

Evaluación de 2 modelos CEGH de velocidad de viento y radiación solar

Andrés Guggeri, Paolo Sassi.

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2016
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 Objetivo.

En este trabajo se busca evaluar y comparar el desempeño de dos modelos estocásticos de generación de histogramas (CEGH) de velocidad de viento y radiación solar, considerándolas como variables acopladas o desacopladas. Se utilizarán ambos modelos para obtener el mix óptimo eólico-solar-turbinas de gas.

Para realizar este trabajo se utilizará el programa de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE), en el cual se implementan las diferentes situaciones a analizar y crea una plantilla de SimRes3, donde se realizan operaciones crónicas para evaluar los resultados

2 Hipótesis de trabajo.

Modelos CEGH:

- El modelo “Acoplado” tiene en cuenta la relación entre la radiación solar y la velocidad de viento en determinado momento y lugar, debido por ejemplo a las temperaturas del aire a distintas alturas, la intensidad de turbulencia y la estabilidad atmosférica. Este modelo genera los histogramas de probabilidad de estas variables en un solo CEGH.
- El modelo “Desacoplado” genera estos histogramas de manera independiente, a partir de 2 CEGH, uno para cada variable. Esto implica que no se considera la interacción entre estas variables, aunque sí logra captar, de manera indirecta, la relación entre la radiación y la velocidad del viento durante el día y la noche.

Situaciones de Estudio:

- Para la comparación se consideran dos situaciones de períodos anuales fijas, como si fueran fotografías, una con la demanda esperada al año 2020 y otra al año 2040. En ambos casos la demanda esperada es su correspondiente en la Sala de planificación de 2016 a 2046.

- Para la optimización se considera un intervalo de tiempo de 10 años, desde el 01/01/2020 al 01/06/2030, asegurando que el valor del Costo Futuro converge a la fecha de inicio de simulación. El período de simulación se considera desde el 01/01/2020 al 01/01/2023, guardando los resultados a partir del 01/01/2022 (fecha de guardaSim), obteniendo de esta manera 1 año completo. Se simula con un paso de tiempo semanal (168 horas), dividiendo el mismo en 5 postes de 5, 30, 91, 28 y 14 horas.

3 Metodología.

A partir de ello, se realizan simulaciones con el SimSEE simplificadas, donde la red eléctrica se modela con un solo nodo donde se conecta la demanda y toda la generación. Se varía en cada simulación la cantidad de unidades instaladas (potencia instalada) de las tecnologías de generación eólica, solar fotovoltaicas y turbinas de gas, dejando fija la generación Hidráulica.

Para cada combinación de potencia instalada se calcula el gradiente de inversión (GI) promedio anual de las tres tecnologías de estudio. El gradiente de inversión (Ec. 1) se define como la diferencia entre el beneficio para el país de tener instalado 1 MW de esa tecnología menos el costo de la inversión de instalarlo, dividiendo esta diferencia entre el costo de la inversión. El beneficio para el país se calcula como la energía que fue despachada de esa tecnología (E_d), por la diferencia entre el costo marginal (C_{mg}) y el costo variable (C_v), en el paso temporal correspondiente. El costo marginal es el de generar ese MW en ese momento mediante una tecnología alternativa y el costo variable es nulo para el caso de energía eólica y solar, y en función del precio del combustible para las turbinas de gas. El costo de la inversión se estima como el pago por energía disponible de la tecnología (pp), que tiene en cuenta la inversión inicial y los beneficios futuros llevados al presente mediante una tasa de descuento correspondiente, multiplicado por el producto entre intervalo de tiempo y la potencia instalada de esa tecnología (D_t).

$$GI = \frac{\text{Beneficio país} - \text{Costo Inversión}}{\text{Costo Inversión}} = \frac{E_d \times (C_{mg} - C_v) - pp \times D_t}{pp \times D_t} \quad (\text{Ec. 1})$$

Los valores que se consideran para cada tecnología actualmente son:

- Eólica:
 - 65 U\$\$/MWh de pago por potencia disponible
 - Costo variable nulo
- Solar fotovoltaica:
 - 85 U\$\$/MWh de pago por potencia disponible
 - Costo variable nulo
- Turbina gas:
 - 14,47 US\$/MWh de pago por potencia disponible
 - 136,4 US\$/MWh de costo variable incremental
 - 8,2 US\$/MWh de costo variable no combustible

El gradiente de inversión es un indicador adimensional (US\$ / US\$) de cuán económicamente conveniente es invertir en determinada tecnología, resultando positivo cuando conviene aumentar la potencia instalada y negativo cuando conviene reducirla.

