

Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 34/2017 del sábado 19/8 al viernes 25/8 de 2017

Grcia. Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsables por GT&DNC: Felipe Palacio, Pablo Soubes y Ruben Chaer.

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

16 de agosto de 2017

Montevideo - Uruguay

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable para la semana energética 34 de 2017 (que comienza el 19/8 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día 25/8) son de 500 MW promedio para las horas que corresponden a las bandas horarias Media y Leve de Brasil y de 300 MW promedio para las horas correspondientes a carga Pesada. El precio mínimo a recibir por esta energía (en frontera y reducido en 5% para contemplar pérdidas) debe ser superior a 15 USD/MWh para las bandas horarias Media y Leve y de 25 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 56.3 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 7000 m³/s en Salto Grande para la semana 34.

2. Principales hipótesis.

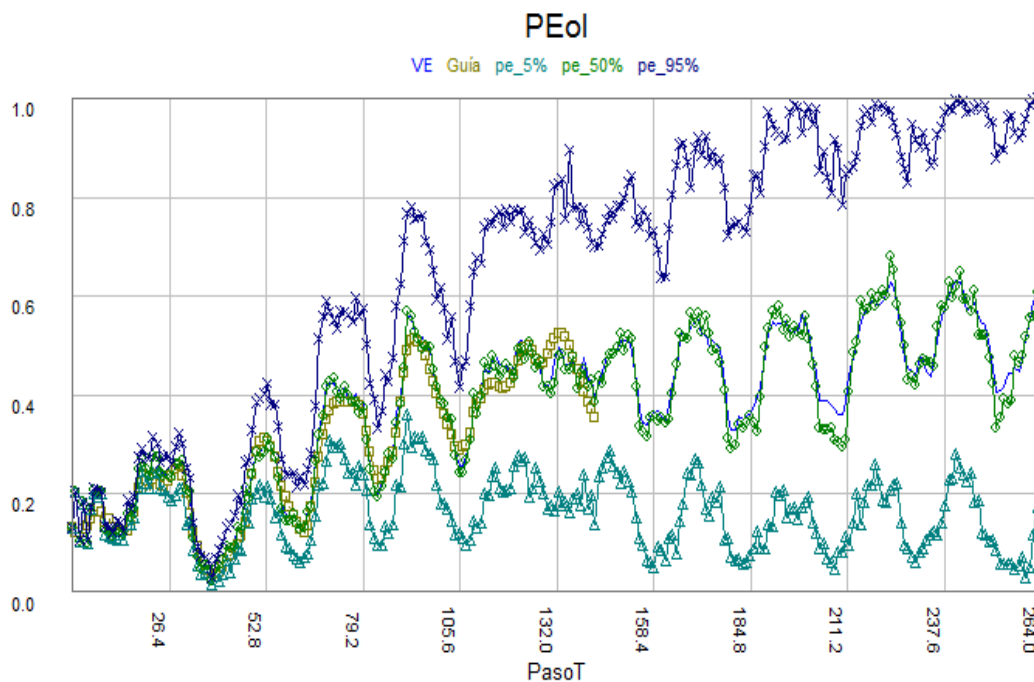
Aportes

A la fecha no existen previsiones de precipitaciones de relevancia para la próxima semana y por tanto se utilizan los aportes calculados sin lluvias previstas para el río Negro y con lluvias para Salto Grande, los promedios de aportes utilizados son:

