

Propuesta Metodológica para la Planificación Decenal de la Expansión de la Generación de Uruguay

Gonzalo Casaravilla, Ximena Caporale

Departamento de Potencia - IIE - FI
Universidad de la República - URUGUAY

Reporte Técnico N° 7

Palabras clave: Energía, Generación, Planificación, Uruguay.

El presente trabajo se inscribe en uno de los fines de la Universidad de la República: "**contribuir al estudio de los problemas de interés general y propender a su comprensión pública**" (Artículo 2 de la ley Universitaria).

Resumen: Se presenta una metodología para planificar la expansión de la generación eléctrica en Uruguay. Como ejemplo se realiza la planificación correspondiente al decenio 2024-2033 (*PEG33*). Se plantean las hipótesis pertinentes y se identifican los escenarios principales de los que se hacen las expansiones óptimas respectivas. Se analizan los resultados y se ensayan conclusiones sobre los posibles escenarios de expansión y sobre la metodología propuesta.

1. Introducción

La **Planificación de la Expansión de la Generación (PEG)** es una disciplina tradicional, necesaria y permanente que ha agregado en las últimas décadas el desafío de gestionar la fuerte irrupción de las *ERNC*. En Uruguay se cuenta con el paquete de herramientas *SimSEE* [1] para el cálculo del despacho óptimo y expansión del sistema eléctrico que es abiertas, didáctica y accesibles para todos los actores del sistema.

En lo que refiere a la metodología de optimización de la *PEG* se dispone en particular la herramienta *OddFace* [2]. *OddFace* utiliza algoritmos de optimización genética que buscan el conjunto de inversiones, de cada tecnología a instalar, y en determinados momentos predefinidos, de modo tal que hacen mínimo el **Costo Futuro en Valor Esperado (CFVE)**. El *OddFace* fue la herramienta utilizada para elaborar la primer *PEG* de Uruguay [3] que marcaba la necesidad de una fuerte participación de *ERNC*, y que a la postre fue la receta adoptada por Uruguay [4] [3] y que hoy hace que el país tenga una de las matrices de generación más renovables y con los mas altos porcentajes de participación de *ERNC* a nivel mundial.

Al momento de realizar una *PEG* se debe elegir una ventana de tiempo en la cual trabajar. Lo usual es planificar un decenio, ya que es compatible con tiempos en los cuales es posible establecer hipótesis de mediano plazo razonablemente confiables. En los hechos una *PEG* solo dará la dirección en la qué moverse al principio del Decenio, siendo necesario periódicamente, revisar y ajustar la cadencia de las inversiones de acuerdo a la evolución de las nuevas hipótesis

El contenido de este artículo es de entera responsabilidad de sus autores, y no refleja necesariamente la posición de las instituciones de las que forman parte.

de sucesivas *PEG*.

En el caso particular de Uruguay, en que las tecnologías de expansión son las *ERNC*, dada su gran y conveniente modularidad, se presenta como conveniente una revisión y ajuste anual haciendo la *PEG* al menos un par de años antes del año en que se quiere disponer ya operando la infraestructura proyectada. A la luz de los tiempos logrados en la incorporación de *ERNC* en Uruguay en la pasada década, considerar dos años entre que se decide y se obtiene la energía, es optimista, pero posible.

Como ejemplo de la metodología propuesta en este trabajo, se desarrolla como ejercicio la *PEG33*, lo que se corresponde con el *Decenio 2024-2033*.

2. Sistema a Expandir

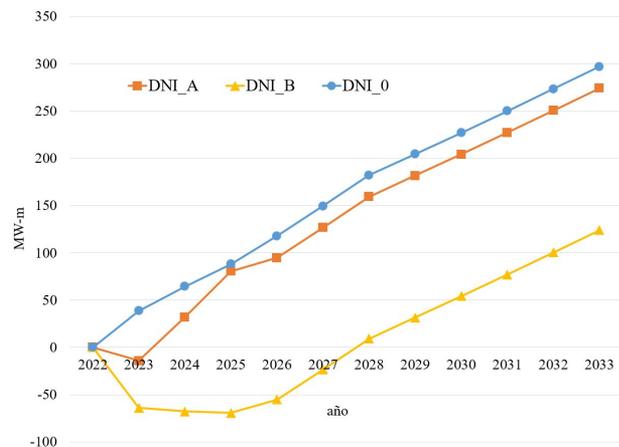
Por un lado, el escenario base uruguayo a expandir a partir del 2024 tiene una **Demanda Estructural** (*DE*) de 12.119 GWh (1.383 MW-m) en 2024 y crece hasta 14.156 GWh (1.616 MW-m) en 2033. Se prevé asimismo una **Demanda Adicional Plana** (*DAP*) de 50 MW en 2023, 100 MW en 2024 y 150 MW en 2025 en proceso de análisis de inversión [5]. En la Fig. 1a se observan los valores anuales de la *DE* y *DAP* considerados.

