

Simulación de operación de los primeros 200MW en Uruguay.

*Navia, Martin.
Severo, Fernando.*

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Junio 2014
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.

Evaluar la operación de los primeros 200MWp de energía solar fotovoltaica incluidos en la generación eléctrica de Uruguay. Se estudiará en particular el aporte solar en el despacho energético, el gradiente de inversión solar y el comportamiento de la demanda neta.

Analizar la inclusión de un auto-productor de energía fotovoltaica con una demanda industrial plana. En particular se estudiará el posible valor de compra de la energía de dicho auto-productor.

Utilizar la herramienta SimSEE para realizar corridas semanales y corridas horaria con los 200MWp incluidos en el sistema eléctrico. Establecer varios escenarios para poder simular los efectos de la energía solar fotovoltaica del auto-productor.

2 Hipótesis de trabajo.

Durante este trabajo se utilizó el actor “Generador solar PV” y una serie CEGH horaria que representa una fuente aleatoria del índice de claridad para 8 puntos del Uruguay (Buena Unión, Bonete, Valentines, José Ignacio, McMeekan, Rosendo Mendoza, Rocha y Piedras de Afilar). Los 200 MWp fueron distribuidos en forma igualitaria en los 8 puntos mencionados anteriormente.

A continuación se presenta el parque de generación considerado como base para todas las simulaciones.

Parque de Generación Hidráulico

	Unidades	Potencia (MW)
SG	7	135
Bonete	4	38,8
Baygorria	3	36
Palmar	3	111

Parque de Generación Eólico

Año	01/2015	5/2015	11/2015	01/2020
Incremento (MW)		340	560	1000
Acumulado (MW)	300	640	1200	2200

Parque de Generación térmica en base a GO y FO

	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de salida
FO_5ta	1	75	01/2020
FO_6ta	1	120	01/2020
FO_Motores	8	10	01/2025
GO_PTI	6	48	07/2015
GO_CTR	2	111	01/2015
GO_Arrendados	7	50	07/2016

Parque de Generación térmico en base a Gas Natural

	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de entrada
GN_CC180	3	180	01/2017
GN_PTI	6	48	07/2015
GN_TG_CC	1	180	01/2016*
GN_TG_CC	1	180	07/2016*

(*) Salen de servicio el 01/2017

Parque de Generación por Biomasa

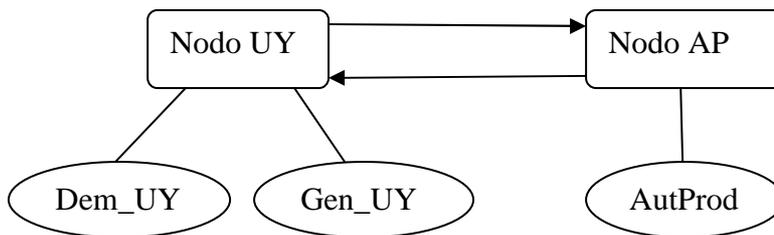
	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de entrada
BIO	14	12	01/2014
BIO	4	12	05/2016

Cabe mencionar que durante todo el trabajo se consideró un sistema no integrado a otros sistemas de la región.

Respecto a la demanda se toma como base la demanda del año 2013 (10423,5GWh) y se utiliza el modelo “Demanda generada a partir de año base y vector de energías anuales”, con un vector de crecimiento anual de 3,5%

En el estudio particular del auto-productor y buscando obtener el valor óptimo de compra de la energía al nuevo actor se agregan en el año 2025: 1000MW adicionales de energía eólica y dos nuevas máquinas de ciclo combinado de 180MW. De esta forma logramos un equilibrio de inversiones a largo plazo, basados en el gradiente de inversión de las tecnologías mencionadas y obtenemos un valor de compra razonable de la energía del auto-productor a largo plazo. Se considerará una demanda del auto-productor de 10MW plana y una potencia solar fotovoltaica de 10MW y 20MW, se estudiarán ambos casos. Se considera durante está simulación que el auto-productor se encuentra instalado en Rocha (el actor auto-productor está conectado al borne Rocha).

El modelo de red utilizado para el caso del auto-productor es el siguiente:



Se asume para todos los casos que en 2020 ingresaran 1000 MW nueva de energía eólica. El horizonte de estudio seleccionado fue 2015-2030.

3 Metodología.

Se realizaron 5 corridas de 100 simulaciones durante el estudio.

Dos corridas son horarias y con las mismas se visualiza la diferencia entre la demanda y la demanda neta. Definiendo la demanda neta como la demanda menos la energía eólica y solar (de compra obligatoria por los contratos). Una corrida analiza lo sucedido antes de agregar nueva energía eólica en 2020 y la otra luego de agregada.

El resto de las corridas son semanales, definidas en 3 escenarios creados en el editor de SIMSEE mediante la utilización de distintas capas. Los escenarios son los siguientes:

- **Escenario 1:** Sin energía solar fotovoltaica, con el parque de generación actual y proyectado a futuro presentado anteriormente.
- **Escenario 2:** Al parque de generación del escenario 1 se le introduce 200MWp de energía solar fotovoltaica en el 2015 a un precio de energía disponible de USD 86,6.
- **Escenario 3:** Al parque de generación del escenario 2 se le suma en el 2015 un auto-productor con una potencia instalada de 20MWp y una demanda plana de 10MW. Al igual que en el escenario anterior, en el 2025 se hace una expansión del sistema instalando 1000MW adicionales de energía eólica y dos nuevas máquinas de ciclo combinado de 180MW.

