

EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A ENERGÍA EÓLICA

Eliana Cornalino

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Junio 2010

Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados.

1 Objetivo.

Determinar hasta que año podría abastecerse la demanda incorporando solamente potencia eólica al sistema eléctrico actual.

Determinar en consecuencia, cuanta potencia eólica se puede respaldar con la potencia instalada actual considerando solamente 200 MW de potencia instalada adicionales en centrales a biomasa.

No se considerarán restricciones desde el punto de vista eléctrico.

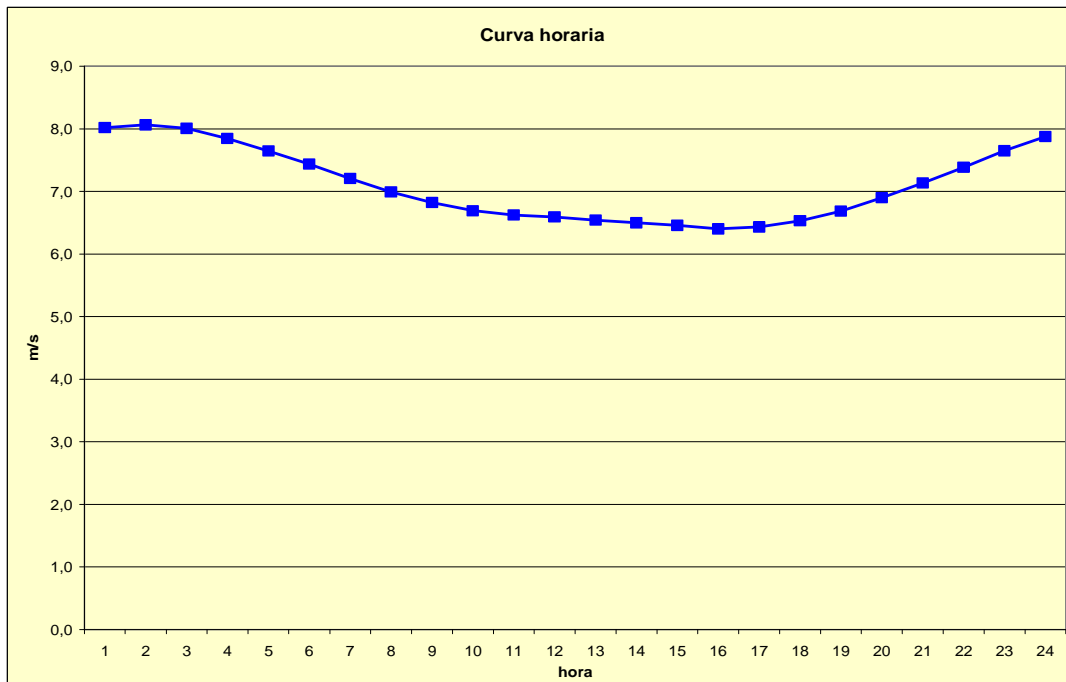
2 Hipótesis de trabajo.

2.1 Eólica

Para el modelado de la inserción eólica se considera todo el parque eólico nacional como un único parque al que se le adicionan unidades año a año.

La fuente de viento considerada (Viento desp12) tiene el comportamiento medio horario mostrado en la siguiente gráfica.

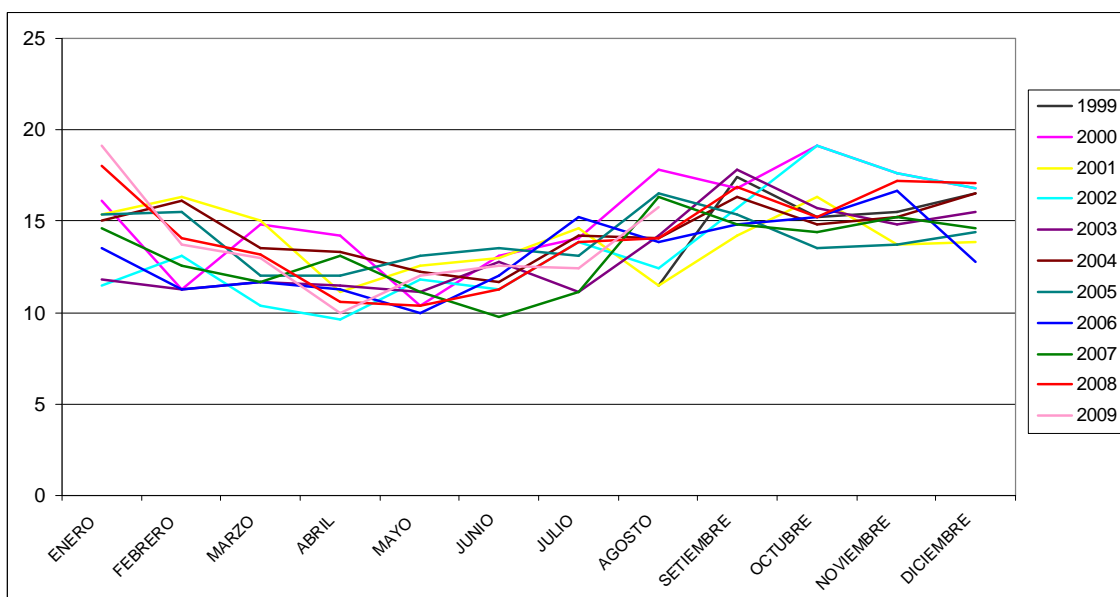
La misma fue generada realizando un desplazamiento de 12 horas de la serie de “Viento equivalente” cuyo cálculo se describe en [1]. Esta nueva serie desplazada representa mejor al comportamiento horario del viento en nuestro país a alturas típicas de generación (mayores a 70 metros).