Por otro lado, el contrato de *UPM2* establece un compromiso de compra por parte de la empresa eléctrica estatal *UTE* de hasta 1 TWh anual (114 MW-m). Se prevé para el 2023 que *UPM2* genere para el Sistema 103 MW-m, 132 MW-m en 2024, 157 MW-m en 2025 y 173 MW-m en 2026 [5]. Esto determina para el año 2024 18 MW-m por arriba del contrato que se valorizarán al precio Spot, 43 MW-m para el 2025 y 59 MW-m para 2026 y siguientes.

Por lo tanto la **Demanda Neta Incremental** (*DNI*) respecto al año 2022, según ocurra o no la *DPA* denominadas respectivamente *DNI_A* y *DNI_B*, es la que se muestra en la Fig. 1a. También se incluye en la tabla lo que sería la *DNI* si no se verificara la *DAP* y la nueva generación de *UPM2*, denominada *DNI₀*. En la la Fig. 1b se puede visualizar gráficamente el claro momento de cambios estructurales que está ocurriendo en la *DNI* de Uruguay en 2023, 2024 y 2025.

Año	DE		DAP	UPM2	DNI _A	DNI _B	DNI ₀
	GWh	MW-m	MW-m	MW-m	MW-m	MW-m	MW-m
2022	11555	1319	0	0	0	0	0
2023	11894	1358	50	103	-14	-64	39
2024	12119	1383	100	132	32	-68	64
2025	12326	1407	150	157	81	-69	88
2026	12586	1437	150	173	95	-55	118
2027	12864	1468	150	173	127	-23	149
2028	13151	1501	150	173	159	9	182
2029	13346	1524	150	173	182	32	204
2030	13544	1546	150	173	204	54	227
2031	13745	1569	150	173	227	77	250
2032	13949	1592	150	173	250	100	273
2033	14156	1616	150	173	274	124	297

(a) Demandas *DE* y *DAP*, nueva generación autodespachada de *UPM2* y Demandas Netas Incrementales *DNI_A*, *DNI_B* y *DNI₀*.



(b) Demandas Netas Incrementales *DNI_A*, *DNI_B* y *DNI₀*

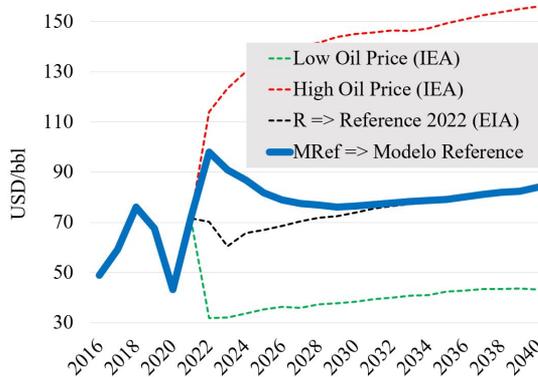
Figura 1: Demandas, nueva generación autodespachada y Demandas Netas Incrementales respecto al año 2022.

Finalmente, los detalles del Sistema Eléctrico y la Sala de Simulación *SimSEE* utilizados se pueden consultar en el Apéndice A.

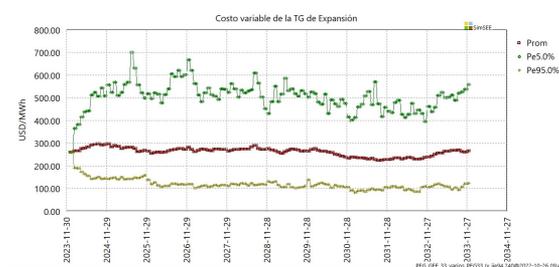
3. Criterios para la Expansión

Los criterios y tecnologías considerados para la *PEG33* son:

- Expansión Soberana que garantiza el abastecimiento aun con fronteras cerradas.
- Tecnologías de Expansión:
 - Eólica y Solar con un Pago por Potencia (PP) de 40 USD/MWh-d con factores de planta de 40 y 21 % respectivamente.
 - *TGs* de 50 MW, PP de 18 USD/MWh-d y costos variables (cv) de 150 USD/MWh @ 50 USD/bbl indexados con el costo del petróleo.
 - *CC* de 180 MW, PP de 23 USD/MWh-d con cv de 104 USD/MWh @ 50 USD/bbl 100 % indexados con el costo del petróleo.
 - Modelo del precio del barril de petróleo tendenciales **Reference** de la *EIA 2022* (ver Fig. 2a) que determinan para el año 2033 un valor de 78 USD/bbl. Con los valores del Modelo, resultan los costos variables de las *TGs* mostrados en la Fig. 2b.
- Energía de Sumidero (Excedentes) con valorización nula.



(a) Modelado del costo del Barril de Petróleo *WTI*.



(b) Costo Variable cv de las *TGs*

Figura 2: Modelado del costo del Barril de Petróleo *WTI* y cv de las *TGs*. El Modelo del *WTI* se construye a partir de la proyección 2023 y 2024 (corto plazo) y de largo plazo **Reference** de la *IEA*. El ajuste entre los valores de corto plazo y de largo plazo se hicieron asumiendo un decaimiento anual de 70% de la diferencia entre el Modelo y la tendencia de largo plazo de acuerdo con la ec. $M(i+1) = R(i) + 0,7x[M(i) - R(i)]$ [6].