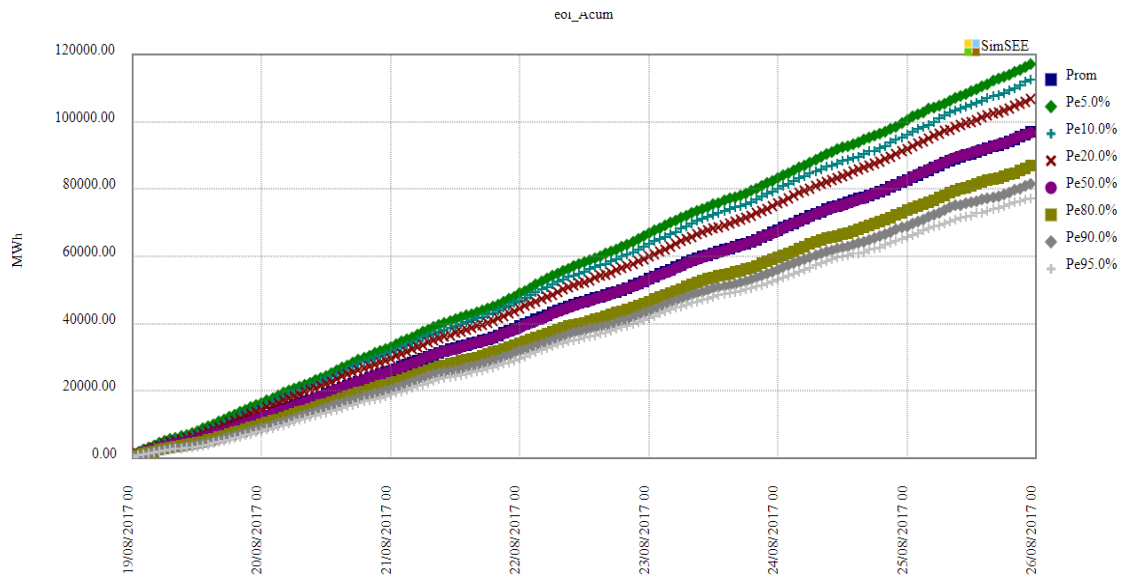
- Terra, 2400 m³/s (UTE)
- Palmar, 25 m³/s (UTE)
- Salto Grande, 7000 m³/s (CTM)

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. La figura siguiente muestra la generación eólica en por unidad de la potencia instalada a partir del día 15/8/17 y hasta la última hora del día viernes 25/8/17.

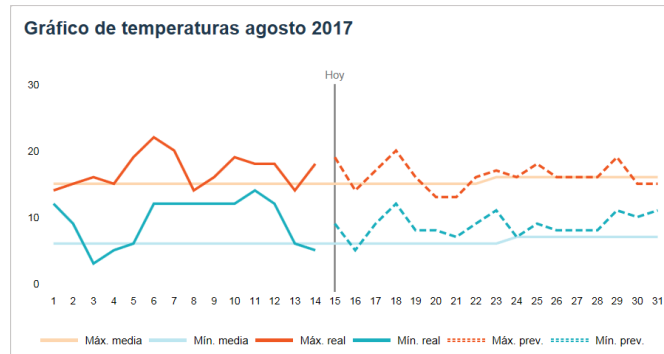


La siguiente figura muestra el acumulado de energía eólica en la semana 34 con sus bandas de confianza.



Previsión de demanda eléctrica

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 demanda esperada según los modelos utilizados es de 213 GWh, cabe destacar que el viernes de la semana 34 por ser 24 de agosto presenta una demanda particular.

Se prevé que la semana actual alcance una demanda del orden de 217 GWh.

Trabajos previstos que limiten el intercambio

Brasil solicitó la indisponibilidad de ambas convertidoras por trabajos en la estación Presidente Medici desde el 20 al 21/8

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 no se consideró aleatoriedad en la Demanda de Uruguay aunque se inyecta un ruido de 3% no correlacionado con la temperatura solo a los efectos de modelar requerimientos de potencias adicionales).

Valores de Mediano plazo considerando modelo de exportación a Brasil
M30D30

Horizonte de Optimización: 15/8/2017 a 26/8/2017

Horizonte de Simulación: 15/8/2017 a 26/8/2017

La configuración anterior implica que se carga en la sala el Estado del SIN al día 15 de agosto.

Los escenarios de exportaciones a Brasil se modelan como se muestra en la Fig.1 donde 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. La exportación se representa en SimSEE como extracciones del sistema y por eso el signo negativo. Adicionalmente se corrieron casos con 500 MW en carga leve y media con 200/300 MW en carga pesada.

