

Cambios en la Política Operación por introducción de eólica y térmica a gran escala.

*Ing. Andrés Martínez
Ing. Milena Gurin
Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Julio 2012
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.

El objetivo del siguiente trabajo es obtener y comparar las políticas de operación resultantes al considerar los siguientes escenarios para años futuros:

1. Expansión Eólica con integración regional (importación de Brasil y Argentina).
2. Expansión Térmica con integración regional.
3. Expansión Eólica sin integración regional.
4. Expansión Térmica sin integración regional.

2 Alcance

El alcance de este estudio abarca los siguientes puntos:

1. Definición de hipótesis para cada escenario.
2. Establecer el año 2015 como año base para un primer estudio y al año 2030 para una situación futura.
3. Comparación de los resultados obtenidos mediante diversos indicadores (valor del agua, costo marginal, despacho general, etc).

3 Hipótesis de trabajo.

Sala Utilizada

Para el siguiente estudio se utilizó la sala base *PlanUY_2012_2022.es* proporcionada por el docente del curso.

Esta sala posee las siguientes características:

Variables Globales:

Se utilizaron 4 postes monótonos con la siguiente duración por paso:

- Primer paso: 7 horas
- Segundo paso: 28 horas
- Tercer paso: 91 horas
- Cuarto paso: 42 horas

La duración del paso del tiempo utilizado es semanal, 168 horas.

El período de simulación y optimización utilizado depende del escenario de estudio considerado.

Fuentes Aleatorias:

Dentro de estos parámetros cabe destacar que se utilizaron series CEGH para representar las fuentes de aportes de las represas y el comportamiento del viento.

Para los aportes se utilizó el sintetizador CEGH: *CEGH_BPS50_CMOBRSUL_ov3nr3_1ve*

Para simular el comportamiento del viento se utilizó el sintetizador CEGH:
vientos_uy

Actores:

Los parámetros de los actores dependen también del escenario de estudio que se considere. Para el primer estudio se mantiene estático el período 2015 – 2030, dejando constante la demanda y los diferentes actores. Esto permite obtener un resultado que no se ve afectado por cambios en el sistema y una “foto” de la situación que se estaría presentando para el año 2015.

Los valores de **potencia** considerados en este período de tiempo para los diferentes generadores son:

Generador	Potencia (MW)
Térmicos	
CTR	200
PTI	294
Motores Central Batlle	80
Ciclo Combinado	540
Biomasa Autodespachada	180
Biomasa Convocable	20
Generación distribuida	80
Total	1394
Hidráulicos	
Salto Grande	945
Bonete	155
Palmar	333
Baygorria	108
Total	1541
Eólicos	
Eólicos	1200
Total	1200
Potencia total	4135

*Se consideró que las Unidades 5ta, 6ta y SB de la Central Batlle llegaron al fin de su vida útil para este año.

Los **costos variables** de los mismos son:

Generador Térmico	Costo (U\$/MWh)
CTR	314
PTI (Gas Natural)	169
Motores Central Batlle	168
Ciclo Combinado (Gas Natural)	100
Biomasa Autodespachada	1
Biomasa Convocable	63
Generación distribuida	90

El costo variable de los generadores hidráulicos y de los generadores eólicos se consideró igual a 0 U\$/MWh.

Para la **demanda** se utilizaron los siguientes datos:

Los escalones de falla utilizados fueron:

Porcentaje	5%	7.5%	7.5%	80%
Precio (U\$/MWh)	250	400	1200	2400

La demanda energética se mantuvo constante durante todo el período con un valor de 11587.401 GWh anuales.

Se agregó la demanda de Aratirí, representándose ésta con una potencia constante de 200MW (200*24*365/1000 GWh).

Por lo tanto se obtuvo una demanda total del sistema de 13339.401 GWh anuales (11587.401 GWh + 1752 GWh).

Para simular la **integración regional** se representaron los siguientes datos.

	Potencia (MW)	Costo Variable (U\$/MWh)	Disponibilidad
Argentina	100	300	0.3
Brasil	570	80	0.8

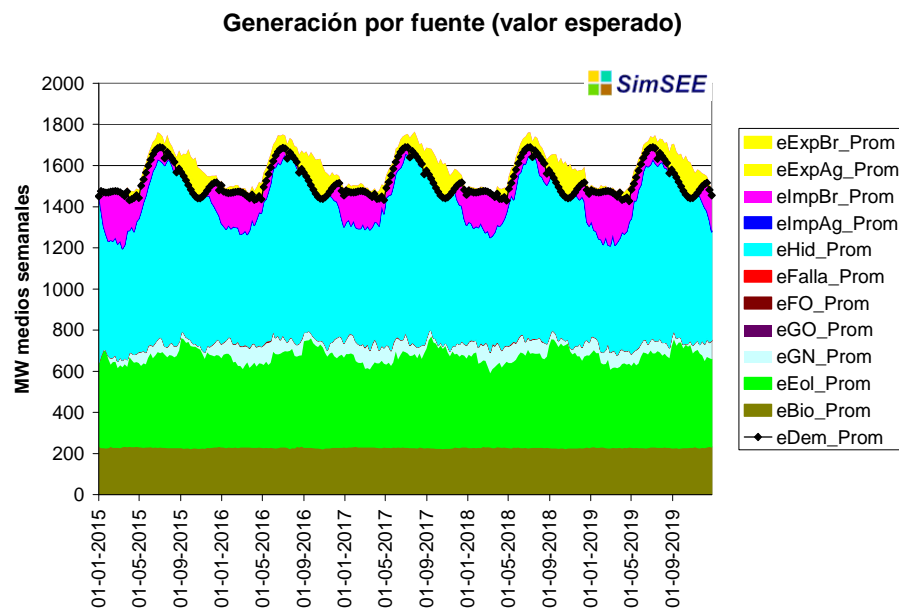
*La importación de Brasil comprende las convertoras de Rivera y de Melo.

4 Metodología y Resultados del estudio

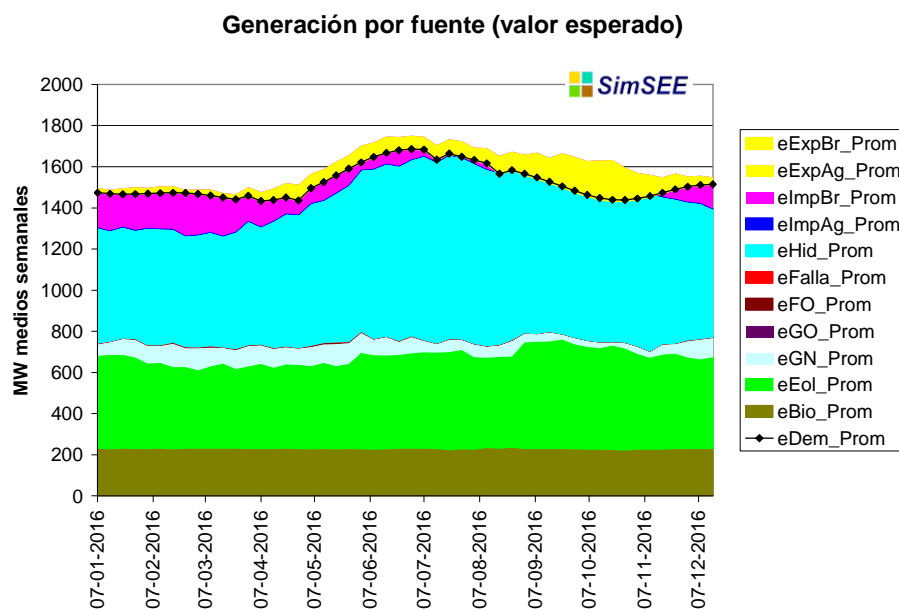
Escenario base año 2015 fijo

En la siguiente grafica se presenta el despacho resultante al mantener la situación constante en el periodo 2015-2020.

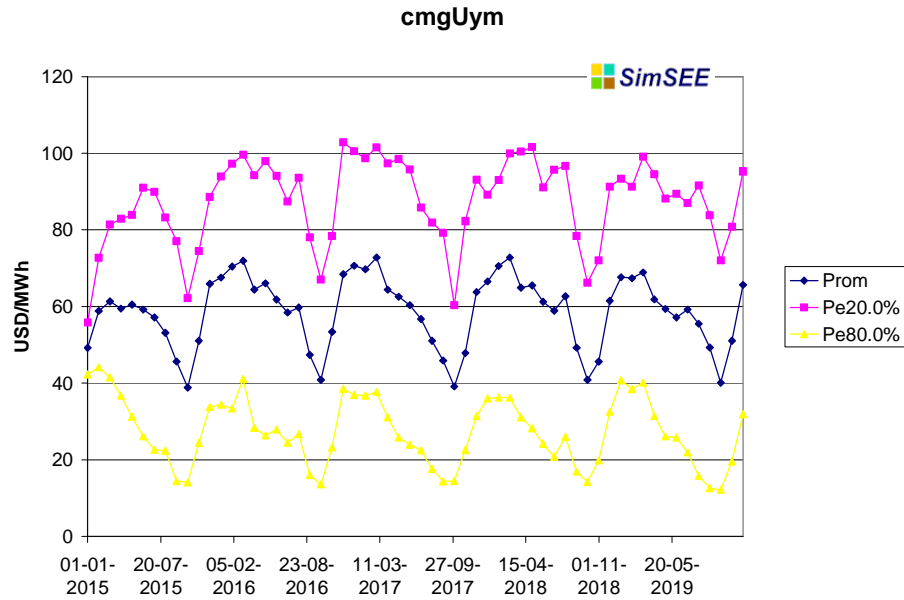
Se observa que con la generación disponible no se llega a despachar falla, por lo tanto el sistema posee suficiente respaldo.