Para la representación de la estacionalidad anual se introdujeron como multiplicadores mensuales de la velocidad (valores de “speed up” en simSEE) los siguientes coeficientes:

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1,08	0,97	0,91	0,84	0,82	0,87	0,96	1,03	1,15	1,14	1,13	1,11

Estos coeficientes fueron calculados a partir de los promedios mensuales obtenidos durante 10 años en la estación meteorológica de Durazno. El comportamiento promedio observado durante un año en las estaciones de medida de UTE, distribuidas en distintas zonas del país, es muy similar.



Respecto a los detalles de las máquinas, la curva de potencia utilizada es la del aerogenerador V90, con una disponibilidad del 95% y un tiempo de reparación de 96 horas. Con estos valores y la serie de viento utilizada el valor esperado del factor de capacidad anual es de 35%.

2.2 Interconexión

Para evaluar la probabilidad de falla introducida por la variabilidad de la generación eólica no se consideró la posibilidad de importación de energía. Sí se consideró la exportación de excedentes a 10 USD/MWh.

2.3 Centrales térmicas

Las centrales térmicas de encendido rápido fueron modeladas como generadores térmicos básicos sin restricciones de encendido y apagado.

Las turbo vapor fueron modeladas como centrales con costo de arranque y parada, considerando un costo de arranque de 20.000 USD, en corridas de paso de tiempo horario y diario mientras que en corridas de paso de tiempo semanal fueron modeladas como centrales de encendido y apagado por paso de tiempo.

2.4 Demanda

La demanda esperada se estima con un crecimiento anual del 3,8%.

2.5 Biomasa

Además de la inserción eólica a determinar, la única generación nueva considerada en el estudio son 200 MW de biomasa incorporados de la siguiente manera:

Año	Biomasa convocable	Biomasa autodespachada
2013	60 MW	40 MW
2014	60 MW	40 MW

3 Metodología.

3.1 Análisis a largo plazo

El primer paso propuesto es determinar, si fuera factible, la potencia eólica a instalar necesaria para garantizar el abastecimiento de la demanda desde el año 2013 hasta el año 2030.

A estos efectos se realiza la modelación del SIN en simSEE con las siguientes consideraciones:

- paso de tiempo semanal con 4 postes con las siguientes duraciones en horas:

P1	P2	P3	P4
7	28	91	42

- no se consideran los embalses de Palmar y Salto, únicamente se considera significativo en este paso de tiempo el estado del embalse de Bonete.
- las máquinas turbo vapor se modelan como centrales con encendido y apagado por paso de tiempo. El resto de las centrales térmicas se considera generadores térmicos básicos.
- La 6^{ta} unidad de la Central Batlle se considera en conjunto con la Sala B como una única máquina de 160 MW.
- Se considera un cambio de combustible de gasoil a gas natural en el año 2015.

Central	Pmax (MW)	Pmin (MW)	unidades	Costo Variable (USD/MWh)	Costo Variable Pmin (USD/MWh)	Fd (%)	Costo de arranque (USD)
CB 5 ^{ta}	75	20	1	105	170	83,5	-
CB 6 ^{ta}	160	30	1	120	226	83,5	-

Central	Pmax (MW)	unidades	Costo Variable (USD/MWh)	Fd (%)	Pago por energía (USD/MWh)	Pago por potencia (USD/MW)
BioAuto	4	20	1	80	49	40
BioConv	12	10	50	80	0	50
Motores	10	8	107	84,5	-	-
CTR (GO/GN)	100	1	200/141	84,5	-	-
PTI (GO/GN)	49	6	162/110	84,5	-	-
TGAA	15	1	264	46,9	-	-
Gendis	10	8	107	84,5	-	-

Partiendo de una base de 300 MW de eólica en al año 2013 se incorporan 100 MW adicionales en cada año que se registran fallas mayores a los 70 MW con probabilidad de excedencia del 5%. Si la falla persiste se aumenta la potencia instalada hasta reducir la falla a niveles aceptables.

Este procedimiento de incorporación de potencia se considera válido siempre y cuando el valor esperado del costo marginal promedio anual sea superior al costo total de la energía eólica, estimado en 90 USD/MWh.

3.2 Análisis de paso diario

Para simular el sistema con paso de tiempo diario se realiza la modelación con las siguientes consideraciones:

- paso de tiempo diario con 4 postes con las siguientes duraciones en horas:

P1	P2	P3	P4
1	4	13	6

- los estados se inicializan a partir de la corrida de paso semanal
- se consideran significativos en este paso de tiempo los estados de los embalses de Bonete, Palmar y Salto.
- las máquinas turbo vapor se modelan como centrales con costo de arranque y parada, con un costo de arranque de 20000 dólares. Valen las mismas consideraciones tomadas en el análisis anterior para el resto de las centrales térmicas.

