

# **Optimización de plan de inversiones en generación eléctrica:**

## **Sustitución de actores térmicos de expansión por baterías**

Autores: Ing. Alejandro Rovegno - Cra. Cecilia Mallada - Ec. Juan Gari.

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.  
Trabajo final curso SimSEE edición 2019  
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. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

<b>1.Objetivo</b> .....	3
<b>2.Hipótesis de trabajo</b> .....	3
<b>3.Metodología</b> .....	4
3.1 Tecnologías de expansión .....	4
3.2 Sala SimSEE .....	6
3.3 Configuración en OddFace .....	6
<b>4.Resultados del estudio</b> .....	8
4.1 Caso Base - Expansión con Térmica .....	8
4.1.1 Plan de Expansión .....	8
4.1.2 Valorización y Gradientes de Inversión .....	10
4.1.3 Costo Marginal y CAD .....	13
4.1.4 Generación .....	14
4.1.5 Análisis de Falla .....	15
4.2 Caso Expansión con Baterías.....	16
4.2.1 Plan de Expansión .....	16
4.2.2 Valorización y Gradientes de Inversión .....	18
4.2.3 Costo Marginal y CAD .....	21
4.2.4 Generación .....	22
4.2.5 Análisis de Falla .....	25
4.3 Expansión con Baterías Vs con Térmica .....	26
<b>5.Posibles futuros trabajos</b> .....	29

## 1.Objetivo.

El trabajo tiene como objetivo principal analizar el impacto en el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) de implementar una política energética de largo plazo en la cual se excluye la generación térmica, en base a combustibles fósiles, como tecnología candidata de expansión en la optimización del plan de inversiones en generación eléctrica del sistema uruguayo. No se plantea dentro de los objetivos la justificación de implementar dicha política, la cual es tomada como una hipótesis de trabajo. Sin embargo, uno de los elementos que podría sustentarla sería, por ejemplo, el de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Dado que la generación térmica cumple un rol central en la confiabilidad del Sistema Eléctrico por su capacidad de brindar potencia firme, es necesario encontrar un sustituto que pueda ofrecer una característica similar. A los efectos de este trabajo la tecnología considerada es el almacenamiento de energía con baterías, tomando como referencia las baterías de iones de litio (Li-Ion).

## 2.Hipótesis de trabajo.

A continuación se detallan las hipótesis generales utilizadas para realizar este trabajo.

- Demanda:
  - Hasta el 2021 según Programación Estacional Noviembre - Abril 2017, y desde 2021 se proyecta un crecimiento anual de 2,5%
  - Los costos de falla se indexan al precio del petróleo.
  - Costos de falla utilizados:

<b>Costo de Falla</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Profundidad (p.u.)	0,02	0,05	0,075	0,855
Costo (USD/MWh)	167	600	2.400	4.000

- No hay intercambios internacionales de energía.
- Escenario West Texas Intermediate (WTI) Base:
  - WTI a 50 USD/bbl.
  - Proyección del crecimiento del petróleo de referencia según EIA.
- No hay gas natural en todo el período de estudio.
- Rendimiento Ciclo Combinado: abierto de 36% y cerrado de 52.5%.

- Escenario con UPM2. En la siguiente tabla se muestra la potencia máxima considerada para cada año. Luego del año 2026 se considera una potencia máxima de 150 MW.

Fecha de Inicio	PMax (MW)
01/01/2022	50
01/01/2023	120
01/01/2024	130
01/01/2025	140
01/01/2026	150

- Tasa Anual de actualización de 10%.

### 3. Metodología.

Para optimizar el plan de inversiones en generación eléctrica se utilizaron las siguientes herramientas informáticas: Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y Optimización Distribuida De Funciones de Alto Costo de Evaluación (OddFace).

Para poder analizar el impacto en el CAD de implementar esta política se optimizó un plan de inversiones en el período 2019-2045 (Caso Base), utilizando las siguientes tecnologías candidatas de expansión: Eólica, Solar PV y Turbinas de Gas.

Este Caso Base es contrastado con una Sala de Largo Plazo resultado de una Optimización con OddFace donde se excluye la expansión con generación térmica a base de combustibles fósiles y se considera la tecnología alternativa de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (Caso con Baterías).

En ambos casos, a los efectos de la optimización del plan de inversiones de generación, se considera un escenario cerrado a los intercambios internacionales.

### 3.1 Tecnologías de expansión

Las características de las tecnologías de expansión consideradas son las siguientes:

- *Parques Eólicos:*
  - Potencia: 50 MW
  - Factor de Disponibilidad: 90%
  - Factor de Planta: 45% (40.5% efectivo)
  - Vida Útil: 20 años.
- *Plantas Solares:*
  - Potencia: 50 MW
  - Factor de Disponibilidad: 100%

- Factor de Planta: 17%
- Vida Útil: 20 años.
  
- *Turbinas de Gas:*
  - Potencia: 60 MW
  - Factor de Disponibilidad: 85% y TMR: 360 horas
  - Vida Útil: 25 años.
  
- *Bancos de Baterías:*
  - Capacidad de Almacenamiento Máxima: 40 MWh
  - Potencia Máxima de Carga y Descarga: 10 MW
  - Rendimiento de carga de 90% y de descarga de 90 %
  - Factor de Disponibilidad: 100%
  - Vida Útil: 10 años
  - Sin degradación

Los montos de inversión considerados en todo el período de estudio para la instalación de los módulos de expansión son:

- Parques Eólicos: 79 MMUSD (50 USD/MWh)
- Plantas Solares: 36.4 MMUSD (55 USD/MWh)
- Bancos de Baterías: 10 MMUSD (250 USD/kWh)
- Turbinas de Gas:
  - Pago por potencia de 14 USD/MWh (900 USD por kW instalado)
  - Costo Variable Incremental: 104 USD/MWh
  - Costo Variable no combustible: 10 USD/MWh.

En relación al costo de 250 USD/kWh supuesto para los Bancos de Baterías, se tomó como referencia el informe de IRENA<sup>1</sup> donde se considera un escenario probable de reducción del costo total de instalaciones estacionarias de baterías de Li-Ion de entre un 54% y un 61% hacia el 2030. El costo actual de instalaciones de almacenamiento de baterías de larga duración se estimó en 550 USD/KWh, tomando como referencia el informe de la EIA<sup>2</sup>. Considerando que en la optimización el ingreso del primer banco de

---

<sup>1</sup> Electricity Storage And Renewables: Costs And Markets To 2030 - International Renewable Energy Agency (IRENA), Octubre 2017

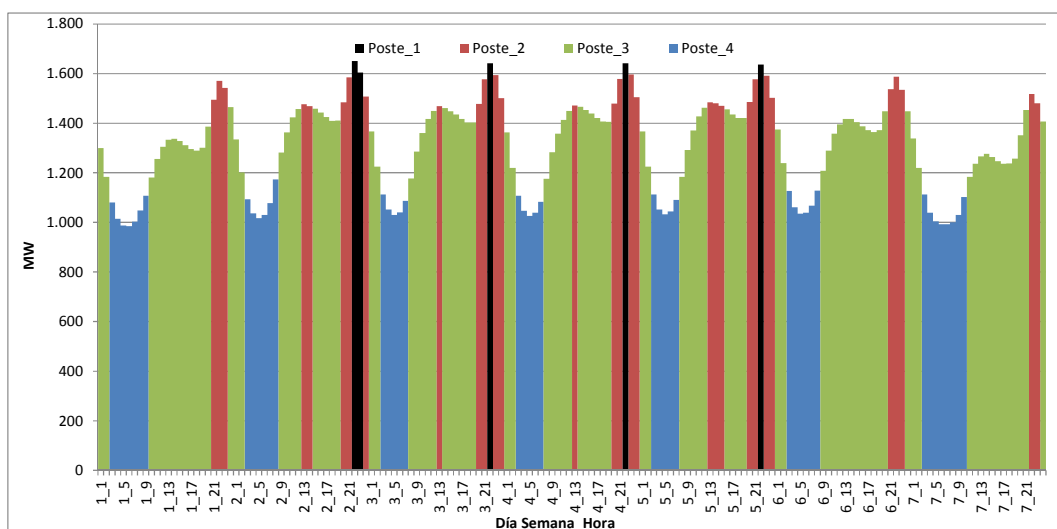
<sup>2</sup> U.S. Battery Storage Market Trends - U.S. Energy Information Administration (EIA), Mayo 2018

baterías se produce en el año 2027, se aplicó la reducción esperada por IRENA para el 2030, y se mantuvo constante para el resto del período.

### 3.2 Sala SimSEE

Para la optimización de los planes de inversión se estableció dentro de las variables globales de la sala un período de optimización que abarca desde el 01/01/2018 al 31/12/2045 y un período de simulación desde el 01/01/2019 hasta el 31/12/2044.

Se consideró un paso de tiempo semanal, con 4 postes horarios monótonos, con una duración de 5, 30, 91 y 42 horas para los postes 1, 2, 3 y 4 respectivamente, los cuales contemplan las 168 horas de la semana. A modo ilustrativo se presenta el siguiente gráfico con la demanda para una semana promedio del año, de lunes a domingo. Como se observa, puede asimilarse aproximadamente el poste 1 y 2 a un horario de punta, el poste 3 al llano y el 4 al valle.



Dado que se utilizó la opción de “restar para postizar” (demanda residual) en los actores renovables no gestionables, la gráfica anterior puede presentar patrones diferentes.

Dentro de los actores de la Sala de Largo Plazo utilizada, se creó el actor baterías, con los parámetros mencionados en el numeral anterior, definiendo para la variable de estado de nivel de carga un total de 5 discretizaciones.

Se utilizó para la optimización un número de 5 crónicas con sorteos, y la semilla N° 31. Para la simulación se consideraron 100 crónicas, con un número máximo de 2 iteraciones, y semilla aleatoria N° 31.

### 3.3 Configuración en OddFace

OddFace es una herramienta para resolver Problemas de optimización consistente en la búsqueda del juego de parámetros que minimiza el valor de una Función Objetivo o Función de Costo, aplicando a estos efectos la teoría de algoritmos genéticos. La

búsqueda se limita a los valores de los parámetros dentro de un conjunto posible denominado dominio del problema.<sup>3</sup> La Función Objetivo en este problema se corresponde al Costo de Abastecimiento de la Demanda en el período de estudio, actualizado a la tasa de descuento definida.

Para la realización del trabajo se consideraron 27 etapas de decisión, separadas por 365 días entre ellas, con inicio de la primera etapa el 01/01/2019.

Los costos de inversión de los actores de expansión Eólica, Solar y Baterías, fueron ingresados directamente en el OddFace, mientras que para la Turbina de Gas los costos se establecieron en la Sala de SimSEE.

Con el objetivo de mejorar la eficiencia de la optimización se buscó acotar el dominio del problema, reduciendo la cantidad máxima de unidades de las tecnologías de expansión en cada etapa de decisión.

A tales efectos se mantuvo en la Sala de SimSEE la capacidad instalada del parque Eólico (1500 MW) y Solar PV (229 MW) existente, creando dos actores que replazan a los existentes cuando alcanzan el final de su vida útil, sin considerar el pago por energía disponible. Las inversiones requeridas para replazar estas unidades se sumaron al CAD.

De este modo se consideraron las siguientes cantidades máximas de unidades que es posible instalar en cada etapa de decisión:

<b>Tecnología de expansión</b>	<b>Máx UI/vez</b>
Eólica	6
Solar PV	6
Turbina de Gas	3
Baterías	14

Una vez obtenido el plan de inversiones se verificó que estos valores no estuvieran limitando la optimización en años consecutivos.

Para realizar la optimización se configuró en el OddFace una Probabilidad de Premio de Éxito de 5 % y una Probabilidad de Mutación de 1%, considerando el valor de la Función Objetivo por su valor esperado, estableciendo los ponderadores de VaR y CVaR en 0.

---

<sup>3</sup>Manual de OddFace - Ing. Ruben Chaer, Abril 2019

## 4. Resultados del estudio.

Para seleccionar los planes de expansión del conjunto generado por OddFace, para cada uno de los casos, se ordenaron los individuos por cantidad de evaluaciones y función objetivo en orden descendente, eligiendo aquel individuo con mayor cantidad de evaluaciones y que cumpliera la condición de que la diferencia en el valor de la función objetivo respecto del mejor individuo evaluado fuese menor que el 0.5 %.