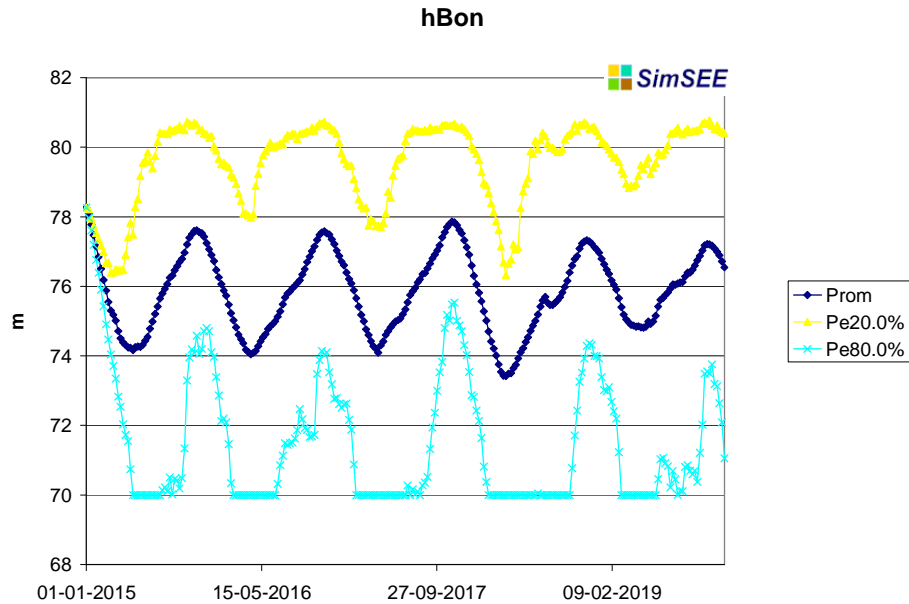
Si tomamos un año intermedio se observa más detalladamente el despacho obtenido:



En la siguiente grafica se presenta el costo marginal promedio resultante en esta situación. Además se representan las probabilidades de excedencia de 20% y 80%. El promedio se encuentra en el entorno de los 40 USD/MWh y 70 USD/MWh.



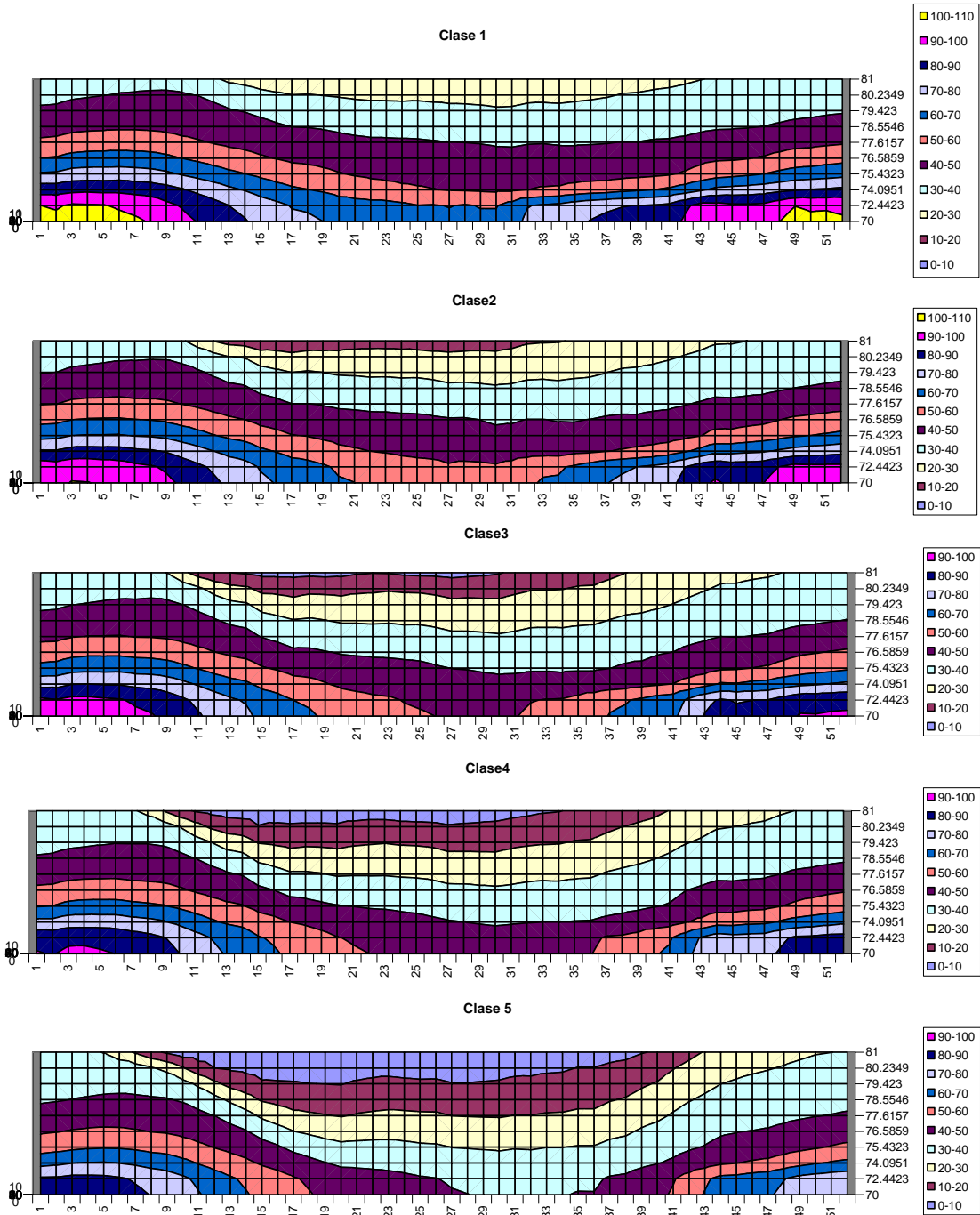
En la siguiente gráfica se observa la variación de la cota de bonete:



Política de operación de Bonete año 2015 fijo

A continuación se presentan los valores del agua (USD/MWh) para cada clase hidrológica, según la semana y la cota del lago.

Estos valores se tomaron del Opt_Bonete correspondiente. Se utilizaron 5 clases hidrológicas y 9 stocks en el lago. Se hallaron los valores para un año promedio entre todos los años utilizados en la optimización.



Se deduce que a medida que aumenta la clase hidrológica se produce una disminución en el precio del agua. Se recuerda que la clase hidrológica va del 1 al 5, siendo el 1 más seco y el 5 más húmedo.

A su vez, también se observa que para cada clase, los valores del agua son mayores en verano, época en la cual existen menores precipitaciones.

5 Hipótesis de los escenarios de expansión.

A continuación se presentarán las hipótesis adicionales consideradas para cada escenario de estudio.

Como se planteó anteriormente se realizará un estudio a largo plazo, eligiendo el año 2030 como horizonte y se buscará obtener la política de operación que se daría en este año al considerar cuatro alternativas energéticas.

Para obtener la demanda en el año 2030 se tomó un factor de crecimiento anual del 4,5% en el periodo 2015 -2030.

Año	Energía(GWh)
2015	11587.401
2016	12108.834
2017	12653.731
2018	13223.149
2019	13818.191
2020	14440.010
2021	15089.810
2022	15768.852
2023	16478.450
2024	17219.980
2025	17994.879
2026	18804.649
2027	19650.858
2028	20535.147
2029	21459.228
2030	22424.893

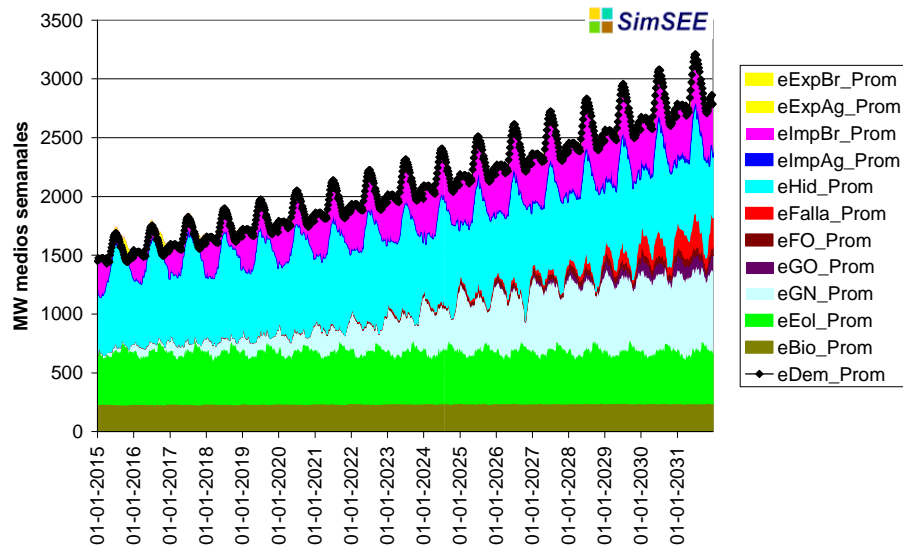
Para determinar la expansión necesaria para cubrir la demanda del periodo 2015-2030 se realizó un estudio en el cual se determinó el valor de falla despachada para este período.

A continuación se presentan las probabilidades de falla obtenidas en este período.

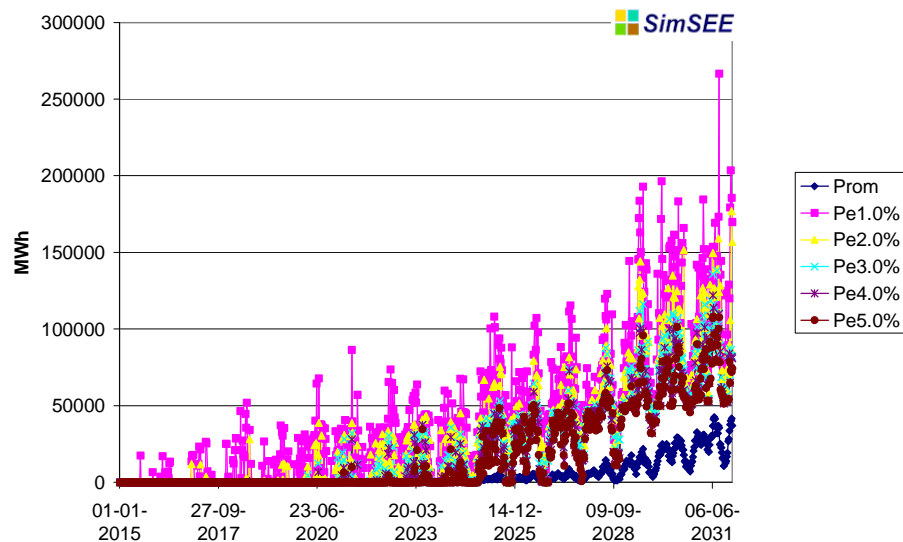
5.1 Escenario con importación.

En la siguiente gráfica se presenta el despacho obtenido en el período 2015-2032. Se observa que se comienza a despachar falla a partir del año 2025.

