



EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A ENERGÍA EÓLICA

Trabajo de fin de curso SimSEE 2010



OBJETIVO

- Determinar hasta que año podría abastecerse la demanda incorporando potencia eólica al sistema eléctrico actual.
- Cuanta potencia eólica se puede respaldar con la potencia instalada actual más 200 MW de centrales a biomasa.
- No se consideran restricciones desde el punto de vista eléctrico.



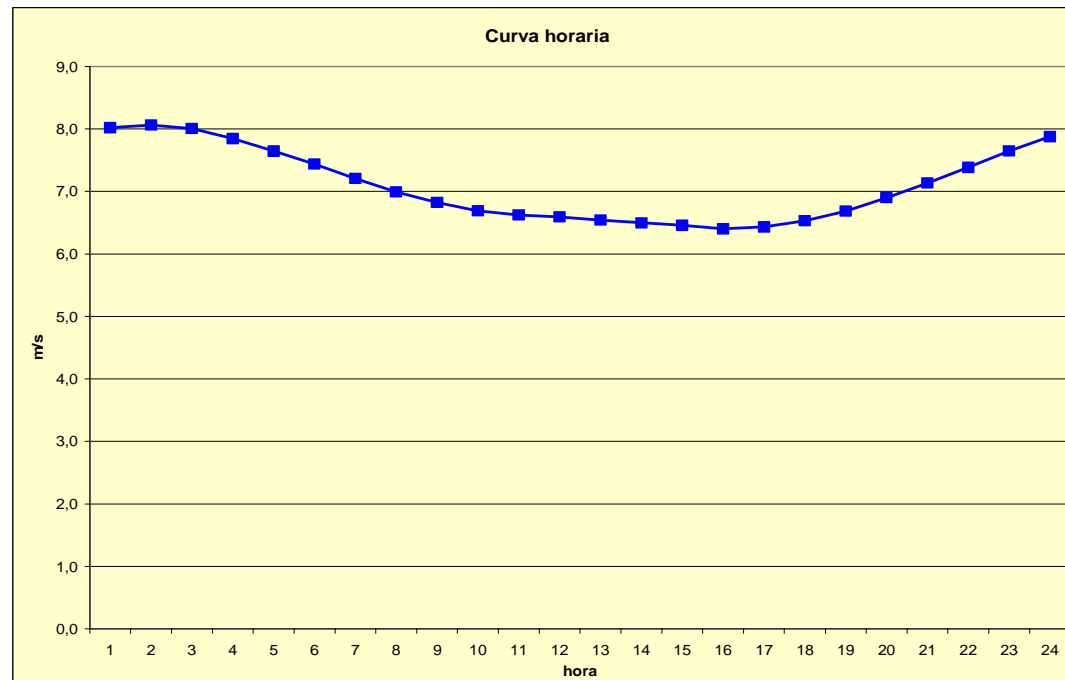
HIPÓTESIS DE TRABAJO

- Modelación de la generación eólica
 - Serie de viento generada realizando un desplazamiento de 12 horas de la “serie de viento equivalente” calculada en trabajo de simulación de parques eólicos del 2009 (*)
 - Considera datos de viento históricos distribuidos en el territorio nacional y conforma una serie equivalente
 - Los datos históricos son a 10 m de altura y su comportamiento horario no se ajusta al esperado a alturas de generación típicas (mayores a 70 m)

(*) Simulación de granjas eólicas en el despacho óptimo del sistema hidrotérmico de generación de energía eléctrica del Uruguay. Ruben Chaer. ELAEE 2009.