Cuanto mayor inversión en la instalación de algunas de estas tecnologías, menor será el costo marginal del país, y a partir de la ecuación 1, también el gradiente de inversión tiende a disminuir, y viceversa. La combinación óptima de tecnologías se encontraría cuando los GI de cada tecnología son lo más próximos posibles a cero.

Para llevar a cabo este análisis se crea una plantilla en el SimRes3, en el cual se definen variables, operaciones y post-operaciones crónicas, utilizando los índices correspondientes, como se explica a continuación.

Se agregan los índices de los actores generadores de energía eólica, solar y turbinas de gas. En particular, las generaciones eólicas y solares están distribuidas en cuatro puntos del país, a saber, José Ignacio, Otamendi, Rosendo Mendoza y Salto, con los cuales se intenta representar el clima de vientos y radiación de todo el Uruguay. Luego se definen las variables crónicas donde se cargarán los resultados de los G.I. de cada tecnología, tanto el valor de cada paso temporal como el valor acumulado anual (2 variables por tecnología). A partir de esto se realizan las operaciones crónicas donde se ‘cargan’ los índices en las variables. En este caso se utiliza la operación crónica ‘Promedio_m’ para las energías renovables, con la cual se calcula el G.I. promedio entre los cuatro puntos del país de esa tecnología y en cada paso temporal. Para la generación con turbinas a gas simplemente se debe cargar el índice directamente a la variable crónica, por lo cual se utiliza la operación crónica suma. Para calcular el G.I. integrado a lo largo del tiempo, se utiliza la post-operación crónica ‘AcumularCronVar’, con la cual se calcula la suma del G.I. correspondiente a ese paso temporal más el G.I. de todos los pasos anteriores.

Para visualizar estos resultados se agregan dos impresiones de variables crónicas, del tipo ‘CompararValoresMultiplesCronVars’, con la cual se comparan los promedios de las variables crónicas con tipo de gráficas de dispersión.

Un ejemplo de resultado de la evolución de los G.I. con el tiempo se puede observar en la Figura 1.