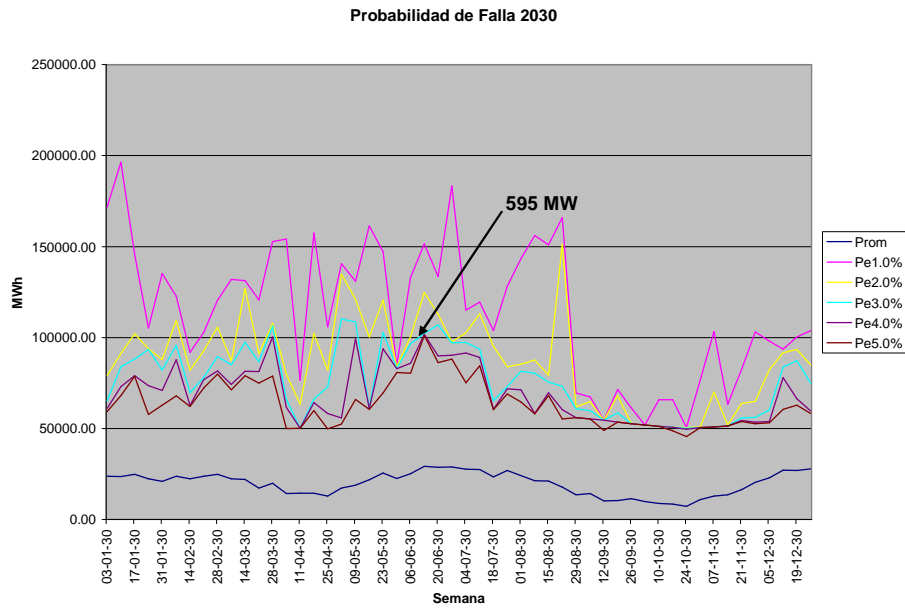
Generación por fuente (valor esperado)



Probabilidad de Falla



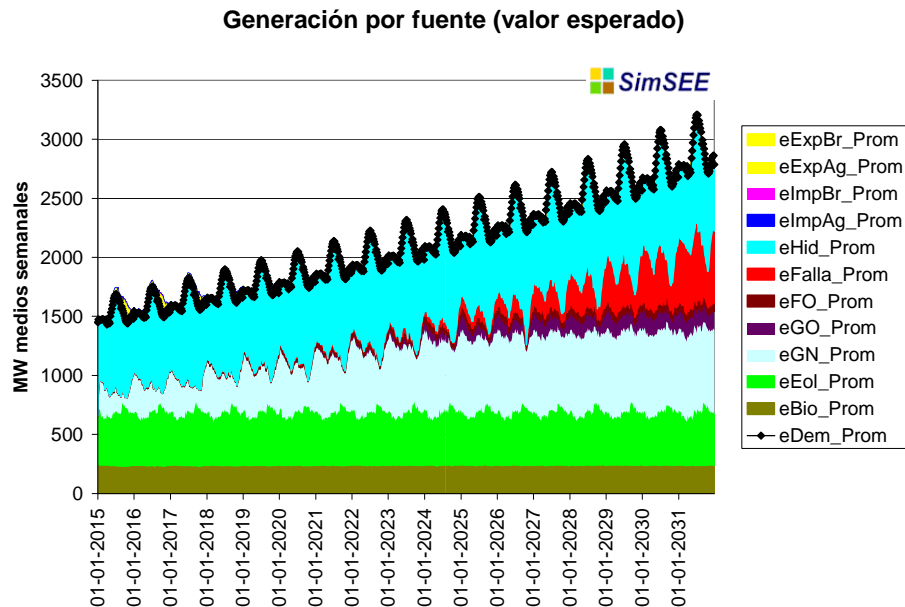
Se observa que hasta el año 2020 la probabilidad de excedencia de falla de 5% es nula y que a partir de este año es necesario aumentar el parque generador para cubrir la demanda.

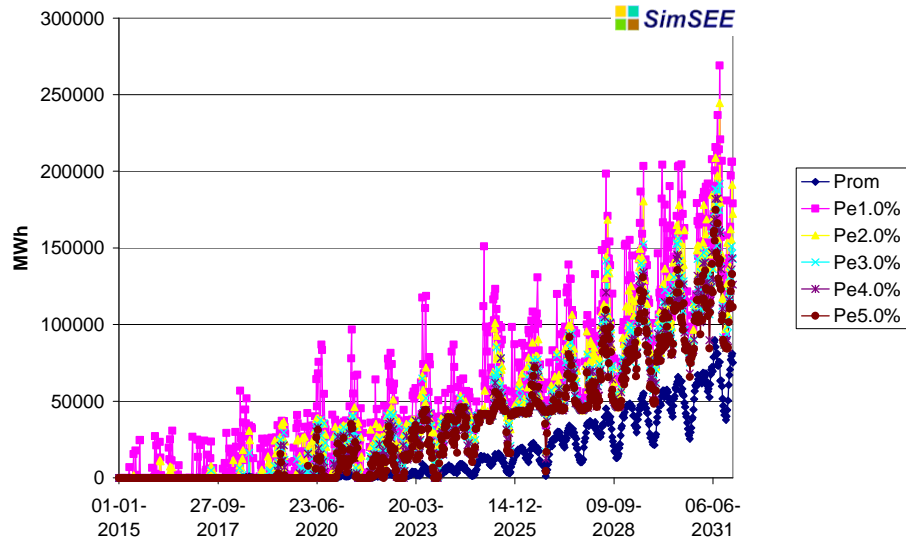
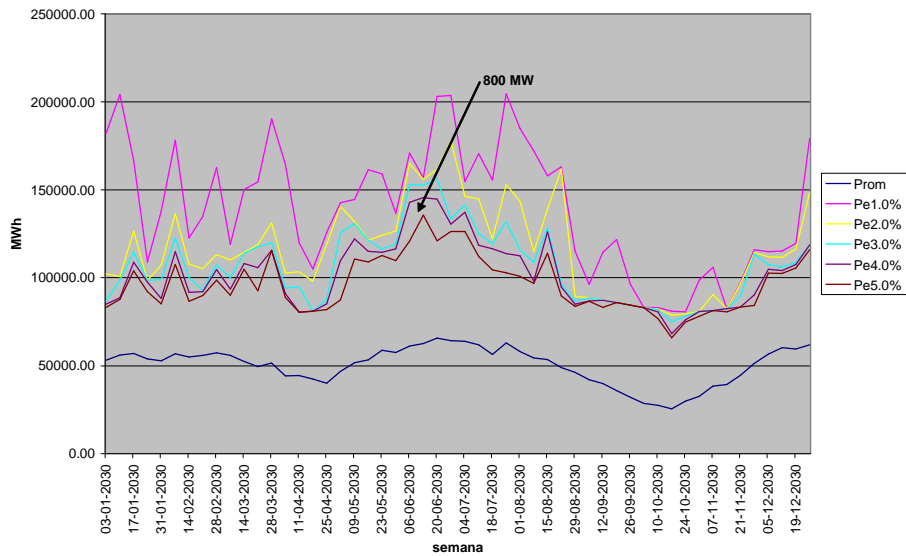


Como este estudio se enfoca en el año 2030, es necesario determinar el valor de potencia necesaria para cubrir la demanda prevista para ese año. Se decidió elegir el valor que tuviera una probabilidad de excedencia del 5%, o sea que solo un 5% de las crónicas totales estarían despachando falla. En la gráfica anterior se ve que el máximo valor con probabilidad de excedencia de falla de 5% es de 100 GWh semanales, que en potencia corresponden a 595 MW.

5.2 Escenario sin importación

En la siguiente gráfica se presenta el despacho obtenido en el período 2015-2032. Se observa que se comienza a despachar falla a partir del año 2020.



Probabilidad de falla

Probabilidades de falla 2030


En este escenario sin importación, el valor máximo que tiene una probabilidad de excedencia del 5% es de 135.5 GWh semanales, que en potencia corresponden a aproximadamente 800 MW.

5.3 Hipótesis del escenario 1: Expansión eólica con integración regional.

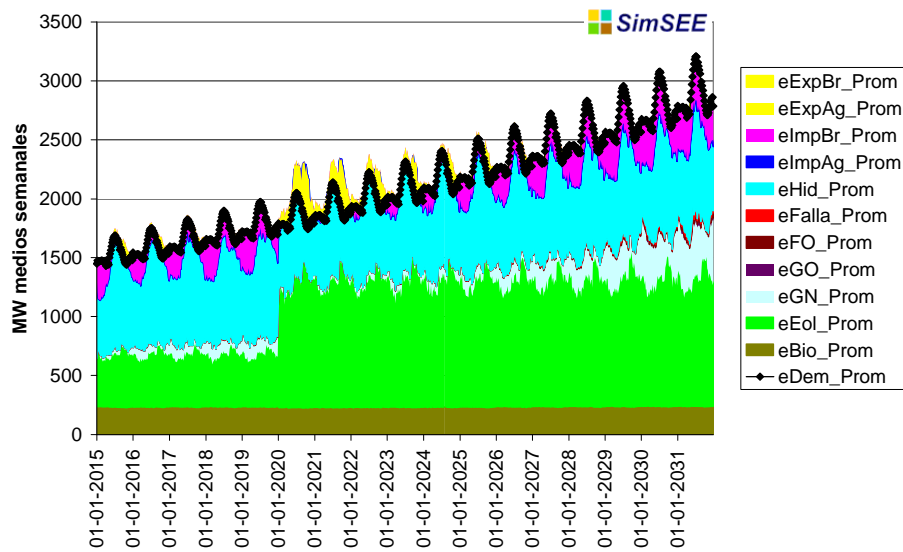
Se introducen 600 MW de expansión eólica para el año 2030.

Se tuvo en cuenta que el factor de disponibilidad de los generadores eólicos es aproximadamente 35% por lo que se representó una potencia eólica de 1700 MW.

Para representar esta potencia en el simulador se agregaron 850 generadores eólicos (2 MW c/u).

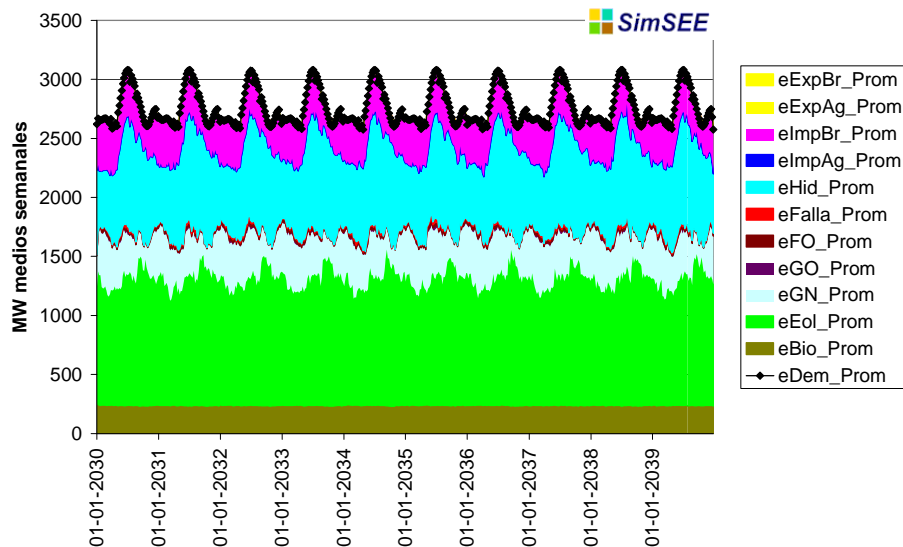
En la gráfica siguiente se ve que esta expansión fue introducida en el año 2020, logrando por lo tanto para el año 2030 la potencia necesaria para que no se despache falla.