Central	Pmax (MW)	Pmin (MW)	unidades	Costo Variable (USD/MWh)	Costo Variable Pmin (USD/MWh)	Fd (%)	Costo de arranque (USD)
CB 5 ^{ta}	75	20	1	105	170	83,5	20.000
CB 6 ^{ta}	160	30	1	120	226	83,5	20.000

Central	Pmax (MW)	unidades	Costo Variable (USD/MWh)	Fd (%)	Pago por energía (USD/MWh)	Pago por potencia (USD/MW)
BioAuto	4	20	1	80	49	40
BioConv	12	10	50	80	0	50
Motores	10	8	107	84,5	-	-
CTR (GO/GN)	100	1	200/141	84,5	-	-
PTI (GO/GN)	49	6	162/110	84,5	-	-
TGAA	15	1	264	46,9	-	-
Gendis	10	8	107	84,5	-	-
Zenda	3,72	1	135	25	-	-
Grupos Diesel	1	6	300	83,5	-	-

Respecto a los estados de los embalses considerados se hace notar que en una primera aproximación al problema, no se consideró el embalse de la central de Salto Grande en esta modelación pero los resultados obtenidos mostraron que no es una simplificación válida para este escenario de gran penetración eólica. Es imprescindible en la situación planteada considerar la posibilidad de gestionar la energía de la central de mayor potencia del sistema de forma complementaria a la energía eólica.

3.3 Análisis de paso horario

Para simular el sistema con paso de tiempo horario se realiza la modelación con las siguientes consideraciones:

- paso de tiempo horario
- los estados se inicializan a partir de la corrida de paso diario
- se consideran los embalses de Bonete, Palmar y Salto.
- las máquinas turbo vapor se modelan como centrales con costo de arranque y parada, con un costo de arranque de 20.000 dólares. Valen las mismas consideraciones del análisis anterior para el resto de las centrales térmicas. Los parámetros son los ya indicados en la tabla dentro de Análisis de paso diario.

La modelación de las centrales térmicas de arranque lento con costo de arranque y parada implica que cuando las mismas sean encendidas será por un período suficiente para absorber el costo de arranque. Dada esta situación, el modelo admite que el encendido se resuelva en una hora. Esto no se ajusta a la realidad ya que el arranque de estas máquinas insume varias horas.

Por otro lado se hace notar que la capacidad de predicción a corto plazo de la potencia eólica será imprescindible dada la inserción de potencia eólica planificada, con lo cual se asume que sería factible la predicción de la situación antes mencionada con las horas de anticipación necesarias.

4 Resultados del estudio.

4.1 Resultados a largo plazo

Como resultado de los análisis a largo plazo se obtuvo que, desde el punto de vista energético, es factible el abastecimiento de la energía semanal demandada por el sistema hasta el año 2020 con las potencias eólicas instaladas anuales detalladas en la tabla:

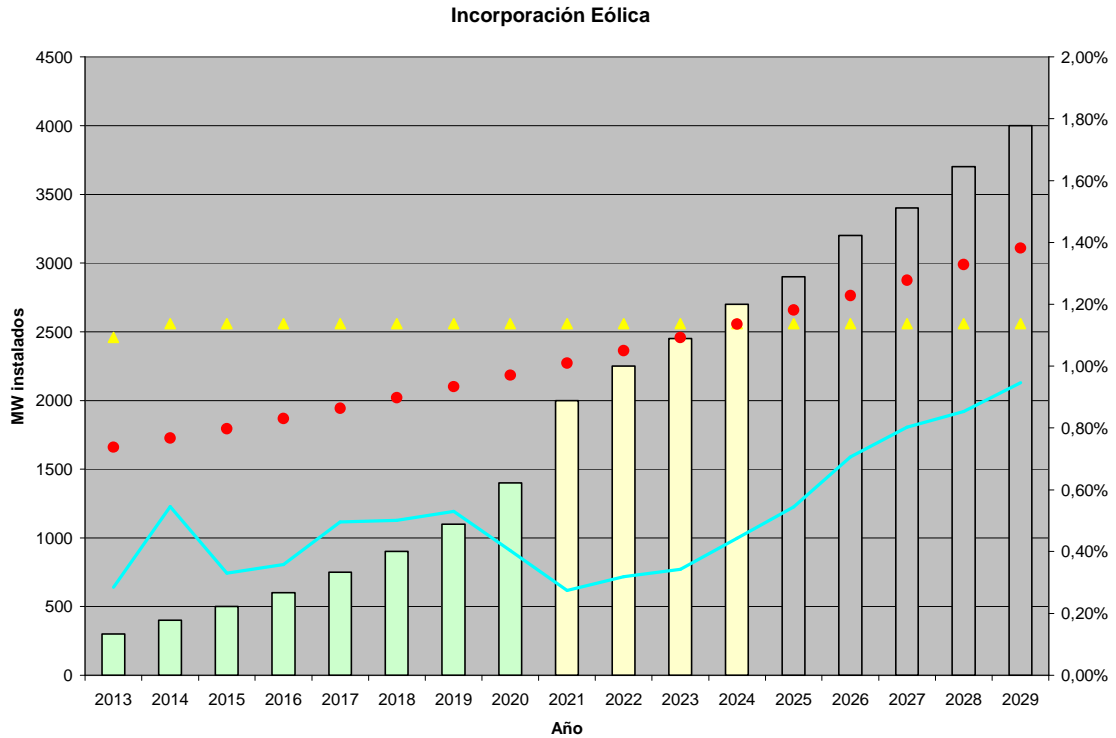
Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potencia total instalada (MW)	300	400	500	600	750	900	1100	1400