Los individuos seleccionados para cada caso de estudio son los siguientes:

- Caso Base - Expansión con Térmica:
  - Id. del Problema: 371
  - Id. del individuo: 34713
  
- Caso Expansión con Baterías:
  - Id. del Problema: 370
  - Id. del individuo: 37670

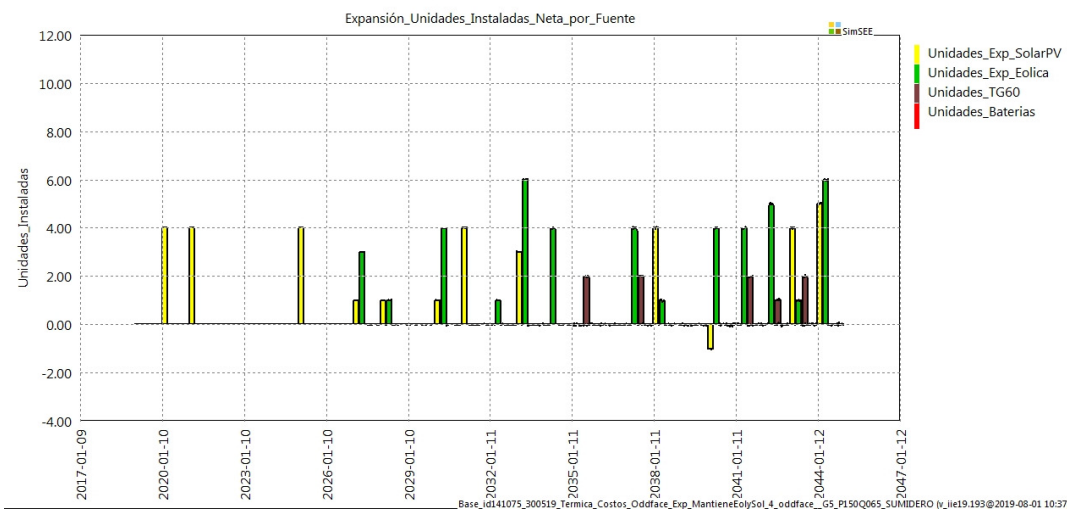
A continuación se exponen los resultados obtenidos al simular en SimSEE los individuos seleccionados para cada uno de los casos mencionados. Los resultados económicos están expresados en dólares de 2019.

### 4.1 Caso Base - Expansión con Térmica

#### 4.1.1 Plan de Expansión

En el siguiente gráfico se expone el número neto de unidades instaladas en el plan de expansión seleccionado para el Caso Base. De acuerdo a este plan optimizado el primer recurso que ingresa al sistema es el solar en el año 2020, mientras que las primeras unidades eólicas entran en el 2027, y las dos primeras turbinas de gas se instalan en el año 2035.

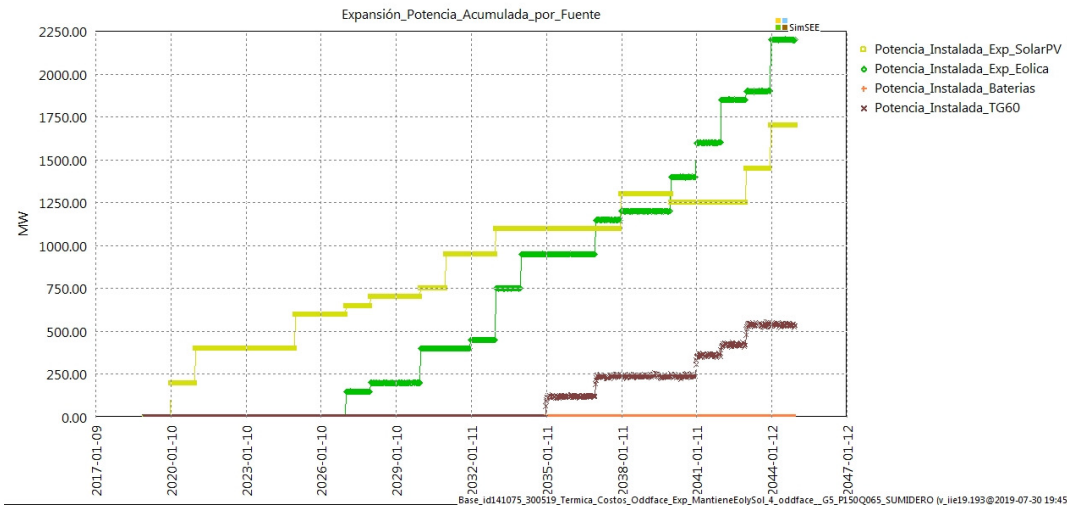




En la siguiente tabla se muestra las unidades instaladas, las unidades que salen del sistema al alcanzar el final de su vida útil, y la potencia acumulada por tecnología de expansión.

Expansión Caso Base con Térmica:									
Año	Exp. Solar PV (50 MW):			Exp. Eólica (50 MW):			Exp. TG (60 MW)		
	Unid. Inst.	Fin V.U.	MW Ac.	Unid. Inst.	Fin V.U.	MW Ac.	Unid. Inst.	Fin V.U.	MW Ac.
2020	4		200			0			0
2021	4		400			0			0
2022			400			0			0
2023			400			0			0
2024			400			0			0
2025	4		600			0			0
2026			600			0			0
2027	1		650	3		150			0
2028	1		700	1		200			0
2029			700			200			0
2030	1		750	4		400			0
2031	4		950			400			0
2032			950	1		450			0
2033	3		1,100	6		750			0
2034			1,100	4		950			0
2035			1,100			950	2		120
2036			1,100			950			120
2037			1,100	4		1,150	2		240
2038	4		1,300	1		1,200			240
2039			1,300			1,200			240
2040	3	4	1,250	4		1,400			240
2041	4	4	1,250	4		1,600	2		360
2042			1,250	5		1,850	1		420
2043	4		1,450	1		1,900	2		540
2044	5		1,700	6		2,200			540

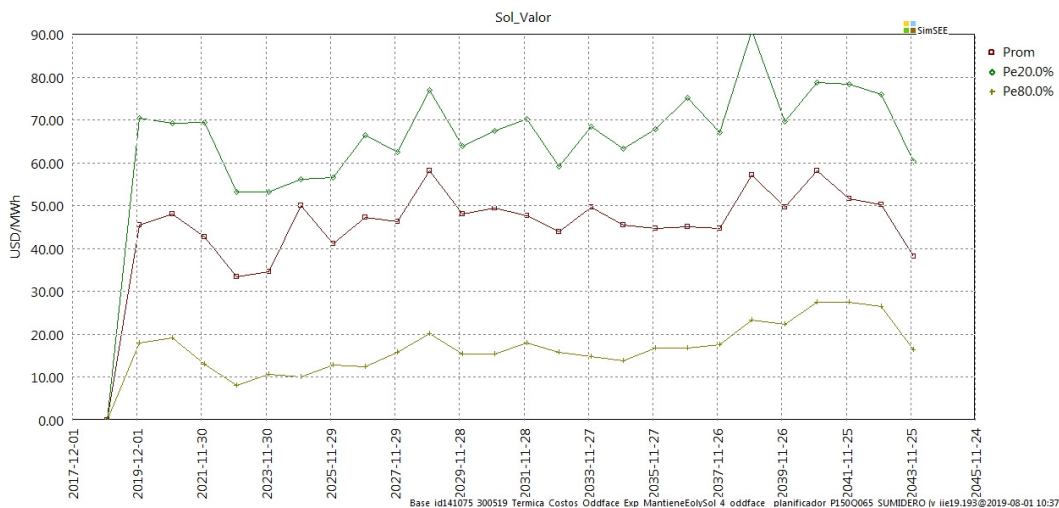
En el gráfico siguiente se visualiza la potencia acumulada para cada fuente, la cual es sistemáticamente creciente en el tiempo para las tres tecnologías de generación, acompañando el crecimiento de la demanda. Si bien las unidades eólicas entran rezagadas respecto a la solar, al final del período de análisis la supera en potencia instalada, siendo la potencia total instalada de fuente eólica de 2.200 MW en el año 2044, mientras que la solar es de 1.700 MW. En total se instalan 9 unidades de Turbinas de Gas con una potencia instalada total de 540 MW.

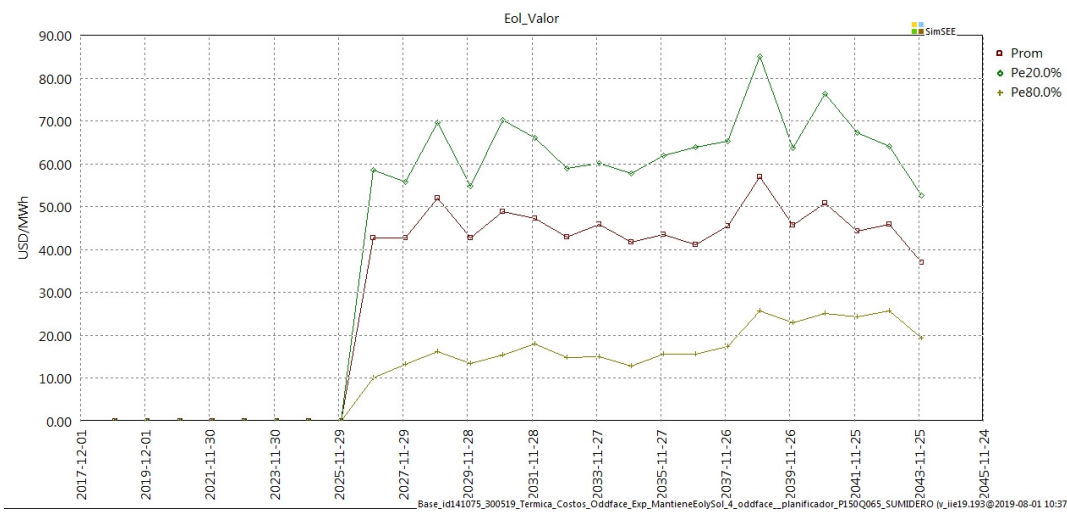


### 4.1.2 Valorización y Gradientes de Inversión

El valor de las tecnologías se calculó como el costo marginal (cmg) en cada poste multiplicado por la potencia del respectivo actor y por la duración del poste, acumulando este resultado para cada paso de tiempo dentro del año y dividiendo por el total de energía generada por el actor en el año (incluyendo la energía volcada al sumidero).

En el caso de la tecnología eólica el precio de referencia asociado al monto de la inversión de los parques de 50 MW instalados, y considerando los años de vida útil, el factor de planta efectivo y la tasa de descuento de 10%, se estimó en 50 USD/MWh. El respectivo precio de referencia para la fuente solar se estimó en 55 USD/MWh. En los dos gráficos siguientes se presenta la valorización de cada una de estas fuentes junto con las probabilidades de excedencia al 20 y 80%.