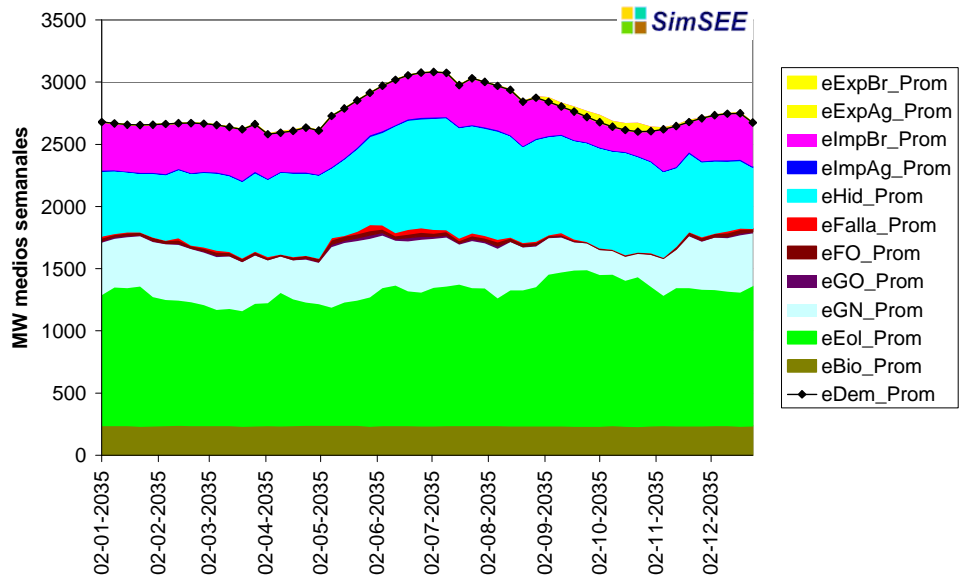
Generación por fuente (valor esperado)



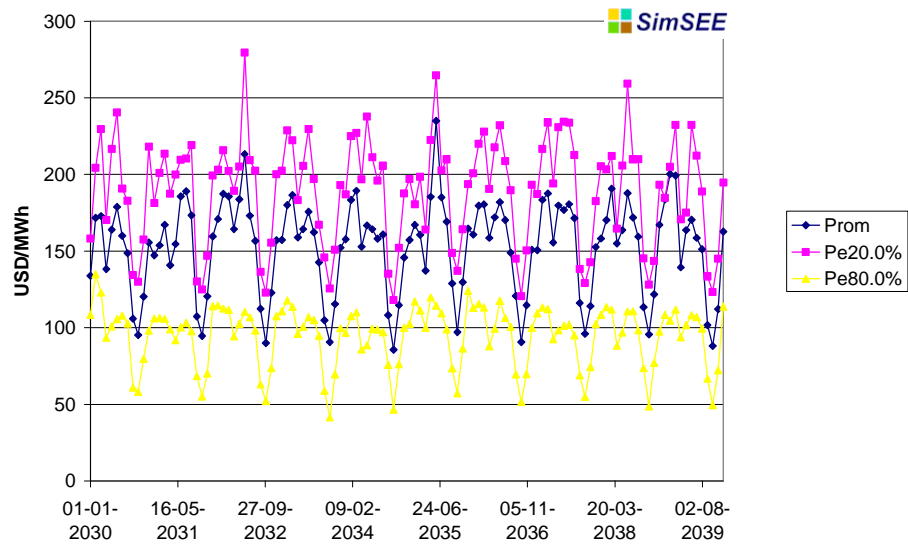
Si mantenemos la situación estática para el período 2030-2040 tal como se hizo anteriormente para el año 2015, se obtiene el siguiente esquema de despacho:

Generación por fuente (valor esperado)

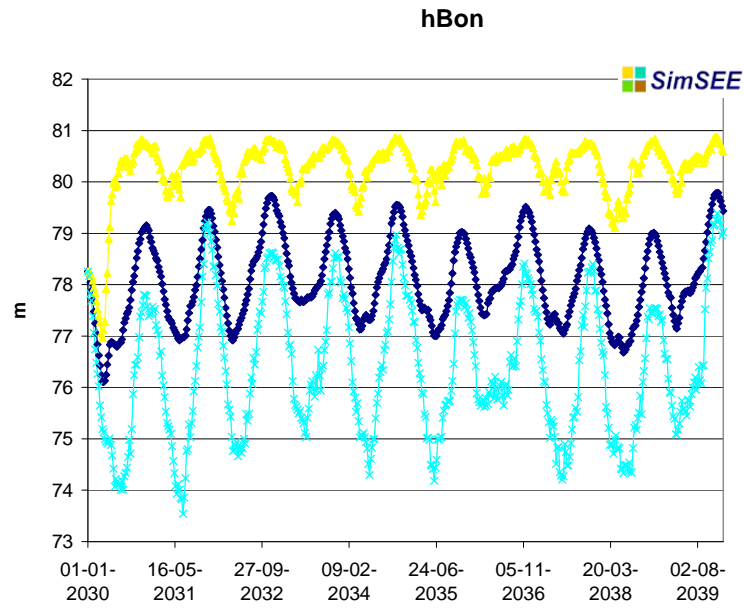


Generación por fuente (valor esperado)


El costo marginal promedio resultante, como se observa a continuación, se encuentra aproximadamente entre los 100 USD/MWh y los 200 USD/MWh.

cmgUym


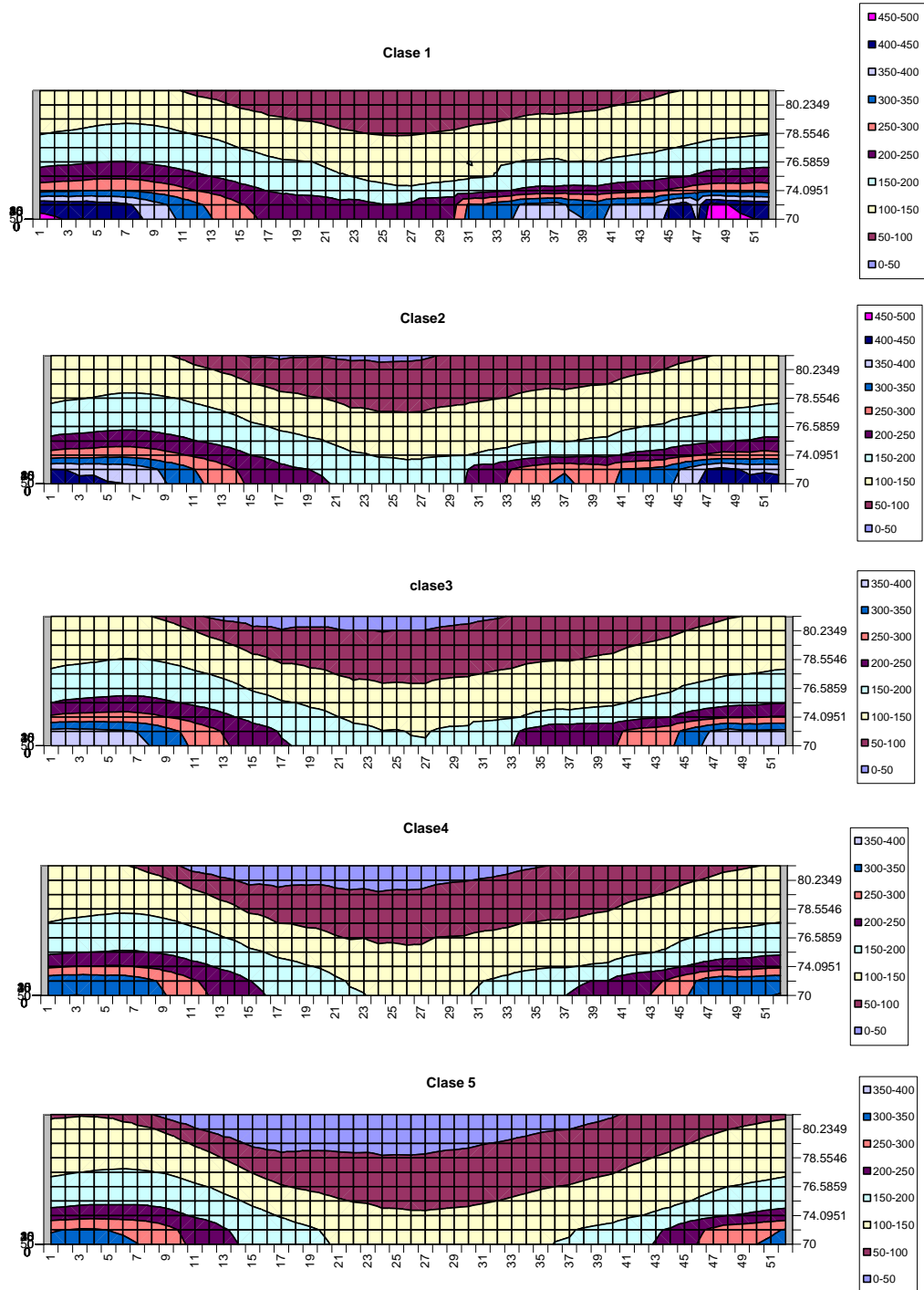
En la siguiente gráfica se observa la variación de la cota de bonete:



En este caso la cota promedio del lago de Terra varía entre 79.8m (en primavera) y 77m (fines de verano). Los valores con probabilidad de excedencia de un 80% llegan a valores mínimos de 74m.

Política de operación de Bonete Año 2030 fijo, expansión eólica e importación.

A continuación se presentan los valores del agua (USD/MWh) para cada clase hidrológica, según la semana y la cota del lago.



