



# Plan de Expansión de Generación de Equilibrio para la PES Abril-2023

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

## Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
24/04/2023	Eliana Cornalino	Creación del informe
13/6/2023	Eliana Cornalino	Corrección de los resultados del punto 3
14/6/2023	Eliana Cornalino	Análisis de valorización de las energías al marginal para distintos escenarios.
16/6/2023	Eliana Cornalino	Se agrega información del modelado en el punto 3, para trazabilidad de los resultados
27/6/2023	Eliana Cornalino	Se corrigen valores de la tabla 1 (filas 2 y 3, columna 5).
29/6/2026	Eliana Cornalino	Se eliminan referencias al procedimiento en elaboración y se agrega información para hacer un informe autocontenido.

## 1 Motivación y objetivo

La Programación Estacional tiene como principal objetivo la valorización del agua de los lagos, la evolución de sus cotas y la proyección del consumo futuro de combustible en el período estacional (siguientes seis meses) y como la misma Sala SimSEE se utiliza para el informe de garantía de suministro y para cálculos de como los asociados al Fondo de Estabilización de Energía, se hace necesario contar con una proyección equilibrada entre la Demanda proyectada para por lo menos los siguientes 10 años y la oferta de generación.

En este documento se describe la metodología y principales hipótesis utilizadas para el cálculo de un Plan de Expansión de la Generación de Equilibrio (PEGE) para la Demanda proyectada en base a precios posibles de las tecnologías candidatas de expansión.

## 2 Resumen

A partir de la Sala “PES\_2023-05-1\_Diaria.ese” del 19/4/2023, se extiende el horizonte hasta el año 2030 para realizar el cálculo del equilibrio entre oferta y demanda en dicho período.

Del análisis del punto de partida (plan de expansión definido para la PES anterior) se obtuvo como resultado que teniendo en cuenta que los precios estimados para el período, de las tecnologías candidatas, son de a 46.3 USD/MWh para la solar y 38.1 USD/MWh para la eólica, se podría decir que el sistema podría admitir una incorporación algo mayor de potencia eólica. Sin embargo, dicha



conclusión se revierte para el escenario que maneja hipótesis actualizadas (a junio 2023) sobre la incorporación de nuevos consumos planos.

Tomando una postura conservadora desde el punto de vista de la valorización de los recursos futuros, se opta por mantener la expansión definida para la PES anterior.

### 3 Hipótesis

Las hipótesis se basan en la primer versión de la Sala PES entregada por el equipo de DNC (“PES\_2023-05-1\_Diaria.ese” del 19/4/2023). Esto incluye la proyección de la demanda, los pronósticos, las cotas iniciales, los precios y las penalidades.

En cuanto a las tecnologías elegidas para la determinación del plan óptimo de expansión, éstas son:

- eólica onshore en módulos de 50 MW
- solar fotovoltaica en módulos de 50 MW
- y turbinas de gas en módulos de 60 MW

Para la definición de los costos de inversión asignados a cada tecnología se establecen las hipótesis de precios de cada tecnología de acuerdo a proyecciones actualizadas. La fuente considerada es <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/> de abril de 2023.

Se consideran los costos energizados para las opciones “Solar PV – Utility-Scale”, “Wind – Onshore” y “Gas Peaking”, tomando el promedio de los extremos “Low End” y “High End” según lo que se observa en las figuras 1 y 2. Dichos valores están expresados en dólares corrientes.

Llevados a dólares constantes para un período de 20 años suponiendo una inflación del 2,55% anual, los valores pasan a ser los observados en la tabla 1 como Precio máximo y Precio mínimo.