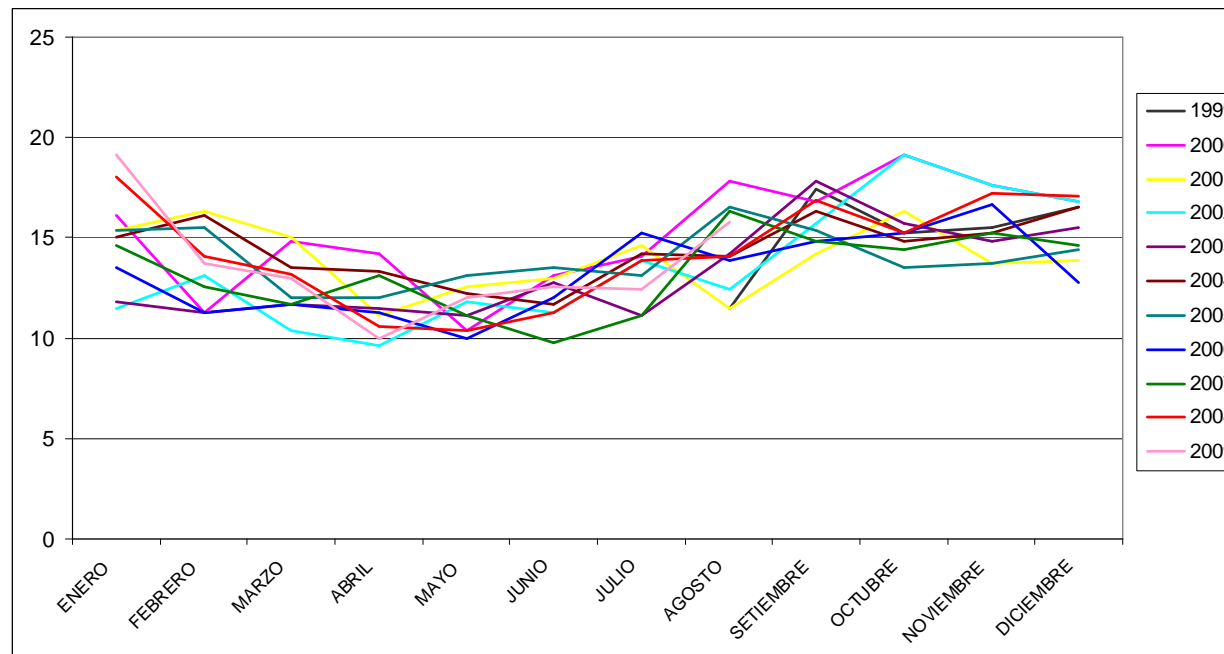
HIPÓTESIS DE TRABAJO

- Con el desplazamiento de 12 horas el comportamiento medio horario aproxima razonablemente bien el comportamiento real.



HIPÓTESIS DE TRABAJO

- **Estacionalidad anual:** multiplicadores mensuales de la velocidad calculados a partir de los promedios mensuales de 10 años de medición en la estación meteorológica de Durazno, que concuerdan con lo medido en distintas zonas del país durante un año.





HIPÓTESIS DE TRABAJO

- **Máquinas:**
 - Curva de potencia del aerogenerador V90
 - Disponibilidad 95%
 - Tiempo de reparación de 96 horas
- **Factor de capacidad:** Con las hipótesis consideradas en el modelado el valor esperado de factor de capacidad de los parques eólicos es del 35%



HIPÓTESIS DE TRABAJO

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

- Centrales térmicas
 - Modelado de las centrales de encendido lento:
 - Paso de tiempo diario y horario: centrales con costo de arranque y parada, considerando un costo de arranque de 20.000 USD
 - Paso de tiempo semanal: centrales de encendido y apagado por paso de tiempo.



HIPÓTESIS DE TRABAJO

- Demanda

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

- Biomasa

- Incorporación de 200 MW de la siguiente manera:

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



METODOLOGÍA

- 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 con corridas de paso semanal
- Partiendo de una base de 300 MW de eólica en el 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.
- Luego se hacen corridas de paso de tiempo diario y horario para verificar la factibilidad de la expansión determinada.



METODOLOGÍA

- Análisis de largo plazo 2013 – 2030
 - Corridas de paso semanal
 - 4 postes: 7, 28, 91 y 42 horas
 - 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 6ta 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.

METODOLOGÍA

- Corridas de paso semanal

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	-	-



METODOLOGÍA

- **Análisis de corto plazo**
 - los estados se inicializan a partir de la corrida de paso semanal (o diario)
 - se consideran los embalses de Bonete, Palmar y Salto.
 - máquinas turbo vapor con costo de arranque de 20.000 dólares

- El modelado con costo de arranque implica que cuando la central se encienda será por un período suficiente para absorber dicho costo.
- No obstante, dada esta situación el modelo admite que el encendido se resuelva en 1 hora. Esto no se ajusta a la realidad ya que el arranque de estas máquinas insume varias horas.
- Se asume que la capacidad de predicción a corto plazo de la potencia eólica permitirá la predicción de la situación antes mencionada con las horas de anticipación necesarias.