En el 2021 deberían instalarse 600 MW nuevos, y hasta el año 2024 agregando entre 200 y 250 MW anuales sería factible el abastecimiento desde el punto de vista energético, pero el valor esperado del costo marginal promedio anual es inferior al límite establecido de 90 USD/MWh.

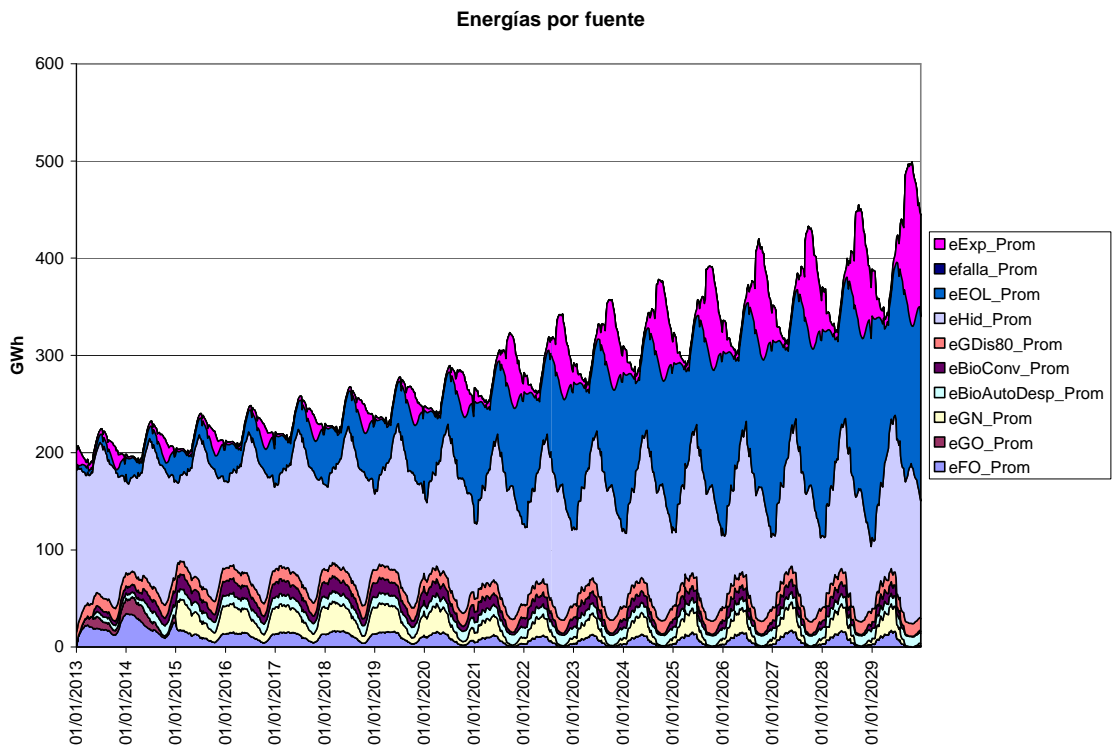
Desde el 2024 en adelante ya no sería económicamente conveniente y para que sea energéticamente sustentable se debería aumentar nuevamente la pendiente de la potencia eólica instalada en cantidades que no se determinaron.

En el gráfico *Incorporación Eólica* se presentan la potencia eólica total año a año (barras), el pico de demanda anual (puntos rojos), la potencia instalada térmica e

hidráulica (puntos amarillos), y el porcentaje de energía de falla anual con 5% de probabilidad de excedencia (curva celeste, eje derecho).