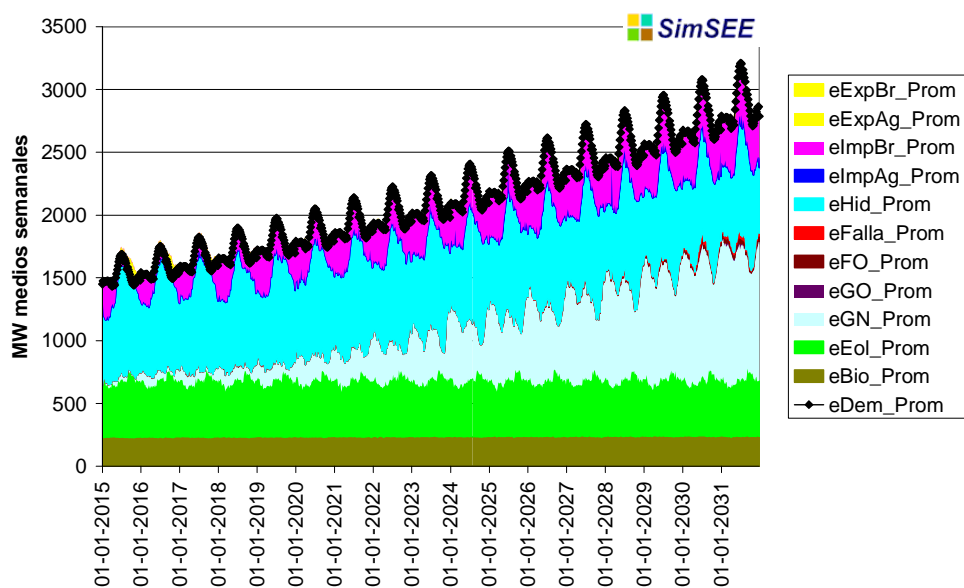
5.4 Hipótesis del escenario 2: Expansión térmica con integración regional.

Se introducen 600 MW de expansión térmica para el año 2030.

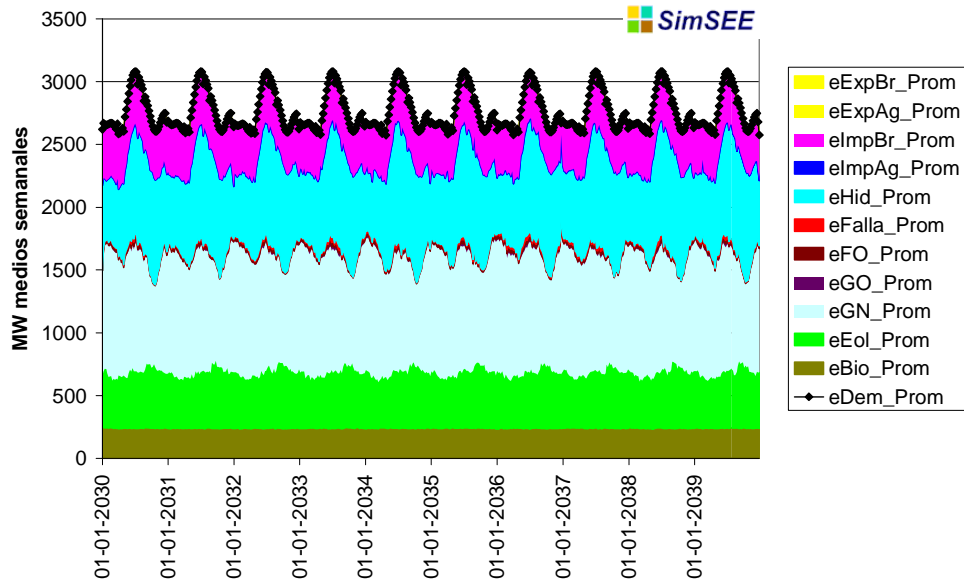
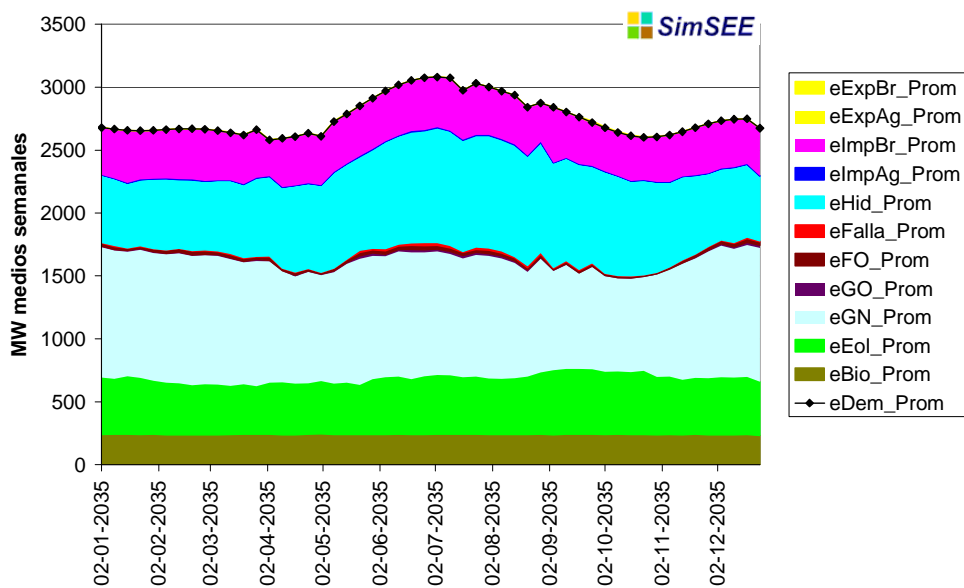
Para esto se deciden introducir más máquinas de ciclo combinado cuyo combustible es gas natural. Teniendo en cuenta el factor de disponibilidad de 85% de este tipo de máquinas, para obtener los 600MW faltantes se agregaron 4 máquinas de 180 MW c/u.

En la gráfica siguiente se ve que esta expansión fue introducida en el año 2020, logrando por lo tanto para el año 2030 la potencia necesaria para que no se despache falla.

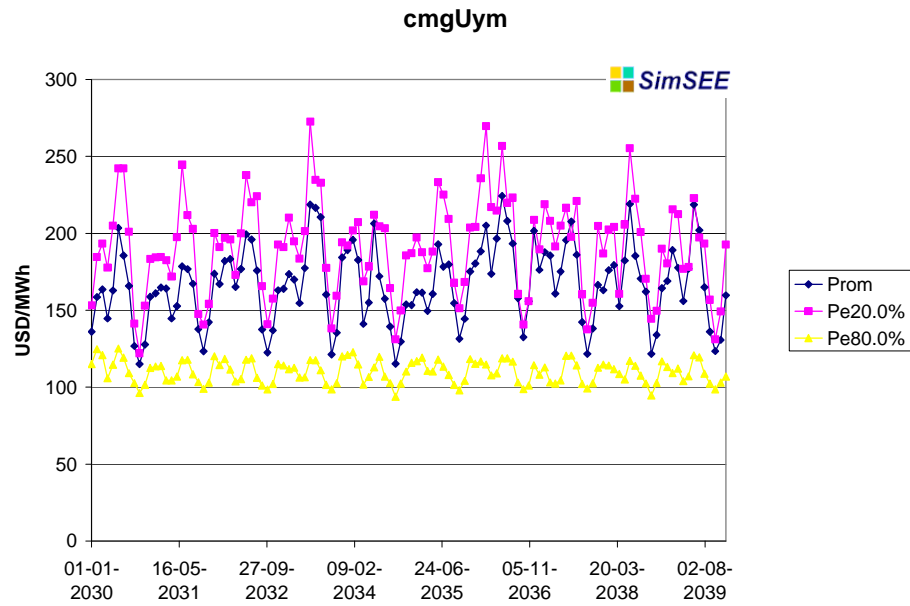
Generación por fuente (valor esperado)



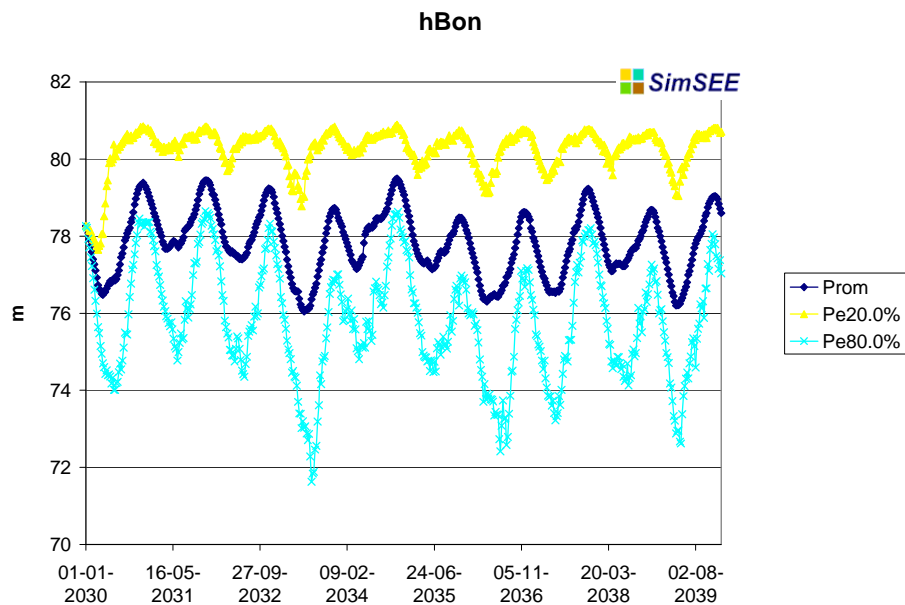
Si mantenemos la situación estática para el período 2030-2040 tal como se hizo anteriormente para el año 2015, se obtiene el siguiente esquema de despacho:

Generación por fuente (valor esperado)

Generación por fuente (valor esperado)


El costo marginal promedio resultante, como se observa a continuación, se encuentra aproximadamente entre los 120 USD/MWh y los 230 USD/MWh.