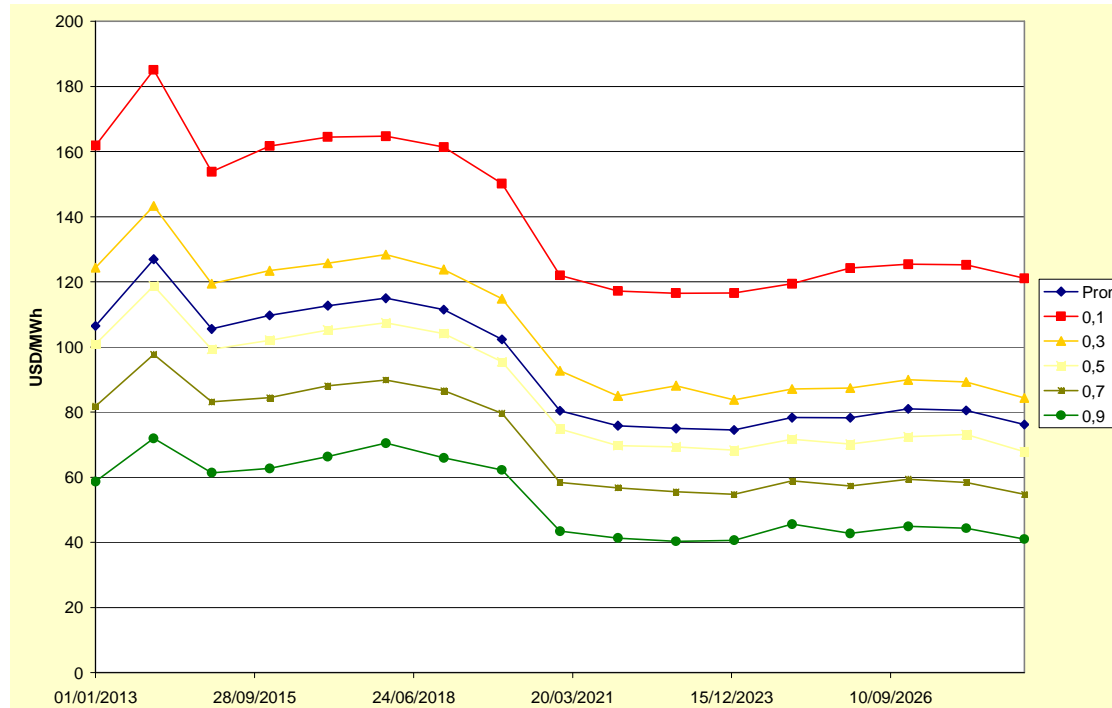
RESULTADOS

- Desde el punto de vista energético es factible el abastecimiento de la energía demandada por el sistema hasta el año 2020 con la siguiente inserción de potencia eólica:

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

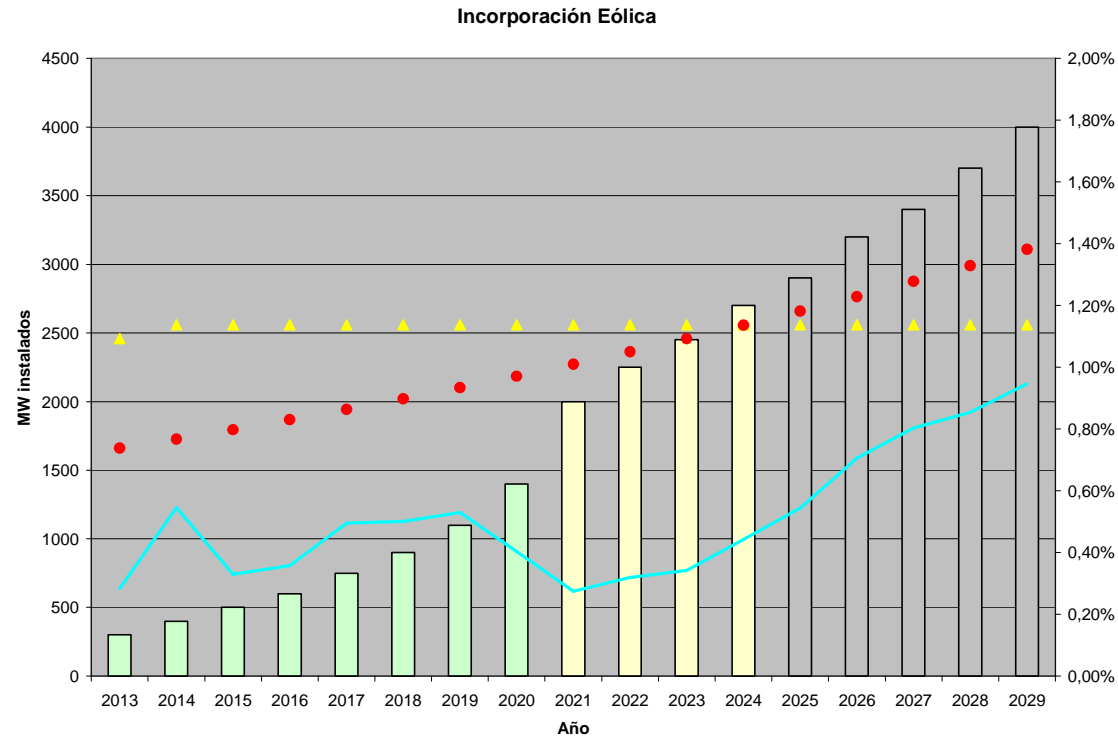
- En el año 2021 deja de cumplirse el criterio de equilibrio económico para la inserción de potencia eólica (costo marginal promedio anual < 90 USD/MWh).