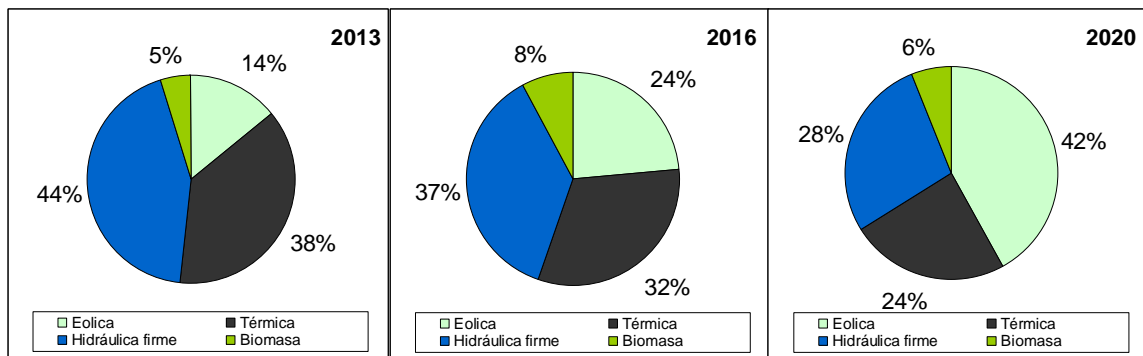


En el gráfico *Energías por fuente* se presenta la composición por fuente de la generación total, donde se observa el incremento de la energía anual exportada a partir del 2020 cuando deja de cumplirse el criterio económico supuesto.

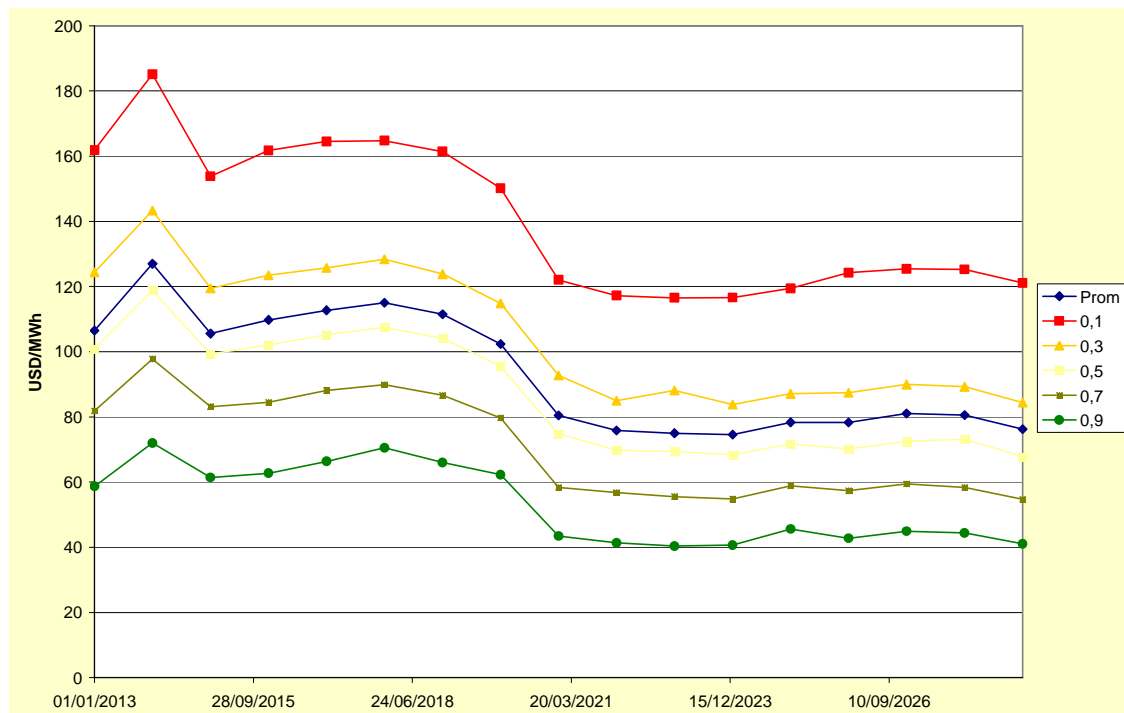


Al 2020 la energía anual exportada ronda los 400 GWh, mientras que a partir de ese año supera los 1000 GWh y continúa aumentando. Esto indica que cuando la proporción de potencia firme en el sistema se ve tan disminuida no es sustentable la expansión con potencia eólica ya que la misma se debe incorporar cada vez en mayor proporción obteniendo un exceso de energía no gestionable.

El nivel de inserción eólica en términos de potencia instalada respecto de la potencia firme del resto de las centrales alcanzaría en el año 2020 el 42%, considerando como potencia firme el 60% de la potencia hidráulica instalada y el 100% de las térmicas de cualquier fuente.



Respecto al costo marginal promedio anual se observa que su valor esperado promedio cae desde los 100 a los 80 dólares/MWh en el año 2021 con lo cual ya no es viable la inserción de potencia eólica al costo estimado de 90 dólares/MWh, como ya se mencionó.