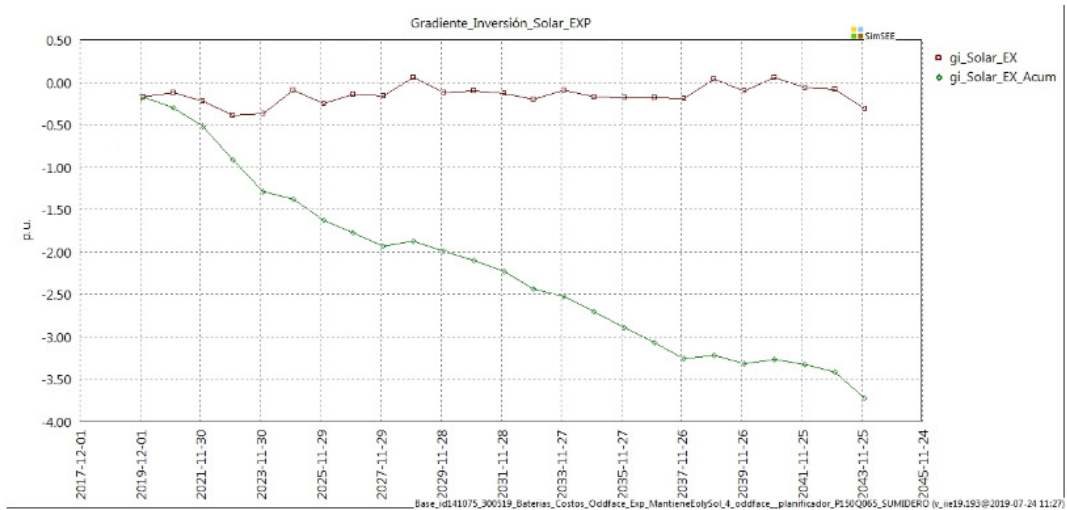


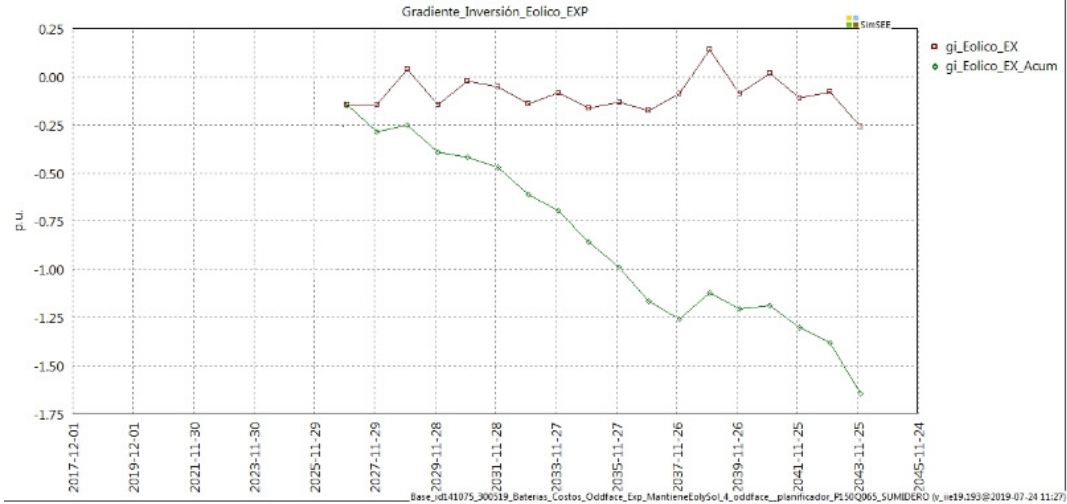


Así mismo, se calculó el gradiente de inversión para los tres actores de expansión y el gradiente de inversión acumulado. En el caso de los actores Solar y Eólica de expansión el gradiente de inversión se definió como el valor anual de cada tecnología, de acuerdo a lo mencionado en el primer párrafo, al cual se le resta el precio de referencia y se lo divide por el mismo precio de referencia:

$$\text{Gradiente de Inversión} = \frac{\text{Valor Tecnología} - \text{Precio de Referencia}}{\text{Precio de Referencia}}$$

Como se observa en los gráficos, tanto para la tecnología solar como para la eólica, el valor acumulado del gradiente de inversión muestra una tendencia decreciente, indicando que el valor de cada tecnología se encuentra por debajo del precio de referencia en la mayoría de los años. Posiblemente el cálculo del precio de referencia requiera de alguna consideración adicional a las mencionadas de forma de que refleje esta brecha respecto a la valorización de las tecnologías según el plan de expansión obtenido.

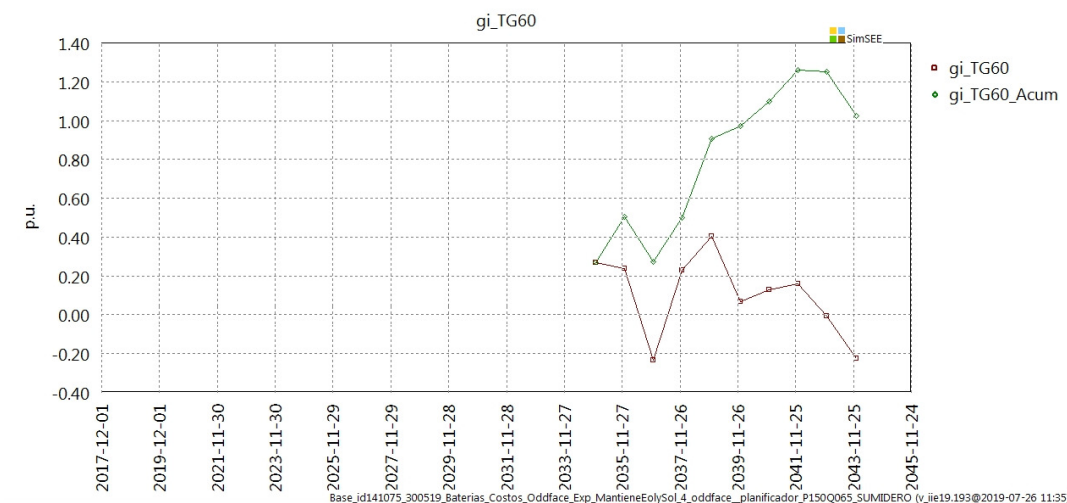




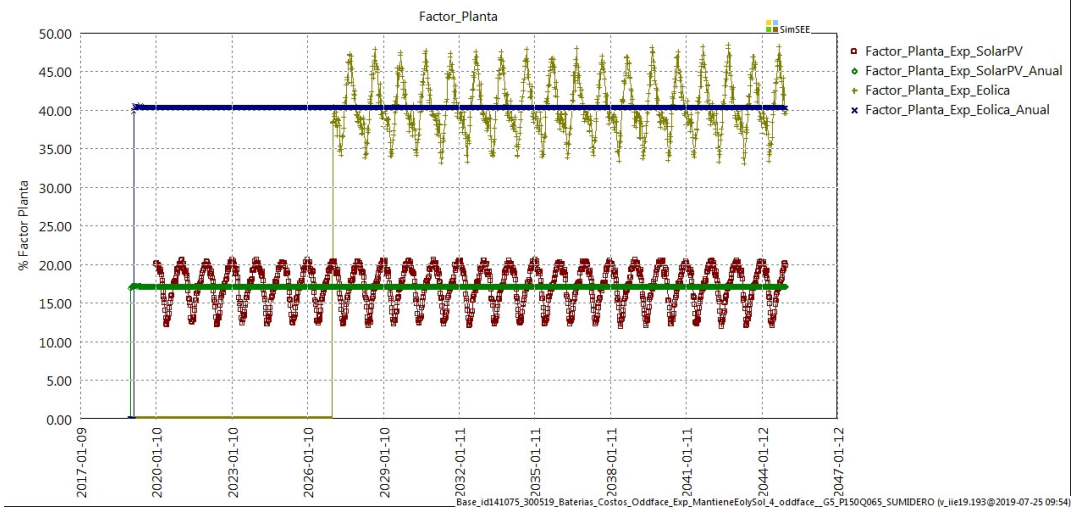
El gradiente de inversión para la turbina de gas se calculó según la siguiente expresión:

$$GI = \frac{\text{Ingreso al cmg} - \text{Ingreso por Energía} - \text{Ingreso por disponibilidad}}{\text{Ingreso por disponibilidad}}$$

El ingreso por energía corresponde al pago adicional por energía generada, mientras que el ingreso por disponibilidad corresponde al pago por la energía disponible para ser despachada. De acuerdo a esta definición se muestra el gradiente para las turbinas de gas instaladas:

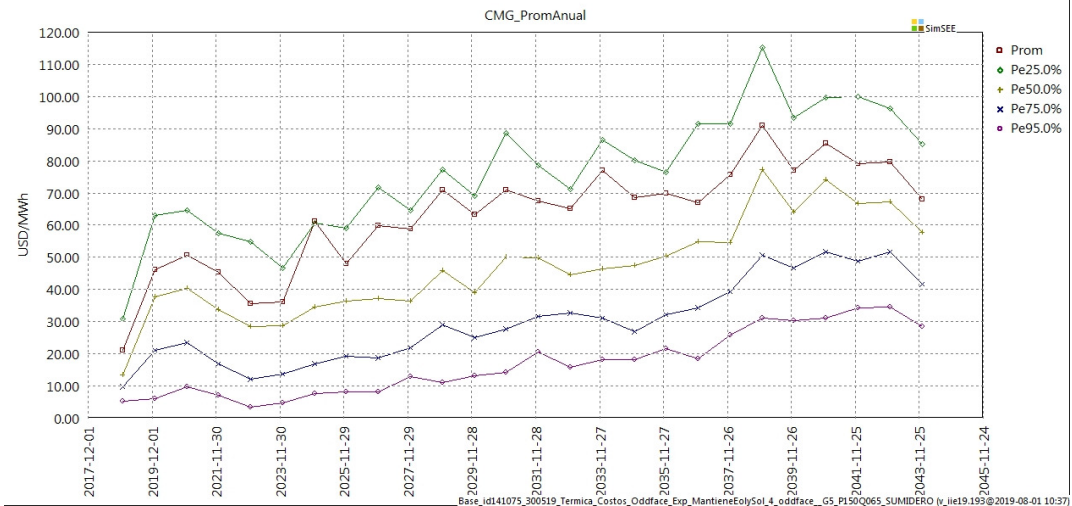


A los efectos de verificar que los factores de planta de los actores Solar PV y Eólica estuvieran de acuerdo a lo supuestos para estas tecnologías, se procedió a calcularlos en la sala de SimSEE. Estos factores de planta son resultado del sintetizador CEGH utilizado en la fuente “PEoISol”. Como puede observarse, éstos coinciden con los utilizados para establecer los precios de referencia.



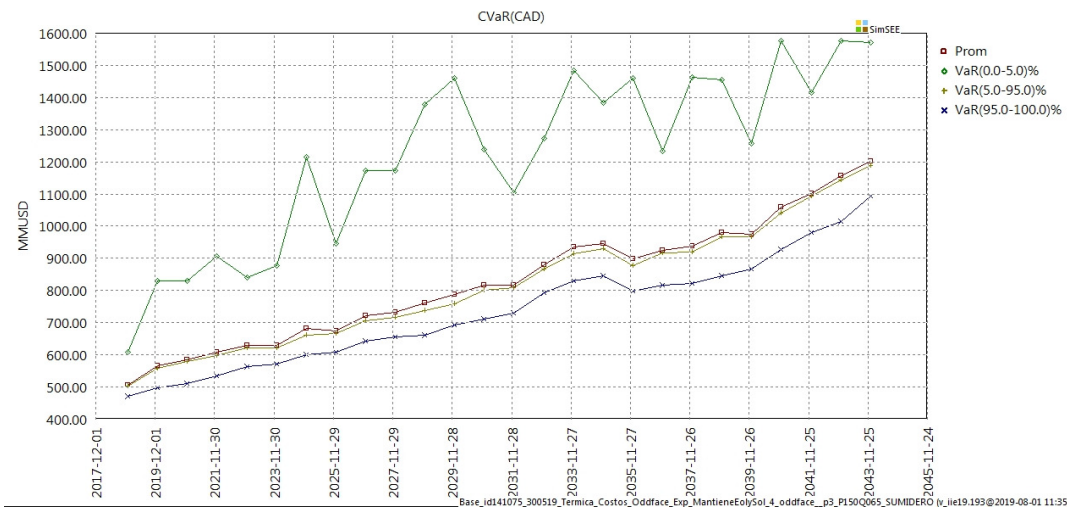
### 4.1.3 Costo Marginal y CAD

El costo marginal del sistema anualizado (CMG) presenta una tendencia creciente, como consecuencia, entre otros factores, de la menor incidencia del recurso hídrico en el total de la matriz energética resultado de una demanda de energía eléctrica creciente, y de la tendencia supuesta en el precio del WTI. Junto con el valor esperado se grafican las probabilidades de excedencia al 25%, 50%, 75% y 95%.

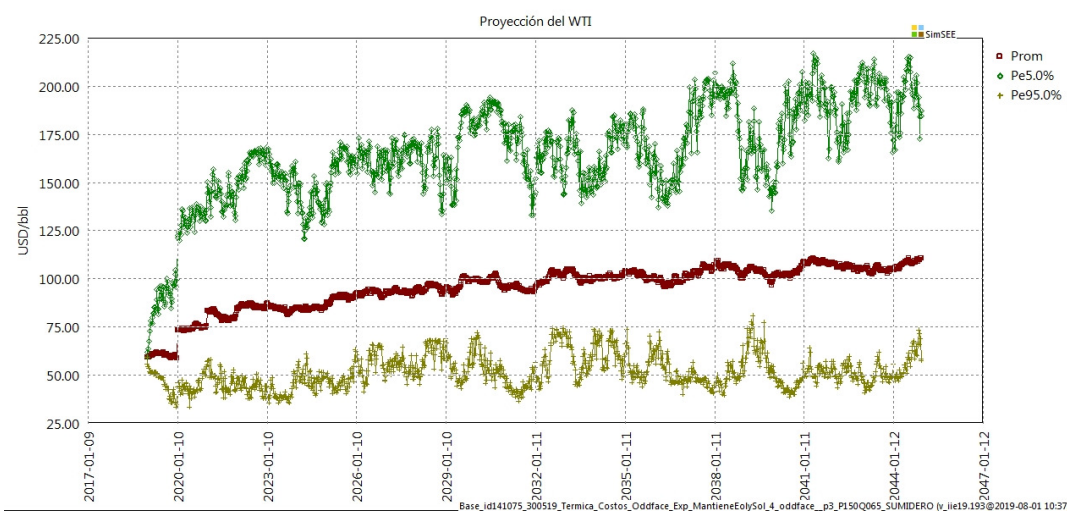


En el siguiente gráfico se muestra el CAD que representa el costo incurrido en cada paso de tiempo, el cual se acumula en el año. Se grafica el CAD promedio, el VaR para una probabilidad del 5%, y el CVaR para otros intervalos de probabilidad que se indican. A los efectos de representar esta variable, se ingresó en los actores Solar PV y Eólica, tanto de expansión como de reemplazo de los parques preexistentes, los precios de referencia de estas tecnologías en el pago por energía disponible.



