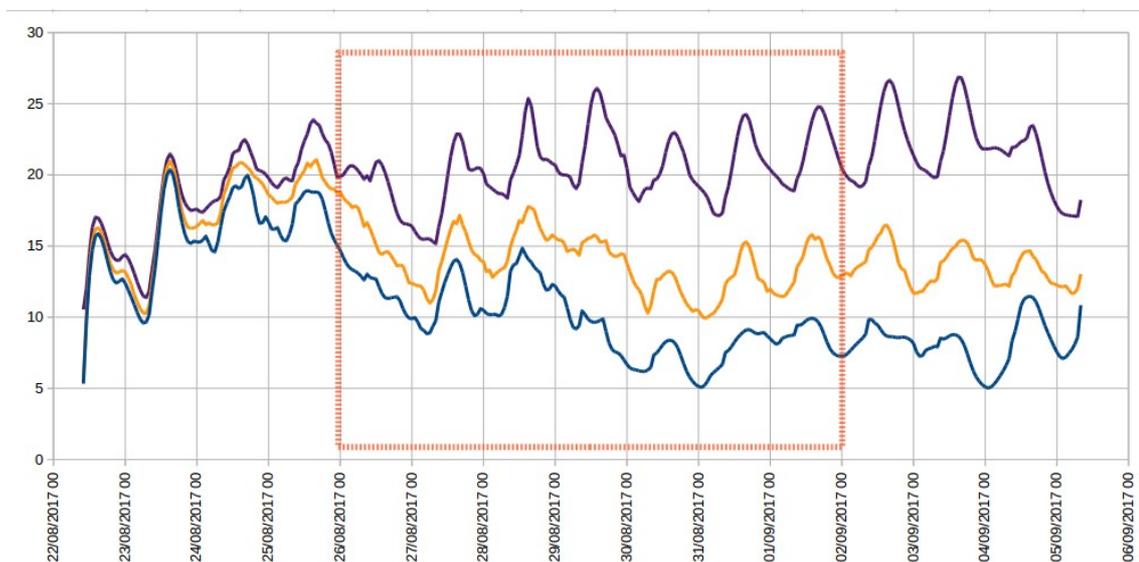


Fig 3: Previsión de temperatura para Montevideo (PE 5%, 50% y 95%). (Fuente: ensemble gfs)

La Fig. 4 muestra la potencia horaria con cortes de probabilidad para las 168 horas de la semana 35.

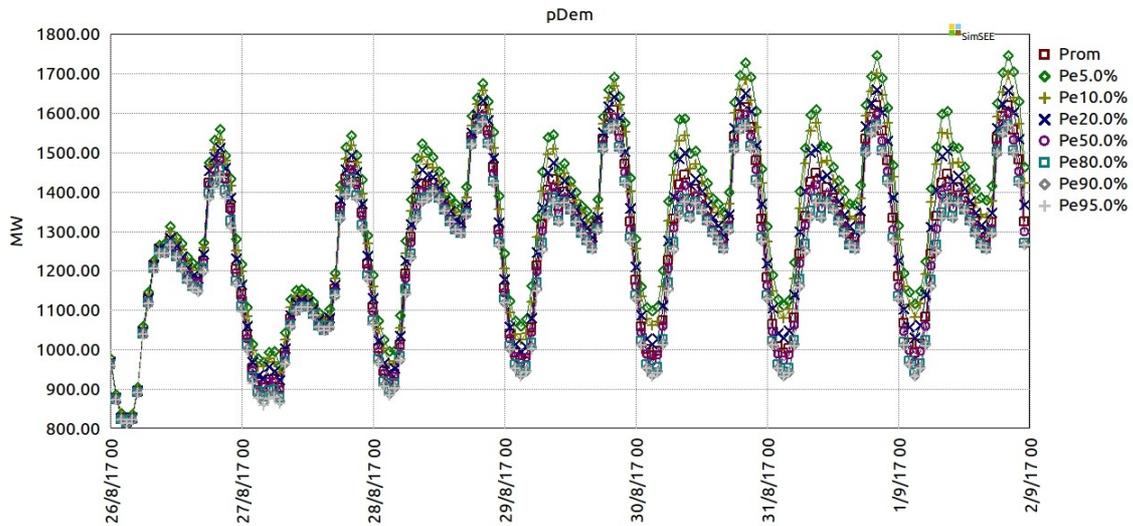


Fig 4: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

Como se muestra en la Fig.5 la energía semanal de la demanda esperada modelada es de 212 GWh pudiendo estar la misma entre 208 y 220 GWh con confianza 90%.