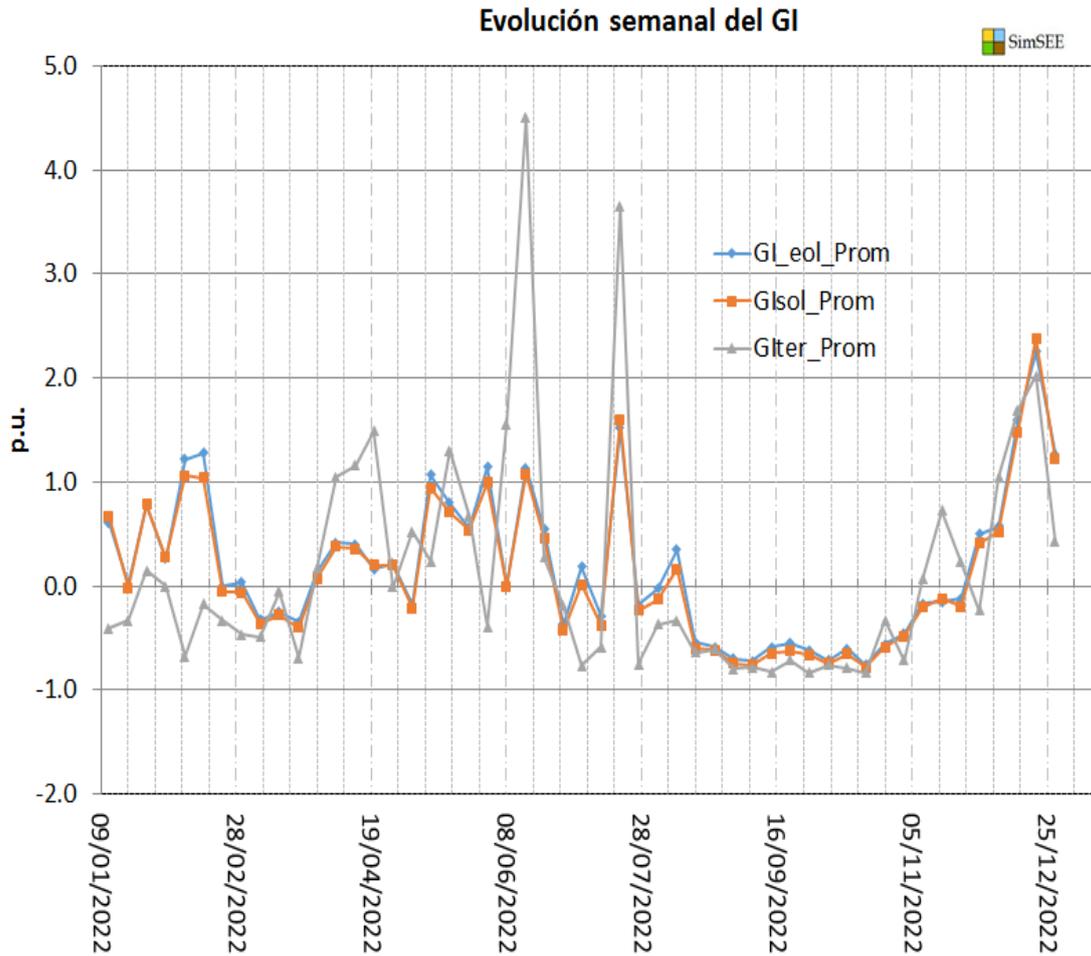


Figura 1

En esta figura se puede apreciar la dependencia mensual de los G.I., resultando positivos durante el verano y otoño y negativos durante invierno y primavera, lo cual se explica al considerar la hidraulicidad de cada período. Cuando hay baja hidraulicidad, en el verano y otoño, ‘convendría’ invertir más en estas tecnologías, y viceversa en invierno y primavera. También se observan comportamientos opuestos en la primera mitad del año entre las energías renovables y las turbinas de gas.

Por otro lado, en la Figura 2 se observan los G.I. acumulados de las 3 tecnologías.

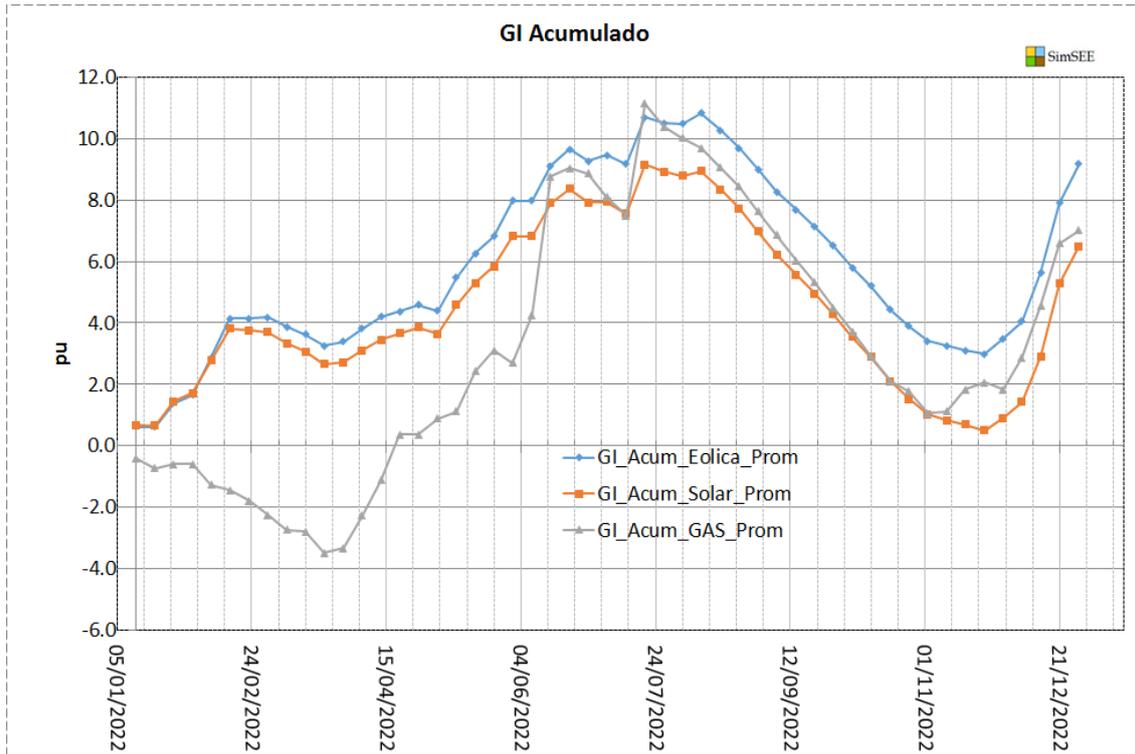


Figura 2

El valor de este gráfico correspondiente al último paso temporal dividido entre la cantidad de pasos temporales del año es igual al promedio anual del G.I., siendo este valor el que se utiliza para comparar los distintos ‘mix’ de tecnologías instaladas.