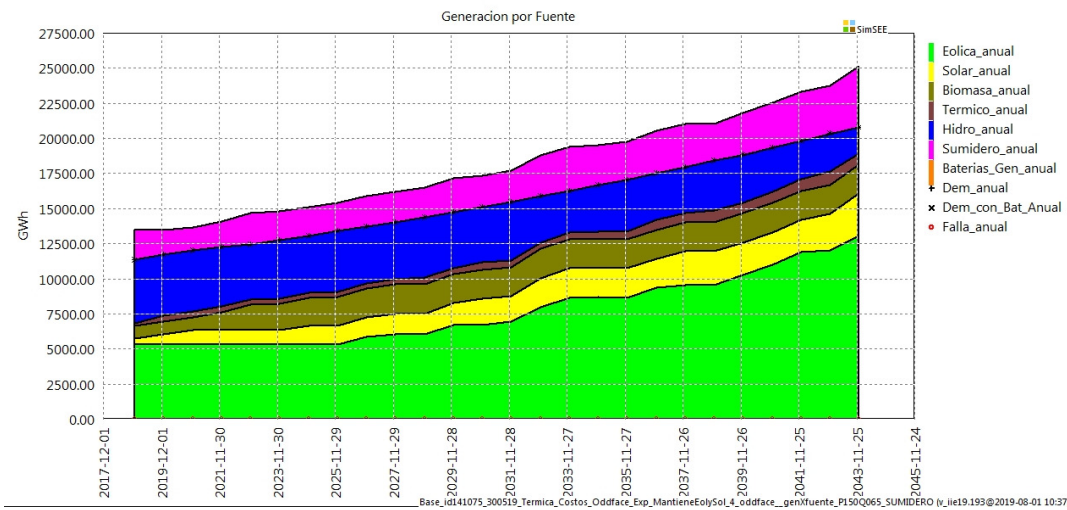


Dada la influencia que tiene el precio del WTI tanto en el CMG como en el CAD, se muestra a continuación la proyección de esta variable junto con las probabilidades de excedencia al 5% y 95%, según la tendencia supuesta y el proceso estocástico para la generación de las series (Fuente “volatilidad\_brent”, sintetizador CEGH).

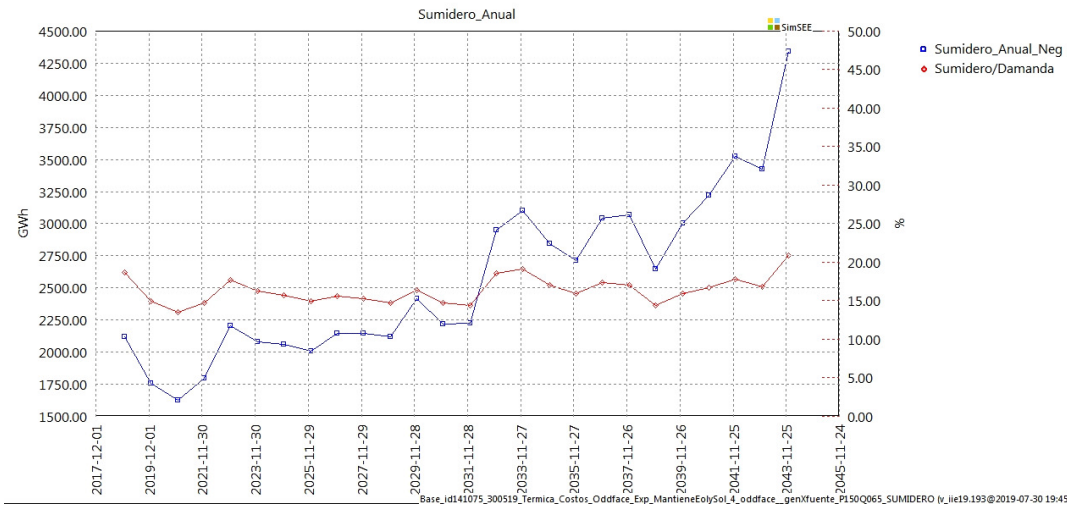


### 4.1.4 Generación

La evolución de la generación por fuente en el período de estudio muestra la incidencia creciente de las energías renovables no convencionales en la matriz energética.



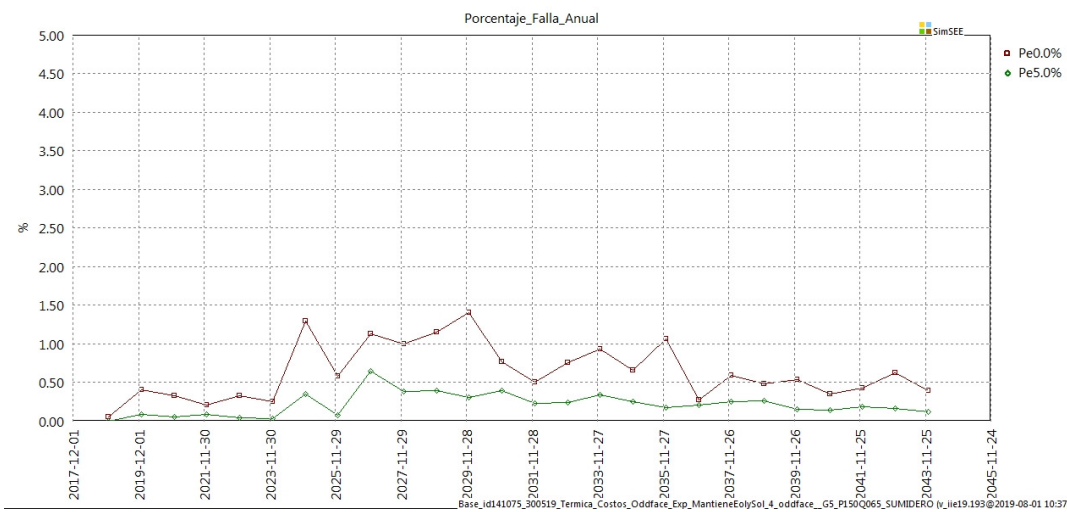
Si bien la energía anual volcada al sumidero aumenta sistemáticamente como consecuencia de la mayor incidencia de las energías renovables no gestionables, la relación de esta variable respecto a la demanda total se mantiene relativamente estable.



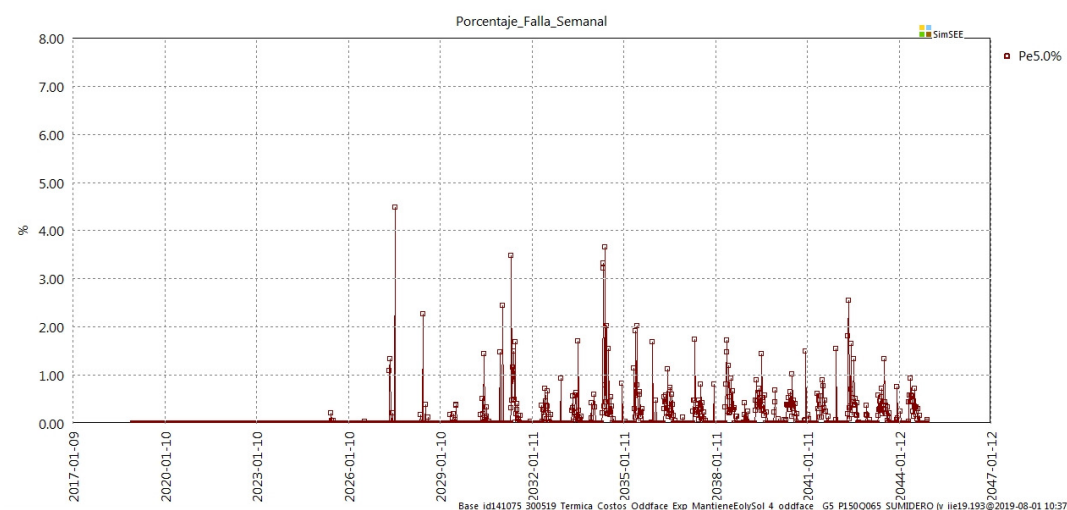
### 4.1.5 Análisis de Falla

A los efectos de analizar la confiabilidad del sistema para los planes de expansión seleccionados, se consideraron dos criterios de falla.

El primero corresponde a un enfoque anual, donde se establece que con una probabilidad de excedencia anual de 5%, la energía anual no abastecida no podrá superar el 5% de la demanda anual de energía eléctrica, en una simulación sin importaciones. Como se observa en el gráfico, con una probabilidad de excedencia de 5% no se supera el 1% de falla respecto a la demanda en ningún año.



El segundo criterio responde a un enfoque semanal, en donde se establece que con una probabilidad de excedencia de 5%, la energía semanal no abastecida no podrá superar el 7% de la demanda semanal de energía eléctrica, en una simulación sin importaciones. Esta condición también se cumple en el plan de expansión seleccionado para el Caso Base.

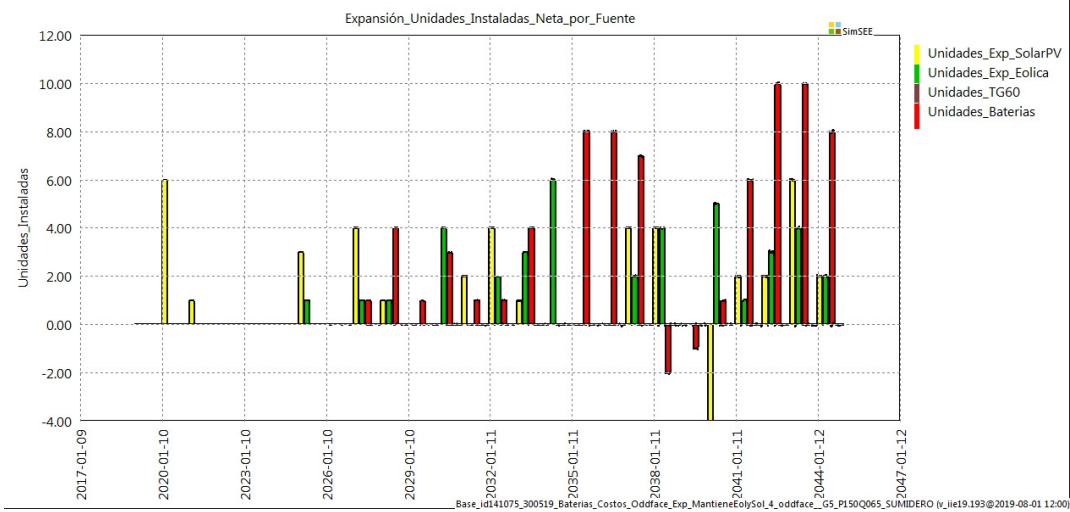


## 4.2 Caso Expansión con Baterías

### 4.2.1 Plan de Expansión

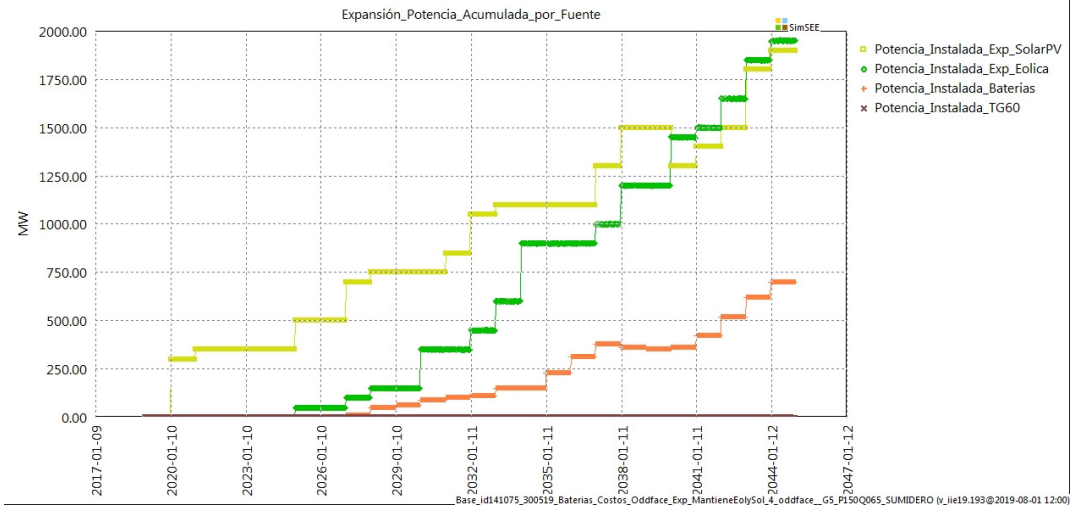
Al igual que en el Caso Base, en el plan de expansión seleccionado para el Caso con Baterías el primer recurso que se instala es el solar en el año 2020, al que le sigue la fuente eólica que ingresa en 2025, mientras que el primer banco de baterías se instala en el año 2027.