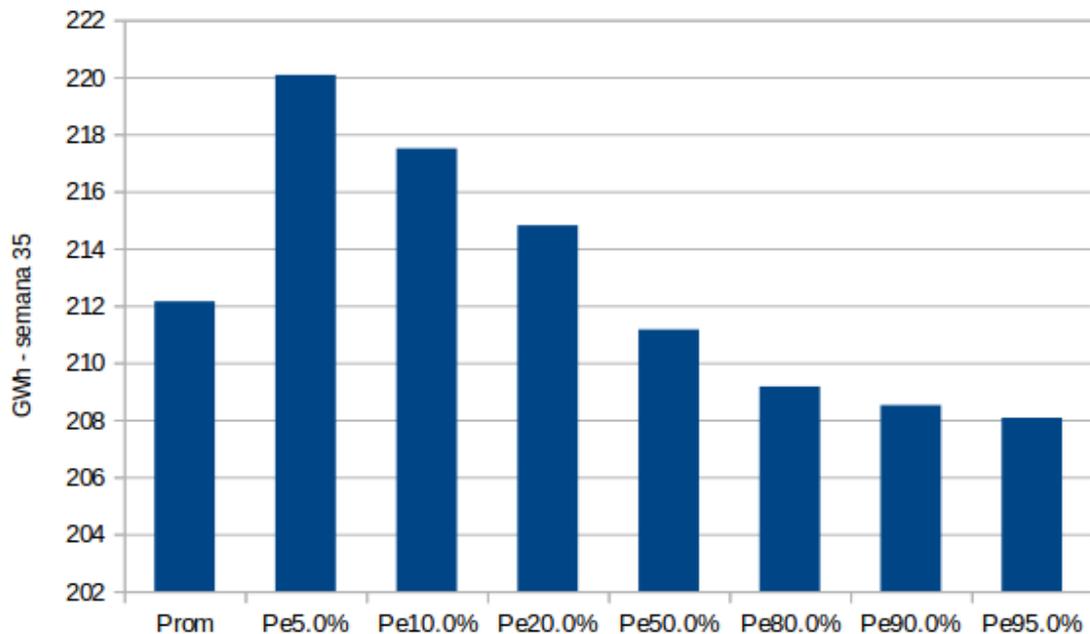


Fig 5: Demanda semanal prevista para la semana 35.



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

No hay previstos feriados en Brasil.

1.6. Metodología

Las simulaciones se realizaron con sala de paso horario, con representación estocástica de Aportes, 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

Horizonte de Optimización: 22/8/2017 a 2/9/2017

Horizonte de Simulación: 22/8/2017 a 2/9/2017

La configuración anterior implica que se carga en la sala el Estado del SIN al día 22 de agosto.

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.6 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.