En la Fig. 3 se pueden observar las ventanas de **Optimización de la Política de Operación** y de **Simulación** que hace *SimSEE* para evaluar el *CFVE* que usa el *OddFace* a los efectos de buscar el óptimo. Asimismo se observan los diez momentos de inversión, cada uno al principio de cada uno de los diez años del **Decenal de Expansión** en consideración.

4. Resultados

En el apartado 2 se mostró que al menos se debe considerar cuatro escenarios posibles según se verifique o no la *DAP* y/o se verifique o no la generación de *UPM2*. En este trabajo se presentará solamente el par de escenarios asociados a la ocurrencia o no de la *DAP*, asumiendo que la generación prevista de *UPM2* se verifica. En un reporte técnico futuro se presentará el necesario estudio de **Costos de Arrepentimiento** y niveles de **Falla** que completará los elementos necesarios como para poder tomar una decisión y la posible estrategia de remediación asociada a la ocurrencia de un escenario diferente al planificado y ejecutado.

A los efectos del presente trabajo se definen los escenarios *A* (con la *DAP*) y *B* (sin la *DAP*).

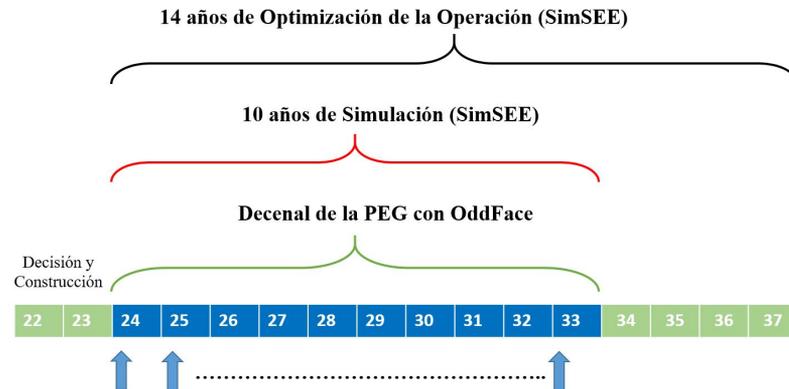


Figura 3: Esquema general de la optimización *OddFace*.

En la Fig. 4 se observan los Gradientes de Inversión (GI^1) sin expansiones. Se observa que en ambos escenarios, los GI son positivos a partir del año 2024, lo cual es un indicador de que con un PP de 40 USD/MWh el Sistema justifica cierta expansión de eólica y solar. Asimismo se observa que los GI de ambas opciones de térmicas de expansión son negativos, lo cual indica que en principio no son tecnologías que resulten expandidas.

En la Fig. y Tab. 5 se muestran las dos expansiones decenales analizadas. En las dos expansiones se observa que solo se instalan *ERNC*. Observar que el porcentaje de Eólica (en energía respecto al total de las *ERNC*) no es el mismo en ambos casos.

En la Fig. 6 se observan los Gradientes de Inversión (GI) considerando las expansiones. Se confirma que durante toda la ventana del *PEG33* no sería necesario incorporar nuevas térmicas o incluso si se saca alguna de servicio, el sistema puede no necesitar reemplazo. Podría incluso analizarse la pertinencia de mantener cada una de las actuales máquinas del parque térmico, considerando sus costos de mantenimiento y recalculando la expansión óptima asociada. En tales estudios sí puede ser razonable considerar el intercambio regional ocasional ya que la holgura del actual respaldo térmico también respalda el negocio de las exportaciones.

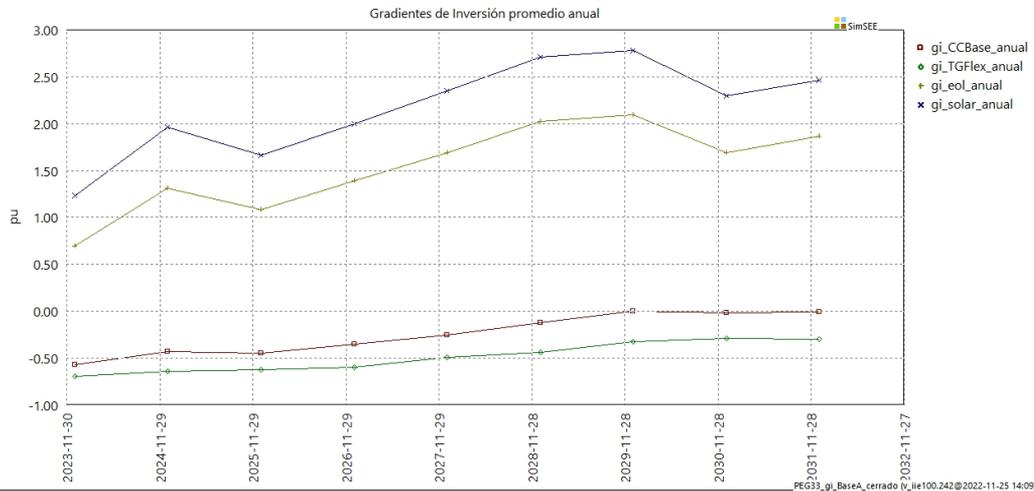
Luego, en la Fig. 7 se muestran las *ERNC* de cada escenario expandido y las *DNI* respectivas. Como es de espera, a medida que aumenta la Demanda, sube la cantidad de *ERNC*. Pero también se aprecia que la proporción con que suben las *ERNC* en cada caso no es la misma.