RESULTADOS



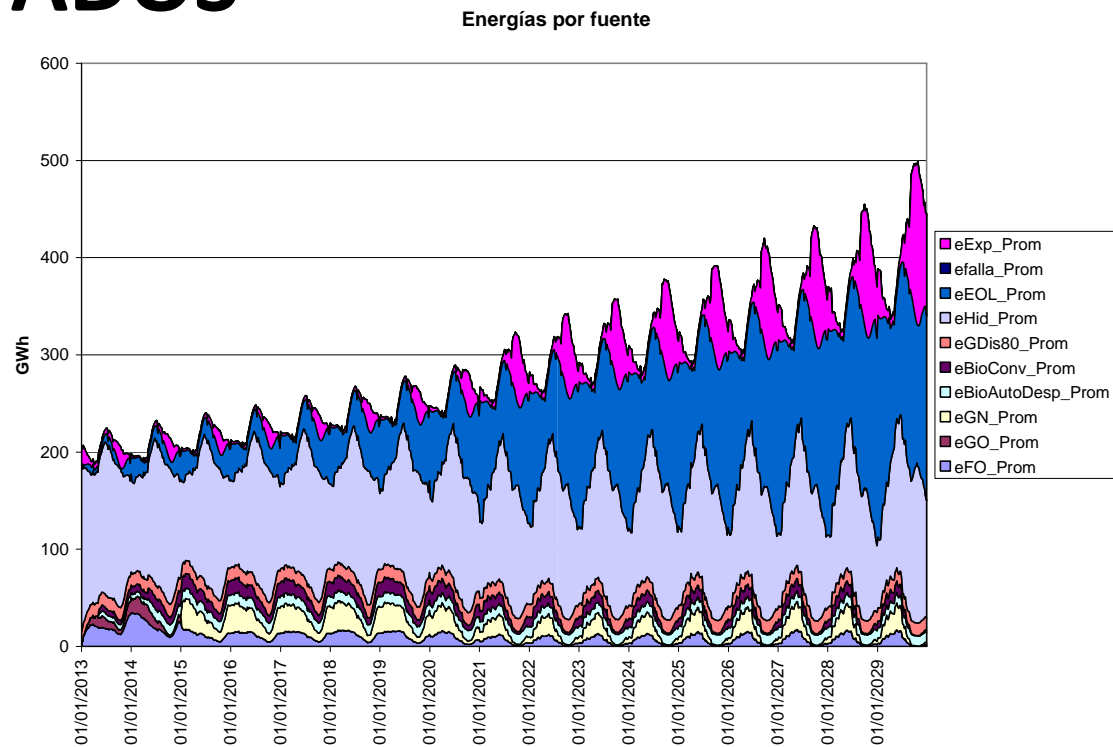
El valor esperado promedio del costo marginal promedio anual cae desde los 100 a los 80 dólares/MWh en el año 2021.

RESULTADOS



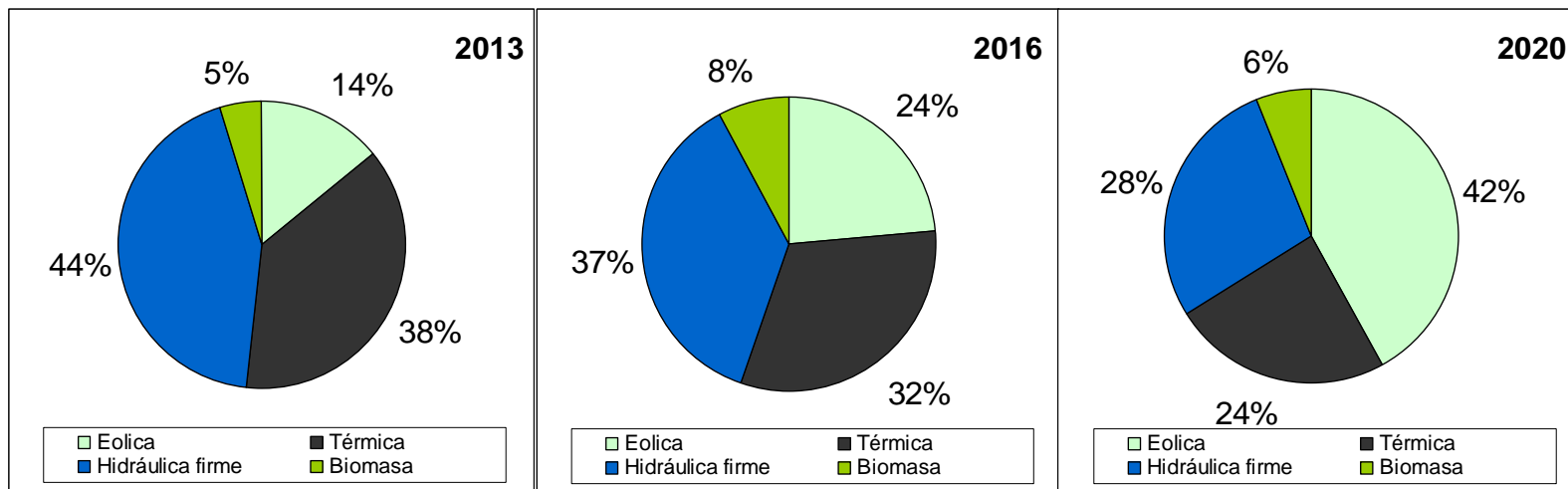
potencia eólica total (barras), pico de demanda anual (puntos rojos), potencia instalada térmica e hidráulica (puntos amarillos), porcentaje de energía de falla anual con 5% de probabilidad de excedencia (curva celeste, eje derecho).