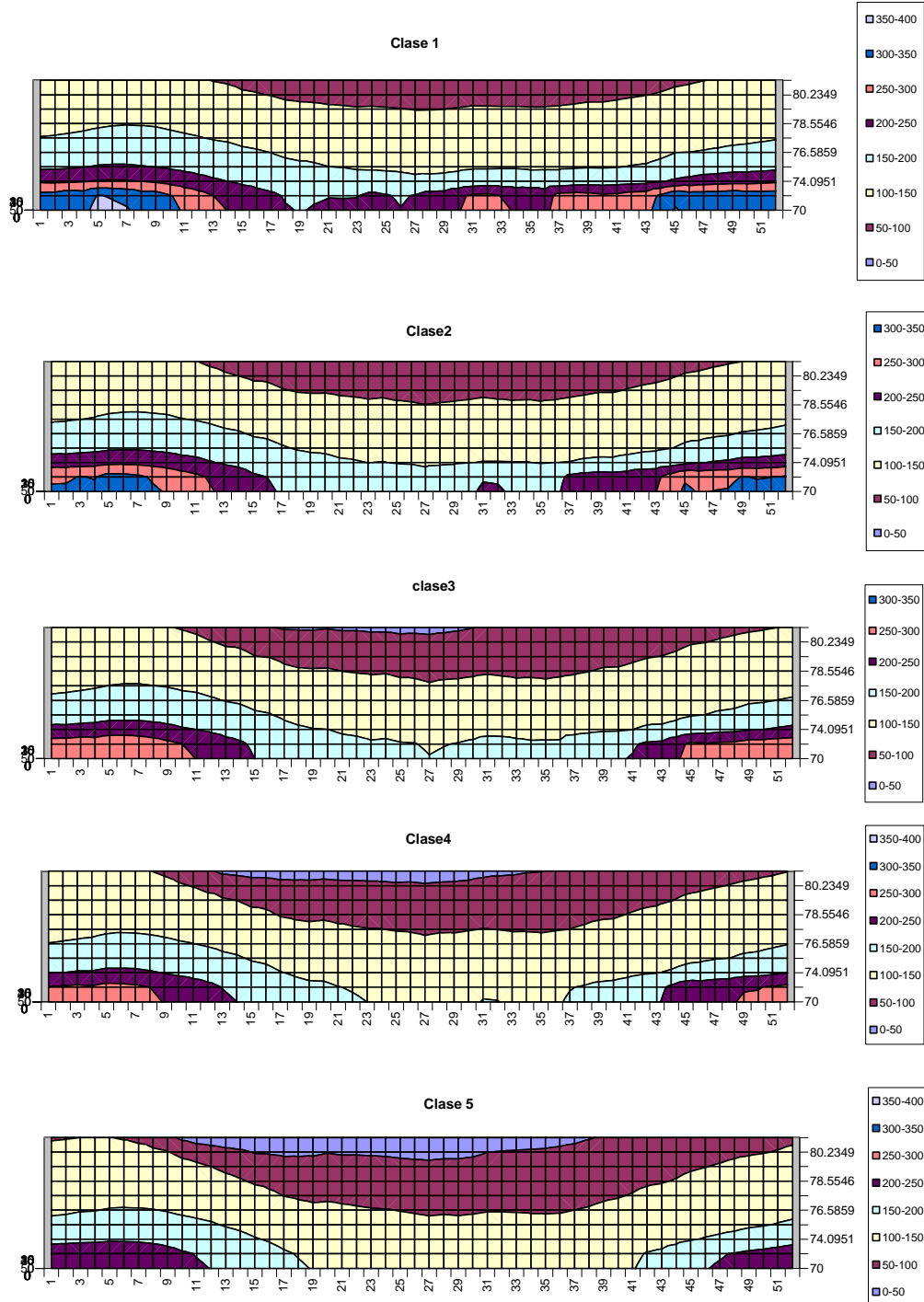
En la siguiente gráfica se observa la variación de la cota de bonete:



En este caso la cota promedio del lago de Terra varía entre 79.5m (en primavera) y 76.5m (fines de verano). Los valores con probabilidad de excedencia de un 80% llegan a valores mínimos de 72m.

Política de operación de Bonete Año 2030 fijo, expansión térmica e importación.

A continuación se presentan los valores del agua (USD/MWh) para cada clase hidrológica, según la semana y la cota del lago.



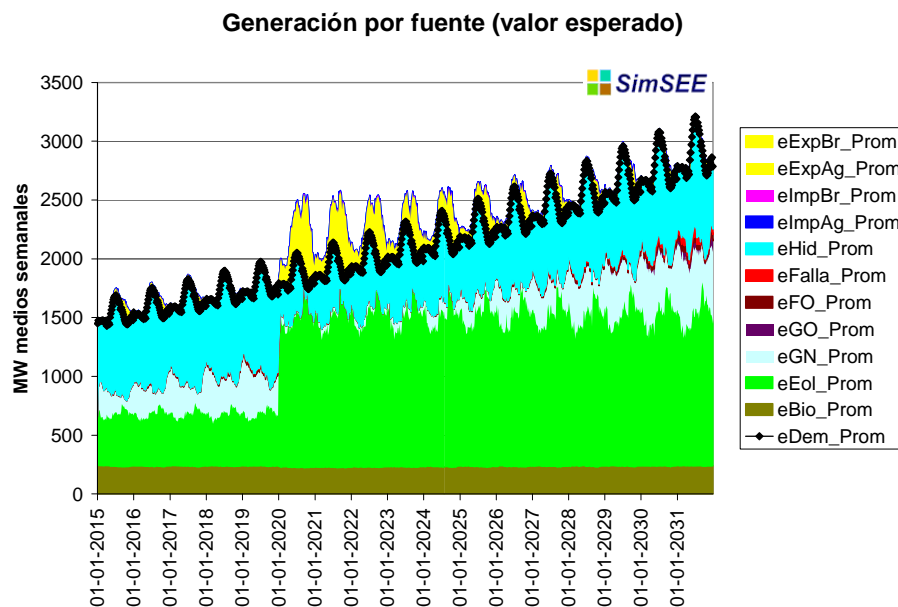
5.5 Hipótesis del escenario 3: Expansión eólica sin integración regional.

Se introducen 800 MW de expansión eólica para el año 2030.

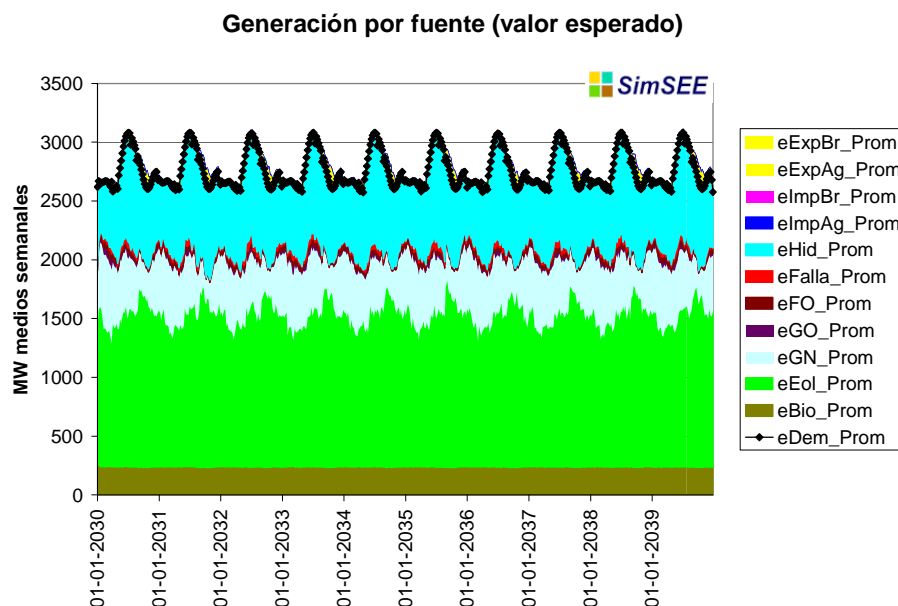
Se tuvo en cuenta que el factor de disponibilidad de los generadores eólicos es aproximadamente 35% por lo que se representó una potencia eólica de 2290 MW.

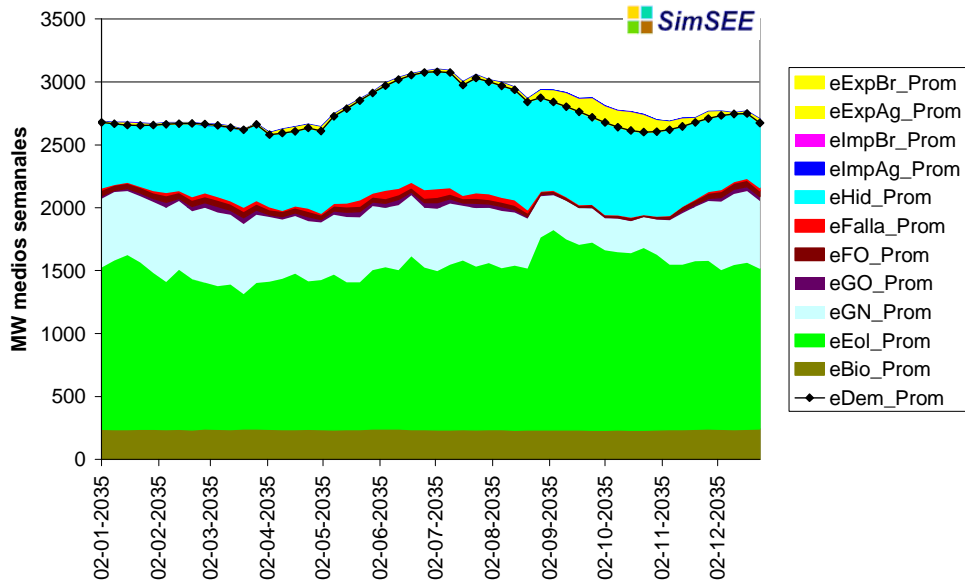
Para representar esta potencia en el simulador se agregaron 1145 generadores eólicos (2 MW c/u).

En la gráfica siguiente se ve que esta expansión fue introducida en el año 2020, logrando por lo tanto para el año 2030 la potencia necesaria para que no se despache falla.