### Levelized Cost of Energy Components—Low End

Certain renewable energy generation technologies are already cost-competitive with conventional generation technologies; key factors regarding the continued cost decline of renewable energy generation technologies are the ability of technological development and industry scale to continue lowering operating expenses and capital costs for renewable energy generation technologies

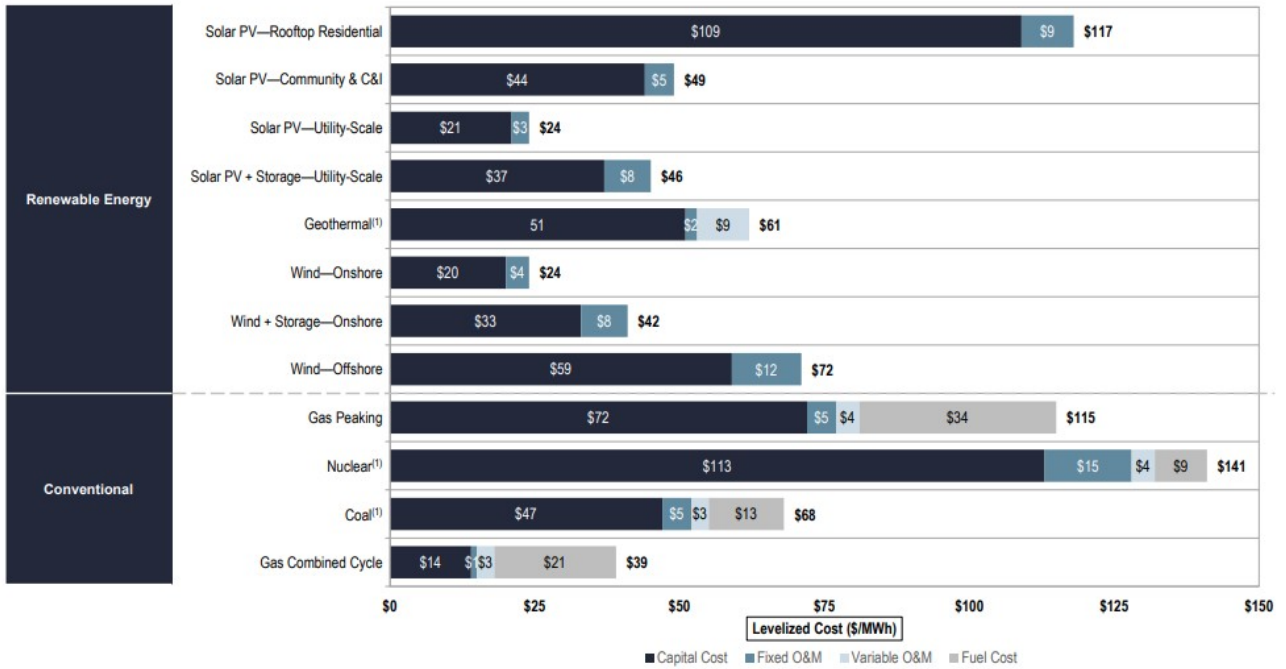


Figura 1: Costos mínimos estimados por tecnología. Fuente: LAZARD’S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 16.0

### Levelized Cost of Energy Components—High End

Certain renewable energy generation technologies are already cost-competitive with conventional generation technologies; key factors regarding the continued cost decline of renewable energy generation technologies are the ability of technological development and industry scale to continue lowering operating expenses and capital costs for renewable energy generation technologies