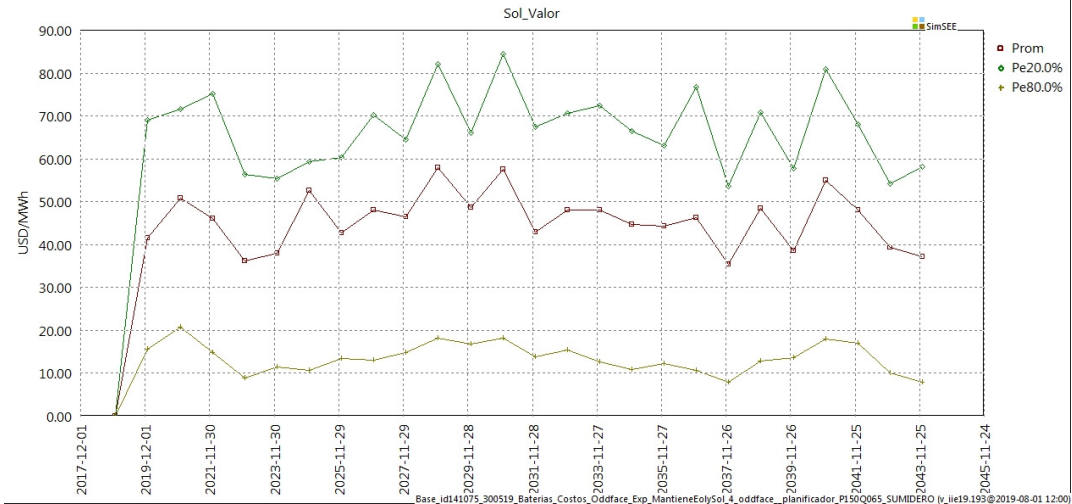
Expansión Caso con Baterías:									
Año	Exp. Solar PV (50 MW):			Exp. Eólica (50 MW):			Exp. Baterías (10 MW)		
	Unid. Inst.	Fin V.U.	MW Ac.	Unid. Inst.	Fin V.U.	MW Ac.	Unid. Inst.	Fin V.U.	MW Ac.
2020	6		300			0			0
2021	1		350			0			0
2022			350			0			0
2023			350			0			0
2024			350			0			0
2025	3		500	1		50			0
2026			500			50			0
2027	4		700	1		100	1		10
2028	1		750	1		150	4		50
2029			750			150	1		60
2030			750	4		350	3		90
2031	2		850			350	1		100
2032	4		1,050	2		450	1		110
2033	1		1,100	3		600	4		150
2034			1,100	6		900			150
2035			1,100			900	8		230
2036			1,100			900	8		310
2037	4		1,300	2		1,000	8	1	380
2038	4		1,500	4		1,200	2	4	360
2039			1,500			1,200		1	350
2040	2	6	1,300	5		1,450	4	3	360
2041	3	1	1,400	1		1,500	7	1	420
2042	2		1,500	3		1,650	11	1	520
2043	6		1,800	4		1,850	14	4	620
2044	2		1,900	2		1,950	8		700

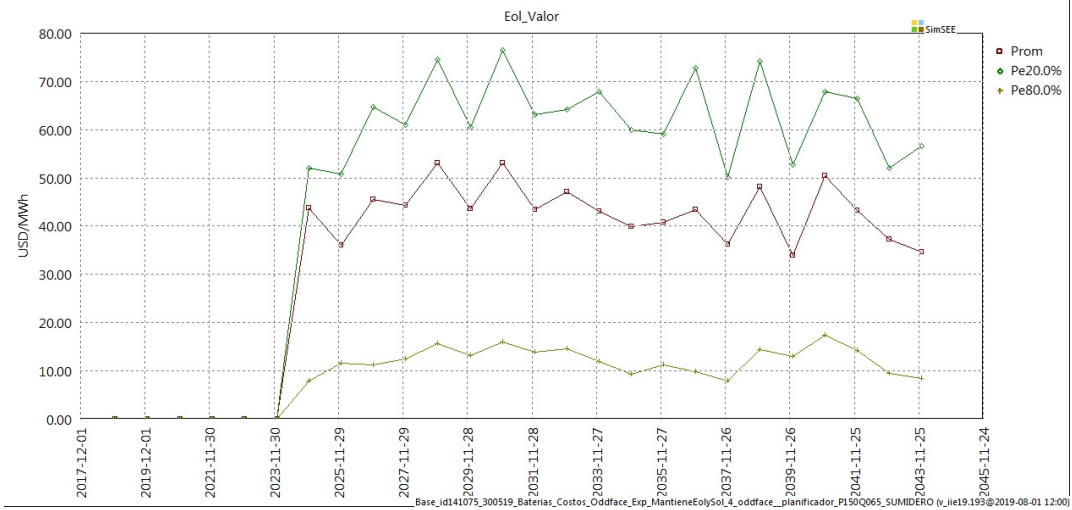
La potencia acumulada por fuente de expansión se muestra a continuación, donde el parque instalado Solar y Eólico alcanzan potencias similares hacia el final del período, siendo el total instalado para la expansión solar de 1900 MW y para la eólica de 1950 MW. La potencia total instalada en bancos de baterías es de 700 MW.



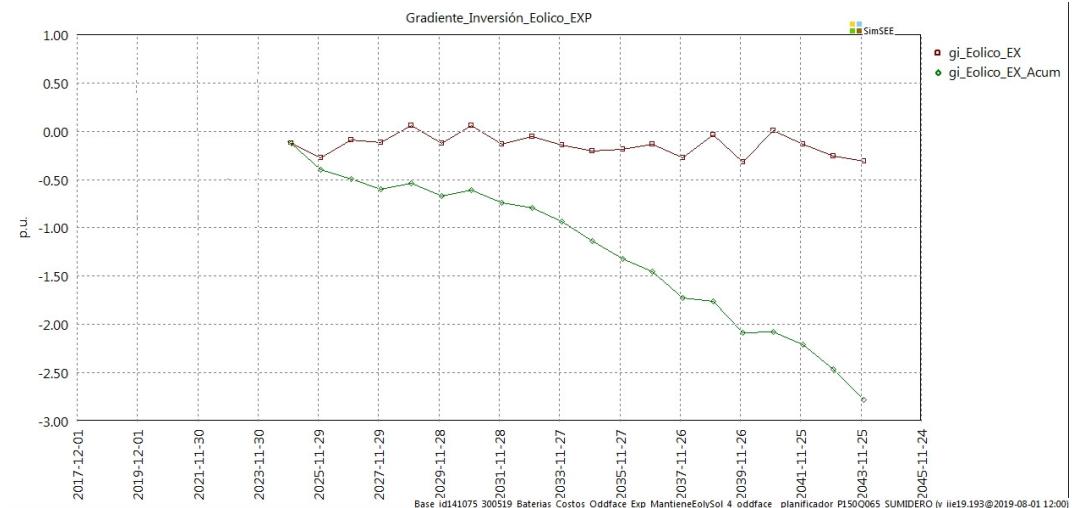
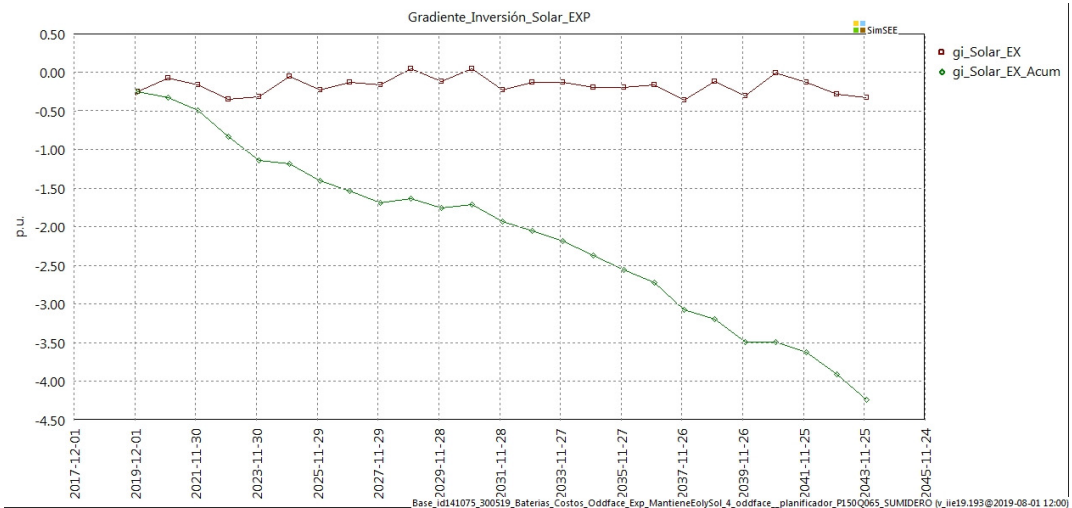
## 4.2.2 Valorización y Gradientes de Inversión

El valor de las tecnologías de expansión renovables fue calculado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.1.2. Se muestra en los siguientes gráficos la valorización para el recurso solar y eólico.

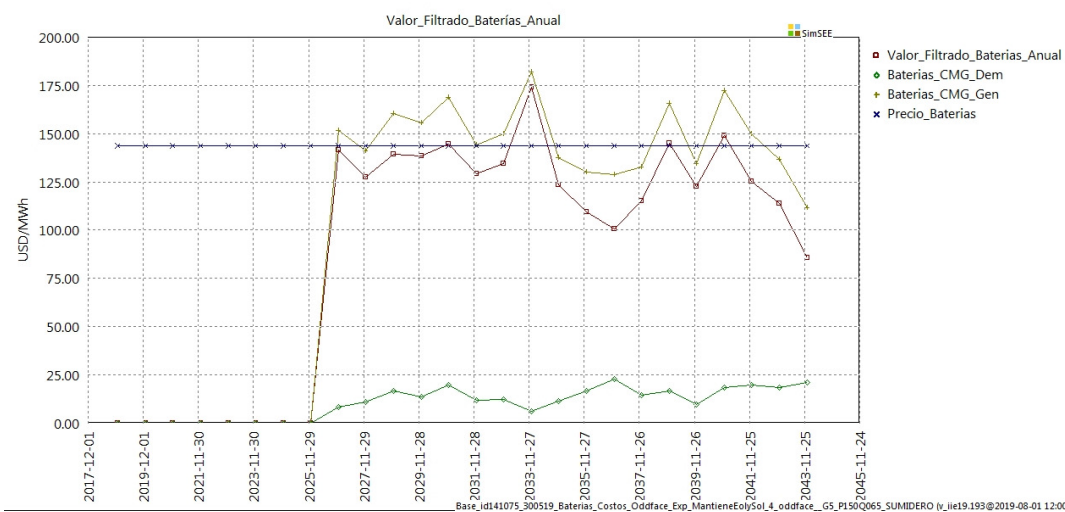




El gradiente de inversión acumulado para las fuentes solar y eólica de expansión, al igual que lo observado en el Caso Base, presentan una tendencia decreciente.

