

La responsabilidad del Planificador y la encrucijada del Decisor

Autor

Dr. Ing. Prof. Gonzalo Casaravilla

La Planificación de la Expansión de la Generación (PEG) es un ejercicio que debe realizarse periódicamente. Otrora suponía la adopción de decisiones esporádicas de inversiones importantes en dimensión y costo como ser centrales térmicas o represas hidroeléctricas. Esta dinámica definitivamente ha cambiado con la fuerte irrupción de las ERNC. Por una parte, en condiciones de régimen, son inversiones modulares que se pueden ir incorporando año a año. Esto, por otra parte, determina la conveniencia de adoptar decisiones todos los años.

Por ejemplo, tomando como criterio que una vez decidida una inversión de un parque eólico o fotovoltaico alcanzan dos años para disponer de la energía asociada, una buena práctica sería que todos los años se hiciese la PEG de las inversiones que deberán estar operativas en un par de años. En dicho contexto la adopción de una ventana de tiempo decenal para realizar el estudio de inversiones es solo a los efectos de otear el horizonte, y son los primeros años de todo estudio de PEG los relevantes.

Las responsabilidades de los Planificadores son, más allá de utilizar herramientas y modelados que mejor representen la realidad, la caracterización de las hipótesis que determinan los escenarios principales e informar sobre los costos de cada opción. La información a entregar por el Planificador tiene que ser suficiente como para que el Decisor tenga los elementos como para tomar el camino adecuado. En tal sentido y atendiendo a la naturaleza estocástica de los recursos (hidráulica, solar, eólica y combustibles para las térmicas) hace que los resultados de cualquier cálculo o estudio particular se obtienen simulando determinada cantidad de crónicas (suertes) por lo que se obtiene para cada suerte un valor del Costo Futuro (CF).

En la Figura 1 se puede observar el resultado 1000 crónicas simuladas, ordenando los valores de menor a mayor, para un par de escenarios que luego se comentarán. Las curvas de CF así ordenadas caracterizan el Riesgo con su probabilidad de excedencia en el eje horizontal. Por ejemplo, se pueden observar sobre el medio de las curvas los valores esperados (medios) de cada escenario (CF_VE).

De la información así presentada se pueden comparar valores en Riesgo, como es el Riesgo Condicionado (que es el promedio de determinado conjunto de suer-



tes). Por ejemplo, se pueden tomar el 10 % de las peores suertes y el 10 % de las mejores suertes, lo que es respectivamente la evaluación del promedio del último 10 % y del primer 10 % de los CF de las curvas de cada escenario de la Figura 1.

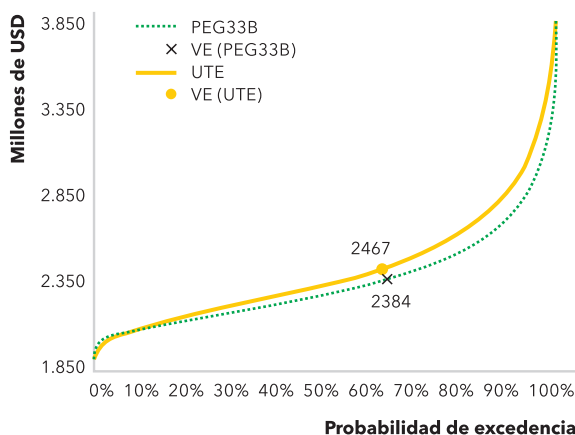


Figura 1. Excedencia de los Costos Futuros acumulados de los años 2024 a 2026¹.

¹ Los costos acumulados 2024 a 2026 se calculan con una tasa de descuento del 10 %. Incluye básicamente los costos directos de los años 2024 a 2026 de los variables de las térmicas, los pagos por energía de las ERNC, la valorización de excedentes y el costo futuro a partir del año 2027. Todos los escenarios tienen el mismo costo futuro a partir del 2027.

En suma, el Decisor tendrá escenarios, y para cada escenario un resultado económico, tanto del Valor Esperado, como de la surtes posibles para cada extremo de ocurrencia.

Un resultado que en general ocurre para un Sistema como el de Uruguay, es que las curvas de Riesgo del CF de un sistema con expansión óptima con ERNC y un sistema subequipado se cruzan sobre el extremo de las mejores suertes. De allí la importancia de no solo ver el sobrecosto entre escenarios cuando la suerte es adversa con los recursos o el precio del fósil. Para evaluar correctamente el Costo de Arrepentimiento, también hay que evaluar el ahorro que significaría el no haber hecho la expansión óptima, pero se tenga una buena suerte con las lluvias y el precio del combustible fósil.