4.2 Resultados de paso diario y horario

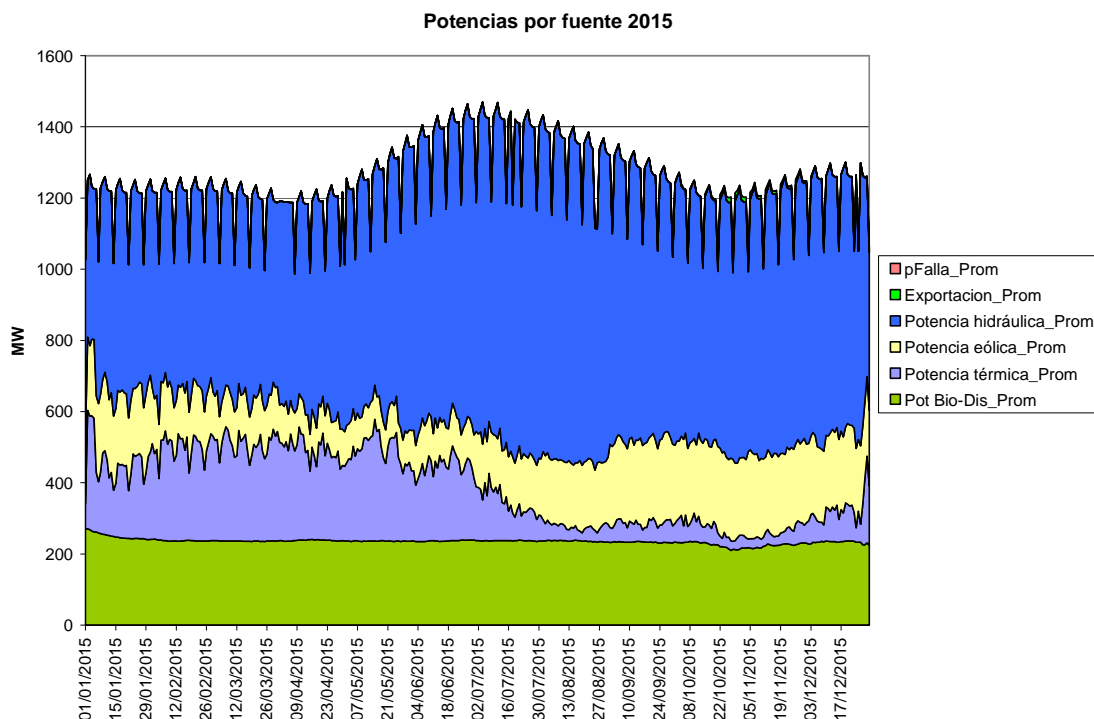
Los análisis de paso diario y horario verifican la factibilidad, desde el punto de vista energético, del abastecimiento con la expansión eólica planteada hasta el año 2020.

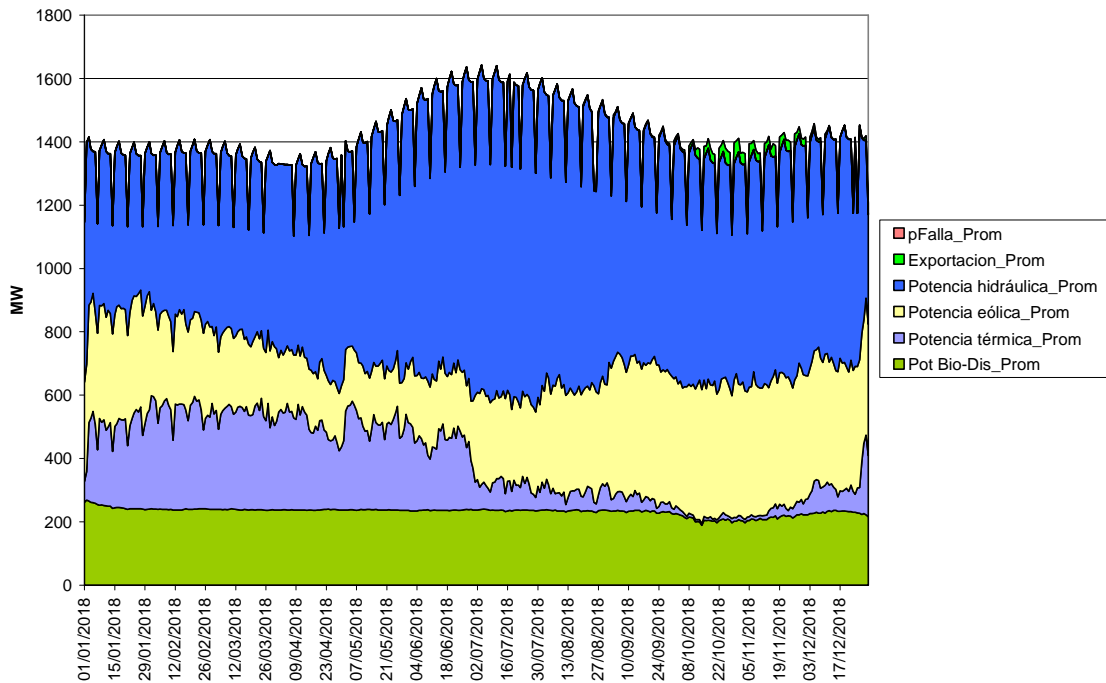
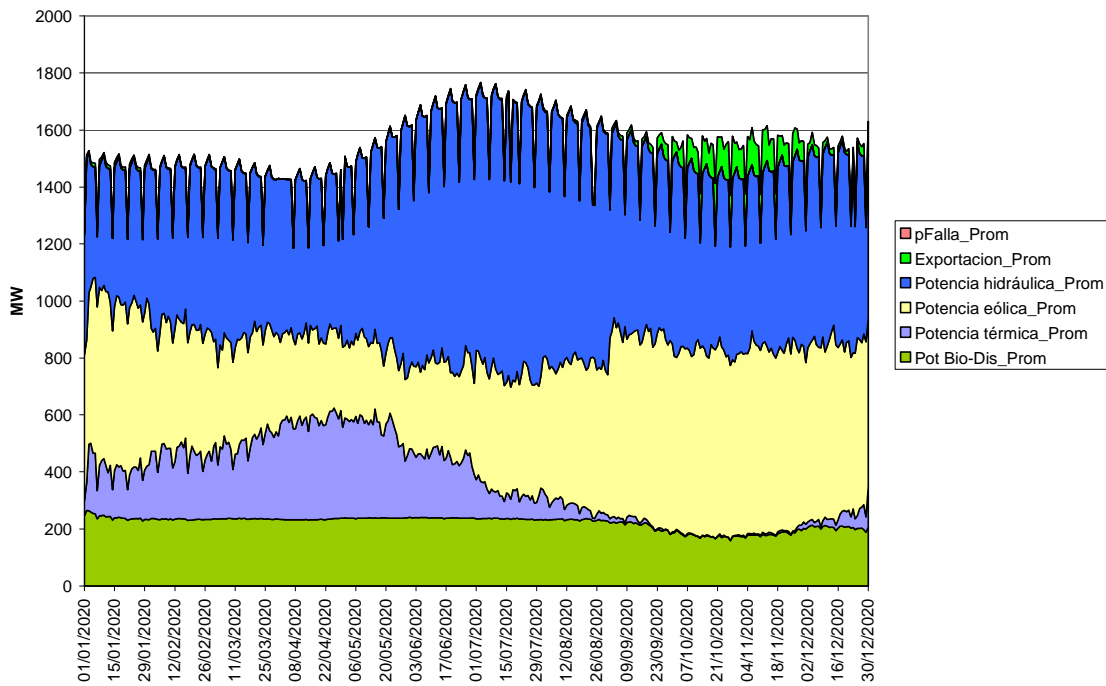
La probabilidad de falla con 1% de probabilidad de excedencia es cero hasta el año 2015 y muy baja en los años siguientes. Se registran únicamente sobre el fin del otoño y comienzo del invierno donde coinciden altos niveles de demanda con velocidades de viento esperadas no muy altas.

