Planificación de la expansión 2022-2040

Grupo 4

Autores:

Valeria González

Diego Castro

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.

Trabajo final curso SimSEE edición 2021

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.

1. Objetivos

El presente trabajo tiene como objetivo la evaluación de un plan óptimo de inversión en el sistema eléctrico, a partir de un escenario en donde solo se cuenta con la generación hidráulica y de biomasa instalada actualmente. La expansión debe evaluar la incorporación de generadores eólicos, generadores fotovoltaicos, baterías, turbinas de gas y ciclos combinados.

2. Hipótesis de trabajo

Las hipótesis generales del trabajo se detallan a continuación,

- En el año 2021 solo hay generación a partir de la biomasa e hidráulica actual.
- La demanda es generada a partir de un año base (2013) y desde 2021 se considera un 2,5% de crecimiento anual y está indexada al precio del petróleo.
- UPM2 ingresa en el año 2022.
- Se utilizan los valores medios de LAZARD [1] como costos de las inversiones y de la operación y mantenimiento para las turbinas de gas, baterías y ciclos combinados . Estos se mantendrán fijos (en términos constantes) para todo el período de simulación. Para las tecnologías de expansión eólica y solar se asume decaimiento de costos. A los precios de energía se le suman unos 6 USD/MWh para la eólica y solar y 3 USD/MWh para el resto de tecnologías, asociados a costos de conexión de las máquinas a la red.

Se analizan cuatro escenarios con distintas hipótesis. Cada escenario se implementa en distintas capas del SimSEE, las cuales se activan según corresponda.

Escenario 1 (base)

UPM2 se modela como un generador de 200 MW de potencia y factor de disponibilidad 0,85, el cual tiene un pago fijo por energía de 68 USD/MWh.

El precio de la energía que va al sumidero (exportaciones) se considera de 20 USD.

Con el fin de realizar un análisis de sensibilidad del costo de las tecnologías eólica y solar, se aumenta a las inversiones de dichas tecnologías un 10% con respecto a los valores medios de LAZARD.

Escenario 2

Igual al escenario base, pero cambiando el modelo de UPM2. Se considera para este actor una potencia de 134 MW (tal que en un año se genere 1 TWh) que tiene un pago fijo por energía de 68 USD/MWh y un resto (66 MW) se modela con un costo variable de 45 USD/MWh.

Escenario 3

Igual al escenario base pero considerando la exportación a 0 USD.

Escenario 4

Igual al escenario base pero sin considerar el sobrecosto de 10% para la generación de energía eólica y solar.

3. Metodología

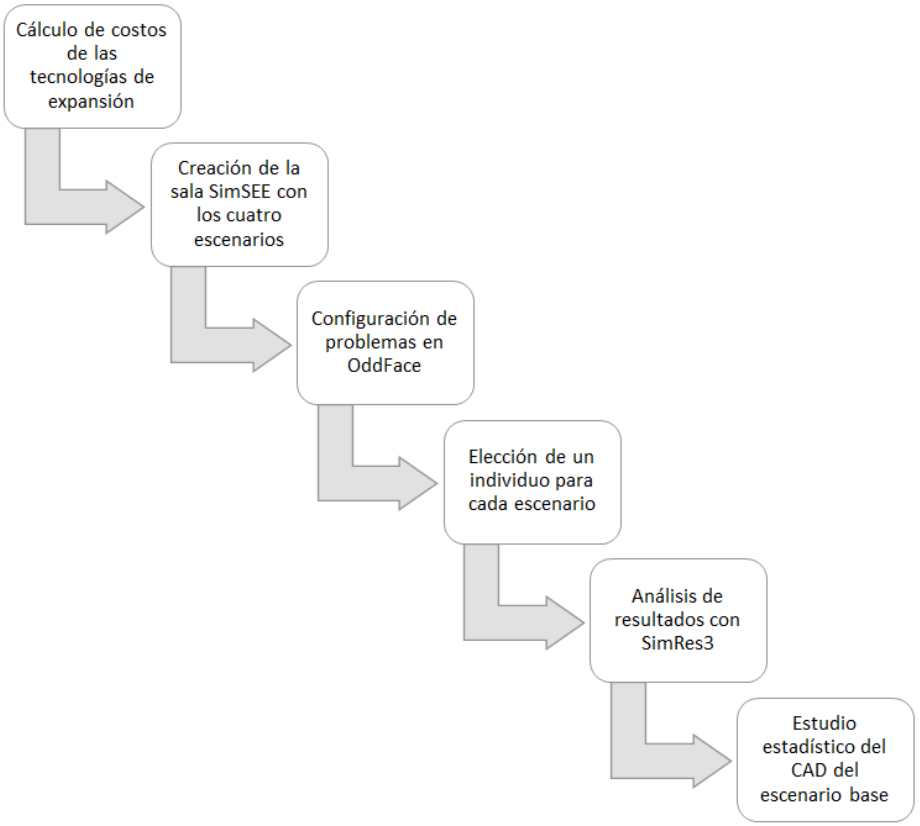

Figura 1: Metodología de trabajo.

3.1. Cálculo de costos para las tecnologías de expansión

3.1.1. Turbina de gas y ciclo combinado

Para las tecnologías turbina de gas y ciclo combinado se toman como costos de las inversiones y de operación y mantenimiento a los valores medios de LAZARD [1] y se realiza el cálculo de pago por potencia. Para el cálculo de la anualidad debido a la inversión de capital se considera una tasa de 10% y vida útil de 20 años.

$$PP = \frac{(Costo\ capital\ anualizado)+(costos\ op.\ y\ mant.)}{P\times 8760\times FD} \quad \text{(Ec. 1)}$$

Tabla 1-Pago por potencia para turbinas de gas.

Turbina de gas de 40 MW	
Costo capital (USD/kW)	812,5
Costos de operación y mantenimiento (USD/kW-año)	15
Pago por potencia (USD/MWh)	14,9

Tabla 2-Pago por potencia para ciclo combinado.

Ciclo Combinado de 266 MW	
Costo capital (USD/kW)	975
Costos de operación y mantenimiento (USD/kW-año)	16,5
Pago por potencia (USD/MWh)	17,6

Los costos variables combustibles se calculan a partir del precio ex planta del gasoil publicado en el informe de paridad de importación de la URSEA de abril de 2021 [2]. Se considera un sobrecosto del 25% no indexado al valor del petróleo y se crea una multifuente para considerarlo en la sala SimSEE. Se toman valores de rendimiento de consumo de combustible típicos para turbinas de gas y ciclos combinados.

$$CV = \frac{Precio\ G.O.\ [USD/m3]\times Consumo\ [g/kWh]}{Densidad\ [T/m3]\times 1000000\ [g/T]} \quad \text{(Ec. 2)}$$

Tabla 3-Costo variable para turbina de gas.

Turbina de gas	
Combustible	Gasoil
Densidad combustible (T/m3)	0,845
Poder Calorífico inferior (kcal/kg)	10.200
Consumo TG (g/kWh)	225
Rendimiento	0,37
Precio Gasoil ex Planta URSEA (USD/m3)	532,1
Precio Gasoil con sobrecosto 25% (USD/m3)	665,1
Costo variable (USD/MWh)	**177,1**

El costo variable no combustible de la turbina de gas se toma igual al especificado para CTR en la Programación Estacional de Largo Plazo Noviembre 2020 - Abril 2021 de ADME [3] (4,3 USD/MWh).

Tabla 4-Costo variable para ciclo combinado

Ciclo combinado	
Combustible	Gasoil
Densidad combustible (T/m3)	0,845
Poder Calorífico inferior (kcal/kg)	10.200
Consumo CC (g/kWh)	160
Rendimiento	0,53
Precio Gasoil ex Planta URSEA (USD/m3)	532,1
Precio Gasoil con sobrecosto 25% (USD/m3)	665,1
Costo variable (USD/MWh)	**125,9**

El costo variable no combustible del ciclo combinado se toma igual al especificado para CTB ciclo cerrado en la Programación Estacional de Largo Plazo Noviembre 2020 - Abril 2021 de ADME (6,0 USD/MWh).

3.1.2. Energía eólica y solar

En las figuras 2 y 3 se muestran las curvas de las tendencias de los LCOE de las tecnologías eólica y solar respectivamente. Estas curvas fueron realizadas a partir de los datos de los LCOE desde el año 2009. Mediante el método de mínimos cuadrados se calculan los parámetros a y k según la ecuación 1 de precios. En donde P_0 es el precio en el año 2009.

$$P(n) = P_0 \times \left(\frac{k}{(1+a)^2} + 1 - k\right) \quad \text{(Ec. 3)}$$

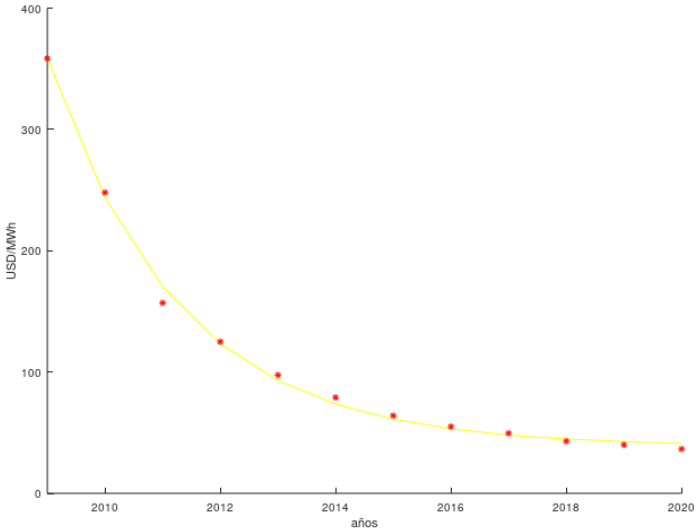

Figura 2- Tendencia de los precios LCOE de la energía solar fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de [1].