RESULTADOS



Al 2020 la energía anual exportada ronda los 400 GWh, mientras que a partir de ese año supera los 1000 GWh y continúa aumentando.

RESULTADOS



Nivel de inserción eólica en términos de potencia instalada respecto de la potencia firme del resto de las centrales considerando como potencia firme el 60% de la potencia hidráulica instalada y el 100% de las térmicas de cualquier fuente.

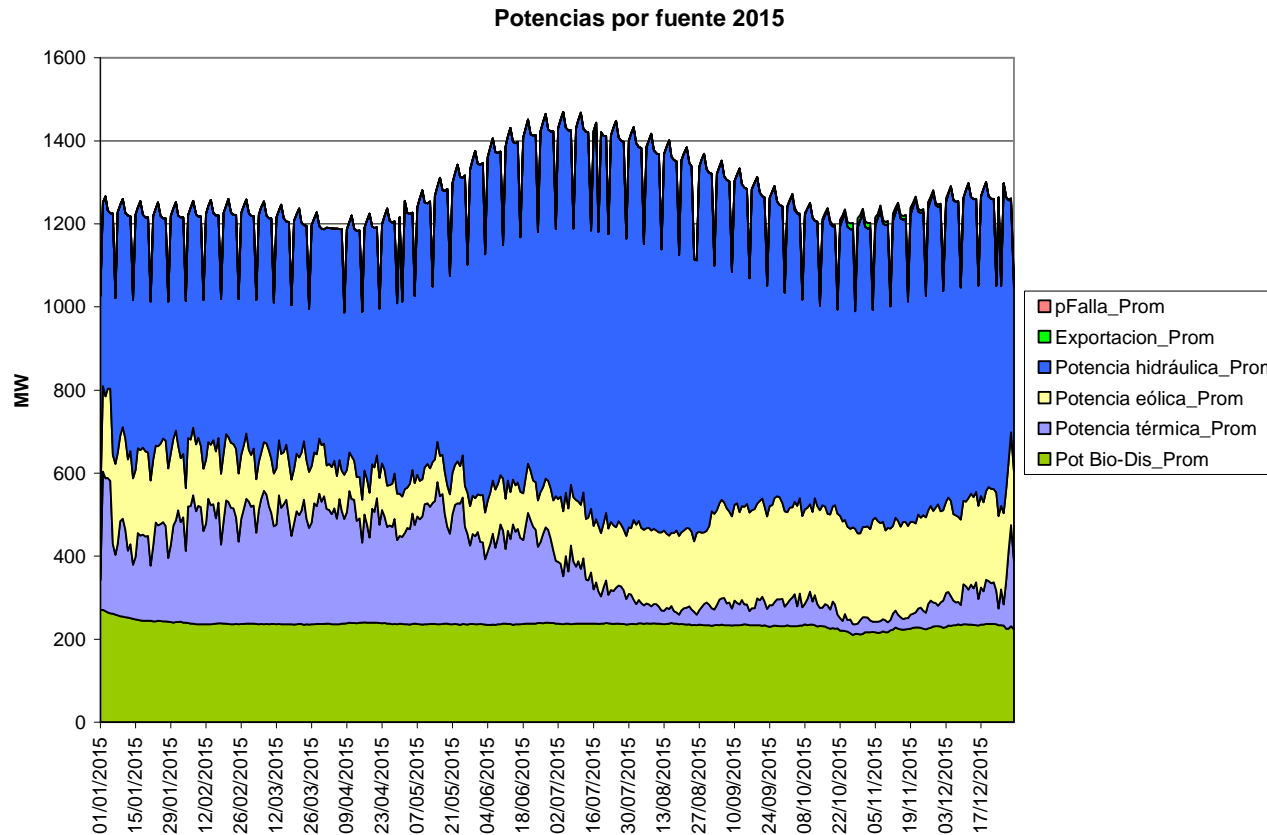
RESULTADOS

- 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.