Escenarios de exportación para corridas de modelo			
Caso	leve	media	pesada
1	0	0	0
2	50	50	50
3	100	100	50
4	150	150	50
5	200	200	50
6	250	250	50
7	300	300	50
8	400	400	50
9	500	500	100

Figura 1 - potencias por Patamar y por escenario

Se muestra el valor esperado de lo que llamamos "Sumidero" que corresponde a los vertimientos turbinales esperados para la semana. Figura 3.

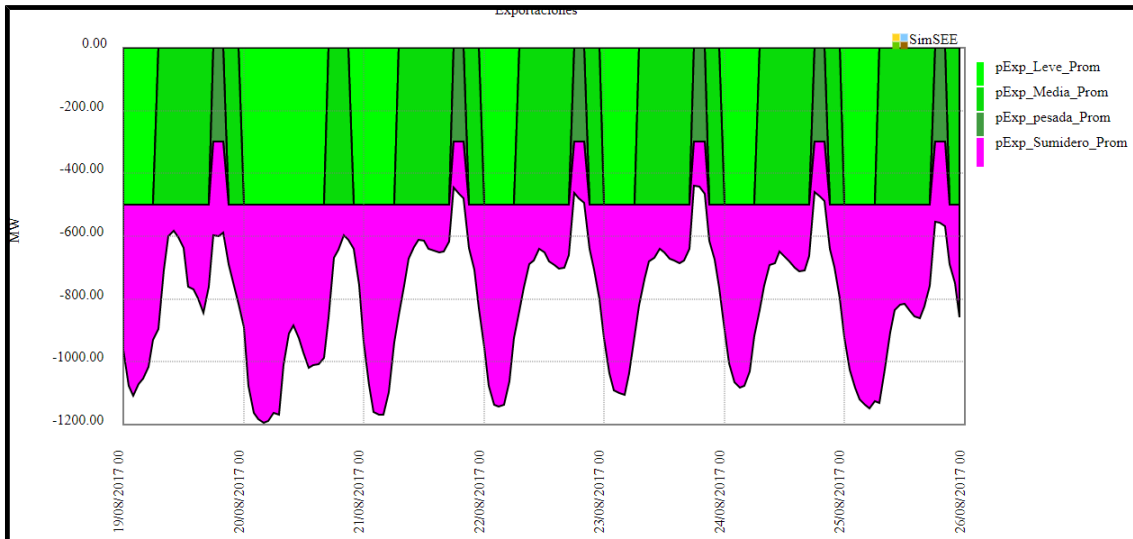


Figura 3 - Sumidero para el caso de 500 - 500 -300 MW

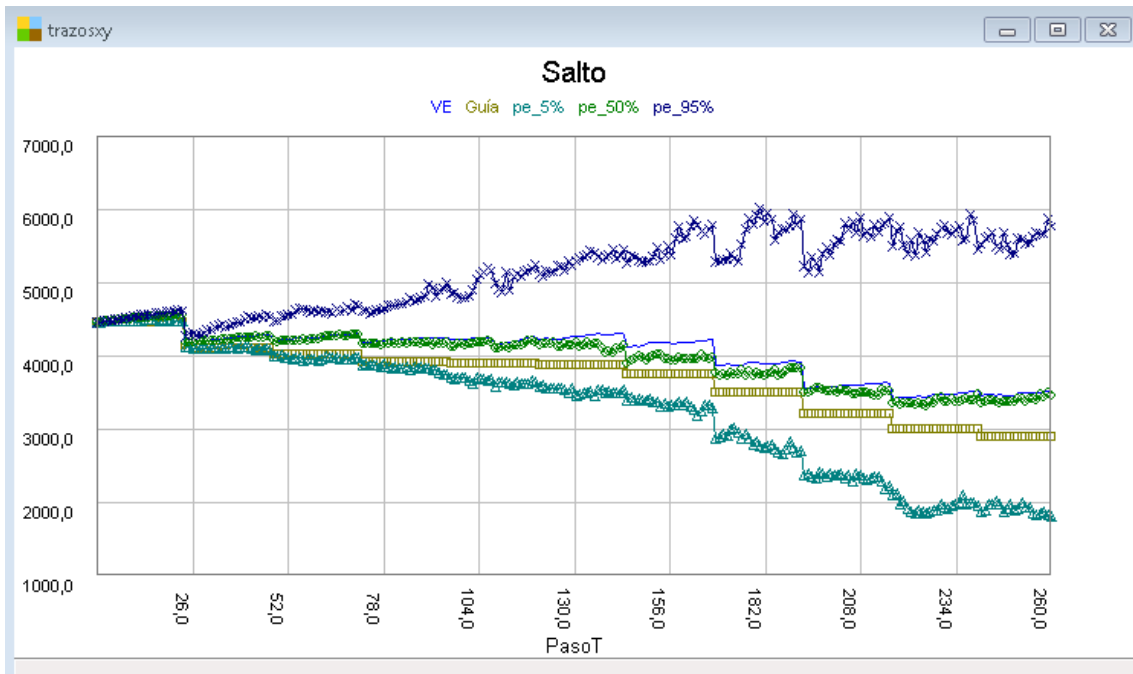


Fig. 4: Aportes Salto Grande (50%) iniciando a la hora 0 el día 15/8

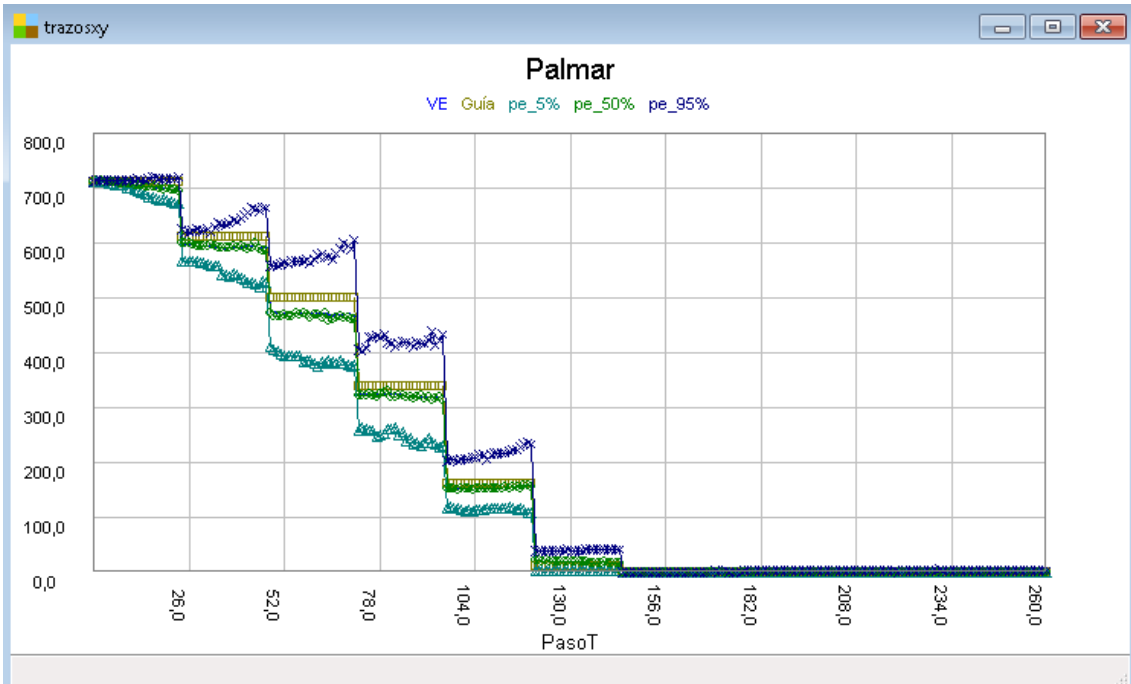