4 Resultados del estudio.

Una vez hallado el ‘mix’ óptimo de potencias en cada caso, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad de los resultados respecto a la ‘suerte’ sufrida en cada caso. Para esto se varía, en primer lugar, la semilla de optimización del SimSEE, dejando fija la de simulación, obteniendo así la distribución de resultados de GI, con su respectiva media y desviación estándar. Considerando la semilla de optimización que se aproxima mejor a la media de las tres tecnologías, como se observa en la Figura 3, se procede a evaluar la sensibilidad de los GI respecto a las semillas de simulación. Para ello se fija la semilla de optimización en valor hallado, y se simula con distintas semillas de simulación, encontrando así otra distribución de resultados, con una media y desviación estándar, así como la semilla de simulación que mejor aproxima a la media de los resultados.

Sensibilidad Semilla Optimización - Crons 10 : 100

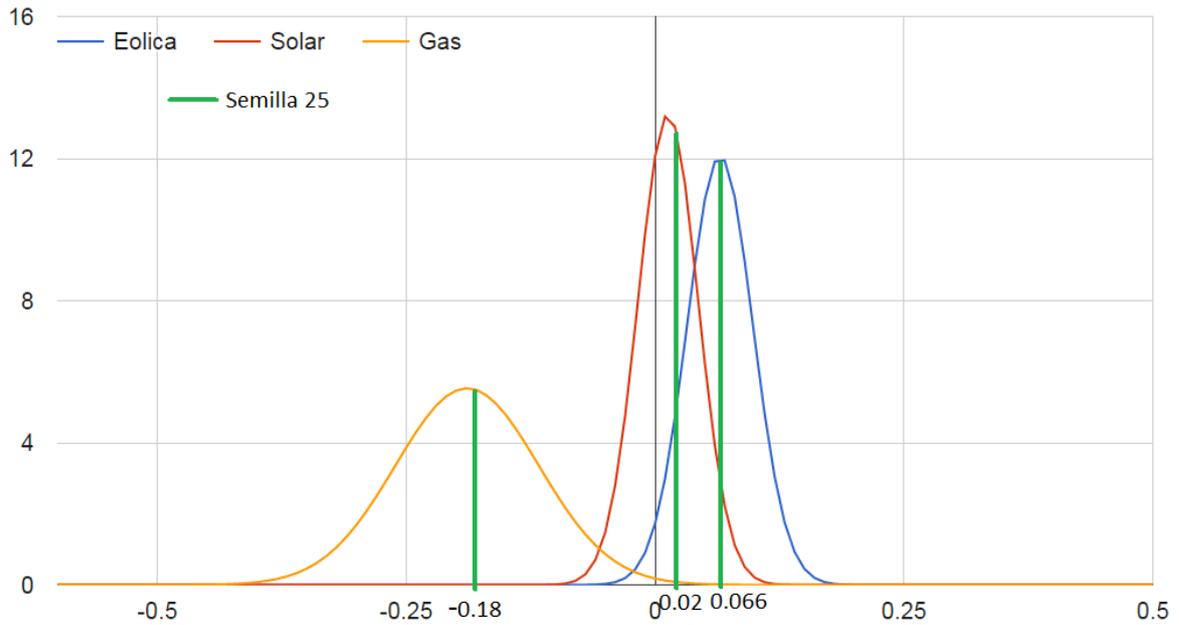


Figura 3

En función de los valores de estas desviaciones, se determina si el número de crónicas utilizados en la optimización (10) es suficiente para dar resultados precisos (si la campana es suficientemente angosta), o dicho valor debe aumentar. Se realiza este análisis para ambos modelos, para el año 2020 y a continuación se presentan los resultados obtenidos.