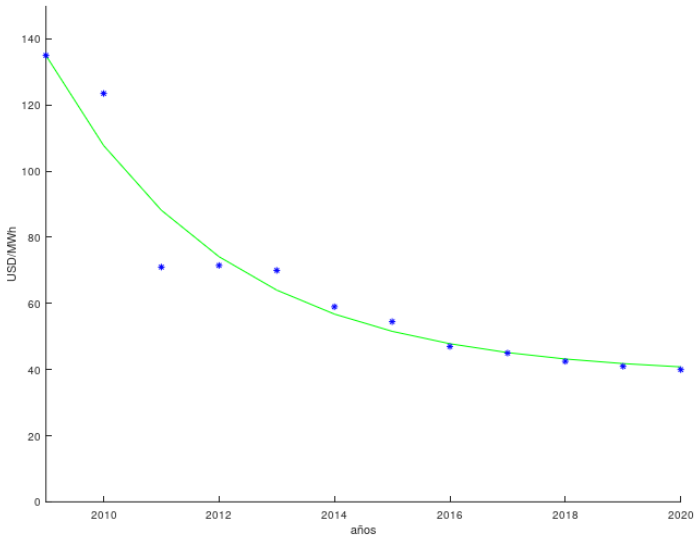

Figura 3- Tendencia de los precios LCOE de la energía eólica.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de [1].

En la tabla 5 se muestran la proyección de los precios de la energía eólica y solar hasta el año 2040, y los valores de los parámetros de la ecuación 3.

Tabla 5- Proyección de los LCOE (USD/MWh) de la energía eólica y solar hasta el año 2040.

	k	a	2009	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Eólica	0,72	0,39	135,0	51,6	40,8	38,8	38,4	38,3	38,3
Solar	0,89	0,56	358,5	61,2	41,3	39,2	38,9	38,9	38,9

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de [1].

Para calcular las inversiones se utiliza la ecuación 5. Para el cálculo de la energía entregada en toda la vida útil (20 años), se utiliza un factor de disponibilidad (f_d) de ambas tecnologías de 0,9, mientras que el factor de capacidad (f_{cap}) es de 0,38 y 0,17 para la eólica y solar respectivamente. El q es el factor de actualización (Ec.2), se utiliza una tasa α de 10% y un n de 20 ya que en el informe Lazard el costo nivelado de la inversión está asociado a una vida útil de 20 años. P_{inst} es la potencia instalada de la tecnología. Al LCOE se le suman 6 USD/MWh de costos por la conexión a la red. En la tabla 6 se muestran los resultados.

$$q = \frac{(1+\alpha)^n - 1}{\alpha.(1+\alpha)^n} \qquad \text{(Ec. 4)}$$

$$Inversión = LCOE \,.\, \frac{f_d.f_{cap}.8760.P_{inst}}{q} \qquad \text{(Ec. 5)}$$

Tabla 6- Costo de inversión eólica y solar

	Inversión (MUSD/MW-inst)
Eólica	1,11
Solar	0,50

Fuente: Datos obtenidos de [1].

3.1.3. Baterías

En la tabla 7 se muestran los costos de las baterías. Se consideran los costos asociados a instalaciones que participan en el mercado mayorista conectadas a la red de transmisión.

Tabla 7- Costo de inversión para las baterías

Batería	Costo inversión (USD/kWh-inst)
Batería ion-Litio	264,6

Fuente: Datos obtenidos de [4].

Para el cálculo del pago por disponibilidad se utiliza la ecuación 6. Se elige una tasa α de 10% y un *n* de 20 ya que en el informe Lazard el costo nivelado de la inversión está asociado a una vida útil de 20 años. La disponibilidad representa las horas anuales en la que la batería está disponible, en este caso 8400 horas. El costo de inversión se obtiene de la tabla 7.

$$PP_{disponible} = \frac{Costo_{inversión}}{q} \cdot \frac{1}{Disponibilidad} \qquad \text{(Ec. 6)}$$

3.2. Creación de la sala SimSEE

La optimización del plan de inversiones se realiza a partir de una sala de largo plazo creada con SimSEE. Se tomó como base la sala a largo plazo vista en el curso y fue adaptada según los requerimientos del proyecto.

3.2.1 Horizonte y paso de tiempo

La sala utilizada es de paso semanal, la simulación abarca el período de tiempo desde el año 2022 hasta el 2040 y la optimización desde 2022 a 2042. Se consideran cuatro postes con unidades de paso horario de 5, 30, 91 y 42 horas para los postes 1, 2, 3 y 4 respectivamente.

3.2.2 Modelado de actores de generación

Generación hidráulica

Se consideran las cuatro usinas hidráulicas del sistema uruguayo actual: Bonete, Baygorria, Palmar y Salto Grande. Bonete se modela con embalse, mientras que los restantes como generadores hidráulicos de pasada.

Tabla 8-Potencia de los actores de generación hidráulica.

	Baygorria	Bonete	Palmar	S. G.	**Total**
Unidades	3	4	3	7	
Potencia total (MW)	108	155,2	333	945	**1541,2**

Biomasa

La generación por biomasa se representa con un actor generador térmico (BIO), cuya potencia es un estimativo de la potencia total que entregan todas las centrales en Uruguay. Se utiliza un pago por energía de 93 USD/MWh.

- Potencia máxima por unidad: 10 MW.
- Unidades disponibles: 12.
- Potencia total: 120 MW.
- Factor de disponibilidad: 0,85.
- TMR: 360 h.

Se incluye UPM2 a partir del año 2022 y se modela de dos formas. En la capa 0 se modela como un generador de 200 MW de potencia y factor de disponibilidad 0,85, el cual tiene un pago fijo por energía de 68 USD/MWh. En la capa 1 se considera una potencia de 134 MW (tal que en un año se genere 1 TWh) que tiene un pago fijo por energía de 68 USD/MWh y un resto (66 MW) se modela con un costo variable de 45 USD/MWh. Para ambos casos los factores de disponibilidad serán de 0,65, 0,75 y 0,85 para los años 2022, 2023 y 2025.

Generadores eólicos (expansión)

- Factor de disponibilidad: 0,9.
- Unidad de generación: 1 MW.

Generadores solares (expansión)

- Factor de disponibilidad: 0,9.
- Unidad de generación: 1 MW.

Turbinas de gas (expansión)

- Potencia: 40 MW.
- Factor de Disponibilidad: 0,85.
- TMR: 360 horas.
- Pago por potencia: 17,9 USD/MWh.

- Costo variable combustible: 177,1 USD/MWh.
- Costo variable no combustible: 4,3 USD/MWh.

Ciclo combinado (expansión)

- Potencia: 266 MW.
- Factor de Disponibilidad: 0,85.
- TMR: 360 horas.
- Pago por potencia: 17,9 USD/MWh.
- Costo variable combustible: 177,1 USD/MWh.
- Costo variable no combustible: 4,3 USD/MWh.

Baterías (expansión)

Para determinar los parámetros que caracterizan al banco de baterías, incluyendo la degradación de la batería, se utilizan los datos de la tesis de Halty [5]. Considerando la cantidad de años que se van a optimizar, no se tiene en cuenta los estados de carga de la batería en la optimización. Por lo tanto, se utiliza un precio de la energía de la batería, de forma que cuando el costo marginal es mayor que dicho precio la batería vende su energía, y se carga cuando es menor. Se toma un valor de 50 USD/MWh y se indexa el 75% con el petróleo (igual a las térmicas).

Para las baterías se utiliza una potencia de 50 MW y 4 horas de almacenamiento.

- Potencia: 50 MW.
- Capacidad: 200 MWh.
- Rendimiento de carga=0,9.
- Rendimiento descarga=0,9.
- Potencia máxima de descarga=Potencia del banco.
- Potencia máxima de carga=Potencia del banco.
- Disponibilidad fortuita=0,9.
- Tiempo medio de reparación=72 horas.
- Valor de la energía almacenada=50 USD/MWh.
- Pago por disponibilidad= 3,7 USD/MWhh.

Los parámetros de degradación del banco son los siguientes:

- Profundidad de descarga (1)= 0,1.
- Número de ciclos (1)= 50000.
- Profundidad de descarga (2)= 1.
- Número de ciclos (2)= 500.

- Tasa de descuento= 0,1.
- Costo de recambio= 264,6 USD/kWh-inst.
- Años recambio= 10.