Para poder observar mejor este aspecto, en la Fig. 8 se muestran las *ERNC* instaladas de cada escenario a partir del año 2026 (una vez terminado el transitorio asociado a la *DAP* y al *UPM2*), y la *DNI* (que a partir del 2026 es la misma para ambos escenarios). Notar que el escenario de mayor demanda (*A*) es el que admite más expansión de *ERNC* en relación a la *DNI*.

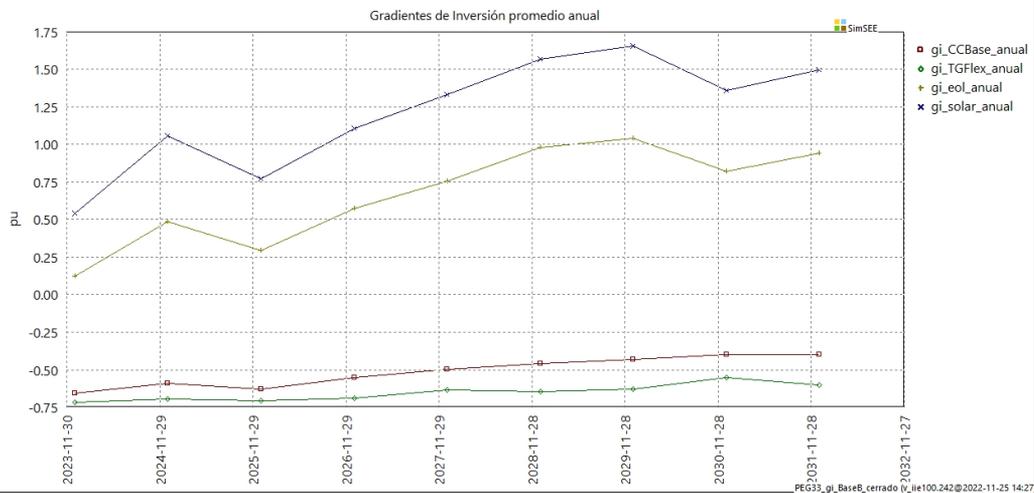
Finalmente, en la Fig. 9 se observa la *ERNC* total instalada y el porcentaje de Eólica respecto al total de *ERNC*. Notar que ambas expansiones óptimas llevan el porcentaje de la Eólica total a valores similares.

Todos los aspectos señalados respecto al porcentaje de Eólica que resulta por optimizar las expansiones en cada caso, serán analizados en un próximo reporte técnico. Solo como adelanto, tener en cuenta que la DNI_A y la DNI_B , si bien a partir de 2026 tienen valores equivalentes tomando como origen el año 2026, tienen *forma* diferente si se analiza el perfil horario diario. En

¹El Beneficio por Sustitución (*BPS*) es el beneficio que recibe un generador por vender un MWh. El generador recibe el ingreso marginal cmg USD/MWh x 1 MWh y paga el costo variable cv USD/MWh x 1 MWh. El Beneficio Neto (*BN*) es el saldo neto que le queda al generador luego de recibir el *BPS* y pagar el costo el fijo PP USD/MWh-d x 1 MWh por el MWh que tenía disponible para el Sistema. El Gradiente de Inversión (*GI*) es el cociente BN/PP . Un GI menor que cero, indica que el Sistema no remunera el último MW instalado. Por lo tanto, en un sistema óptimo, una tecnología se expande mientras que su GI sea mayor que cero.



(a) Gradientes de Inversión con la DAP antes de expandir.



(b) Gradientes de Inversión sin la DAP antes de expandir.

Figura 4: Gradientes de Inversión de las tecnologías de expansión para los escenarios A y B antes de expandir.

primer lugar, la sola agregación de UPM2, cambia el perfil actual (por lo que ya en la expansión de 2024 y 2025 hace una diferencia), pero también la DAP es una demanda plana, por lo que la complementariedad con la solar y con la eólica marcará también alguna diferencia. Finalmente tener presente que todos los resultados son tomando el mismo valor de 40 USD/MWh del PP de eólica y solar de expansión.