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

- Los valores de la 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.

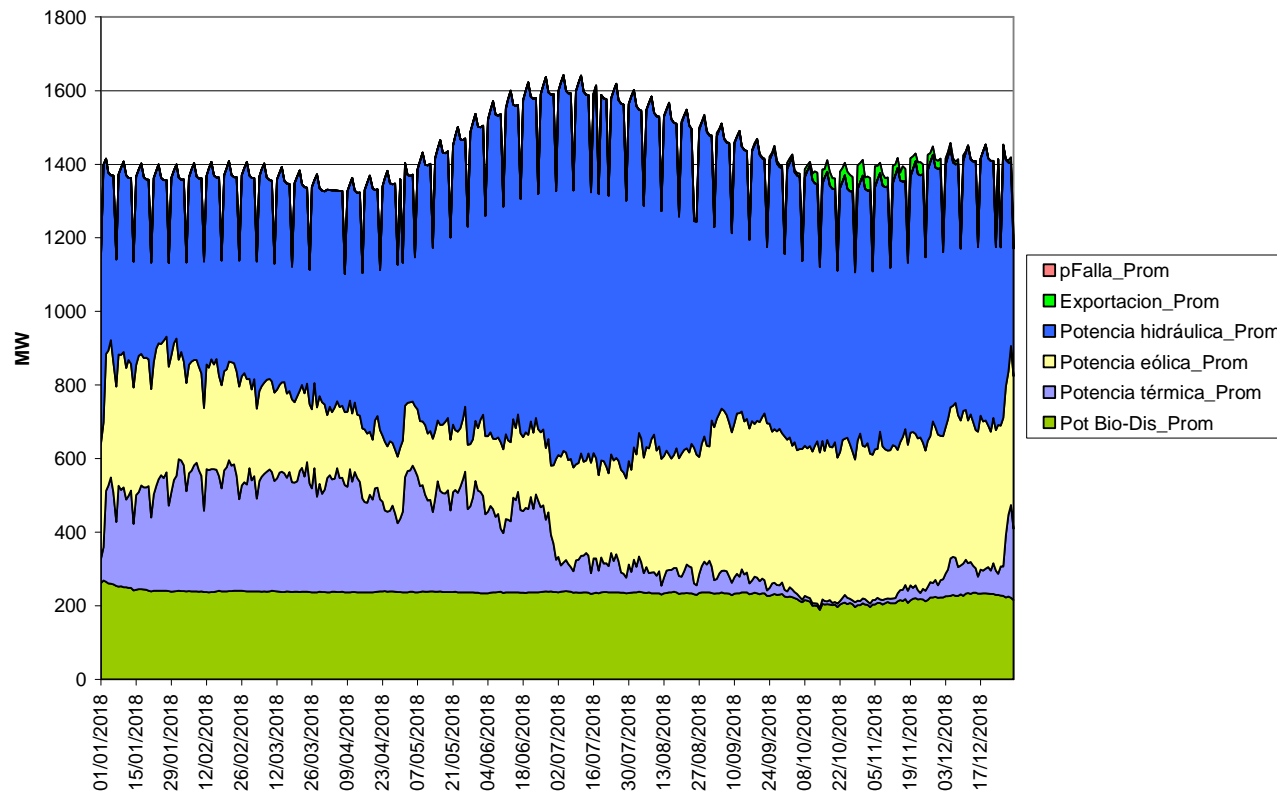
RESULTADOS



Evolución de la distribución de la generación por fuente. Promedio 100 crónicas de paso diario.