3.3. Configuración de problemas en OddFace

En OddFace se crean los cuatro escenarios. En cada escenario se carga la sala con las capas activas correspondientes. En la tabla 9 se muestran los parámetros de cada actor. Las unidades de generación (UG) son la cantidad de unidades de generación (MW), según figura en la sala, que se instalan en cada unidad de inversión (UI). Por ejemplo, las turbinas de gas cada UG es de 40 MW, mientras que cada UG de eólica es de 1 MW. Las UI máximas por vez son la cantidad máxima de UI que se puede instalar en un paso (365 días). Las UI máximas activas son el máximo de UI que puede haber en todo el período de planificación.

Tabla 9-Máxima potencia instalada de cada actor.

Expansión	(UG/UI)	max UI/vez	UI max
Eólica	50	10	5000
Solar	50	10	5000
Turbinas de gas	1	20	500
Ciclo Combinado	1	2	500
Baterías	1	3	300

3.4. Selección de individuos

Para la selección de individuos se toma el criterio: min(f_objetivo + error)

Para el cálculo del error se parte de una sala SimSEE con 30.000 crónicas de simulación para cada escenario. A partir de los archivos Simcosto de las simulaciones se obtiene el rango y p, que se consideran constantes. Luego se calcula el error a partir de la ecuación 7, considerando la cantidad de evaluaciones de cada individuo.

$$N > p(1-p)\left(\frac{1{,}9599639845}{\varepsilon}\right)^2 \quad \text{(Ec. 7)}$$

En todos los escenarios se cumplió que el individuo seleccionado mediante este criterio no era el de menor función objetivo, sino el de mayor cantidad de evaluaciones debido a que presenta menor error.

4. Resultados

4.1. Escenario 1 (base)

En la figura 4 se muestran las potencias instaladas de cada tecnología de expansión en todo el período de planificación. Se puede ver que en los primeros años se instalan los máximos permitidos anuales de eólica y solar.

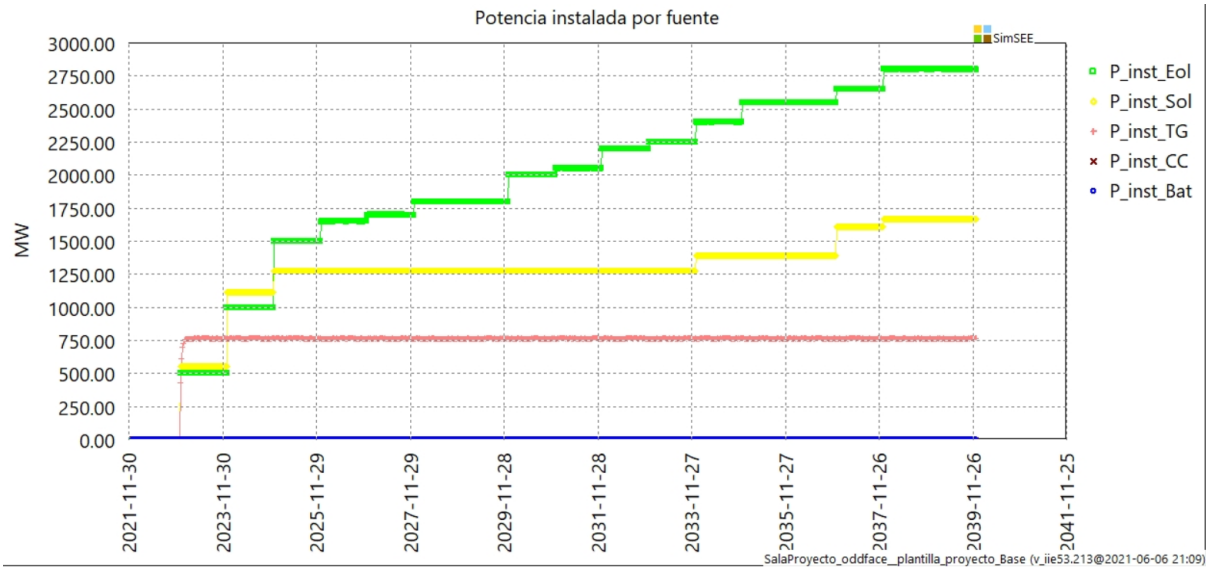

Figura 4-Potencia instalada de cada actor de expansión.
Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica de la figura 5 se muestra la energía generada por cada tecnología, la demanda y la falla. Se puede observar que en los primeros años del período se tiene falla, ya que se parte únicamente de las fuentes hidráulicas y de biomasa.

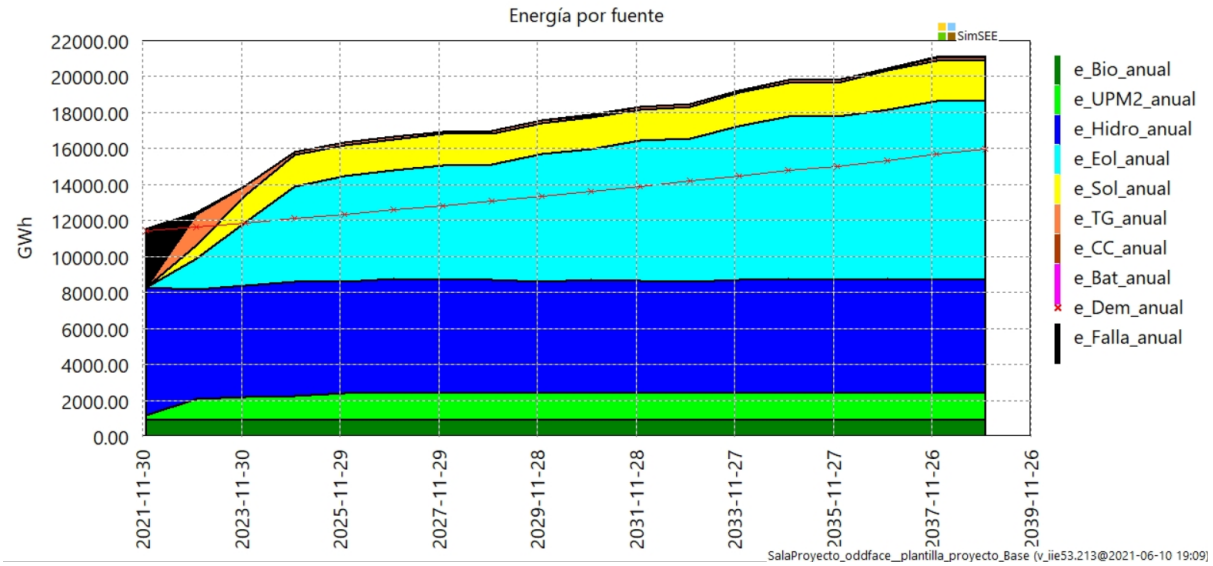

Figura 5-Energía por fuente.
Fuente: Elaboración propia.

Debido a que se tiene una cantidad importante de falla en los primeros años, los costos asociados a la misma son muy altos. Como resultado, este costo representa más del 60% de los costos de abastecimiento de la demanda (CAD) en todo el período, como se puede ver en la figura 6. Por lo tanto, para realizar la comparación entre los escenarios, no se consideran los costos asociados a la falla, los cuales son iguales en todos los escenarios.

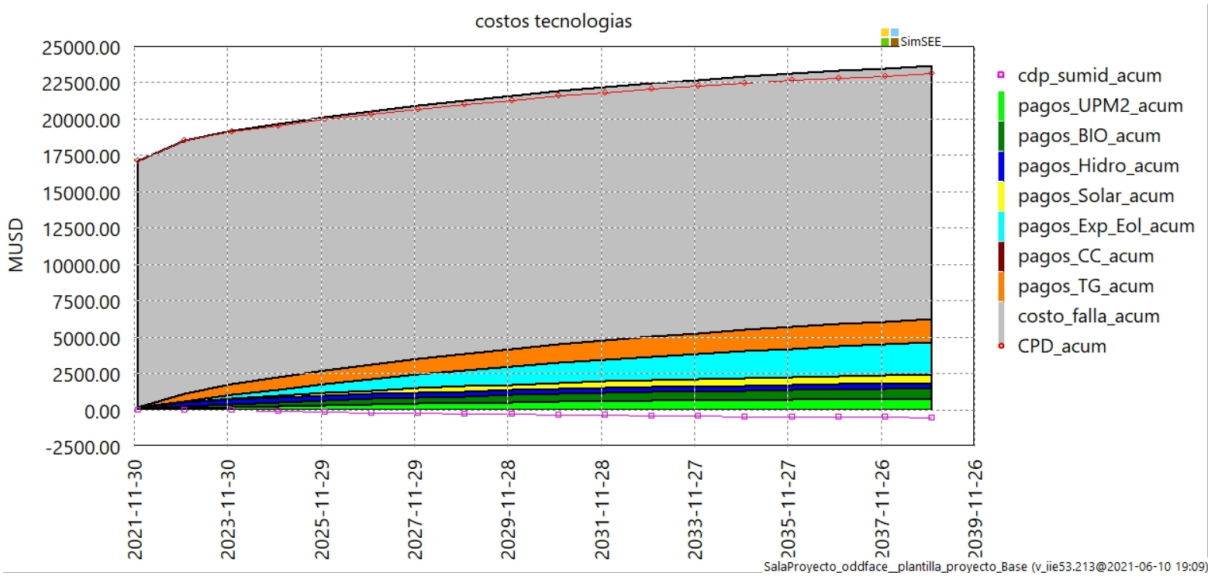

Figura 6-Costos de abastecimiento de la demanda discriminados.
Fuente: Elaboración propia.