Poniendo en números un ejemplo, se analizan algunos resultados del trabajo [4]. En la Tabla 1 se observan las expansiones de cuatro escenarios posibles de expansión en el corto plazo. Los escenarios a comparar son: a) PEG33, que es la Planificación Decenal 2024-2033 realizada el año 2022 por parte de Grupo de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la UDELAR [1], b) PEG34, que es Planificación 2025-2034 realizada en

el 2023 [2], c) ADME, que es la expansión incluida por la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay en su Planificación Estacional de Mayo de 2023 [3], d) UTE, que son las inversiones anunciadas por la empresa eléctrica de Uruguay para los años 2025 y 2026, y finalmente, no incluido en la tabla, e) Base, que es un escenario sin expansión.

En general se analizan y comparan escenarios de expansión suponiendo una Baja Demanda esperada. Los resultados del presente trabajo no incluyen el escenario de Alta Demanda esperada asociada a la efectiva instalación de un Data Center que requeriría una demanda adicional relativamente importante en el corto y mediano plazo.

En todos los escenarios se incluyen los 29 MW que UTE informa estarán operativos en 2024. En todos los escenarios se asume como criterio conservador que se exportan los excedentes energéticos ocasionales a un precio de 12 USD/MWh. Todos los números asociados con costos se refieren a dólares del año 2023 y son el acumulado del CF de los años 2024 a 2026.



AÑO	PEG33B			PEG34B			ADME			UTE		
	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	250	76	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	50	250	76	50	250	76	164	502	178	0	25	6
2026	250	250	224	250	550	224	214	502	198	0	100	22

Tabla 1. Inversiones de Generación Eólica y Solar de cada escenario. La tabla no incluye el escenario Base ya que no tiene ninguna expansión.

Luego, en la Figura 2 se observan las energías anuales asociadas a cada escenario de expansión analizado.

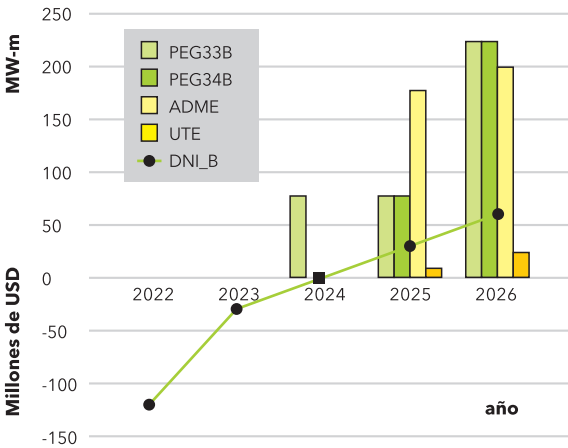


Figura 2. Potencia media de generación (equivalente a energía) de las expansiones de los escenarios comparados y Demanda Neta Incremental (DNI_B) considerando Baja Demanda respecto a la Demanda del año 2024.

El resultado es por una parte, que comparando con el escenario PEG33, los sobrecostos de cada escenario en Valor Esperado son: 16 (PEG34), -3 (ADME), 83 (UTE) y 87 (Base) millones de dólares (Figura 3).

Por otra parte, para el conjunto de 10 % de casos más adversos, el costo promedio se ve incrementado respecto al PEG33 en: 48 (PEG34), -17 (ADME), 279 (UTE) y 289 (Base) millones de dólares (Figura 4). Finalmente, en el conjunto de 10 % de casos más favorables, el costo promedio se ve reducido en: 4 (PEG34), -1 (ADME), 19 (UTE) y 21 (Base) millones de dólares (Figura 5).

Como estudio de sensibilidad de los resultados y atendiendo al hecho de que se está pudiendo comprar excedentes térmicos en la región a precios convenientes, se modeló que los costos de las térmicas se reducen un 35 %. En este caso, los sobrecostos incurridos en Valor Esperado se reducen aproximadamente a la tercera parte, los sobrecostos de casos más adversos se reducen a la mitad, y la reducción de costos de casos más favorables aumentan al doble.

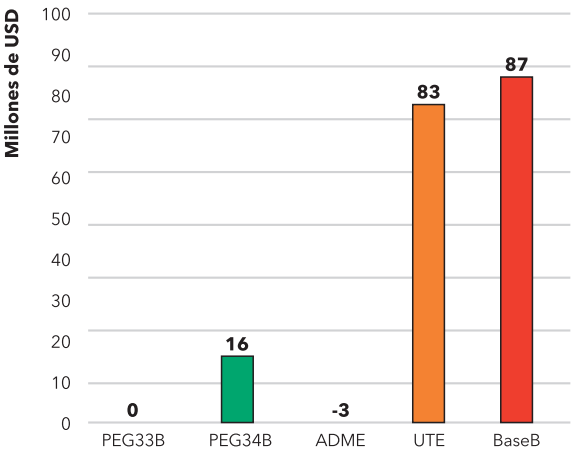


Figura 3. Sobrecostos en el Costo Futuro en Valor Esperado respecto al escenario PEG33B con Baja Demanda. Con Costos Térmicos Normales.