Año 2020 - Demanda 11.577 GWh									
	Eólica			Solar			Gas		
	MW Inst.	G.I. (Media)	Desv. stdr.	MW Inst.	G.I. (Media)	Desv. Stdr.	MW Inst.	G.I. (Media)	Desv. Stdr.
Acoplado	1256	0.026	0.126	380	-0.011	0.121	260	0.032	0.341
Desacoplado	1240	0.087	0.143	360	0.040	0.134	280	-0.017	0.370
Diferencia	16	-0.061	0.270	20	-0.051	0.256	-20	0.049	0.710

Tabla 1

Se puede observar que al considerar la demanda prevista para el año 2020, los mix óptimos encontrados para cada modelo (acoplado y desacoplado) no difieren significativamente, y se observa que la diferencia entre las medias de los gradientes de inversión es mucho menor a la desviación estándar correspondiente. Esto muestra que ambos modelos son prácticamente equivalentes cuando se considera la demanda prevista para el año 2020.

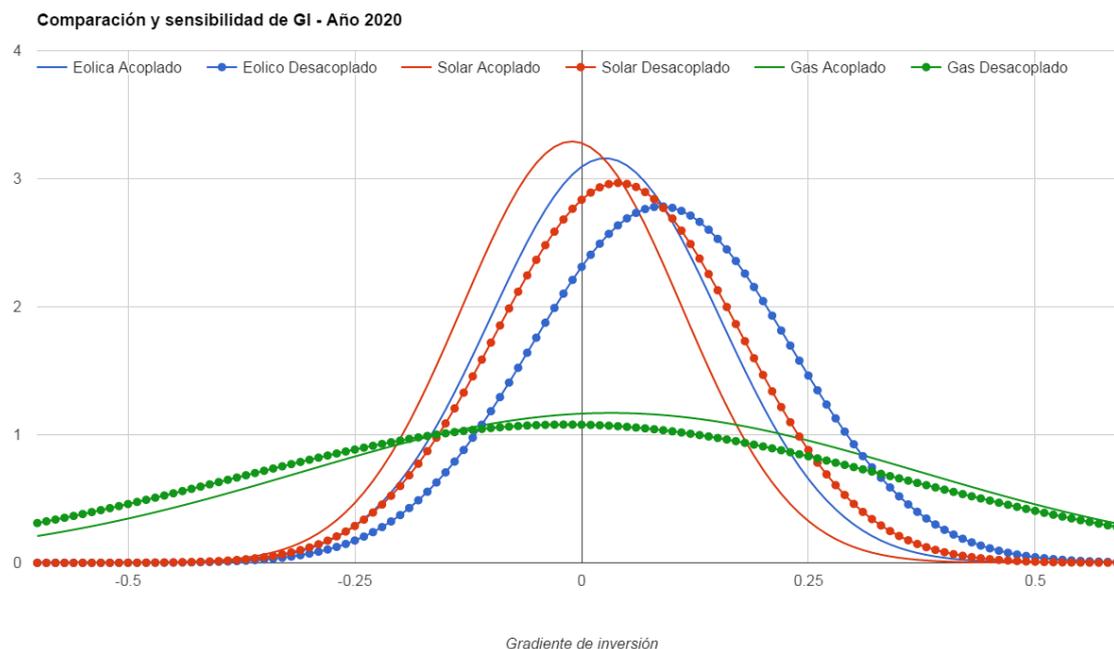


Figura 4

La Figura 4 muestra las curvas de distribución de probabilidades de los gradientes de inversión para las 3 tecnologías estudiadas con los dos modelos. Se puede observar que las curvas obtenidas para ambos modelos son muy similares entre tecnologías. Luego, utilizando las semillas de optimización y simulación encontradas como se explicó previamente para el año 2020, en particular semilla 25 de optimización y 850 de simulación, se procede a encontrar el ‘mix’ óptimo con la demanda prevista para el 2040.

Año 2040 - Demanda 18.970 GWh						
	Eólica		Solar		Gas	
	MW instalados	G.I.	MW instalados	G.I.	MW instalados	G.I.
Acoplado	2640	-0.115	1900	0.078	600	-0.038
Desacoplado	2640	-0.02	1900	0.183	650	-0.087
Diferencia	0	0.095	0	0.105	50	0.049

Tabla 2

Nuevamente se aprecia que los dos modelos no presentan diferencias significativas entre sí para la obtención del mix óptimo de estas 3 tecnologías.

Por lo tanto se concluye que, por el momento, la implementación de uno u otro modelo para la planificación a largo plazo no presentan diferencias significativas. Esto es debido a que la aleatoriedad de eventos del futuro, como la hidraulicidad del país o rotura y mantenimiento de las máquinas, tienen una incidencia mucho mayor en los resultados.