El costo de abastecimiento de la demanda (CAD) medio del período, sin los costos de falla, en dólares constantes, es de 5677 millones de dólares.

En la gráfica de la figura 7 se observa el gradiente de inversión acumulado para la energía eólica. El gradiente de inversión es positivo en los primeros años, por lo tanto, el sistema se beneficia por la incorporación de esta tecnología. Este crecimiento se ve frenado ya que el tope de instalación de esta tecnología en OddFace es de 500 MW por año. Luego, el gradiente de inversión acumulado tiene una pendiente casi nula, lo que implica que el sistema está en una condición óptima del uso de la tecnología. Esto era esperable ya que OddFace calcula el plan de expansión óptimo. El motivo por el cual se observa una leve pendiente negativa es la discretización de las inversiones. Durante la optimización se instalan parques de 50 MW y resulta preferible instalar más de lo que se requiere a no instalar los últimos 50 MW. Si se instalara de a 1 MW la pendiente sería nula.

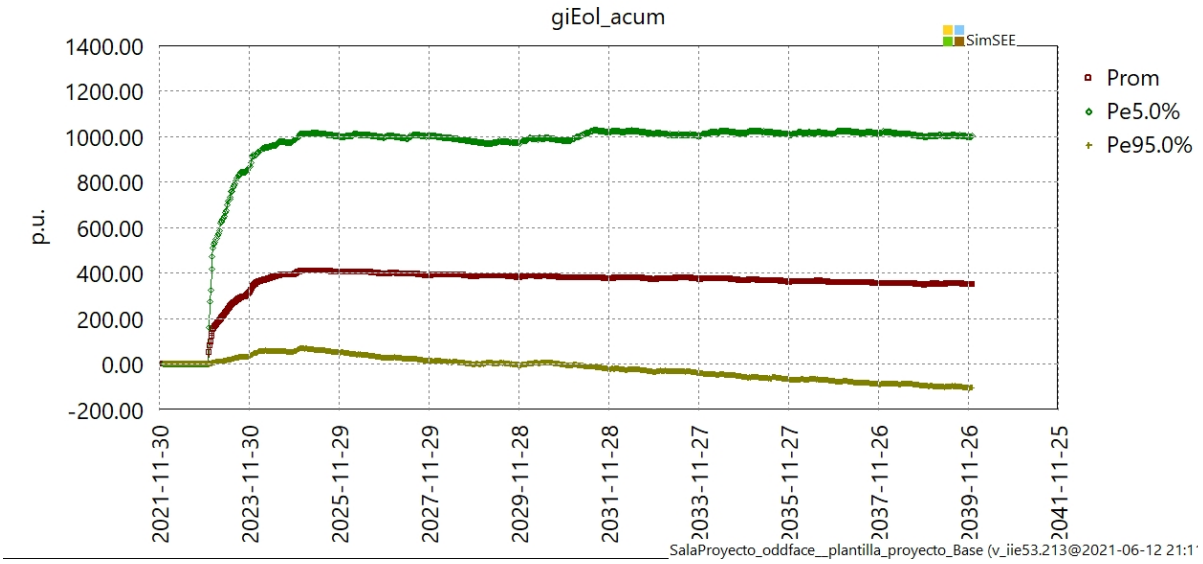

Figura 7-Gradiente de inversión acumulado para energía eólica.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 8 se observa el gradiente de inversión para la energía solar, que sigue el mismo comportamiento que la energía eólica.

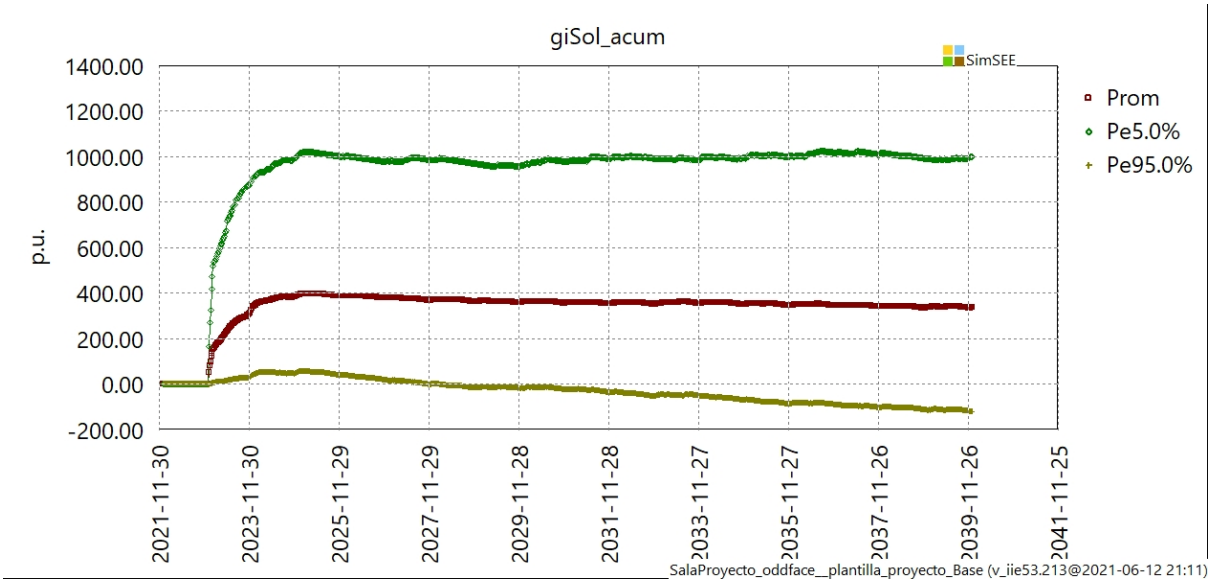

Figura 8-Gradiente de inversión acumulado para energía solar.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 9 se muestra el gradiente de inversión para las turbinas de gas. En este caso también se observa que en los primeros años es favorable instalar. En estos años el sistema necesita instalar turbinas para abastecer la demanda ya que las energías eólica y solar están topeadas. Luego, el gradiente comienza a ser negativo, lo que indica que el sistema está teniendo un sobrecosto por utilizar la tecnología.

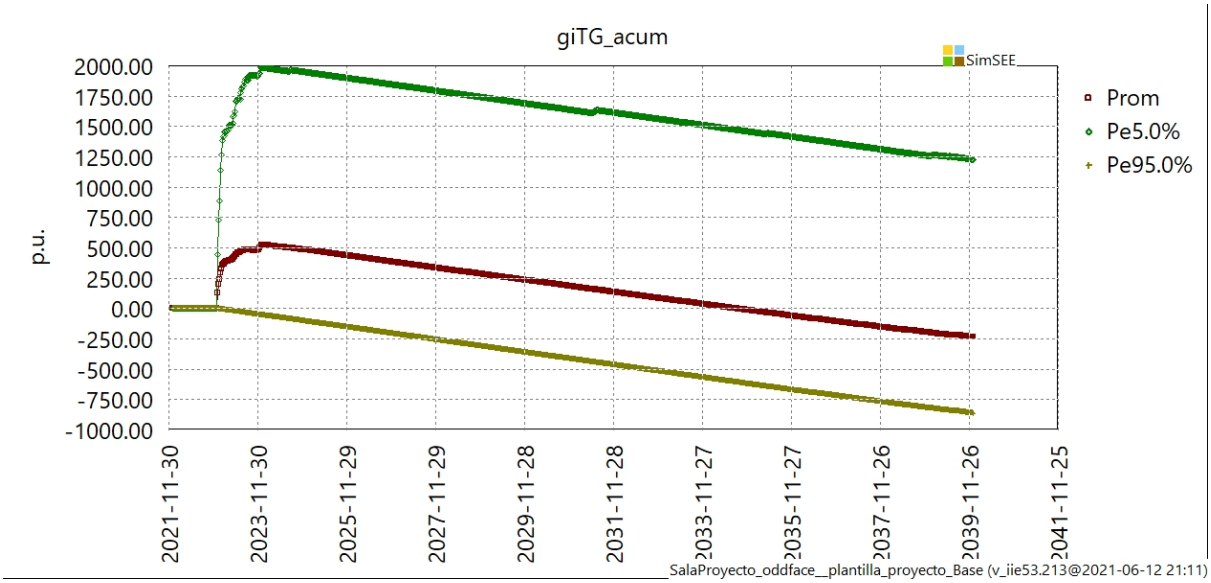

Figura 9-Gradiente de inversión acumulado para turbinas de gas.
Fuente: Elaboración propia.

No se grafican gradientes de inversión para ciclo combinado y baterías ya que no se instalan.