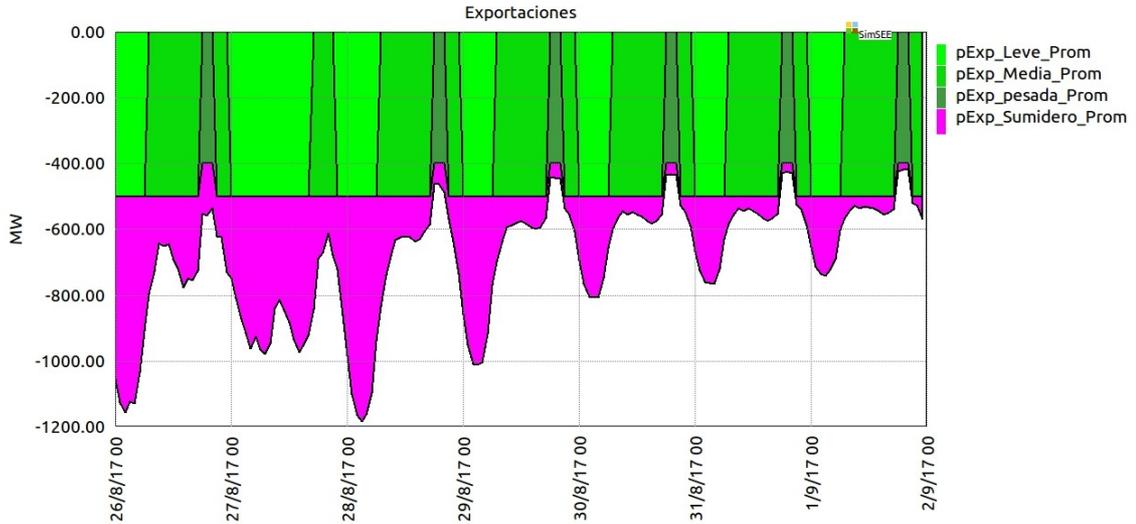


Fig 6: Modelado de la exportación.

1.7. Representación de la variabilidad de los aportes hidráulicos.

Las Fig. 7, 8 y 9 muestran las trayectorias de 50% de probabilidad de los aportes diarios a las represas de Salto, Palmar y Bonete respectivamente.