Fig. 5: Aportes Palmar iniciando a la hora 0 del 15/8

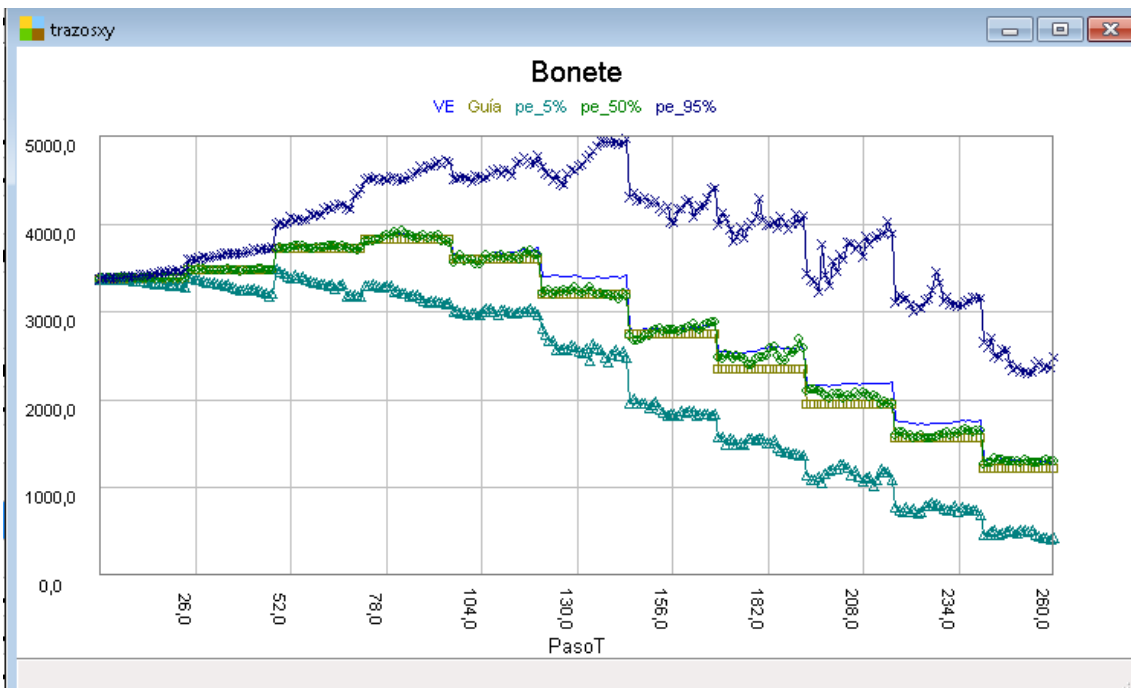


Fig. 6: Aportes bonete iniciando a la hora 0 del 15/8

Resultados

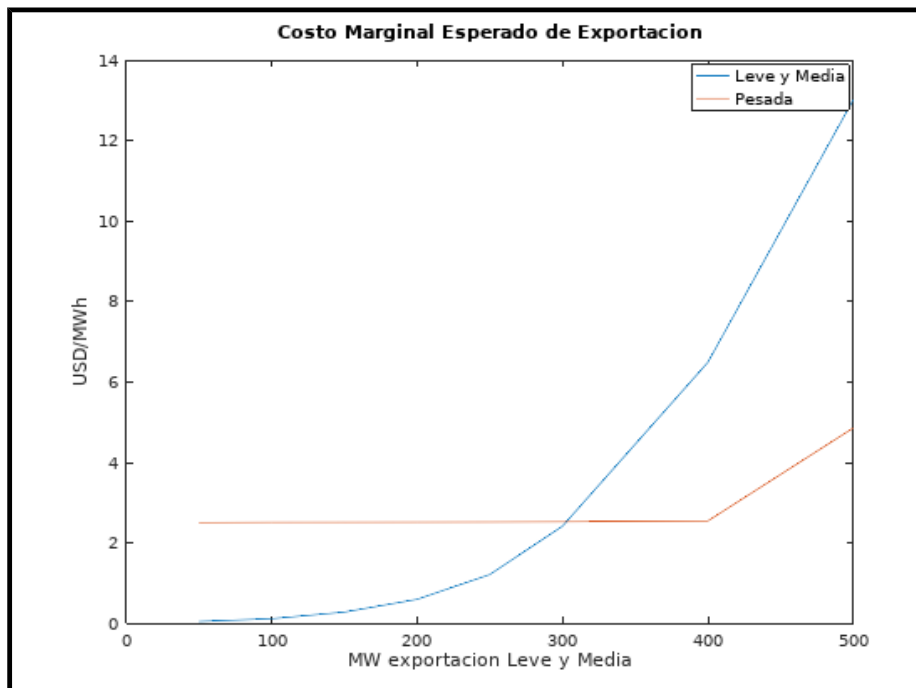
Se simularon 1000 crónicas para cada uno de los 10 diferentes niveles de exportación considerados y se calcularon dos indicadores a los