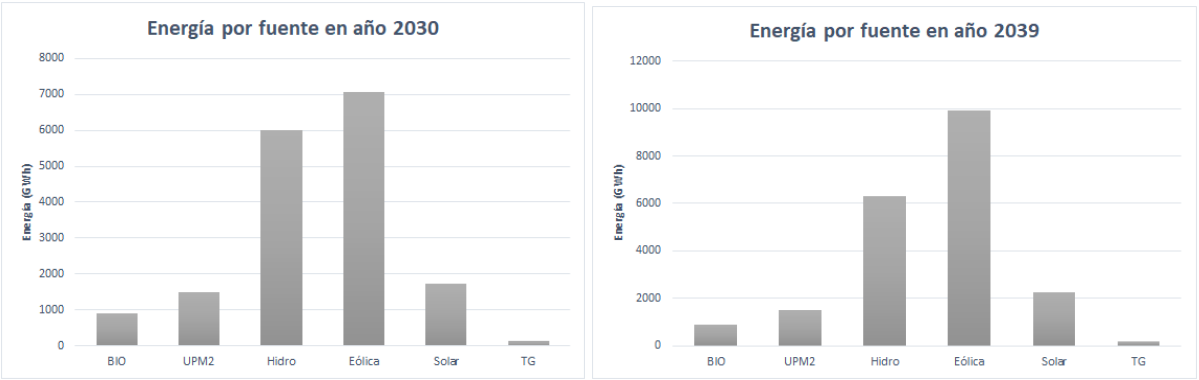

Figura 10-Energía por fuente escenario base.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 10 se puede ver que la generación de biomasa, UPM 2 y la hidráulica es igual en el año 2030 que en el 2039, lo que es esperable ya que se mantiene la potencia instalada. En cambio aumenta la cantidad de energía eólica, solar y térmica, lo que es razonable ya que en esos años aumenta la demanda y se instala más potencia de dichas fuentes. El aumento de generación de energía en el año 2039 se ve reflejado en un mayor costo de abastecimiento de la demanda, como se muestra en la figura 11. El aumento del CAD también es consecuencia de un mayor precio de energía de las nuevas tecnologías (eólica, solar y térmica), ya que se llega al máximo de generación hidráulica.

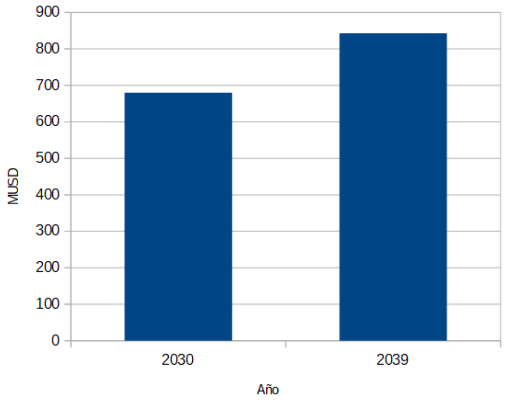

Figura 11-CAD anual en dólares corrientes para los años 2030 y 2039 para el escenario base.
Fuente: Elaboración propia.

4.2. Escenario 2

En la figura 12 se muestran las potencias instaladas de cada tecnología de expansión en todo el período de planificación.

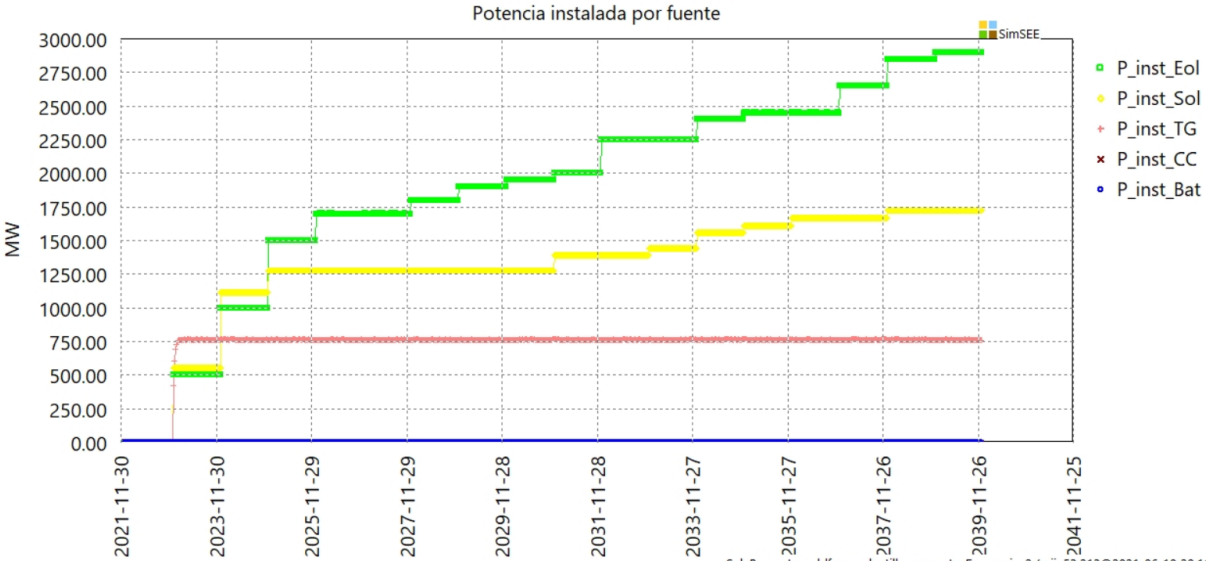

Figura 12-Potencia instalada de cada actor de expansión.
Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica de la figura 13 se muestra la energía generada por cada tecnología, la demanda y la falla.

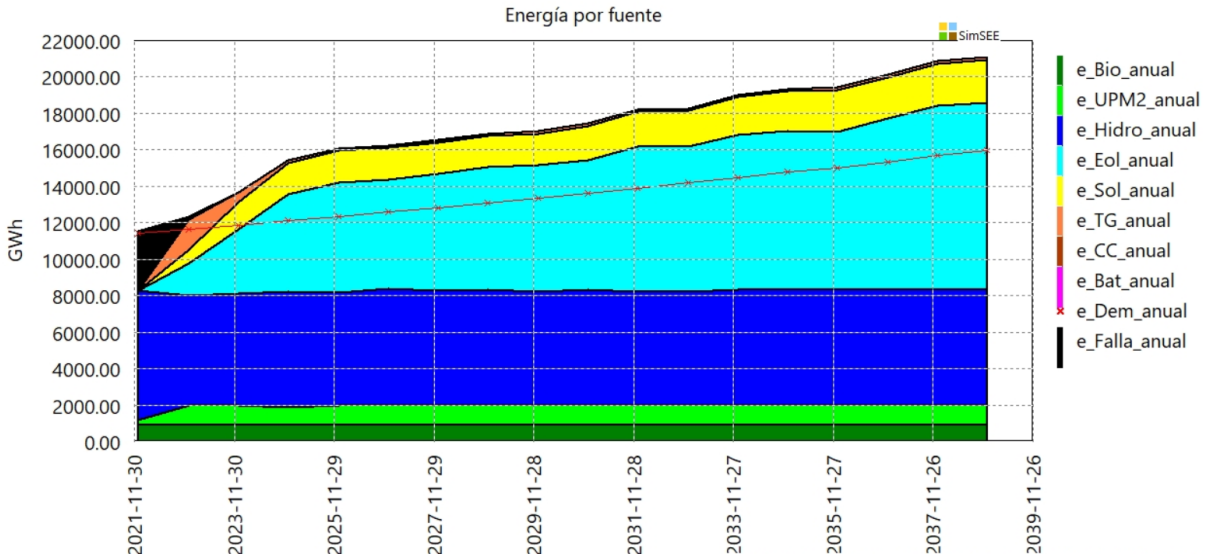

Figura 13-Energía por fuente.
Fuente: Elaboración propia.

El costo de abastecimiento de la demanda (CAD) medio del período, sin los costos de falla, en dólares constantes, es de 5511 millones de dólares.

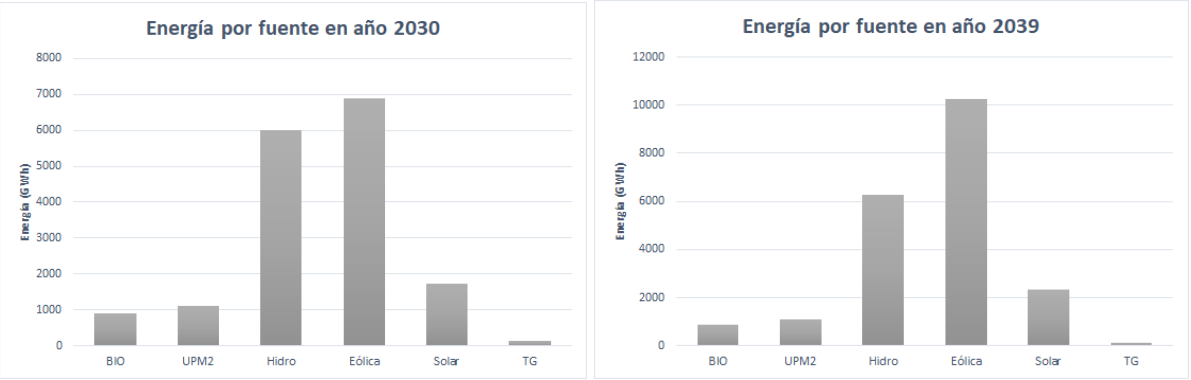

Figura 14-Energía por fuente escenario 2.
Fuente: Elaboración propia.