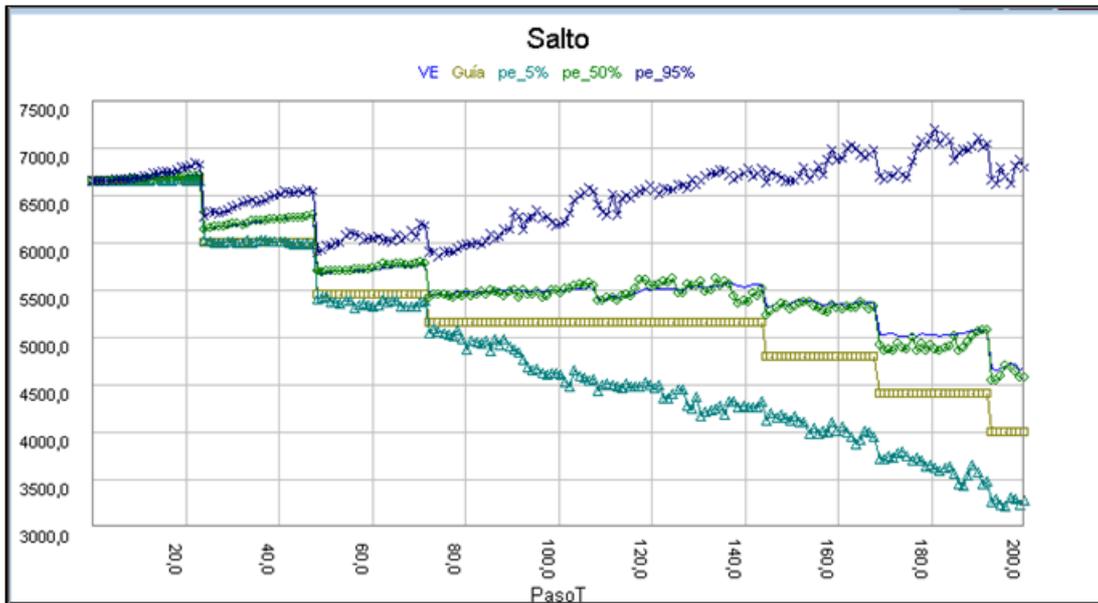


Fig 7: Aportes Salto Grande (50%) iniciando a la hora 0 el día 22/8

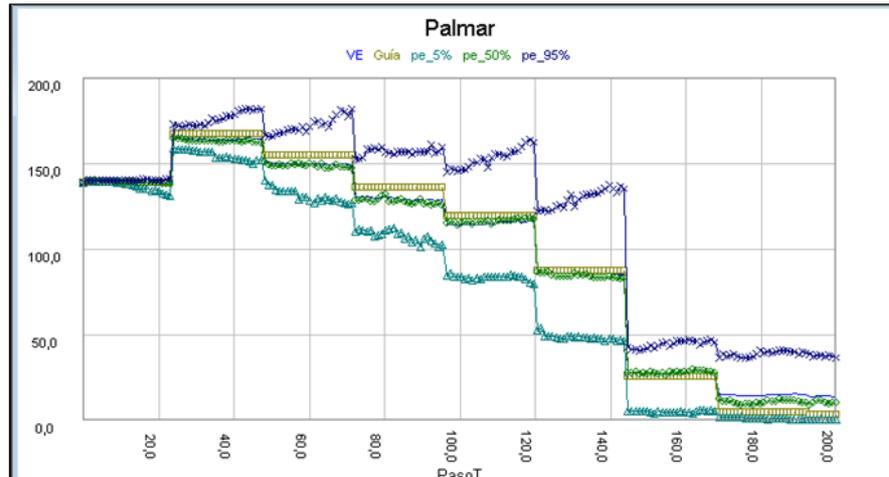


Fig 8: Aportes Palmar iniciando a la hora 0 del 22/8

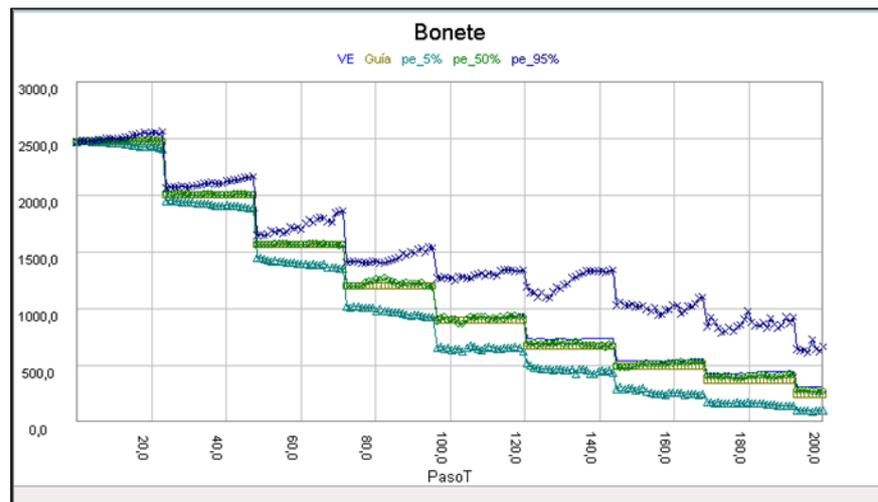


Fig 9: Aportes bonete iniciando a la hora 0 del 22/8

2. Resultados

De los 13 casos analizados (diferentes niveles de potencia) se muestran los resultados correspondientes a una potencia de exportación de 500 MW en carga Leve y Media y de 400 MW en carga Pesada.

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.

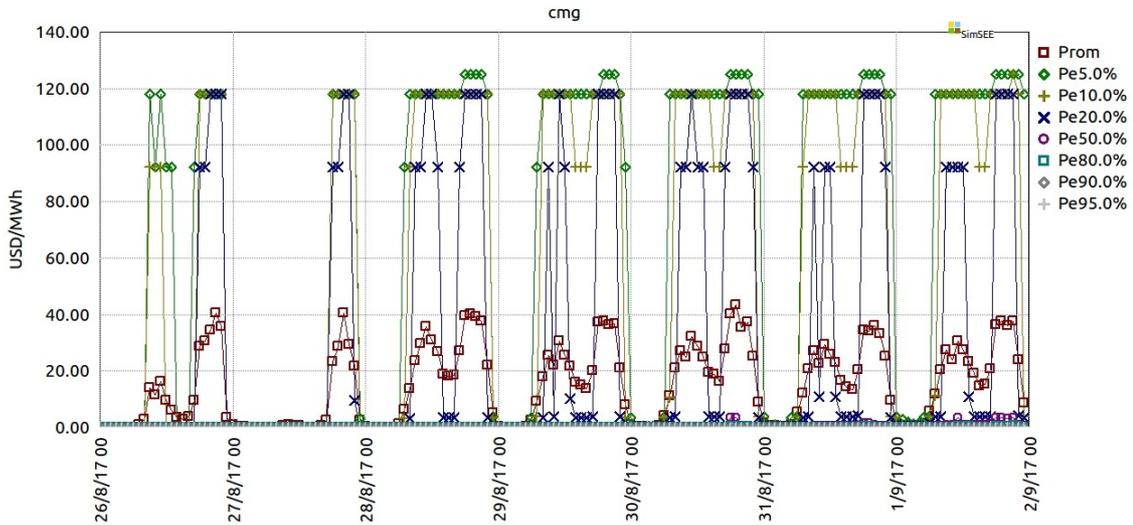


Fig 10: Costo marginal del SIN.