efectos de suministrar la información necesaria para determinar la oferta.

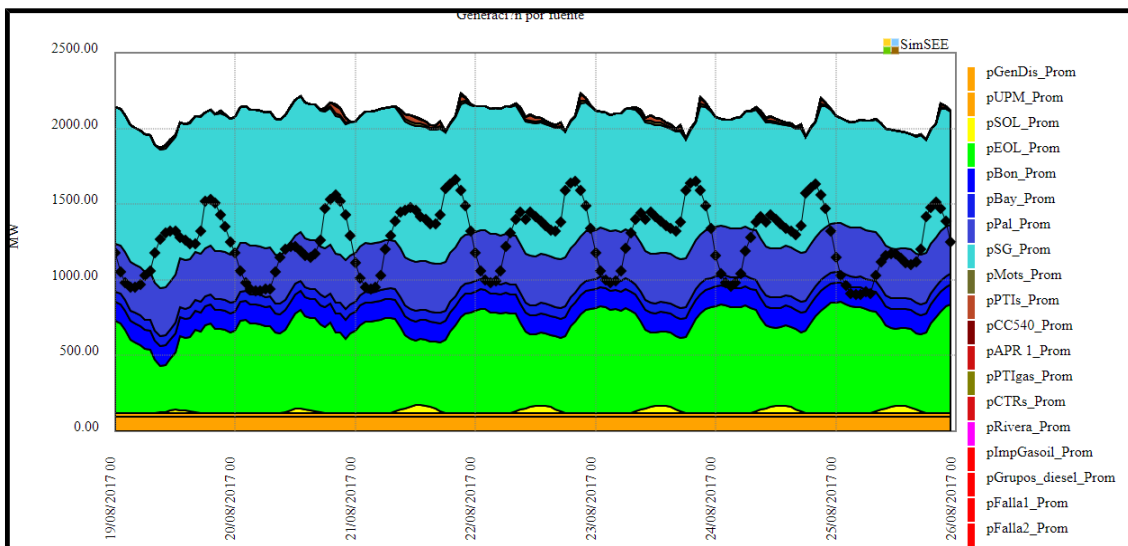
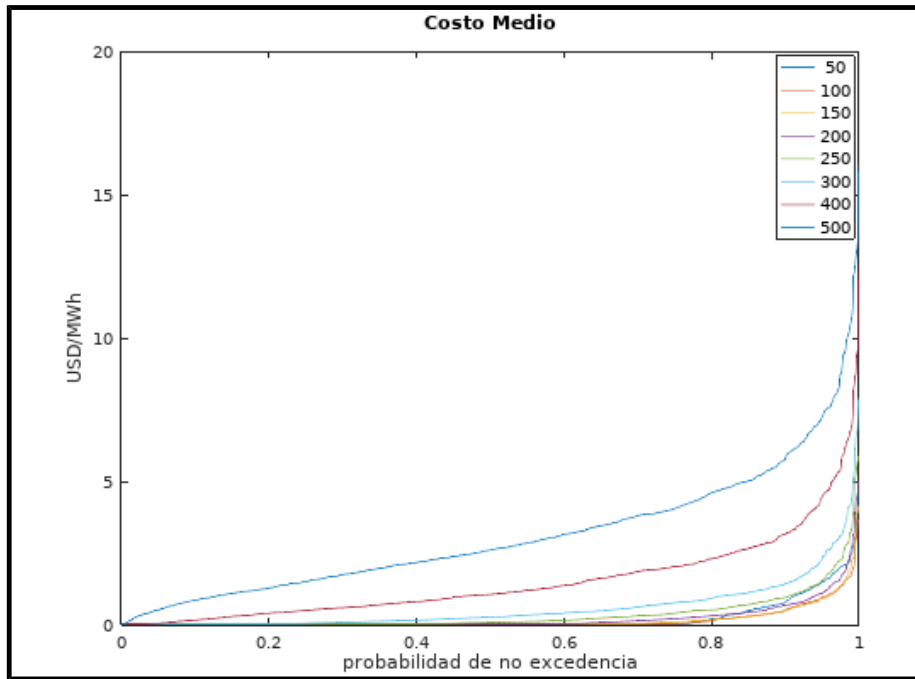
De los casos donde se estudia la sensibilidad a la oferta en el pico de potencia se anexan las curvas de costo marginal a los efectos de detectar el despacho de falla.