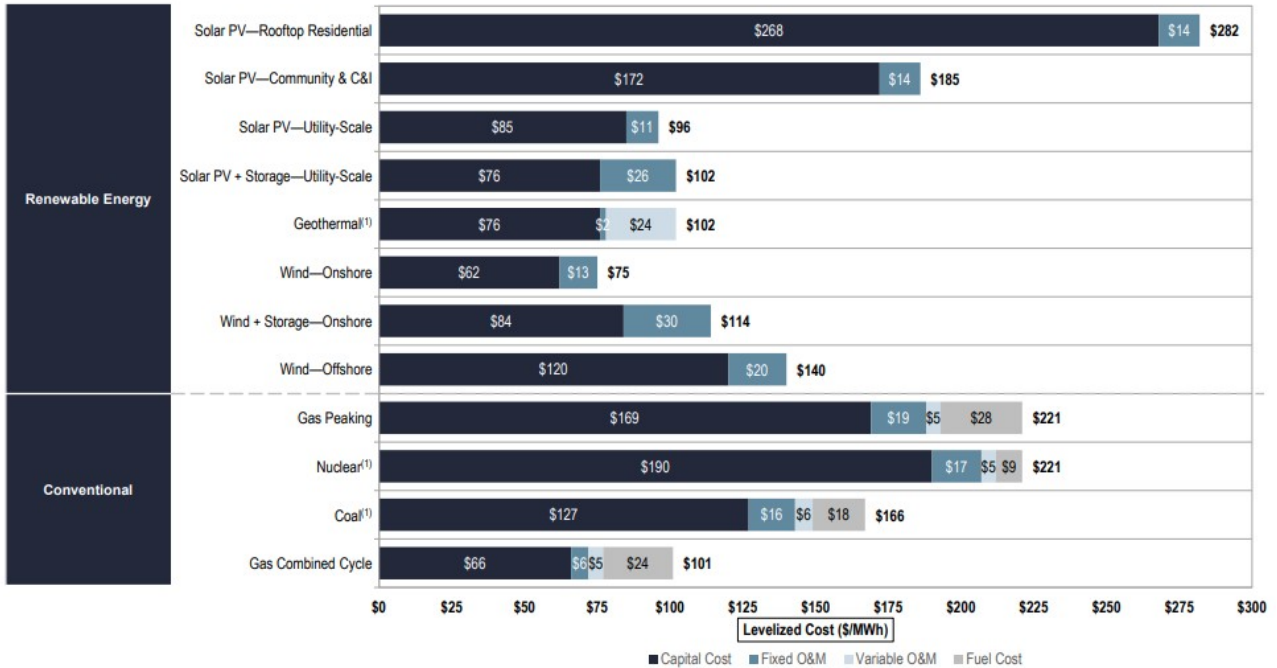


Figura 2: Costos máximos estimados por tecnología. Fuente: LAZARD’S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 16.0

Tabla 1: Precio promedio de cada tecnología llevado a dólares constantes

Tecnología	Precio min (USD/MWh) USD corrientes	Precio max (USD/MWh) USD corrientes	Precio min (USD/MWh) USD constantes	Precio max (USD/MWh) USD constantes	PRECIO (USD/MWh) USD constantes
Solar	24	96	18.5	74	<b>46.3</b>
Eólica	24	75	18.5	57.8	<b>38.1</b>
TG	77	188	59.4	145	<b>102 (11.2)</b>

Se actualizaron las hipótesis de precios de la expansión anterior, verificándose variaciones mínimas con un leve incremento del precio de la Solar y una más leve reducción de las otras tecnologías.

Para la conversión del costo energizado de la TG a un pago por potencia en base a 8000 horas anuales se asume que el costo de la TG fue pasado a energía utilizando un factor de uso del 10% sobre las 8760 horas del año. De esta forma el costo por potencia queda en 11.2 USD/MWh.

Los costos se supusieron constantes durante todo el horizonte de expansión.



## 4 Análisis del punto de partida

Como punto de partida se evalúa qué tan lejos se está del equilibrio con la anterior expansión (la prevista para la PES anterior de noviembre 2022) y las nuevas hipótesis. Para considerar el plazo necesario de planificación y construcción de los proyectos, se suprimen los ingresos de potencia previstos para enero de 2024 por no considerarse realista la posibilidad de puesta en operación de dichos proyectos en tan corto plazo (6 meses).

Se analizaron tres escenarios diferentes teniendo en cuenta la incertidumbre que se tiene en cuanto al costo real de los proyectos y la cantidad de potencia instalada que efectivamente se llegue a concretar, así como también, la cantidad de demanda plana adicional que efectivamente se llegue a concretar, entre otros.

Se llegó a la conclusión de mantener la expansión predefinida para la PES anterior (con la supresión de los MW que ingresaban en 2024 por los motivos antes mencionados) dado que los resultados de la valorización de las energías de expansión al marginal dan en promedio valores algo mayores, pero no significativamente, a los costos de instalación estimados.