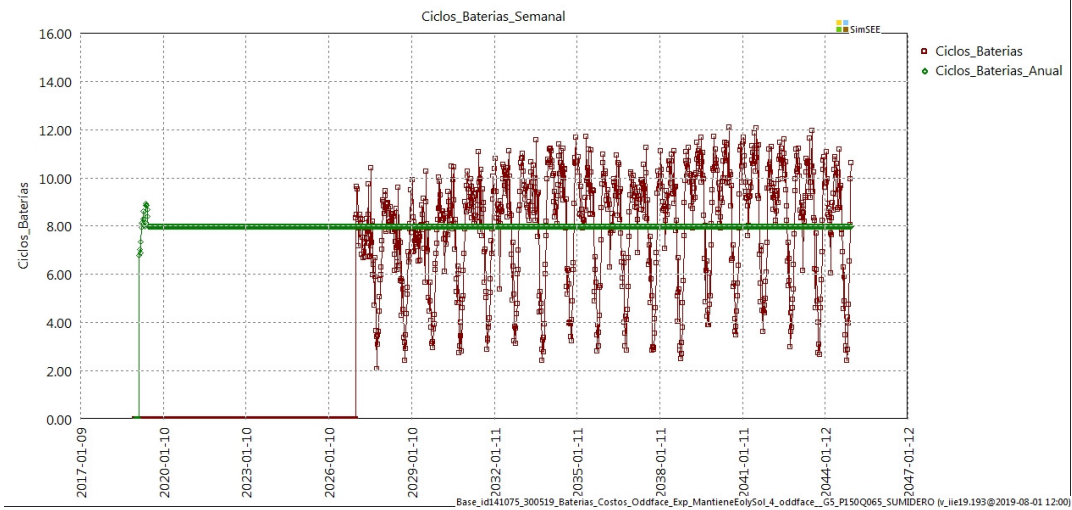


Para valorizar la tecnología de expansión instalada en bancos de baterías se calculó el valor de filtrado. Este valor de filtrado se obtiene como la diferencia entre los ingresos obtenidos por la generación de los bancos al momento de abastecer a la demanda, y los costos incurridos al momento de cargar las baterías, ambos valorizados al respectivo cmg. Esta diferencia se calcula para cada paso semanal y se acumula en el año, y finalmente se divide por el total de energía generada por las baterías en el año correspondiente. En el siguiente gráfico se muestra tanto el valor de filtrado, como los ingresos y costos, estos últimos en relación a la energía generada y demandada respectivamente.



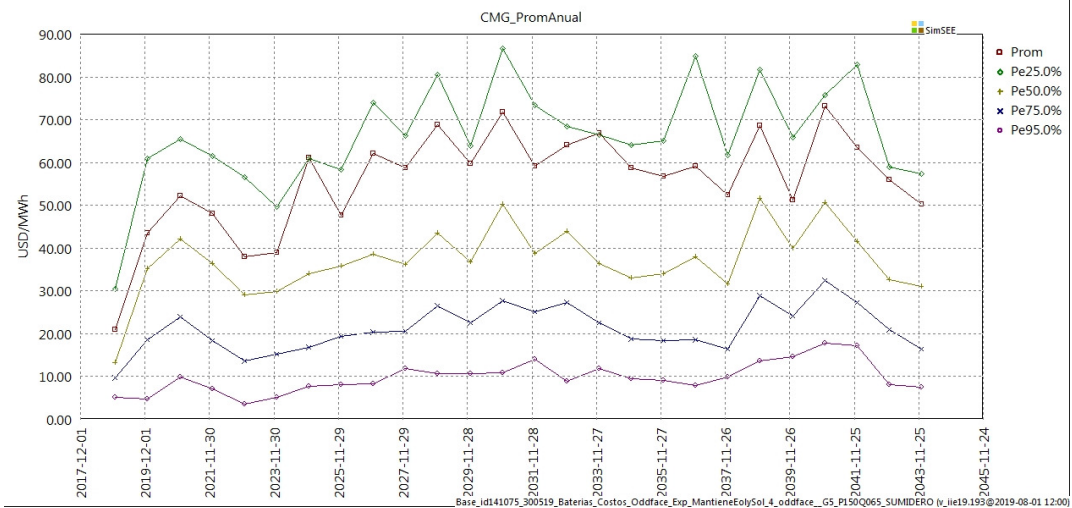
El precio de referencia para el valor de filtrado de las baterías que se visualiza en el gráfico se calculó considerando el monto de inversión de los bancos de baterías, la eficiencia de carga y descarga de 90%, la tasa de descuento anual de 10%, y suponiendo 4.000 ciclos durante los 10 años de vida útil (7,7 ciclos semanales en promedio), con una profundidad de descarga de 75%.

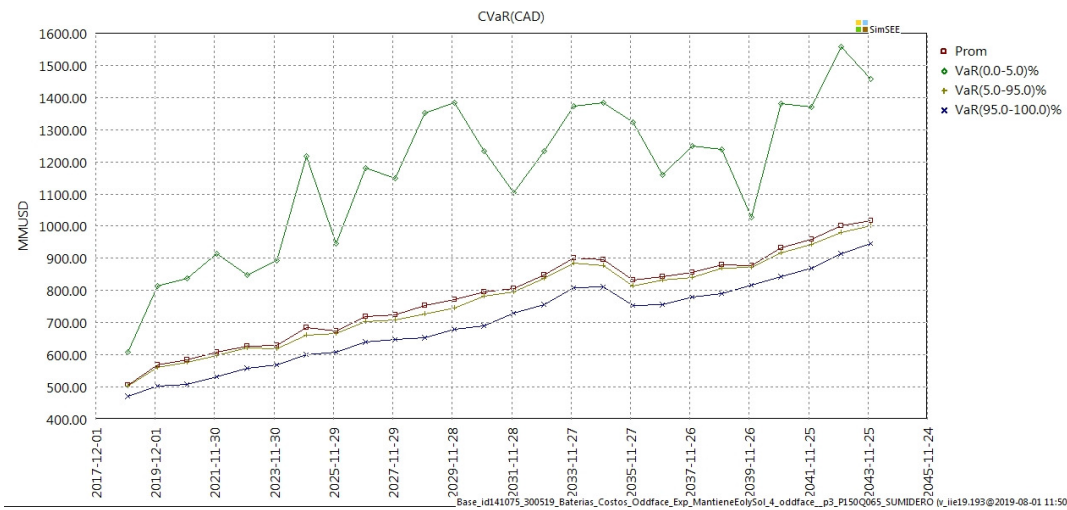
A los efectos de validar este último supuesto se estimó, considerando una profundidad de descarga de 75%, la cantidad de ciclos semanales de las baterías y el promedio anual. La cantidad de ciclos se calcularon como la energía demanda por las baterías en el paso, multiplicado por la eficiencia de carga de 90%, y dividido por la capacidad de almacenamiento instalada en los bancos de baterías al 75%. El promedio anual estimado es de aproximadamente 8 ciclos semanales, siendo éste un valor cercano al supuesto para el cálculo del precio de referencia.



### 4.2.3 Costo Marginal y CAD

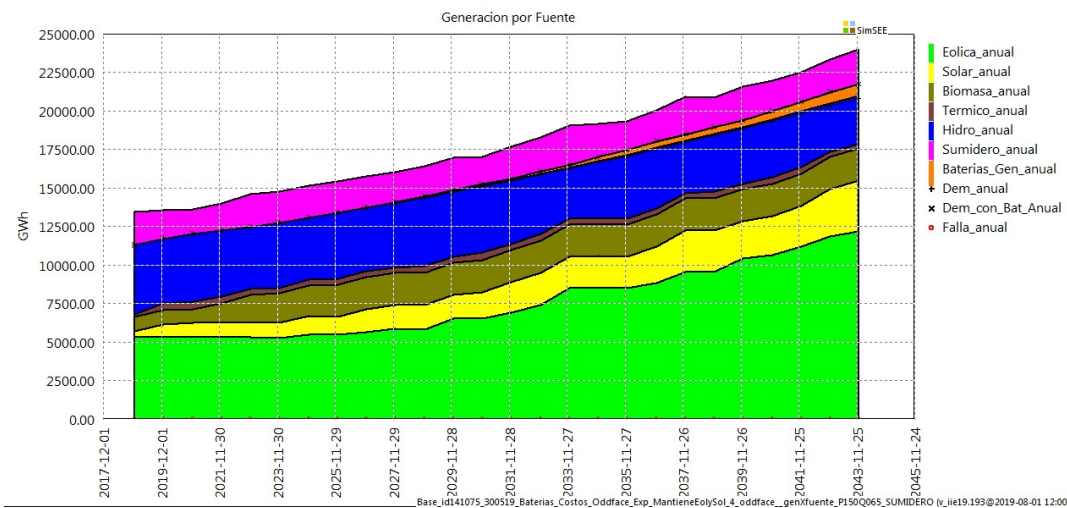
A continuación se grafica el costo marginal promedio anual y el CAD anual, correspondiendo los mismos comentarios realizados en el Caso Base.





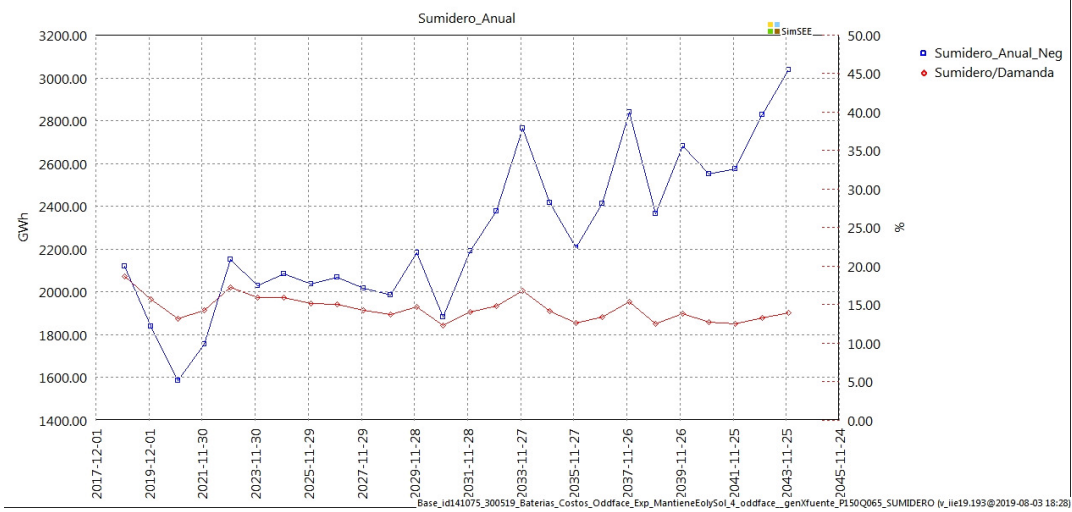
### 4.2.4 Generación

En el gráfico de generación por fuente se grafica tanto la demanda anual de energía como la demanda total incluyendo el actor baterías.

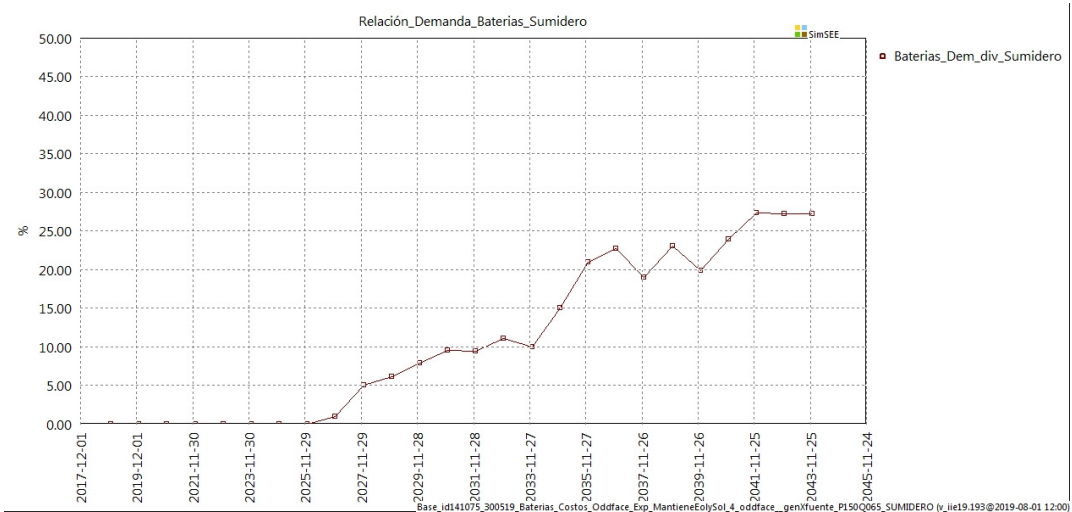


Al igual que en el Caso Base, la energía anual del sumidero es creciente en el tiempo, sin embargo se observa en el Caso con Baterías una tendencia a la baja en la relación del sumidero con la demanda.