Indicador 1: Costo Marginal de cada Exportación: Corresponde a calcular para cada exportación el costo de compra de la correspondiente energía al costo marginal del sistema. Se entiende que este indicador debe ser el usado para determinar el volumen exportable comparando este indicador con el PRECIO RECIBIDO (Precio en Frontera menos un 5% para contemplar las pérdidas). Ver figuras.

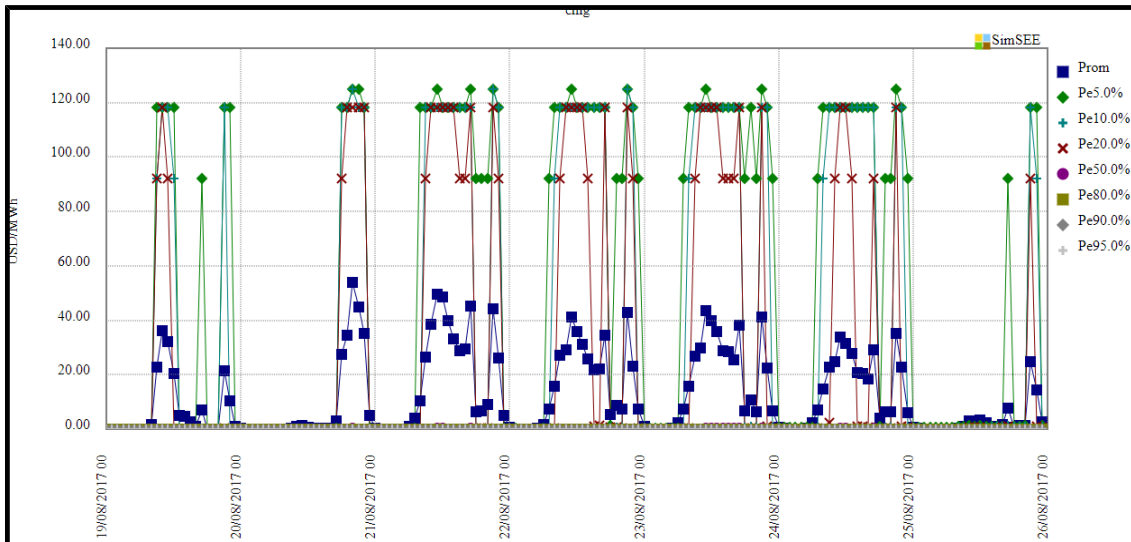
Indicador 2: Costo Medio de Extracción: Corresponde al aumento del costo total (en la semana crónica a crónica) del costo operativo más el costo futuro del estado final del SIN entre el caso sin exportación y con cada nivel de exportación, dividido el total de energía exportada a Brasil. Este indicador sirve para evaluar el riesgo de costos de suministrar la exportación.