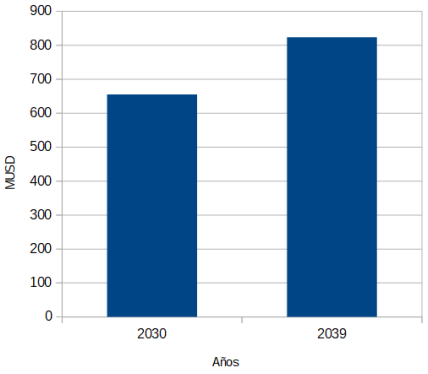

Figura 15-CAD anual en dólares corrientes para los años 2030 y 2039 para el escenario 2.
Fuente: Elaboración propia.

4.3. Escenario 3

En la figura 16 se muestran las potencias instaladas de cada tecnología de expansión en todo el período de planificación.

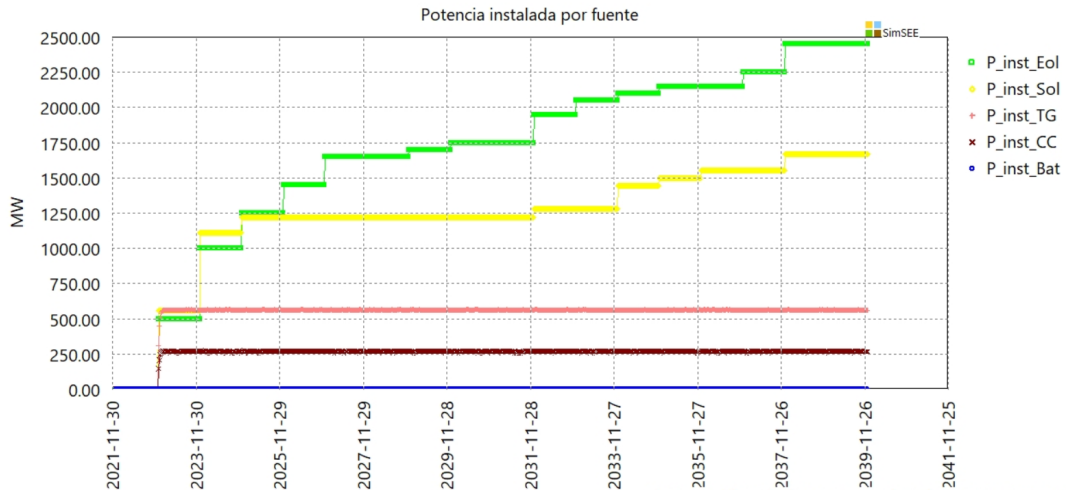

Figura 16-Potencia instalada de cada actor de expansión.
Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica de la figura 17 se muestra la energía generada por cada tecnología, la demanda y la falla.

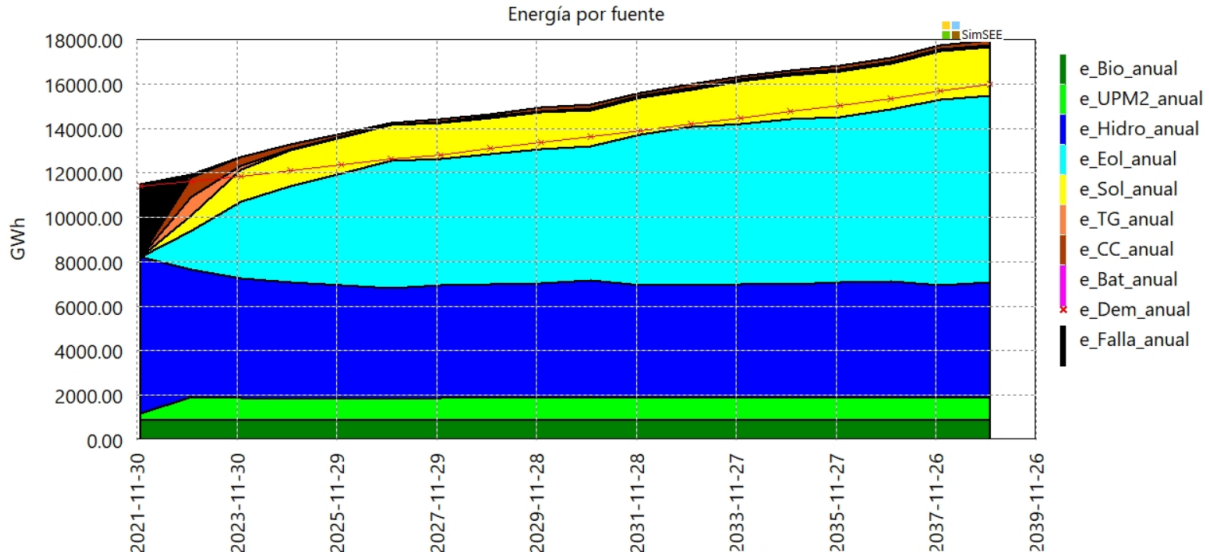

Figura 17-Energía por fuente.
Fuente: Elaboración propia.

El costo de abastecimiento de la demanda (CAD) medio del período, sin los costos de falla, en dólares constantes, es de 5824 millones de dólares.

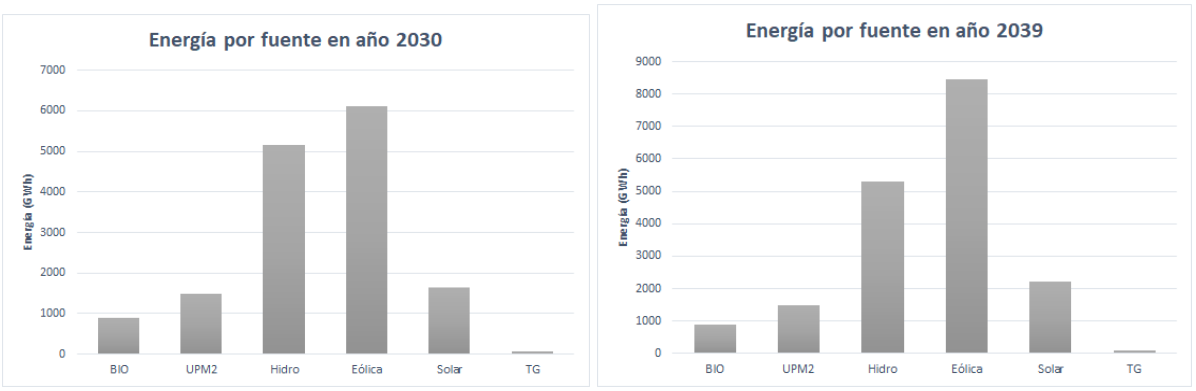

Figura 18- Energía por fuente escenario 3.
Fuente: Elaboración propia.

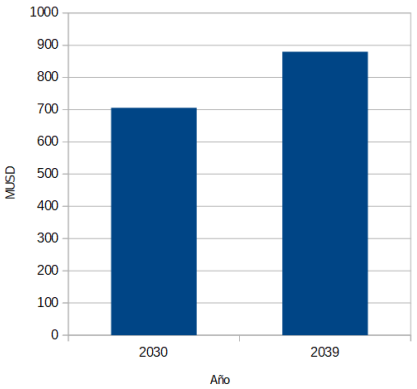

Figura 19-CAD anual en dólares corrientes para los años 2030 y 2039 para el escenario 3.
Fuente: Elaboración propia.

4.4. Escenario 4

En la figura 20 se muestran las potencias instaladas de cada tecnología de expansión en todo el período de planificación.

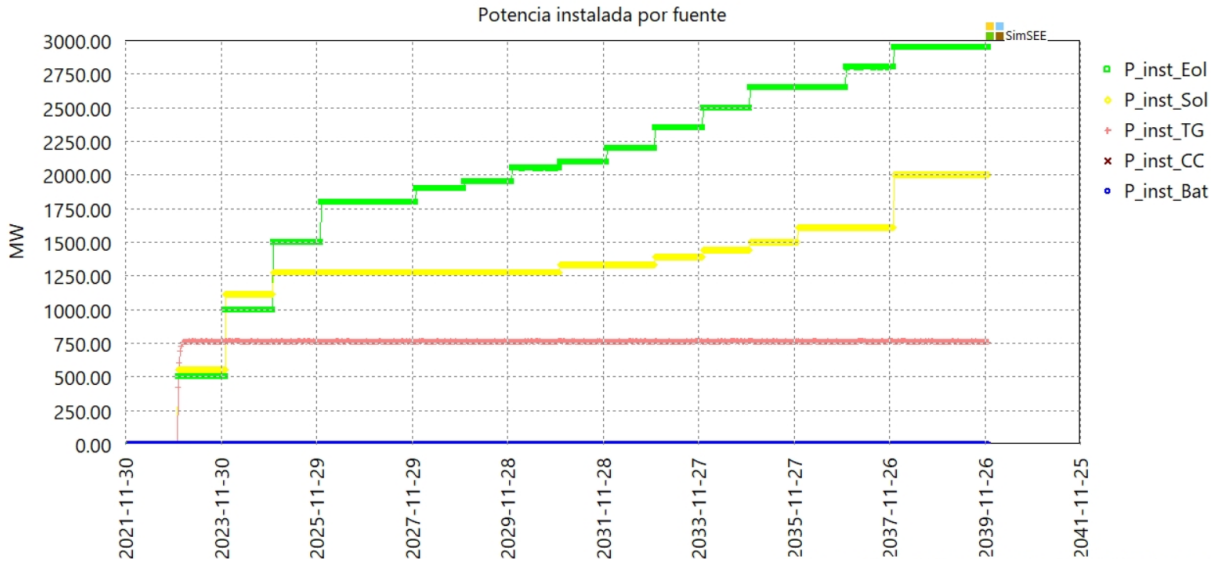

Figura 20 -Potencia instalada de cada actor de expansión.
Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica de la figura 21 se muestra la energía generada por cada tecnología, la demanda y la falla.