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 25.5 y 71 USD/MWh respectivamente. Si a esto se adiciona un 5% para cubrir pérdidas los precios mínimos de extracción serán 27 y 74.5 USDMWh.

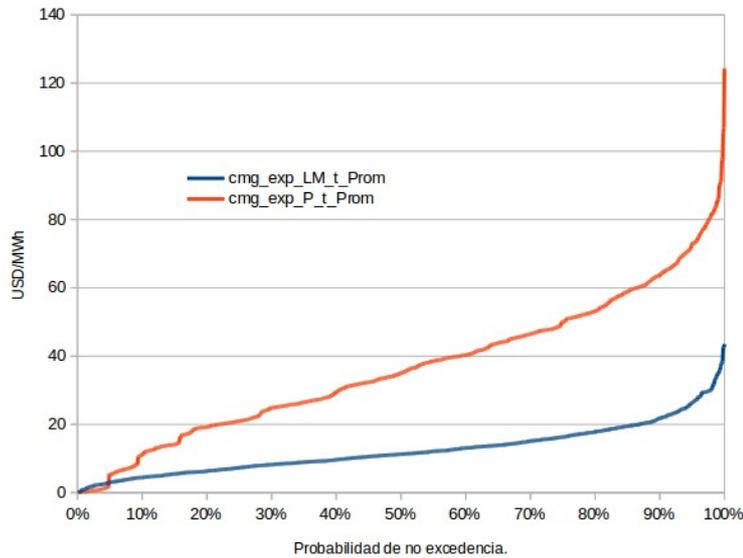


Fig 11: Costo marginal de extracción.

La Fig.12 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana 35 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 32 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.

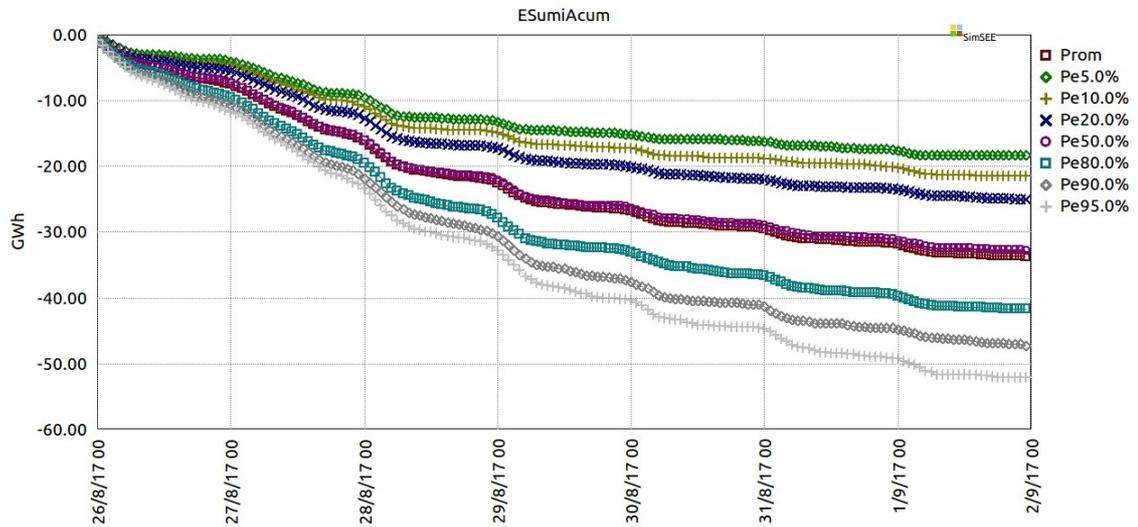


Fig 12: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.