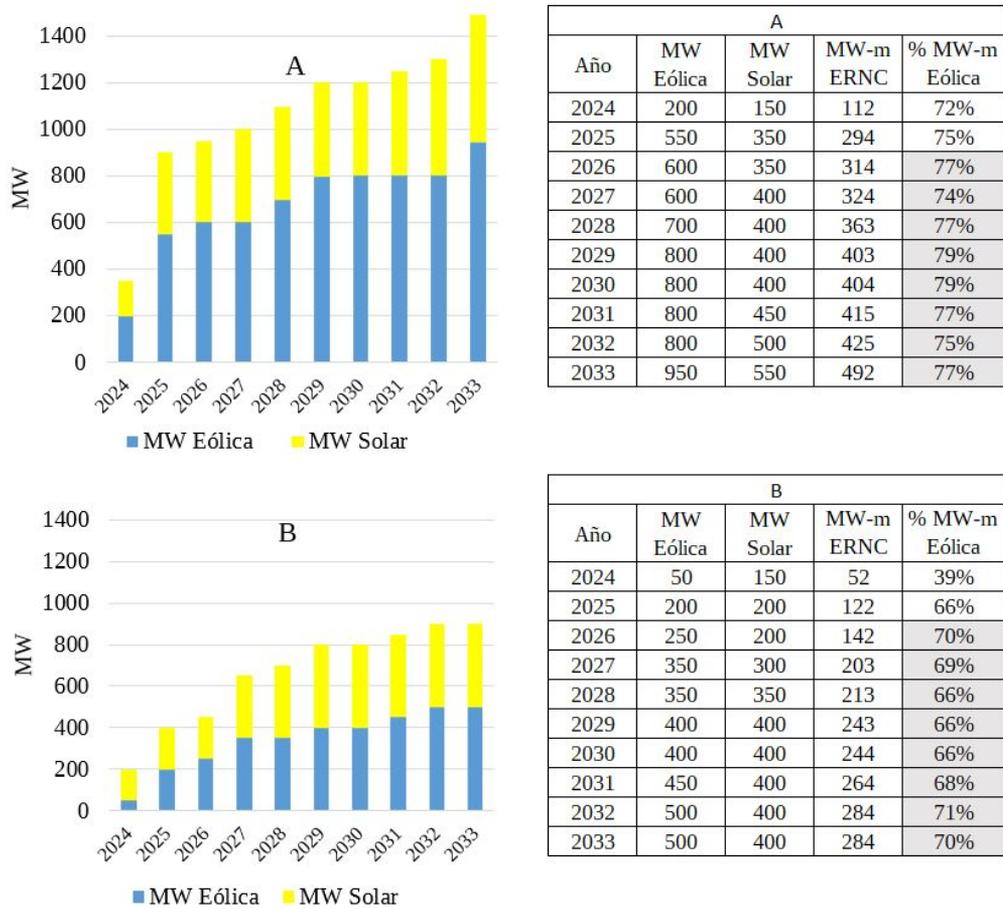
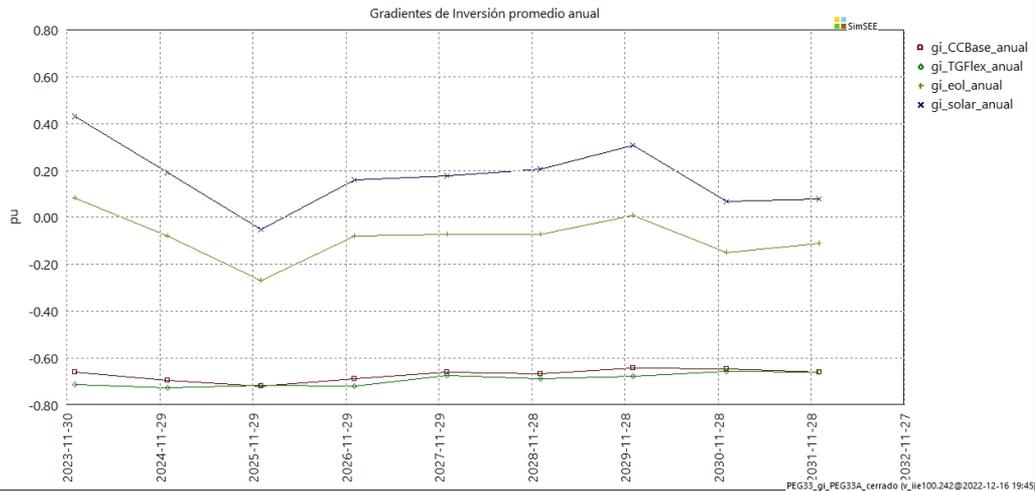
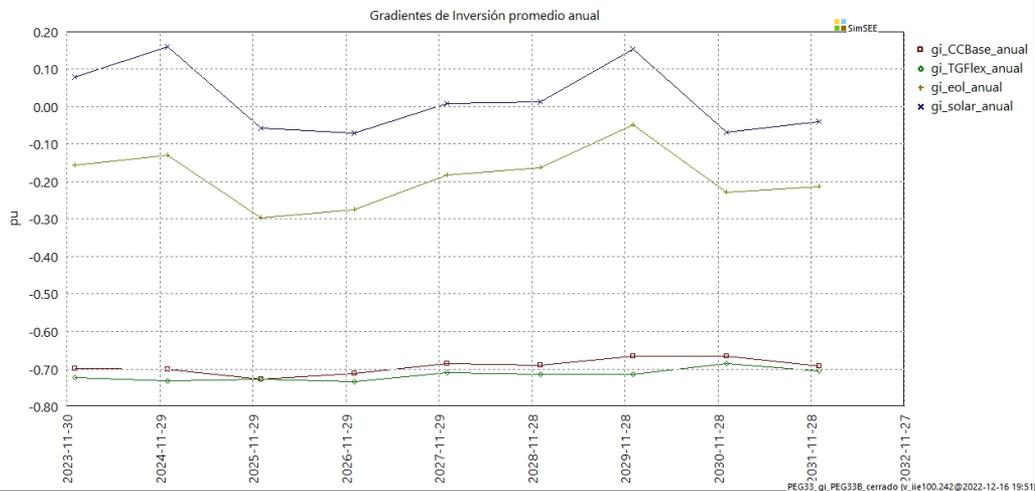


Figura 5: Expansiones óptimas (A con la DAP y B sin la DAP)



(a) Gradientes de Inversión con la *DAP* luego de expandir.