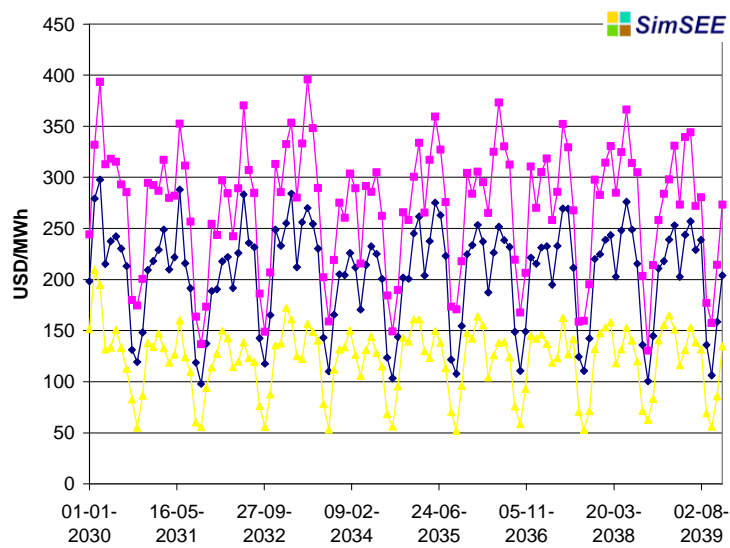


Si mantenemos la situación estática para el período 2030-2040 tal como se hizo anteriormente para el año 2015, se obtiene el siguiente esquema de despacho:

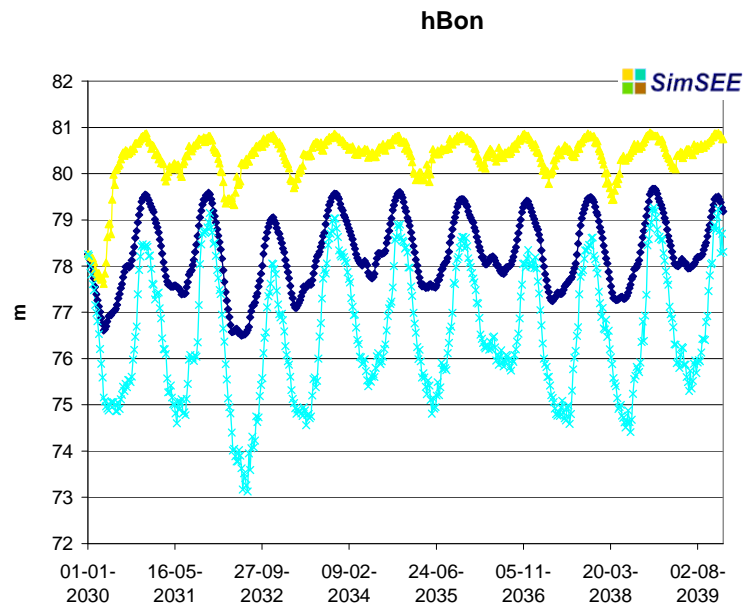


Generación por fuente (valor esperado)


El costo marginal promedio resultante, como se observa a continuación, se encuentra aproximadamente entre los 100 USD/MWh y los 250 USD/MWh.

cmgUym


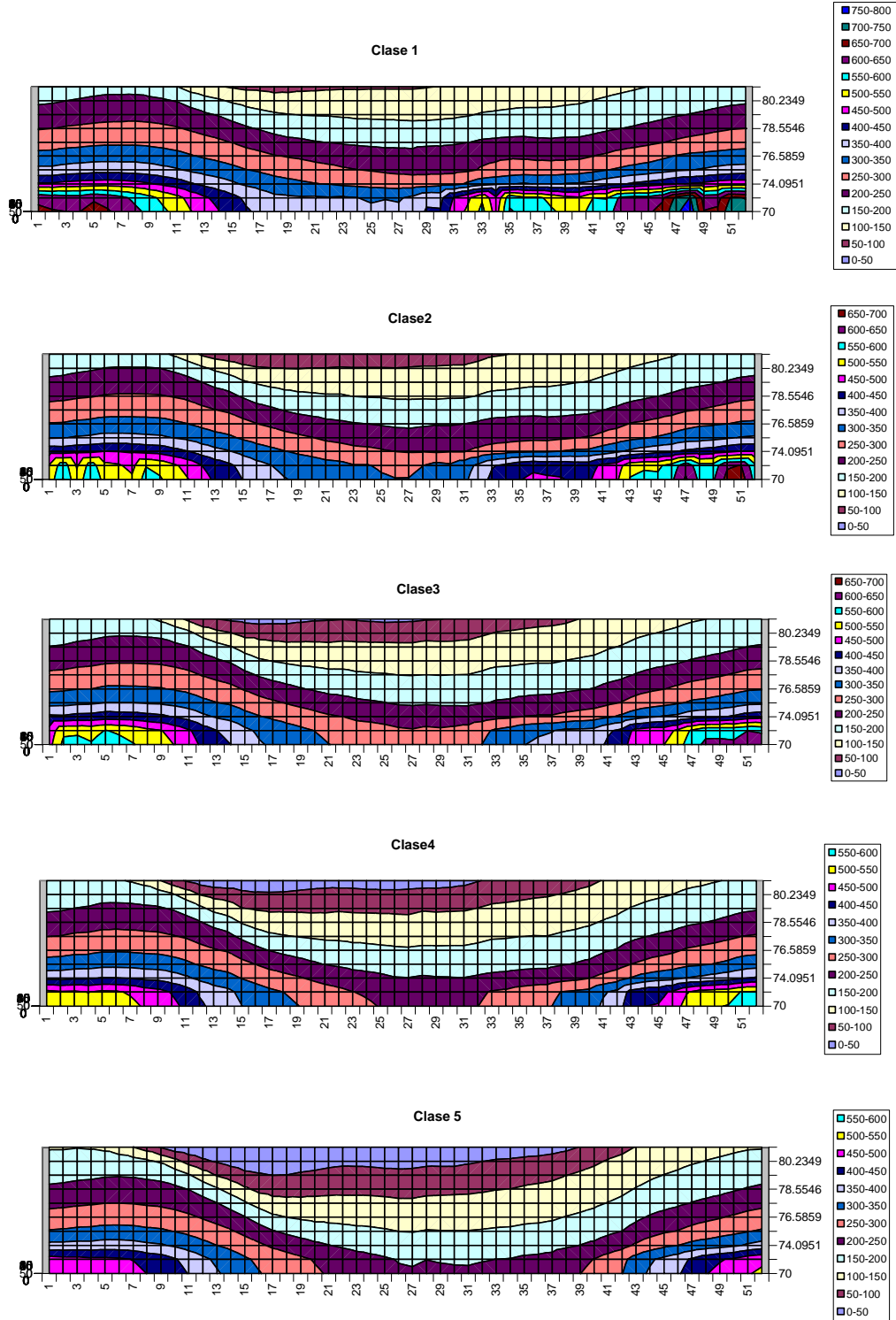
En la siguiente gráfica se observa la variación de la cota de bonete:



En este caso la cota promedio del lago de Terra varía entre 79.5m (en primavera) y 77m (fines de verano). Los valores con probabilidad de excedencia de un 80% llegan a valores mínimos de 73m.

Política de operación de Bonete Año 2030 fijo, expansión eólica sin importación.

A continuación se presentan los valores del agua (USD/MWh) para cada clase hidrológica, según la semana y la cota del lago.



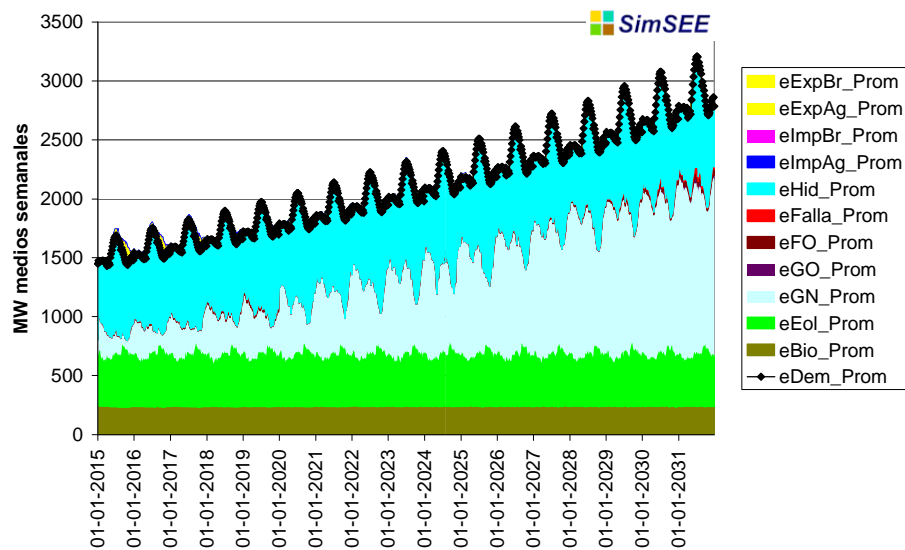
5.6 Hipótesis del escenario 4: Expansión térmica sin integración regional.

Se introducen 800 MW de expansión térmica para el año 2030.

Para esto se deciden introducir más máquinas de ciclo combinado cuyo combustible es gas natural. Teniendo en cuenta el factor de disponibilidad de 85% de este tipo de máquinas, para obtener los 800MW faltantes se agregaron 6 máquinas de 180 MW c/u.

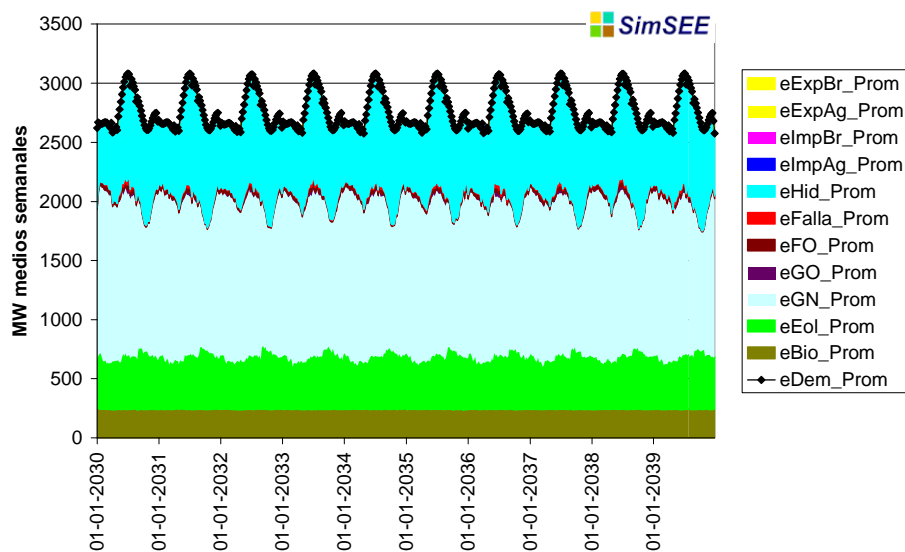
En la gráfica siguiente se ve que esta expansión fue introducida en el año 2020, logrando por lo tanto para el año 2030 la potencia necesaria para que no se despache falla.