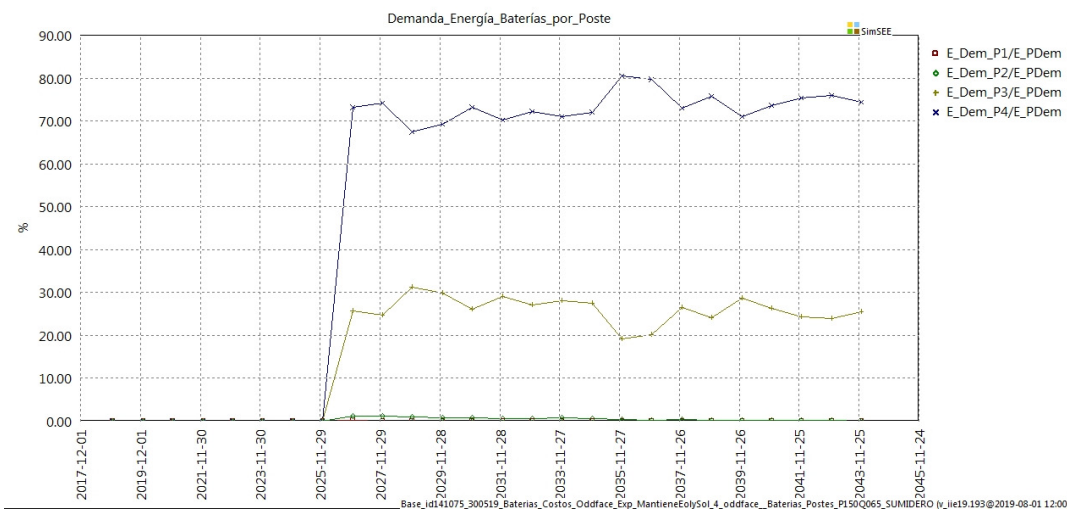




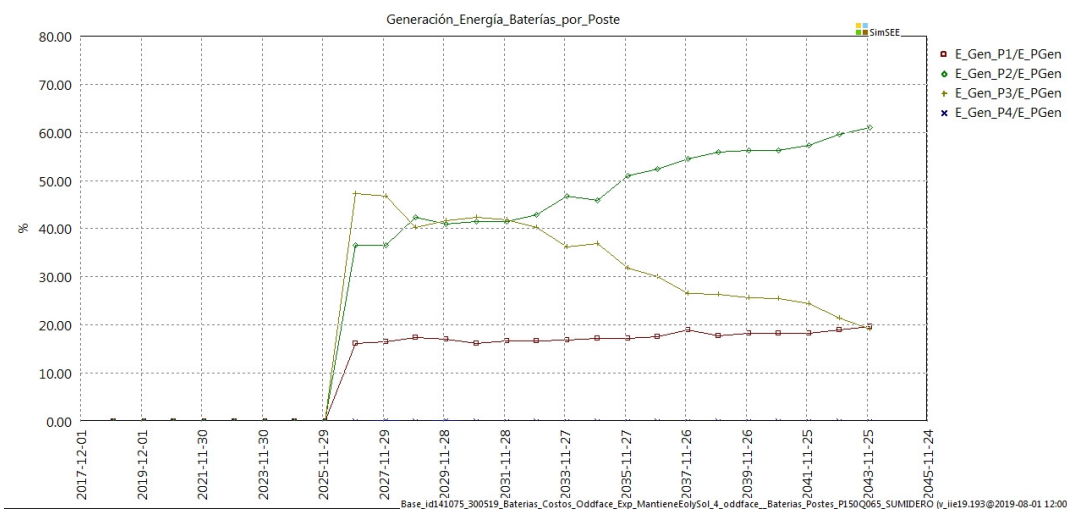
Dado que la capacidad de almacenar energía de las baterías cumple una función de filtrado en el sistema, permitiendo aprovechar mejor la generación de las energías renovables no gestionables, se graficó la relación entre la demanda anual de energía de las baterías y la energía anual del sumidero (incluyendo la propia energía demandada por las baterías). Esta relación es creciente en el tiempo a medida que se instalan más bancos de baterías y aumenta la capacidad de filtrado.



Para analizar cómo se descompone el filtrado de las baterías por poste, se calculó tanto la proporción de energía demandada por las baterías por poste en relación a la energía total demandada en el paso de tiempo, como la generación por poste en relación a la generación total de las baterías. En el caso de la demanda de energía de los bancos de baterías, aproximadamente el 75% es demandado en el poste 4 (valle) y el restante 25% en el poste 3 (llano).

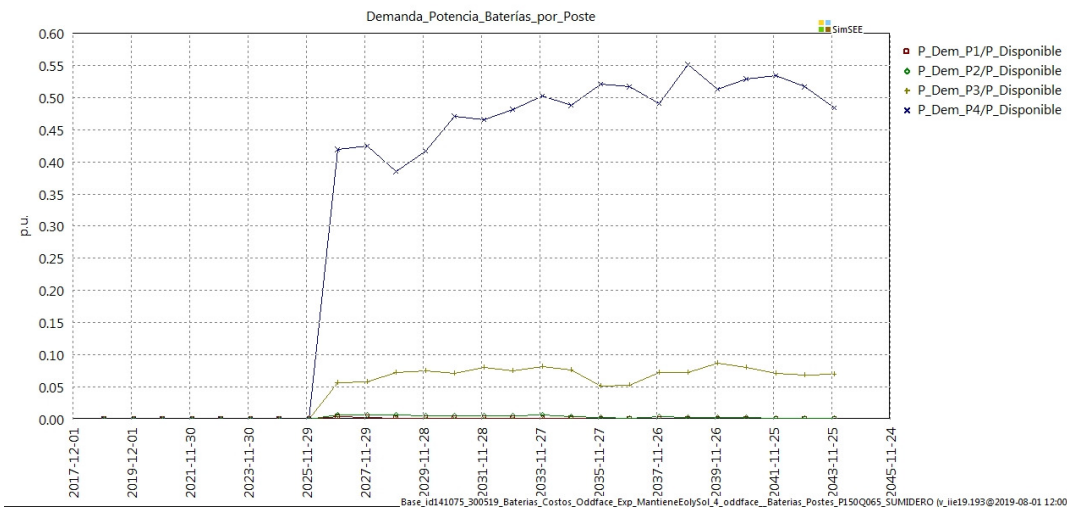


La generación de las baterías por poste muestra una evolución temporal, donde en los primeros años la generación se divide entre los postes 1 y 2 (punta) y el poste 3 (llano) casi en partes iguales, y hacia el final del período estudiado un 80% de la generación de los bancos se concentra en el poste 1 y 2 y un 20% en el poste 3.

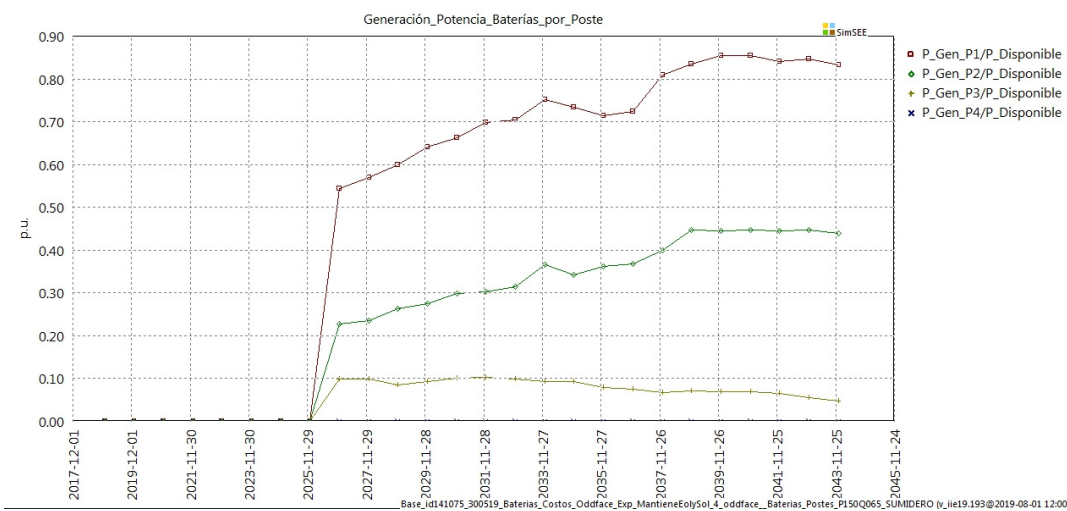


También se representó la potencia promedio anual por poste demandada por las baterías y la potencia de las mismas para abastecer a la demanda, ambas en relación a la potencia disponible de los bancos (potencia instalada). En el caso de la potencia demandada para cargar las baterías, como es de esperar, se centró principalmente en el poste 4 (valle), y en menor medida en el poste 3 (llano).



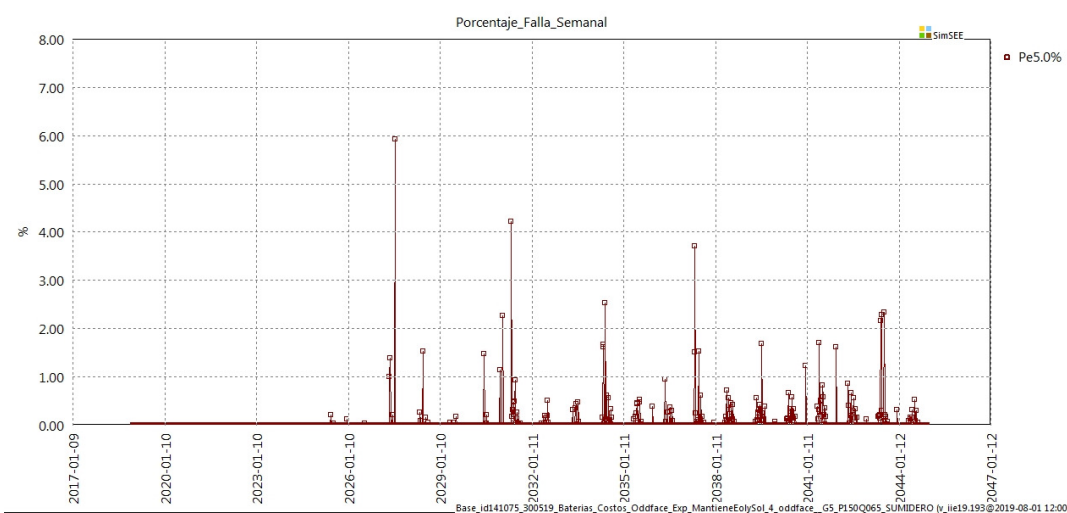
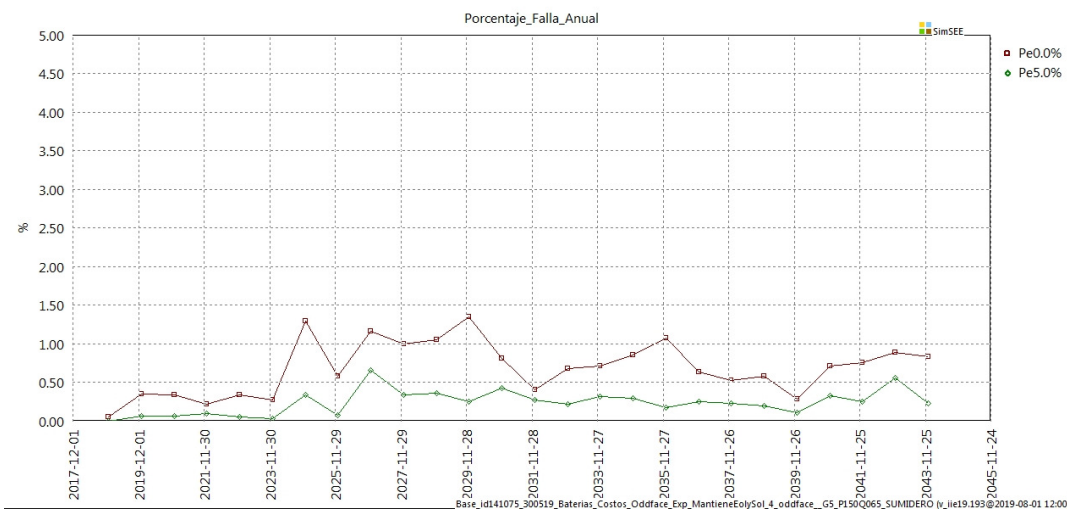


En el caso de la potencia de generación de las baterías por poste, se observa que la mayor potencia se encuentra en los postes 1 y 2 (punta), y en menor medida en el poste 3 (llano).