(b) Gradientes de Inversión sin la *DAP* luego de expandir.

Figura 6: Gradientes de Inversión de las tecnologías de expansión para los escenarios *A* y *B* luego de expandir.

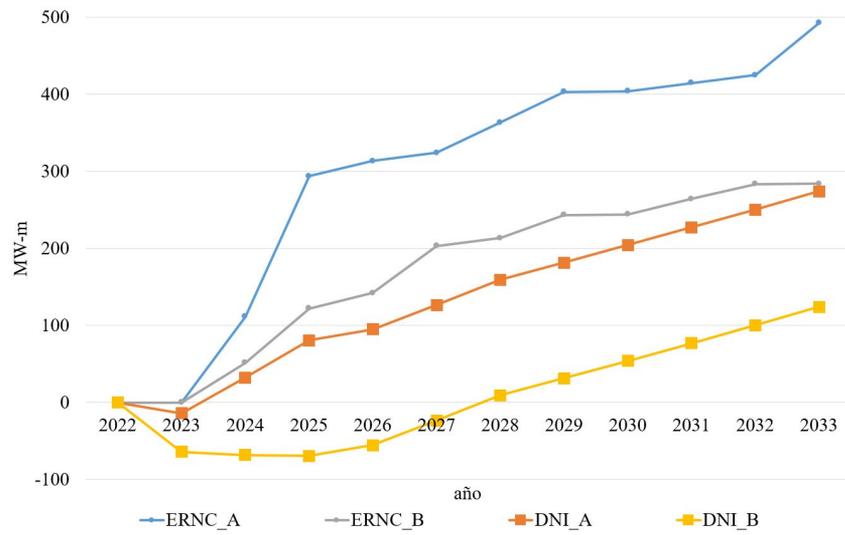


Figura 7: Expansiones óptimas y Demandas Netas Incrementales.

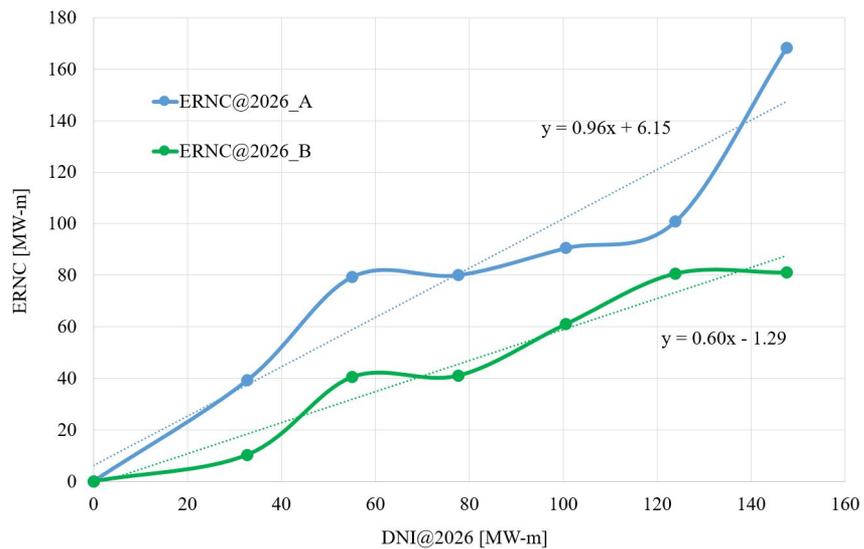


Figura 8: Expansiones óptimas y Demandas Netas Incrementales a partir del año 2026.