Casos con 100 MW en pico



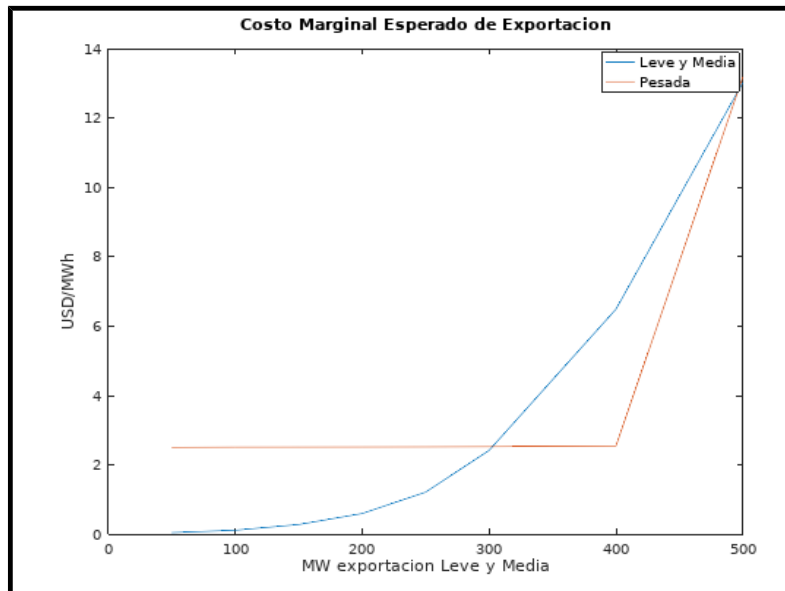
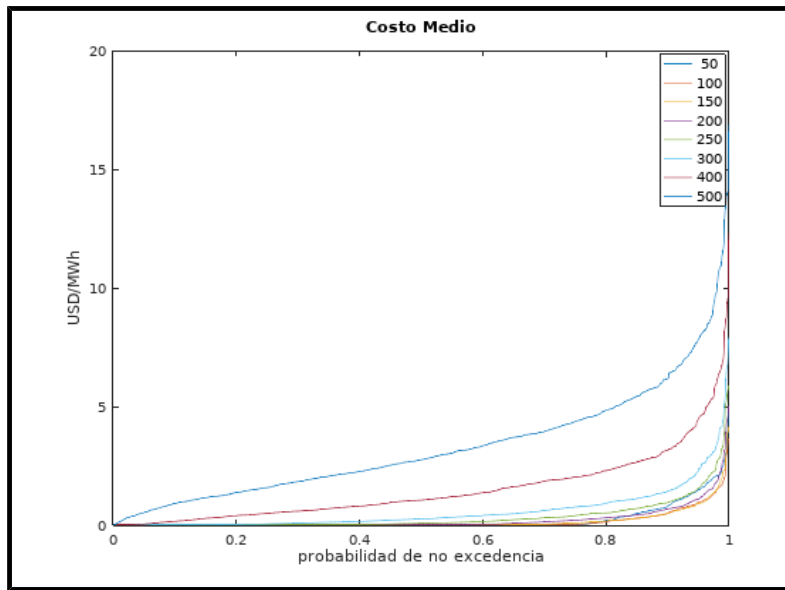


Despacho horario correspondiente al caso 500 - 500 -100 MW.



Costo marginal horario para el caso 500 - 500 -100 MW.

Caso con 200 MW en pico



Casos con 300 MW en el pico