La evaluación se realizó en 3 escenarios:

- Escenario 1: con las hipótesis de la PES (suprimiendo los MW de expansión anteriores al 2025);
- Escenario 2: con las hipótesis de la PES (suprimiendo los MW de expansión anteriores al 2025) agregando 50MW a la expansión solar y 50 MW a la expansión eólica a partir del 1/1/2025.
- Escenario 3: con las hipótesis de la PES (suprimiendo los MW de expansión anteriores al 2025) y modificando la demanda “Dem\_Nuevos\_Consumos\_Planos”, reduciéndola a solo 45 MW planos instalados a partir del 1/1/2024<sup>1</sup>

La sala PES utilizada es la PES\_2023-05-1\_Diaria\_Modif\_Derating\_PT1 del 9/6/23. Se extendió la optimización para analizar el equilibrio hasta el año 2030. El periodo de optimización considerado es desde el 29/4/2023 al 15/1/2030, el de simulación desde el 29/4/23 al 31/12/2029. La versión SimSEE utilizada es la v\_106.245.

En las figuras 3, 4 y 5 se muestran los resultados de valorización de la energía al costo marginal obtenidos para cada uno de los escenarios en el período analizado.

---

1 Esto surge de la actualización de hipótesis de junio 2023 para la Sala MP.

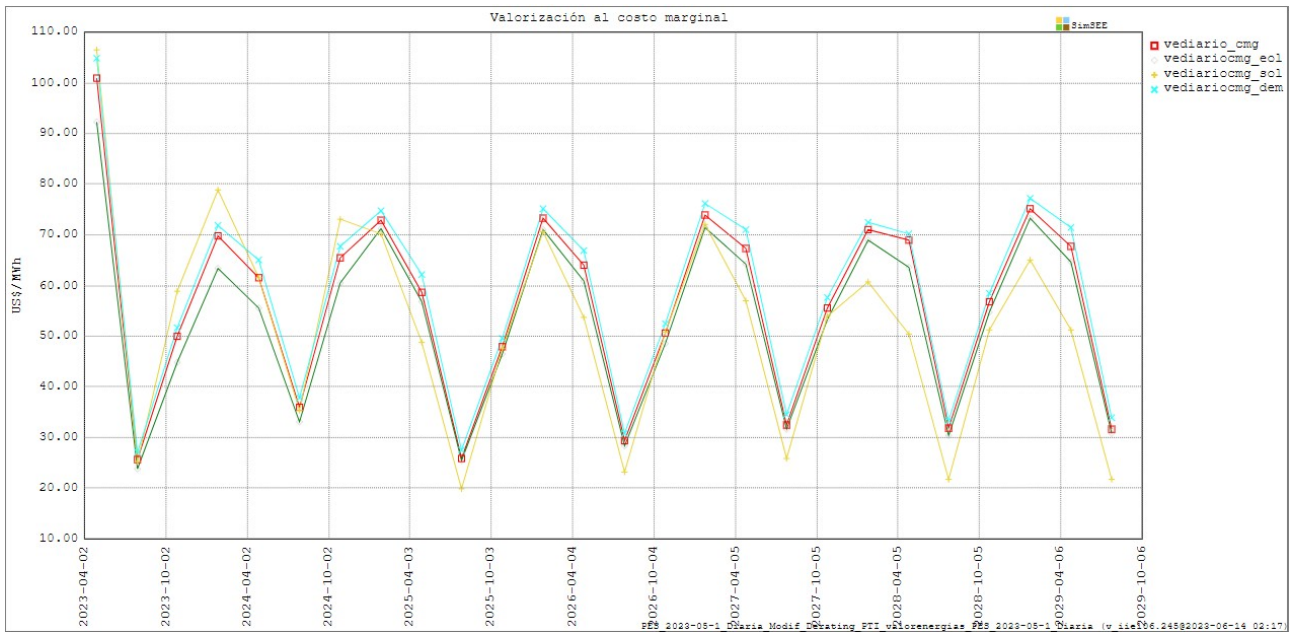


Figura 3: Valorización de las energías al costo marginal para el Escenario 1