Los resultados mostrados en la siguiente tabla corresponden a simulaciones de 1000 crónicas, de paso horario, entre los meses de junio y agosto, iniciando la fuente de lluvias con caudales correspondientes al 50% del promedio histórico.

Falla con 1% de probabilidad de excedencia			
Año	2015	2018	2020
P falla máx. (MW)	0	70	106
Fecha P falla máx.	-	19/06/2018 20:00	18/06/2020 20:00
Falla Junio-Agosto (MWh)	0	572	6.235

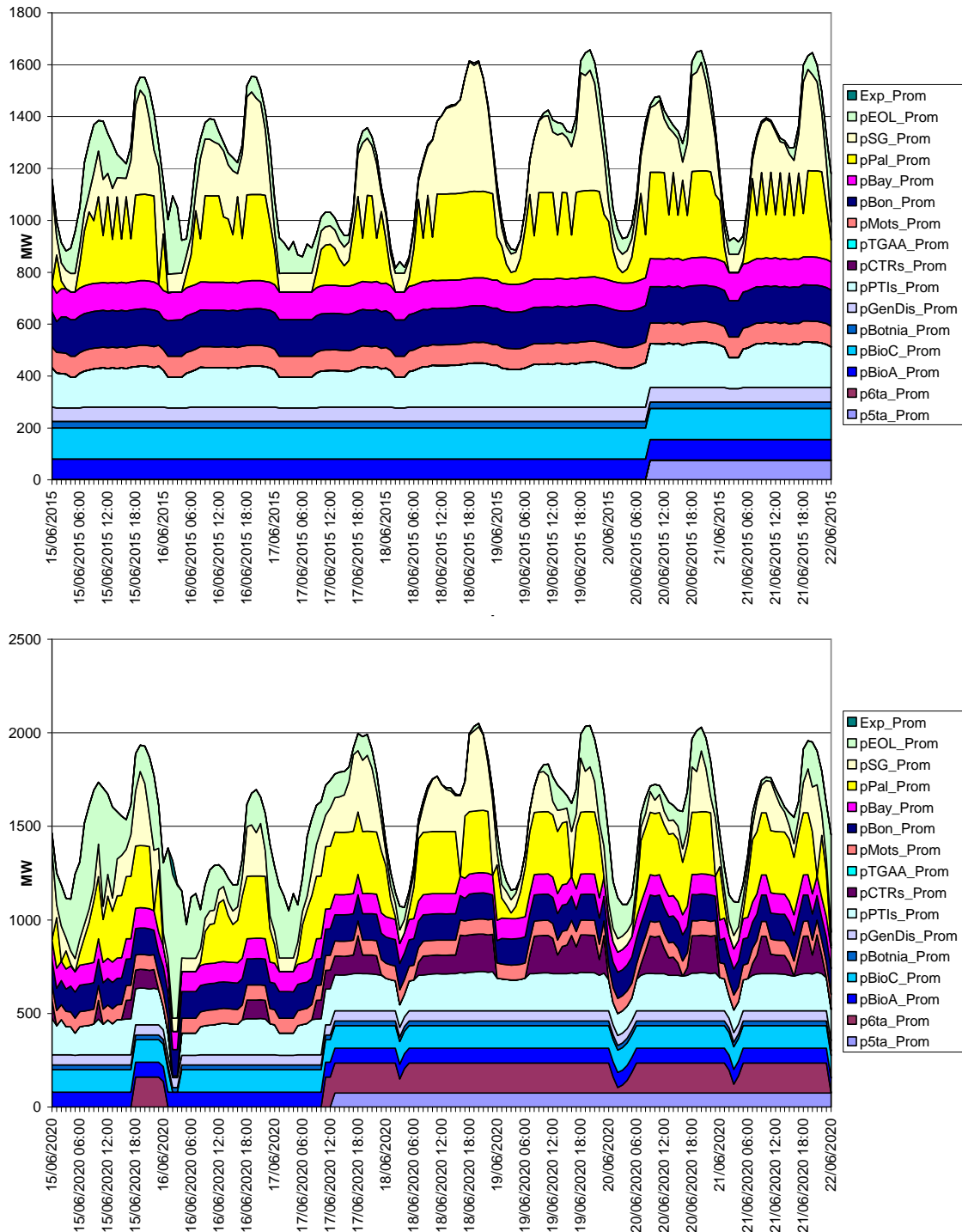
La distribución de la generación por fuente, va evolucionando como se observa en las gráficas de paso diario *Potencias por fuente* para los años señalados.