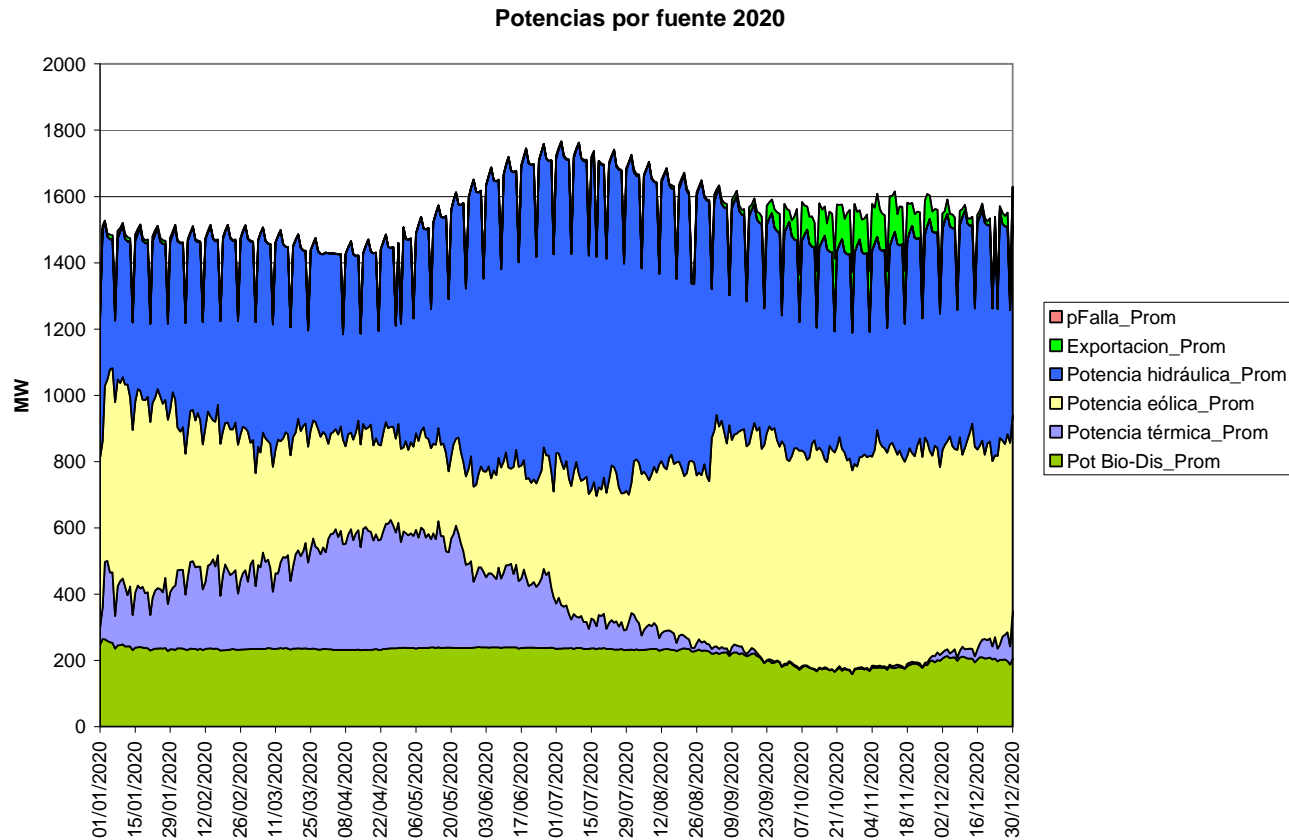
RESULTADOS

Potencias por fuente 2018



Evolución de la distribución de la generación por fuente. Promedio 100 crónicas de paso diario.