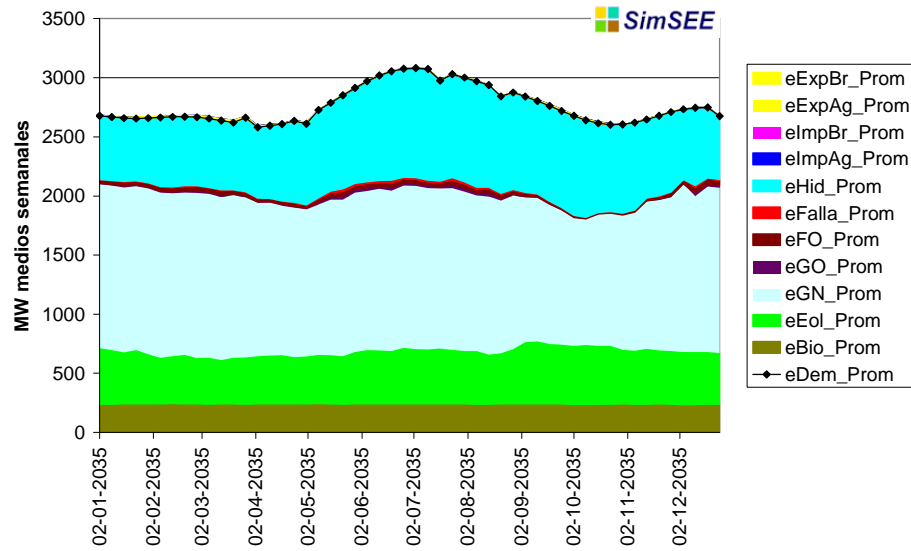
Generación por fuente (valor esperado)



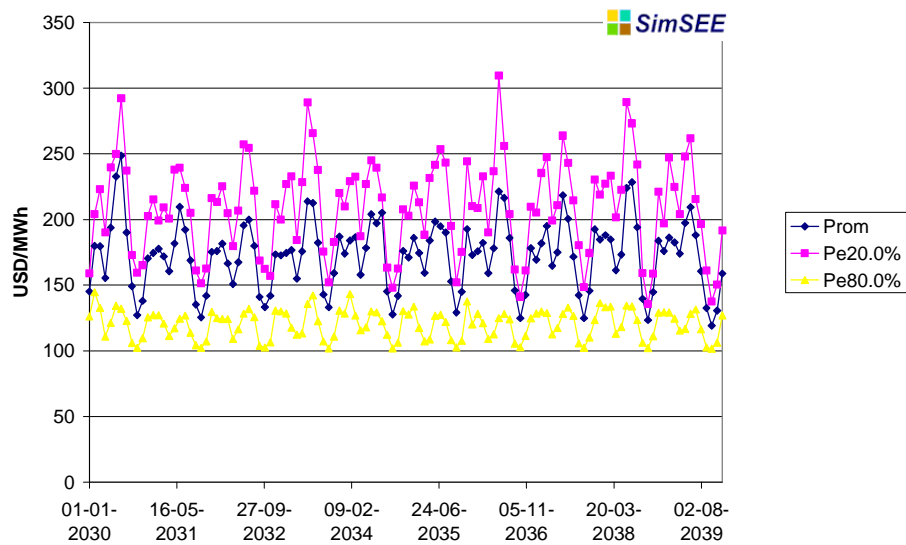
Si mantenemos la situación estática para el período 2030-2040 tal como se hizo anteriormente para el año 2015, se obtiene el siguiente esquema de despacho:

Generación por fuente (valor esperado)

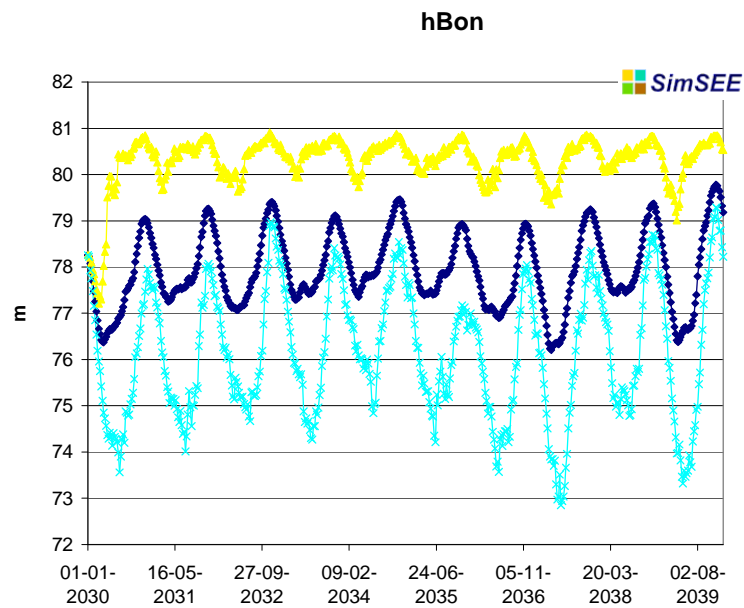


Generación por fuente (valor esperado)


El costo marginal promedio resultante, como se observa a continuación, se encuentra aproximadamente entre los 125 USD/MWh y los 220 USD/MWh.

cmgUym


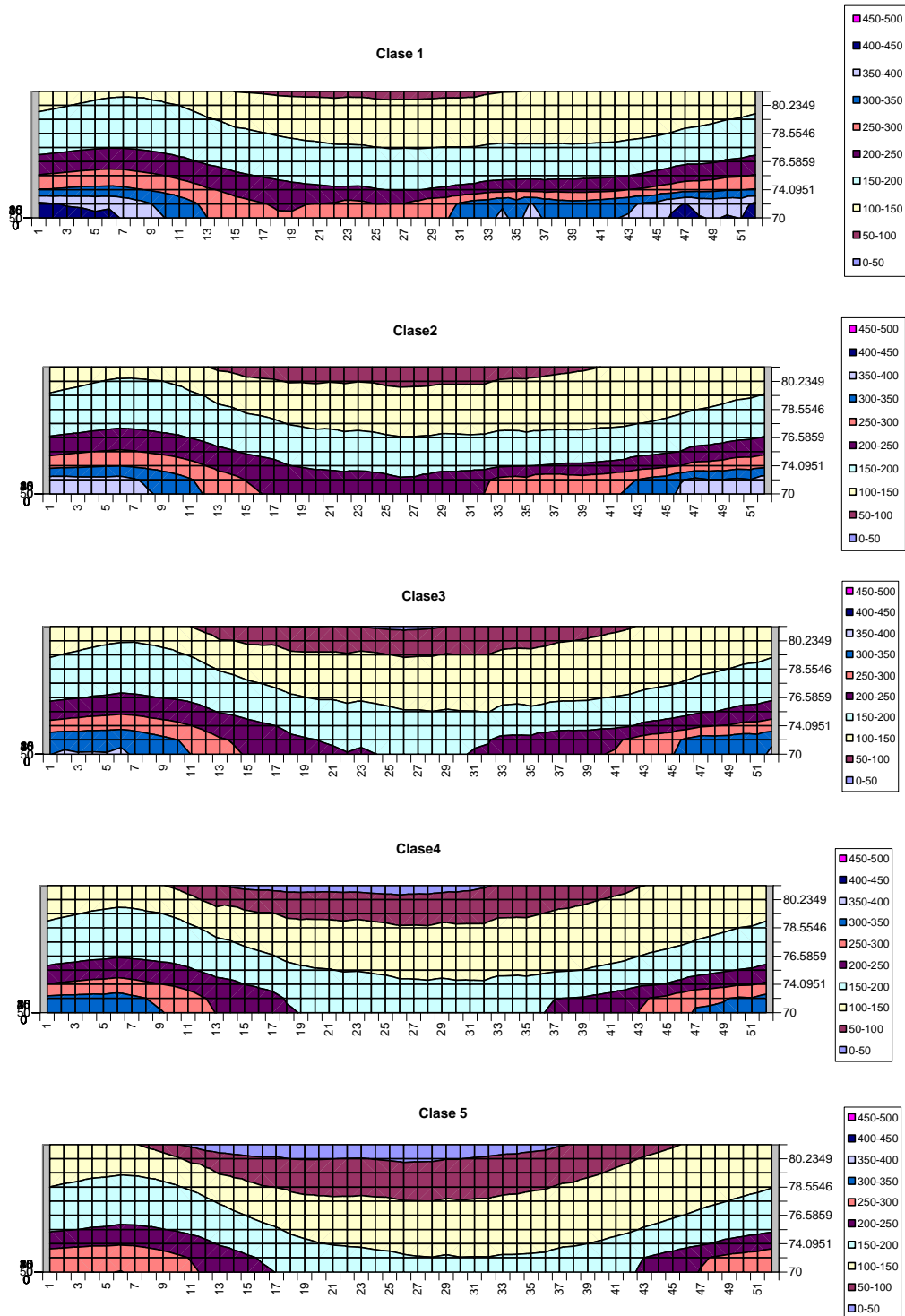
En la siguiente gráfica se observa la variación de la cota de bonete:



En este caso la cota promedio del lago de Terra varía entre 79.5m (en primavera) y 76m (fines de verano). Los valores con probabilidad de excedencia de un 80% llegan a valores mínimos de 73m.

Política de operación de Bonete Año 2030 fijo, expansión térmica sin importación.

A continuación se presentan los valores del agua (USD/MWh) para cada clase hidrológica, según la semana y la cota del lago.



6 Conclusiones

Política de Operación

A partir de los resultados obtenidos de las políticas de operación de los diferentes escenarios se concluye que el escenario con menor valor de agua para todas las clases hidrológicas es el escenario de expansión térmica con importación. Por otra parte el escenario con mayor valor de agua en todas las clases hidrológicas es el de expansión eólica sin importación.

La comparación a nivel de la integración regional es un factor determinante en el precio del agua, pero si este factor no es alterado en los escenarios se obtiene que el valor de agua es mayor cuando se introduce una expansión eólica que cuando se introduce una expansión térmica. Esto probablemente se deba a que el recurso hídrico es más utilizado al incluir en el sistema mucha potencia eólica, caracterizada por tener grandes variaciones a lo largo del día.

Costo Marginal

Para los escenarios en donde se considera la integración regional, el costo marginal resultante de una expansión eólica es más barato que el resultante de una expansión térmica. Esto es debido a que los costos de generación eólica son más baratos que los de una generación térmica.

Cuando no se considera la integración regional se obtuvo que el costo marginal del sistema es mayor en el escenario de la expansión eólica que en el escenario de la expansión térmica. Esto se produce porque en el escenario de expansión eólica se despacha más energía de origen GO y FO y Falla para cubrir la demanda, debido a las características de la energía eólica.

Cota del Lago de Terra

Según los resultados obtenidos en las cotas del lago para los diferentes escenarios, se concluye que se usa más el lago en el escenario de la expansión térmica con integración regional que el caso de la expansión eólica con integración regional. Esto se debe a que los valores de agua obtenidos para el caso de expansión térmica son menores a los obtenidos para el caso de expansión eólica.

En los casos en los cuales no se considera integración regional no se observan grandes diferencias respecto a los valores de la cota del lago, probablemente sea causa de en estos años futuros el recurso hidráulico no es la base del sistema energético.

7 Posibles futuros trabajos.

Se podría realizar un estudio más profundo y detallado de la sensibilidad del sistema respecto a la variación en los precios de los combustibles.