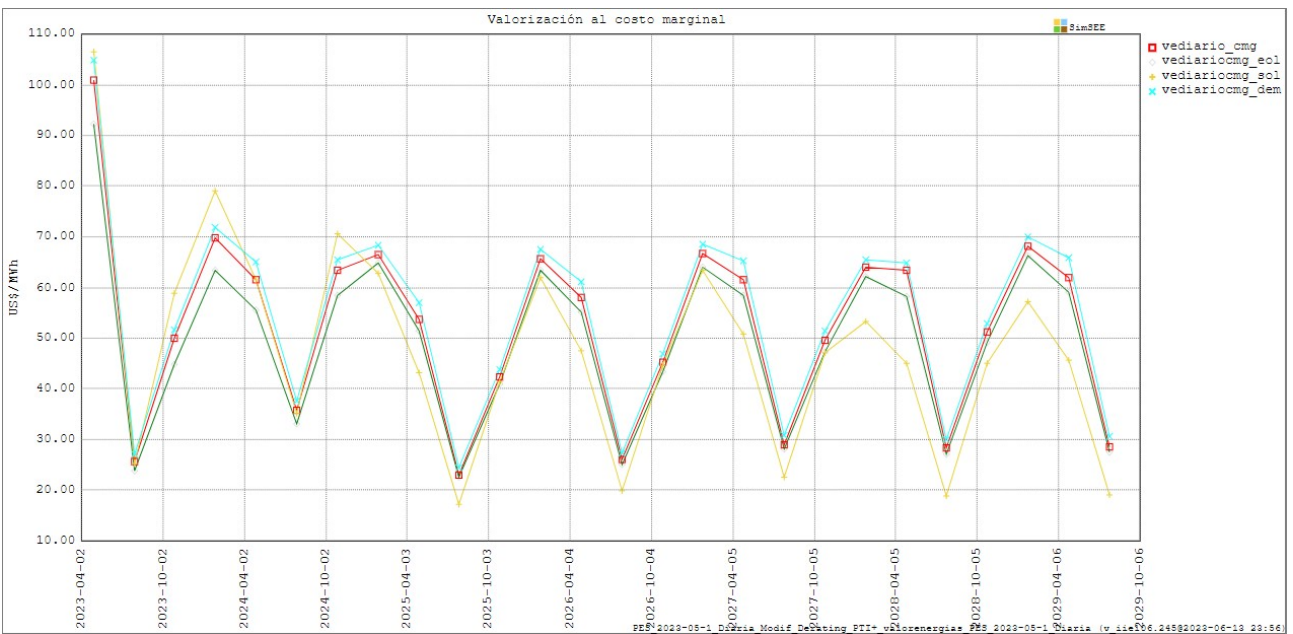


Figura 4: Valorización de las energías al costo marginal para el Escenario 2

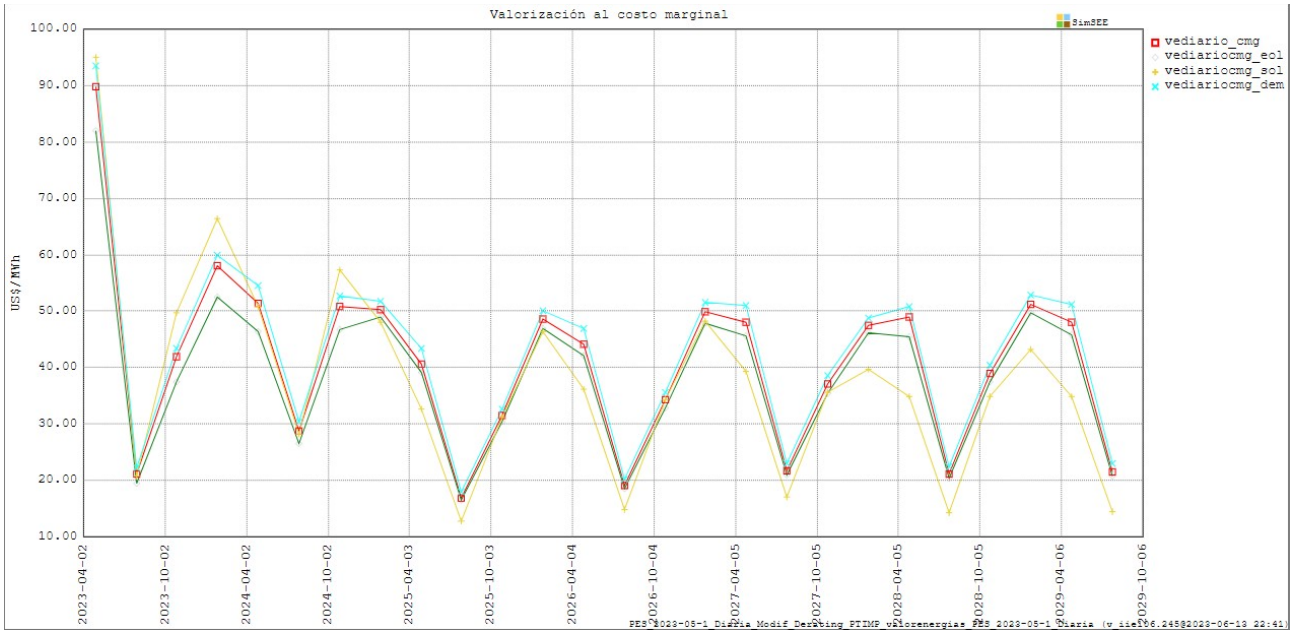


Figura 5: Valorización de las energías al costo marginal para el Escenario 3

En la tabla 2 se muestran los promedios de los valores observados en las figuras precedentes para el período 2025-2029.

En la comparación de los valores obtenidos entre el escenario 1 y 2 se puede observar una alta sensibilidad a la potencia eólica y solar instalada con variaciones de 10 y 12%.

Comparando los escenarios 1 y 3 se observa un cambio sustancial debido a la reducción de los consumos planos esperados, con variaciones del 32% y 33%.

Teniendo en cuenta que los costos estimados para el período son de a 46.3 USD/MWh para la solar y 38.1 USD/MWh para la eólica, se podría decir que el sistema podría admitir una incorporación algo mayor de potencia eólica sin embargo, para el escenario 3 esto ya se revierte.

**Valorización al costo marginal**  
período 1/1/2025 al 31/12/2029 - promedio de los VE diarios

	CMG	EOL	SOL	DEM
Escenario 1	55.54	53.46	48.20	57.67
Escenario 2	50.17	48.11	42.44	52.22
Escenario 3	37.85	36.38	32.24	39.59