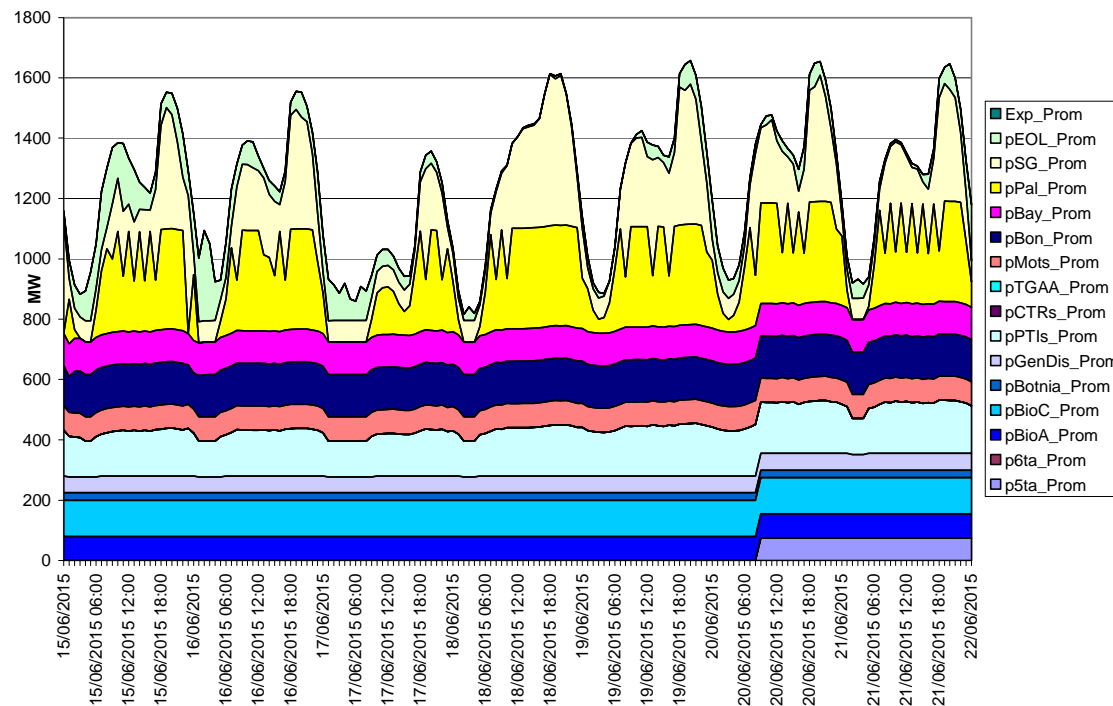
RESULTADOS



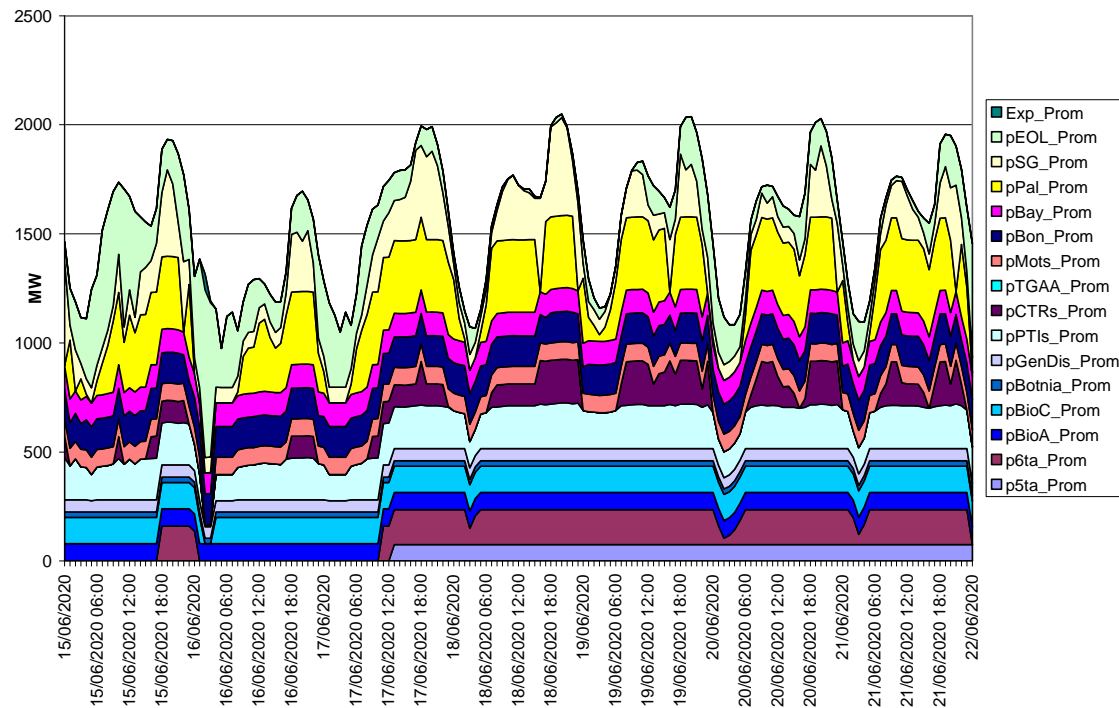
Evolución de la distribución de la generación por fuente. Promedio 100 crónicas de paso diario.

RESULTADOS

- Operación del sistema
 - se observa en una crónica al azar, de paso horario, posibles complejidades que se pueden presentar para el despacho en una de las semanas más críticas del año para los años 2015 y 2020. Se inicializó la fuente de lluvias con aportes del 50% del promedio histórico



RESULTADOS



- Como se observa, para la crónica del año 2015, a pesar de tener muy baja generación eólica no se requiere encender ni la 6ta 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.

RESULTADOS

- Revisión de hipótesis

- En el planteo del problema no se consideró 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 calculadas están dentro de la vida útil esperada de las centrales.



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.
- Mas 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.



POSIBLES TRABAJOS FUTUROS

- Modelación de Centrales de Bombeo en SimSEE:
 - Determinar la potencia y capacidad de almacenaje necesarias para respaldar la expansión eólica mas 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 supone que los parque 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. Realizar una modelación con una única serie de viento y comparar los resultados.



Fin

Muchas gracias!