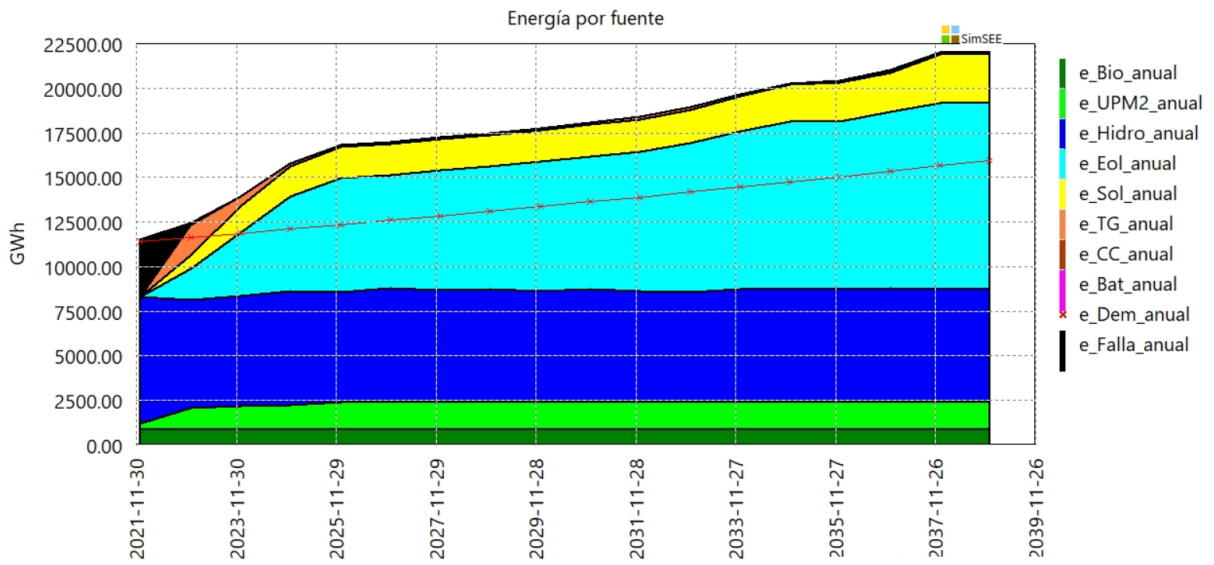

Figura 21-Energía por fuente.
Fuente: Elaboración propia.

El costo de abastecimiento de la demanda (CAD) medio del período, sin los costos de falla, en dólares constantes, es de 5824 millones de dólares.

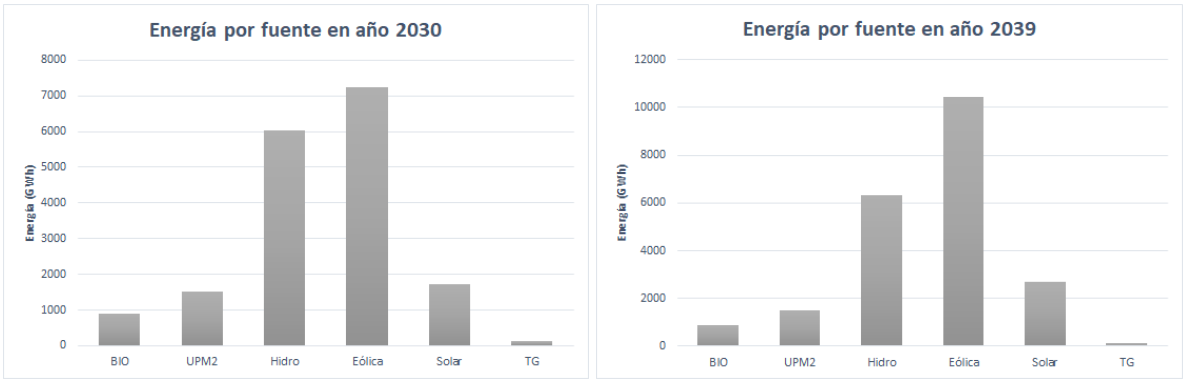

Figura 22-Energía por fuente escenario 4.
Fuente: Elaboración propia.

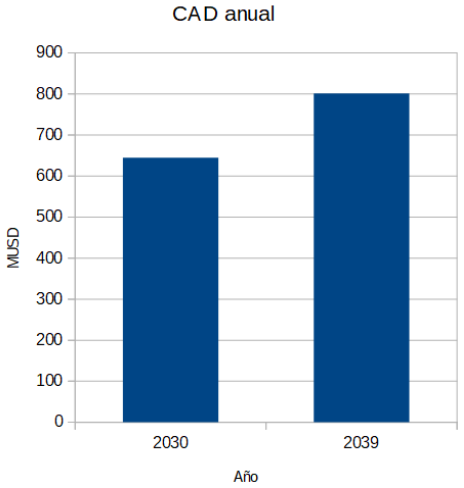

Figura 23-CAD anual en dólares corrientes para los años 2030 y 2039 para el escenario 4.
Fuente: Elaboración propia.

4.5 Escenario base sin restricciones de eólica y solar

Como se mencionó en el punto 4.1 el gradiente de inversión acumulado de las turbinas de gas presenta una pendiente negativa en parte del período de planificación debido a la restricción de máxima potencia anual que se puede instalar de energía eólica y solar.

Se procedió a optimizar en el OddFace nuevamente el escenario base pero con una potencia máxima anual a instalar de 3000 MW (anteriormente era de 500 MW). En las siguientes figuras se muestran los nuevos gradientes de inversión acumulados y la potencia instalada de cada fuente.

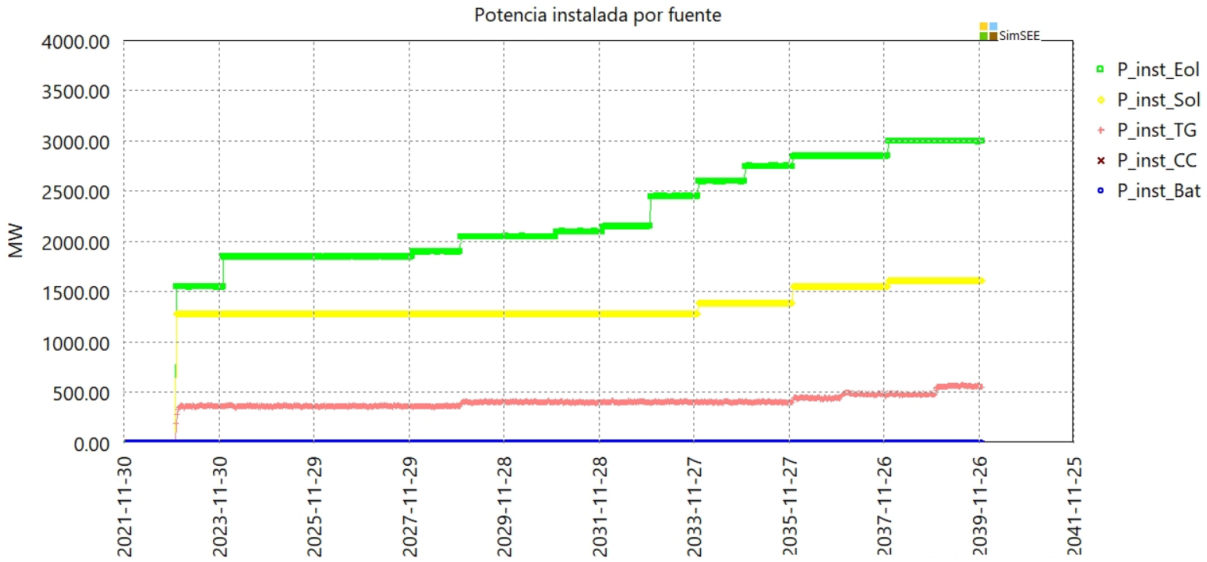

Figura 24 -Potencia instalada de cada actor de expansión.
Fuente: Elaboración propia.