### 4.2.5 Análisis de Falla

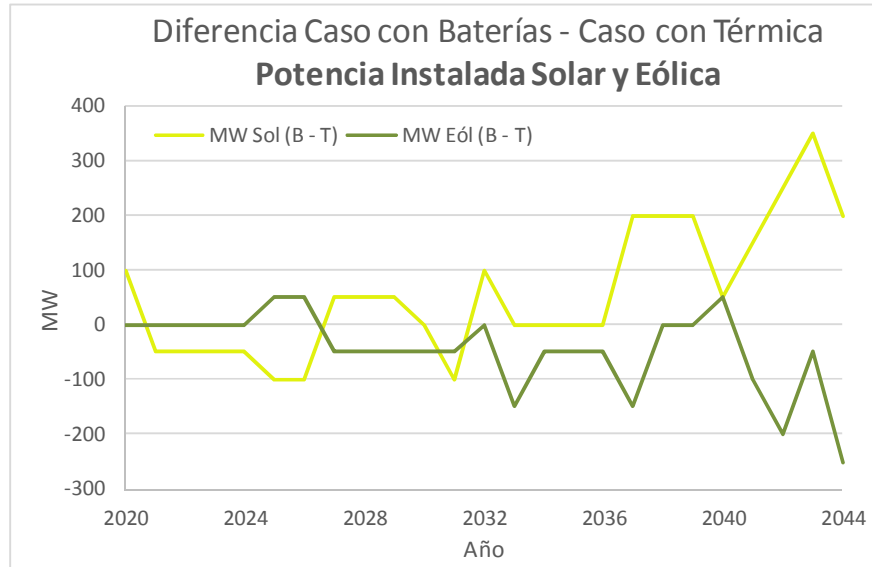
Aplicando los mismos criterios definidos en el apartado 4.1.5, vemos que el plan de expansión seleccionado para el Caso con Baterías cumple ambas condiciones.



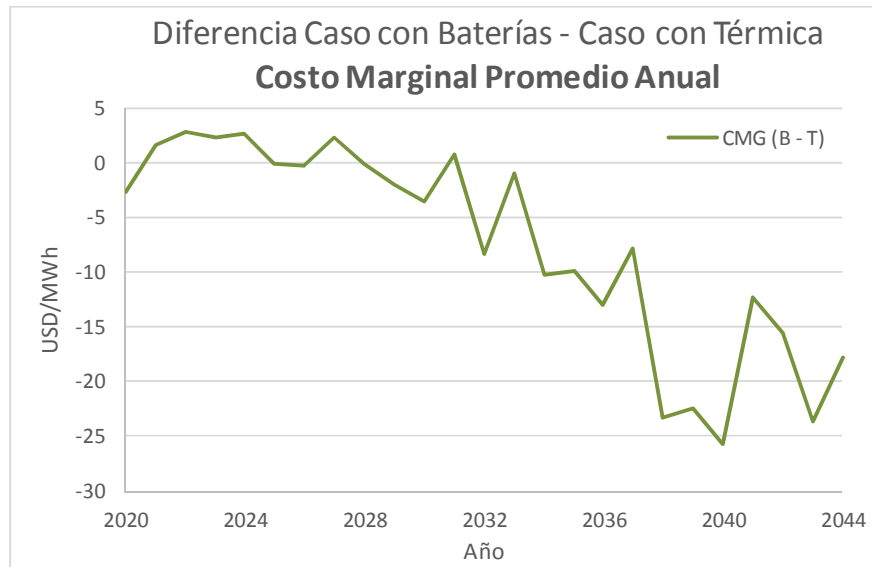
### 4.3 Expansión con Baterías Vs con Térmica

Para comparar los planes de expansión seleccionados en los dos casos de estudio se consideraron como variables de contraste la potencia instalada solar y eólica, el costo marginal, el costo del paso directo, la energía del sumidero, y el costo futuro incluyendo las inversiones necesarias resultado de los correspondientes planes de expansión.

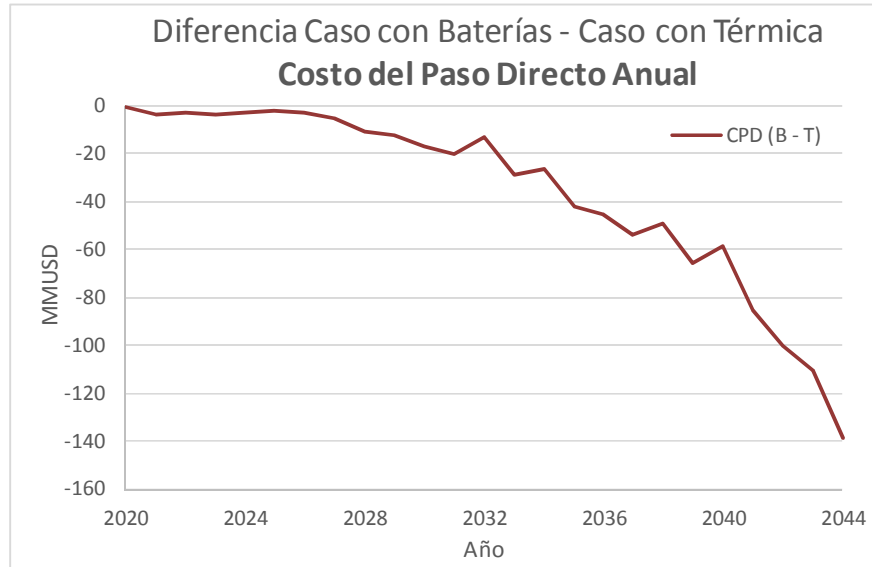
La potencia instalada en las tecnologías solar y eólica se presentan como la diferencia entre la potencia instalada en cada una de estas fuentes en el Caso con Baterías menos la correspondiente potencia instalada en el Caso Base. Como se desprende del siguiente gráfico el Caso con Baterías desplaza parte de la potencia eólica a favor de la solar, en relación al plan de expansión del Caso Base.



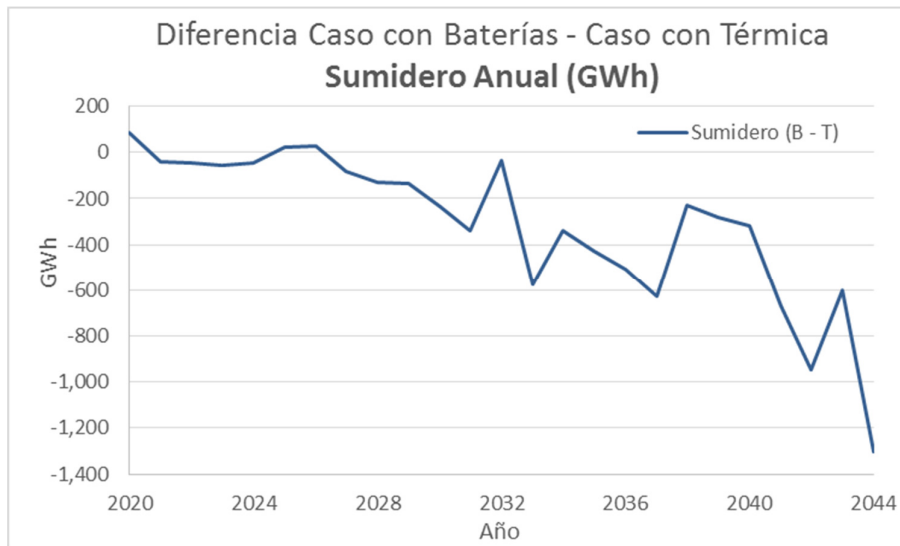
Respecto al costo marginal promedio anual, el plan de expansión del Caso con Baterías atenúa la tendencia creciente en esta variable que presenta el Caso Base con expansión térmica, lo que se traduce en un signo negativo en la diferencia del cmg de estos planes.



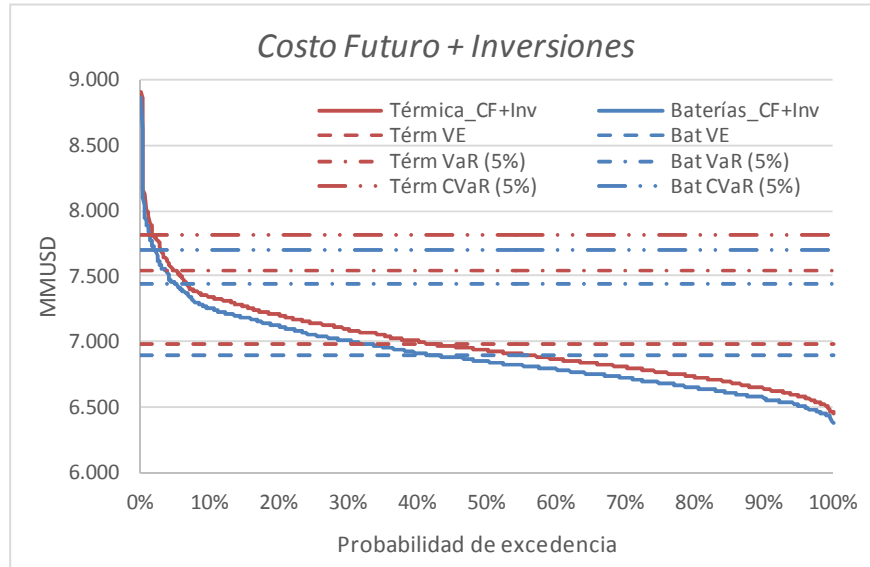
El costo del paso directo anual del plan con baterías es inferior al Caso Base en todos los años de estudio, aumentando esta diferencia al avanzar en el período de estudio.



La capacidad de filtrado de las baterías puede evaluarse al contrastar la energía anual del sumidero de ambos planes, siendo la diferencia entre el Caso con Baterías menos el Caso Base de signo negativo desde que se instalan los primeros bancos de baterías, lo que se traduce en una menor cantidad de energía volcada al Sumidero. Esta diferencia se incrementa a medida de que aumenta la potencia instalada en esta tecnología.



Como indicadores de resumen de los dos casos analizados, se grafican las probabilidades de excedencia del costo futuro, incluyendo las inversiones necesarias para ejecutar los respectivos planes de expansión, junto con el valor esperado, el VaR y el CVaR al 5%. Para la estimación de estos valores, las simulaciones se realizaron con 1.000 crónicas, partiendo de la semilla 31. El costo futuro esperado de ambos planes presenta diferencias inferiores al 1,2% en todas las probabilidades de excedencia.



A modo de cierre, en el marco de las hipótesis planteadas, se optimizó un plan de inversiones incluyendo las cuatro tecnologías de expansión en simultáneo, obteniéndose dentro de los primeros 100 mejores casos, expansiones con solar, eólica y baterías, sin ingresar unidades de turbinas de gas.

## 5. Posibles futuros trabajos.

Siguiendo esta línea de estudio, se mencionan algunos de los posibles trabajos a realizar para profundizar en la temática:

- Incorporación de la degradación de las baterías por el uso, según la profundidad de descarga, en los procesos de optimización y simulación, utilizando a estos efectos la configuración correspondiente en la sala de SimSEE del actor baterías. Así mismo, se podrían analizar planes de expansión que consideren procesos de simulación y optimización con paso horario.
- En cuanto a los costos de las tecnologías, y considerando que OddFace permite optimizar con variaciones en el tiempo de los montos de inversión, podría analizarse el impacto de diferentes escenarios de evolución relativa de los costos de inversión sobre los planes óptimos de expansión.
- Considerar un escenario abierto a los intercambios internacionales, para poder analizar el impacto de levantar el supuesto de sistema cerrado sobre los planes de expansión, así como poder realizar un análisis de arrepentimiento según los planes de expansión seleccionados en este estudio.
- Un aspecto que consideramos relevante en este marco, pero que seguramente requiera de un desarrollo a nivel de las herramientas de optimización para poder llevarse a cabo, es la incorporación en el análisis del nuevo paradigma en el negocio eléctrico en el cual la demanda pueda seguir a la oferta, dado que esto puede tener un impacto significativo sobre el potencial de filtrado de las baterías y su capacidad para generar el valor necesario para rentabilizar las inversiones en esta tecnología.