Potencias por fuente 2018

Potencias por fuente 2020


En cuanto a la operación del sistema, se observa en una crónica al azar, de paso horario, las posibles complejidades que se pueden presentar para el despacho en una de las semanas más críticas del año para los años 2015 y 2020.

Para la simulación se inicializó la fuente de lluvias con aportes del 50% del promedio histórico



Como se observa, para la crónica del año 2015, a pesar de tener muy baja generación eólica no se requiere encender ni la 6^{ta} unidad de la Central Batlle ni la CTR. En el año 2020 en cambio se requiere de todas las centrales para hacer frente a la demanda.

4.3 Revisión de hipótesis

En el planteo del problema no se consideró en ningún momento la salida de servicio de las unidades de la Central Batlle, las cuales no tienen una vida útil muy extensa por delante.

A partir de la corrida de paso semanal se calculó el promedio de las horas de utilización de estas centrales entre los años 2013 y 2020 para verificar si dicha cantidad de horas excede la vida útil esperada de las centrales obteniéndose:

Central	Horas	Factor de utilización
5 ^{ta}	18037	26%
6 ^{ta} (incluye Sala B)	9120	13%

Se estima que las horas de utilización calculadas no exceden la vida útil esperada de las centrales.

5 Conclusiones.

Se ha determinado que hasta el año 2020 podría abastecerse la demanda del sistema incorporando solamente potencia eólica y 200 MW de biomasa al sistema eléctrico actual.

El impacto de esta expansión sobre el despacho es mayor año a año con el aumento de la penetración eólica haciéndose imprescindible la capacidad de predecir con anticipación suficiente la producción esperada de los parques eólicos.

Más allá de las posibles restricciones que surjan de un análisis que contemple la capacidad real de predicción de la generación eólica (capacidad en etapa de desarrollo en el país), el balance energético logrado permite pensar en soluciones sin necesidad de introducir centrales en base a combustibles no autóctonos. Estas soluciones pueden ser usinas de bombeo o acuerdos de intercambio energético por devolución a muy corto plazo.

Correspondería analizar las posibles restricciones desde el punto de vista eléctrico para verificar la factibilidad de la expansión planteada.

6 Posibles futuros trabajos.

Modelación de Centrales de Bombeo en SimSEE:

Las centrales de bombeo son una alternativa interesante como complemento a la expansión eólica ya que permiten almacenar los excesos de energía para utilizarse en los momentos en que el recurso eólico decrece. Estudios preliminares indican que existe buen potencial en nuestro país para su instalación. Sería interesante determinar la potencia y capacidad de almacenaje necesarias para respaldar la expansión eólica más allá de lo que admite la capacidad de respaldo hidrotérmico actual.

Evaluación de la influencia de la dispersión territorial de los parques:

La modelación del recurso eólico utilizada en este trabajo parte de series de viento distribuidas en el territorio nacional y genera una serie de “viento equivalente” [1], por lo tanto supone que los parques eólicos se instalarán dispersos en el territorio, de modo que las variaciones bruscas del viento no afectarán simultáneamente a todo el parque eólico nacional reduciendo así los riesgos de falla. Sería interesante realizar una modelación con una única serie de viento y comparar los resultados.

7 Referencias.

[1] Simulación de granjas eólicas en el despacho óptimo del sistema hidrotérmico de generación de energía eléctrica del Uruguay. Ruben Chaer. ELAEE 2009.