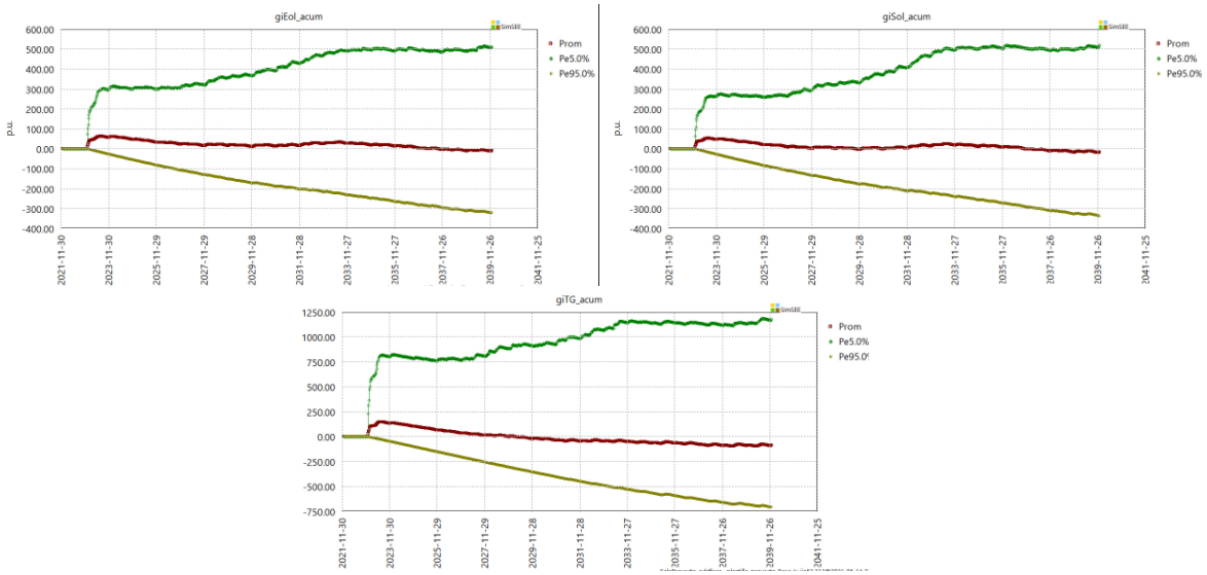

Figura 25-Gradiente de inversión acumulado para energía eólica, solar y turbinas de gas.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que en el primer año se instalaron 1500 MW de eólica y 1300 MW de solar. A su vez, se instalaron menos turbinas de gas, lo que hace que el gradiente de inversión acumulado se estabilice.

Esta configuración tiene un CAD de 4729 MUSD constantes, descontando el costo de falla, lo que representa un 16,7% menos que el caso en donde existen las restricciones anuales.

5. Análisis de sensibilidad de semilla

Para el análisis de precisión del valor del CAD en el año 2030 y 2039 se parte de la sala base con dos años de guarda al comienzo y al final, 30.000 crónicas y semilla de simulación 31. A partir de los resultados se realiza el cálculo del rango, p y error.

Tabla 10-Cálculo de rango, p, e y E.

Año	2030	2039
VE CAD (MUSD)	642,55	811,14
Min (MUSD)	505,53	659,98
Max (MUSD)	35.848,04	51813,15
Rango (MUSD)	35.342,51	51153,17
p (%)	69,30	69,31
e (%) 95% conf.	0,05	0,05
E (MUSD)	18,45	26,70

Tabla 11-Valores promedio de CAD para los años 2030 y 2039 variando la semilla.

Semilla	CAD año 2030 (MUSD)	CAD año 2039 (MUSD)
31	642,55	811,14
1031	642,67	811,26
2031	642,61	811,42
3031	640,21	809,22
4031	639,94	809,18

En la tabla 11 se observa que los costos no varían significativamente con el cambio de la semilla, y siempre se encuentran dentro del rango calculado para la semilla 31 (tabla 10).

En los valores de CAD mostrados en las tablas no está considerado ningún pago por potencia de las represas hidroeléctricas.

6. Conclusiones

Como se puede ver en la tabla 12, el escenario en donde más se instala energía eólica y solar es en el que se tiene exportación a 20 USD/MWh y en donde los costos de las tecnologías son los LCOE del Lazard (escenario 4). Esto era esperable ya que se valorizan los excedentes, y además el escenario 4 requiere un menor costo de inversión para estas tecnologías.

En el escenario 3, donde no hay exportación, se instala menos eólica y solar, y se instala un ciclo combinado. Es esperable que en el caso en que no es posible la exportación, se instale menos eólica y solar, ya que los excedentes no se monetizan. Por lo tanto, aumenta el porcentaje de fuentes térmicas en la matriz de generación. Debido a esto, parece ser que es más conveniente instalar un ciclo combinado y menos turbinas de gas, ya que, si bien el primero tiene una mayor inversión, sus costos variables son menores.

Por otro lado, en ningún escenario es conveniente instalar baterías.

Tabla 12-Máxima potencia instalada (MW) de cada actor para cada escenario.

Expansión	Escenario base	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Eólica	2750	2900	2450	2950
Solar	1600	1550	1500	1800
Turbinas de gas	760	760	560	760
Ciclo Combinado	0	0	266	0
Baterías	0	0	0	0

Tabla 13- Energía UPM2, sumidero y CAD. Los valores son en dólares constantes.

	Escenario base	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Energía UPM2 (GWh)	24976	18516	17026	24976
Variación del base (%)	0,0	-25,9	-31,8	0,0
Pagos UPM2 (MUSD)	743	541	521	743
Variación del base (%)	0,0	-27,2	-29,9	0,0
Energía Sumidero (GWh)	70070	65303	26529	76595
Variación del base (%)	0,0	-6,8	-62,1	9,3

Pagos Exportación (MUSD)	544	502	0	586
Variación del base (%)	0,0	-7,8	-100,0	7,7
CAD (MUSD)	5677	5511	5824	5461
Variación del base (%)	0,0	-2,9	2,6	-3,8

En la tabla 13 se muestra la comparación de los cuatro escenarios. Como ya se mencionó, al CAD se le restó el costo de la falla. El escenario 3 tiene un CAD más elevado que el base, como era esperable, ya que no puede vender los excedentes.

El escenario 2 tiene un CAD menor que el base. Esto se debe a que parte de la potencia de UPM 2 se despacha a un costo variable de 45 USD/MWh, que es un valor menor a los 68 USD/MWh del escenario base. A su vez, al tener un costo variable y no despacharse siempre, le da mayor flexibilidad al sistema no quedando obligado a despacharse siempre. Esto se refleja en la menor producción de energía de UPM 2 (25,9%).

En el escenario 4 se puede ver que la eliminación del sobrecosto de 10% de los valores de Lazard de las tecnologías eólica y solar tiene un impacto más significativo en la reducción del CAD que la variación de UPM 2 del escenario 2. Se puede observar que es más conveniente instalar mayor potencia de estas tecnologías al ser menos costosas, lo que se ve reflejado en una mayor cantidad de excedentes.

7. Posibles estudios futuros

Como se pudo observar en los resultados de este trabajo, en ninguno de los escenarios planteados se instalaron baterías, por lo que sería interesante estudiar en trabajos futuros el costo de inversión que deben tener las mismas para que comience a ser conveniente instalarlas en el sistema.

Por otro lado, cuando se calcularon los precios de las tecnologías eólica y solar se utilizaron los LCOE del Lazard, los cuales incluyen un subsidio. Sin embargo, en otros trabajos se podría ver el impacto que tiene en la expansión si no se consideran dichos subsidios. Los precios sin subsidios se calculan en el apéndice.

Otro punto que se podría investigar es el impacto que tendría un actor de demanda con respuesta en las expansiones.

Referencias

[1] Lazard. Levelized cost of energy analysis - Version 14.0. Octubre, 2020.

[2] URSEA. Precios de paridad de importación de productos derivados del petróleo. Informe abril 2021.

[3] ADME. Programación Estacional de Largo Plazo. Noviembre 2020 - Abril 2021.

[4] Lazard. Levelized cost of storage analysis - Version 6.0.

[5] Halty M. V. Análisis de la acumulación de energía y su aplicación en Uruguay. Julio, 2020.

Apéndice

Cálculo de LCOE sin subsidios

El costo levelizado utilizado (extraído del informe Lazard) incluye subsidios. En la presente sección se calcula este costo sin subsidios.

$$LCOE = \frac{Valor\ actual\ de\ gastos}{Valor\ actual\ de\ la\ energía} \text{ (Ec. 8)}$$

$$Valor\ actual\ de\ gastos = Inversión\ de\ capital + costos\ de\ op.\ y\ mant. \text{ (Ec. 9)}$$

$$Costos\ de\ op.\ y\ mant. = \sum_{1}^{n} \frac{COM(n)}{(1+a)^n} \text{ (Ec. 10)}$$

COM está afectado por un factor de escalado, ya que a medida que transcurren los años estos costos aumentan.

$$Energía\ entregada\ por\ año\ E(n) = Capacidad \times F.\ disponibilidad \times F.\ planta \times 8760$$
(Ec. 11)

$$Valor\ actual\ de\ la\ energía = \sum_{1}^{n} \frac{E(n)}{(1+a)^n} \text{ (Ec. 12)}$$

Tabla 14: Detalle del cálculo de LCOE para energía eólica y solar.

	Eólica	Solar
Capacidad (MW)	50	50
Factor de planta	0,47	0,28
Factor de disponibilidad	0,90	0,90
Inversión de capital (USD/kW)	1250	900
Inversión de capital (MUSD) año 0	62,5	45,0
O&M (USD/kW-año)	33,25	11,50
Vida útil (años)	20	20
O&M Escalation Rate	0,0225	0,0225
Actualizador anual	0,10	0,10
Valor actual COM (MUSD)	16,48	5,70
Valor actual de gastos (MUSD)	**78,98**	**50,70**
Energía entregada por año (MWh)	183303	108405
Valor actual de energía (MWh)	**1560562**	**922913**
LCOE (USD/MWh)	**50,61**	**54,93**