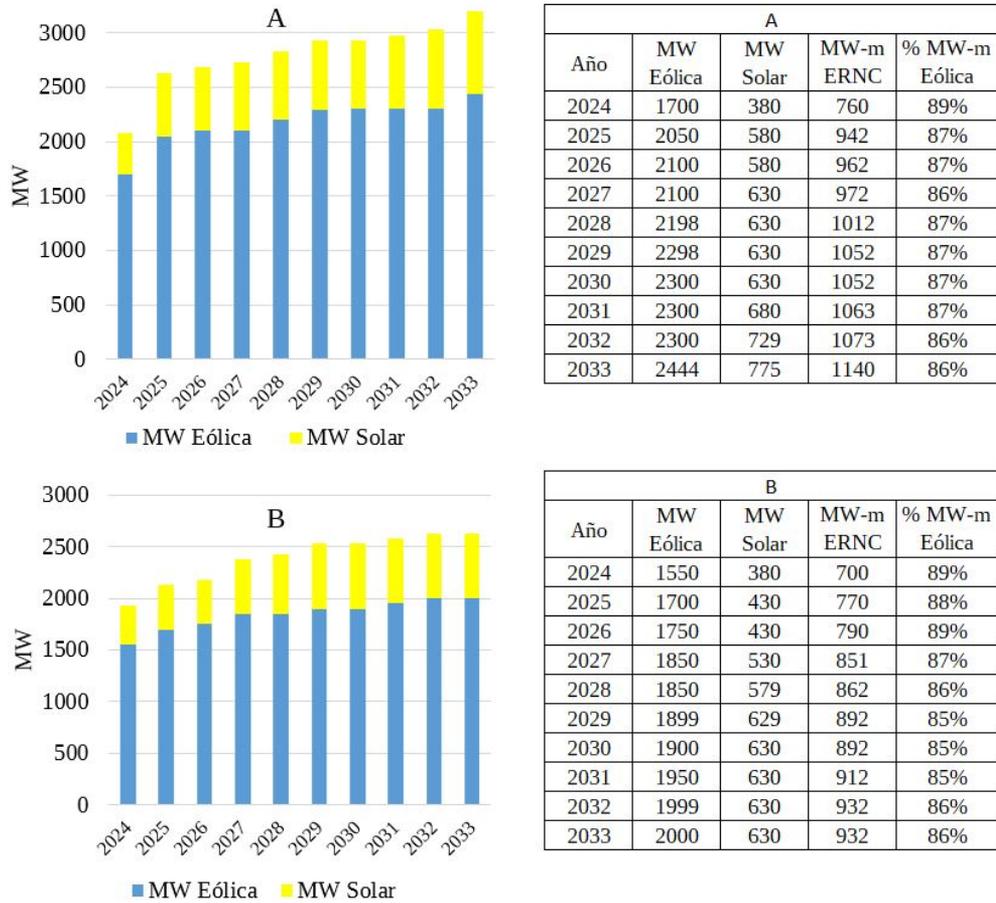


Figura 9: ERNC total instalada y porcentaje de MW-m de Eólica respecto al total de ERNC.

5. Conclusiones

Cada ejercicio de *PEG* tiene en cada momento diferentes circunstancias que considerar. En el caso particular del ejemplo *PEG33* las hipótesis que se presentan como más desafiantes parecen ser la determinación de la Demanda Neta Incremental de los próximos años. Los dos efectos contrapuestos, como son la eventualidad de una Demanda Adicional Plana (que incluso al ser Plana cambia el perfil de la demanda neta horaria actual) y la generación de *UPM2* (que también cambia el perfil de la demanda neta horario actual) determinan cambios relativamente importantes en los años 2023 a 2025, pero también en los siguientes (asociados a los cambios de los perfiles horarios referidos).

Los resultados muestran que dichos factores no solo determinan el quantum de *ERNC* a expandir, sino que también influyen en el peso relativo de cada tecnologías, tanto en la expandida como en la generación total. Debe tenerse presente que los valores del ejercicio de *PEG33* están referidos a un valor de *PP* de 40 USD/MWh para la Eólica y la Solar. Otros valores darían resultados algo diferentes, pero con la sola observación de los *Gradientes de Inversión* se concluye que se aproxima el momento en que es necesaria la expansión de la generación.

Para completar la información necesaria para poder tomar decisiones, se debe realizar un estudio de *Costos de Arrepentimiento* y alguna verificación en lo que refiera a las eventuales *Fallas* de suministro. Sin embargo lo que sí resulta claro del ejemplo de *PEG* estudiado y para las hipótesis consideradas, es que con seguridad el camino para Uruguay sigue siendo expandir con *ERNC*.

Posiblemente la principal conclusión que se puede sacar es que el disponer de una metodología aceptada por todas las partes para planificar y expandir la generación de energía eléctrica, si bien cada año revisada en virtud de las circunstancias, es en sí mismo un instrumento útil, ya sea para fines didácticos que permitan visualizar la complejidad de la temática, o para generar consensos que permitan tomar decisiones armónicas.

Respecto a las conclusiones esbozadas en lo que refiere al sistema Uruguayo, en principio ningún resultado es extrapolable a otro país ya que cada sistema tiene recursos diferentes. En particular la alta penetración de *ERNC* de Uruguay se debe a que se tiene suficiente capacidad hidráulica como para permitir incorporar importante cantidad de *ERNC* que a su vez están muy bien correlacionadas con la demanda diaria (solar) y estacional (eólica).