Tabla 2: Promedios de para el período 2025-2029 de la valorización al marginal en paso diario

En base a los resultados mostrados y tomando una postura conservadora desde el punto de vista de la valorización de los recursos futuros, se opta por mantener para este período la expansión antes calculada.

## 5 Resultados

La expansión resultante es la que se detalla en la figura 6. Se basa en la expansión obtenidos para la PES anterior pero suprimiendo los ingresos previstos para enero de 2024.

Fecha de Inicio	Instaladas	En M.Prog.	Periodica?	Capa			
Auto	[1]	[0]	NO	0			
2025-01-01	[164]	[0]	NO	0			
2026-01-01	[214]	[0]	NO	0			
2027-01-01	[264]	[0]	NO	0			
2028-01-01	[272]	[0]	NO	0			
2029-01-01	[282]	[0]	NO	0			
2030-01-01	[346]	[0]	NO	0			
2031-01-01	[696]	[0]	NO	0			
2032-01-01	[696]	[0]	NO	0			
2033-01-01	[718]	[0]	NO	0			

Fecha de Inicio	Instaladas	En M.Prog.	Periodica?	Capa			
Auto	[1]	[0]	NO	0			
2025-01-01	[502]	[0]	NO	0			
2026-01-01	[502]	[0]	NO	0			
2027-01-01	[502]	[0]	NO	0			
2028-01-01	[752]	[0]	NO	0			
2029-01-01	[752]	[0]	NO	0			
2030-01-01	[1052]	[0]	NO	0			
2031-01-01	[1202]	[0]	NO	0			
2032-01-01	[1602]	[0]	NO	0			
2033-01-01	[1603]	[0]	NO	0			

Figura 6: Expansión resultante de la PES anterior, ratificada para la nueva PES