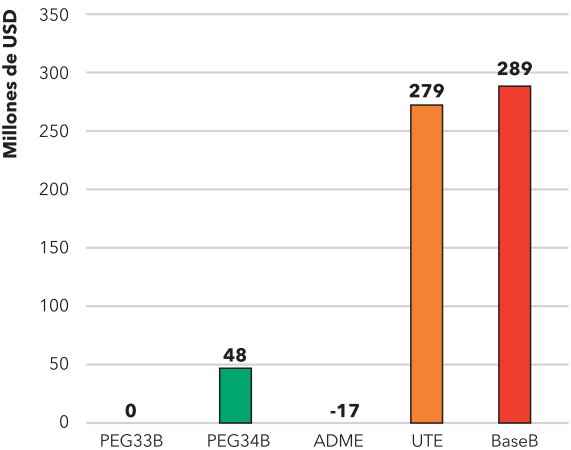


Figura 4. Sobrecostos entre los valores Condicionados de Riesgo de 10 % (promedio del CF del 10 % de peores suertes) con Baja Demanda. Con Costos Térmicos Normales.

En el trabajo [4] se concluye que: “Con las hipótesis consideradas en el estudio, con Baja Demanda esperada, ya se habría incurrido en sobrecostos en Valor Esperado, que difícilmente sean remediables, ya que

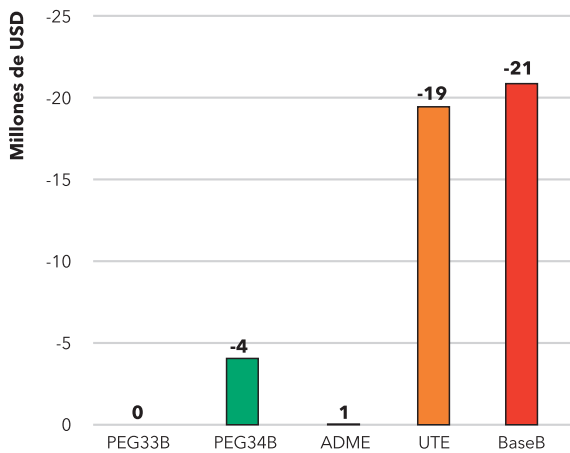


Figura 5. Reducción de costos entre los valores Condicionados de Riesgo de 10 % (promedio del CF del 10 % de mejores suertes) con Baja Demanda. Con Costos Térmicos Normales.

el tiempo que media en Uruguay entre que se decide una inversión de ERNC y la misma está disponible, es al menos de un par de años.

En lo que refiere a comparar las curvas de Riesgo y evaluar los Costos de Arrepentimiento entre escenarios para los casos adversos o favorables considerados, los sobre costos de los casos más adversos son sensiblemente mayores a los beneficios de los casos más favorables. En el caso de costos de combustible normales, la razón es 15 a 1, y en el caso de costos de combustibles un 35 % más bajos, la razón es 4 a 1.

Asimismo, en el caso de que finalmente se instale el Data Center que en setiembre de 2023 ha sido anunciado, se configuraría un escenario de Alta Demanda esperada, que requerirá acelerar la toma de decisiones para mitigar los sobre costos y riesgos informados."

Esta es la encrucijada del Decisor. Al final del día, cualquiera sea la decisión que adopte, la misma será objeto de un riguroso análisis en base al "diario del lunes". Pero si el Decisor se apoya evaluando informes técnicos hechos por Planificadores que hicieron su trabajo a conciencia y ambos, Planificadores y Decisores, actúan como si se tratar de plata propia, seguramente el resultado, si bien sujeto a un futuro no del todo cierto, será lo mejor que se hará podido hacer con la información disponible.

Bibliografía

- [1] Casaravilla, G y Caporale, X. (2022.). Propuesta metodológica para la planificación decenal de la expansión de la generación de Uruguay. Reportes Técnicos del Grupo de Energía - GEE, vol. 3, no 7, dic 2022, pp. 1-13.
- [2] Casaravilla, G y Caporale, X. (2023.). PEG34: Planificación de la Expansión de la Generación Decenal 2025-2034 de Uruguay. Reportes Técnicos del Grupo de Energía - GEE, vol. 4, no. 9, oct 2023, pp. 1-12.
- [3] ADME, "Programación estacional mayo-octubre 2023". Mayo 2023.
- [4] Casaravilla, G y Caporale, X. (2023.). Sobre costos acumulados incurridos por retraso de Inversiones en Generación entre los años 2024 y 2026. Reportes Técnicos del Grupo de Energía - GEE, vol. 4, no. 10, nov 2023, pp. 1-7.

Desde hace 25 años,
impulsamos la
transformación
energética de
Uruguay y la región.

**Somos Ingenier, una historia y un legado
de excelencia que construye futuro.**

Profesionalismo y equipo al servicio
de una sociedad que avanza.

Ingenier
25 años | IMPULSANDO
EL FUTURO

Ingeniería electromecánica
Energías renovables
Acondicionamiento térmico
Instalación, operación, mantenimiento.