Referencias

- [1] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Pablo Alfaro, "Simsee - simulador de sistemas de energía eléctrica - proyecto pdt 47/12," *Universidad de la República. Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica*, 2008, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a> y <https://simsee.org/>.
- [2] Ruben Chaer and Gonzalo Casaravilla, "Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica," *Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM 10. Montevideo, Uruguay*, 2010, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10>.
- [3] Gonzalo Casaravilla and Ruben Chaer, "Energy transition of uruguay," *IAEE Energy Forum*, vol. Fourth Quarter, 2021, http://www.iaee.org/documents/EF214_full.pdf.
- [4] Gonzalo Casaravilla and Ruben Chaer, "Transición electro energética de uruguay," *Revista de Ingeniería de la Asociación de Ingenieros del Uruguay*, , no. 92, pp. 14–19, dec 2021, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2021/CC21a>.
- [5] ADME, "Reprogramación estacional (pes)," 2022, https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1402/REPES_Agosto22.pdf.
- [6] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Ximena Caporale, "Planning of generation investments with risks of severe infrequent events," in *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, 2020, pp. 1–6.

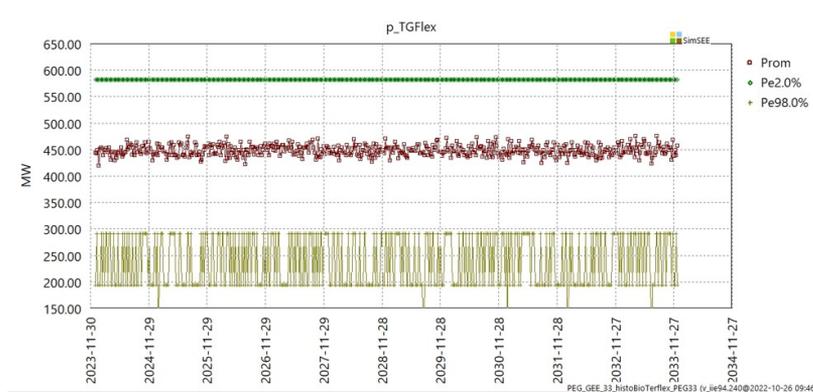
Apéndice A

Sistema Eléctrico Simulado y Sala SimSEE

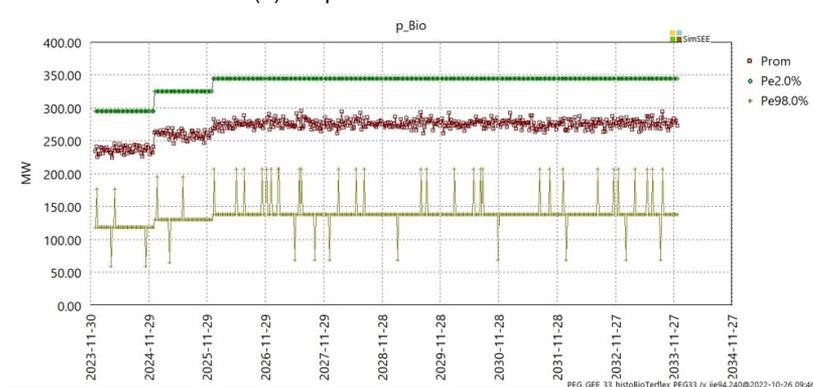
La sala *SimSEE* utilizada para el presente estudio se puede bajar de PEG33

El sistema cuenta con las tres represas hidráulicas con embalse significativo moeladas como tales (Salto Grande de 945 MW, Palmar de 333 MW y Bonete con 155 MW), una represa de pasada y modelada como tal (Baygorria de 108 MW), 1.500 MW de Eólica con factor de capacidad de 40 %, 230 MW de Solar con factor de planta de 21 %, **Biomasa Auto Despachada (BAD)** equivalente a 5 Turbinas de Gas de ciclo abierto (*TGs*) de 59/65/69 MW (lo que da 295/325/345 MW) para los años 2024/2025/2026 con un factor de disponibilidad (fd) de 80 % (los valores crecientes año a año de potencia, están asociados a las etapas de entrada de *UPM2*), *TGs* equivalentes a 6 x 97 MW (582 MW) con un fd de 77 % y un costo variable (cv) de 150 USD/MWh @ 50 USD/bbl 100 % indexado con el costo del petróleo, y un Ciclo Combinado (*CC*) de 540 MW con cv de 104 USD/MWh @ 50 USD/bbl 100 % indexado con el costo petróleo. El indexado del costo del barril de petróleo es el mismo que se utiliza para las máquinas de expansión y que se describe en el apartado 3.

Los equivalentes térmicos de la *BAD* y las *TGs* se sintetizaron, para simplificar sin perder precisión, determinando la cantidad de máquinas, potencia nominal y factor de disponibilidad, que reproducen las curvas de disponibilidad de potencia de 2 % y 98 % de excedencia, equivalentes a los de las salas de simulación *SimSEE* completas utilizadas por el operador del sistema [5]. En las Figs. 10a y 10b se pueden ver las salidas *SimSEE* de la disponibilidad de *TGs* y *BAD* al correr la Sala *PEG33*. Volver → 2



(a) Disponibilidad de las *TGs*



(b) Disponibilidad de la *BAD*

Figura 10: Curvas de disponibilidad de potencia de las *TGs* y la *BAD* de 2 % y 98 % de excedencia

Índice

1. Introducción	1
2. Sistema a Expandir	2
3. Criterios para la Expansión	3
4. Resultados	3
5. Conclusiones	10
Referencias	11
Apéndice A: Sistema Eléctrico Simulado y Sala SimSEE	12