Determinación del gradiente de inversión solar

Se entiende como gradiente de inversión de una tecnología de generación, como la diferencia entre el ingreso marginal de dicha tecnología y el costo al sistema por utilizarla

$$\nabla Inv_{solar} = \frac{IngMarginal_{solar} - Costos_{solar}}{Costos_{solar}}$$

dónde el Ingreso Marginal se calcula de la siguiente manera:

$$IngMarginal_{solar} = Energia_{solar} \times cmg_{uy}$$

Por definición, cuando el gradiente de inversión es positivo el sistema incurre en un ahorro por incorporar esta tecnología, en caso de ser negativo el sistema está teniendo un sobre costo por la utilización de la tecnología.

Para calcular el ingreso marginal de cada planta solar se utilizó la operación crónica “sumaDobleProductoConDurposTepeado” con los índices de potencia de la planta y el costo marginal del sistema. Luego para calcular el ingreso marginal total de la tecnología se utilizó la post operación crónica “combinarCronVars”. Los costos se calcularon a partir del índice de costo directo del paso de cada una de las plantas solares. Por último para anualizar los resultados obtenidos se utilizó la post operación “cambioPasodeTiempo”.

Luego se calculó el gradiente acumulado de inversión, el cuál es la sumatoria de los gradientes de inversión para el período estudiado, si el mismo muestra una tendencia creciente el sistema se ve beneficiado por el ingreso de la tecnología en cuestión. Dicho gradiente fue calculado utilizando la post operación “acumularCronVar”.

Determinación del precio de compra de la energía al Auto-Productor

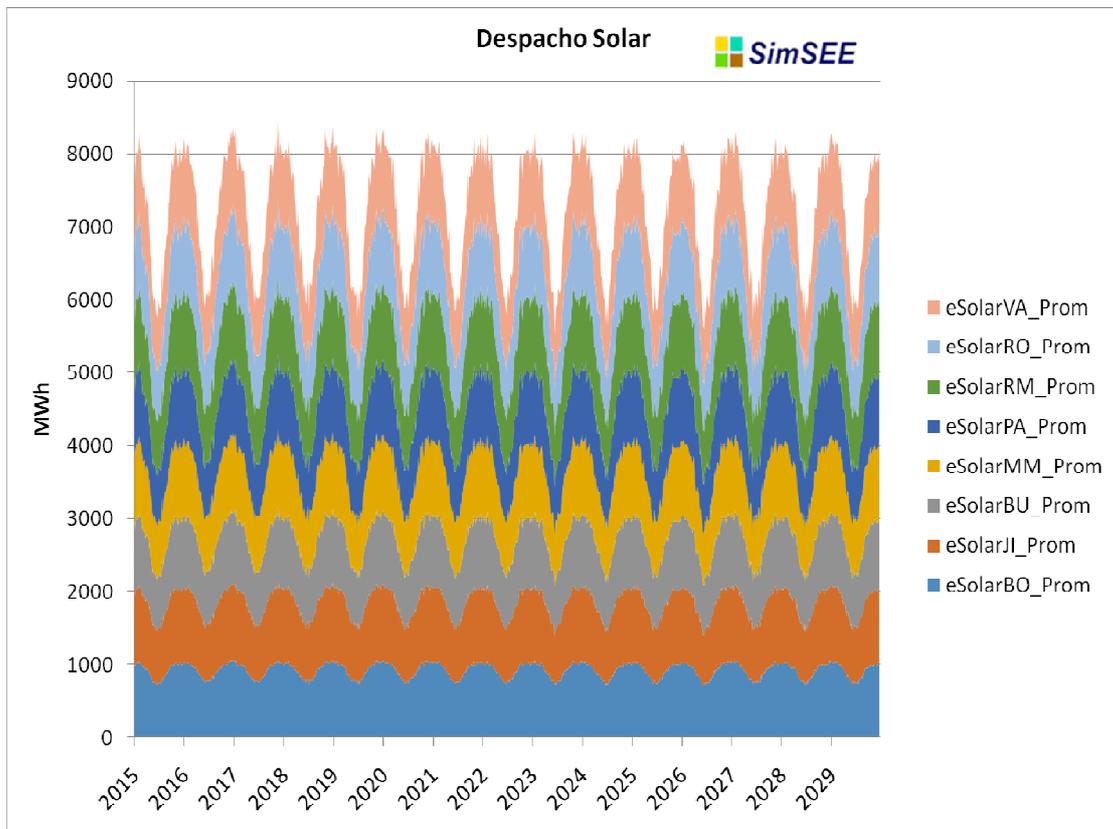
Se determinó el posible precio de compra de los excedentes de energía del auto-productor a partir del cálculo del ingreso marginal al sistema y se consideró una tasa de actualización anual de 0,9, para ellos se utilizó la pos operación “aplicarActualizador”. Cabe destacar que se trabajó con valores anualizados.

4 Resultados del estudio.

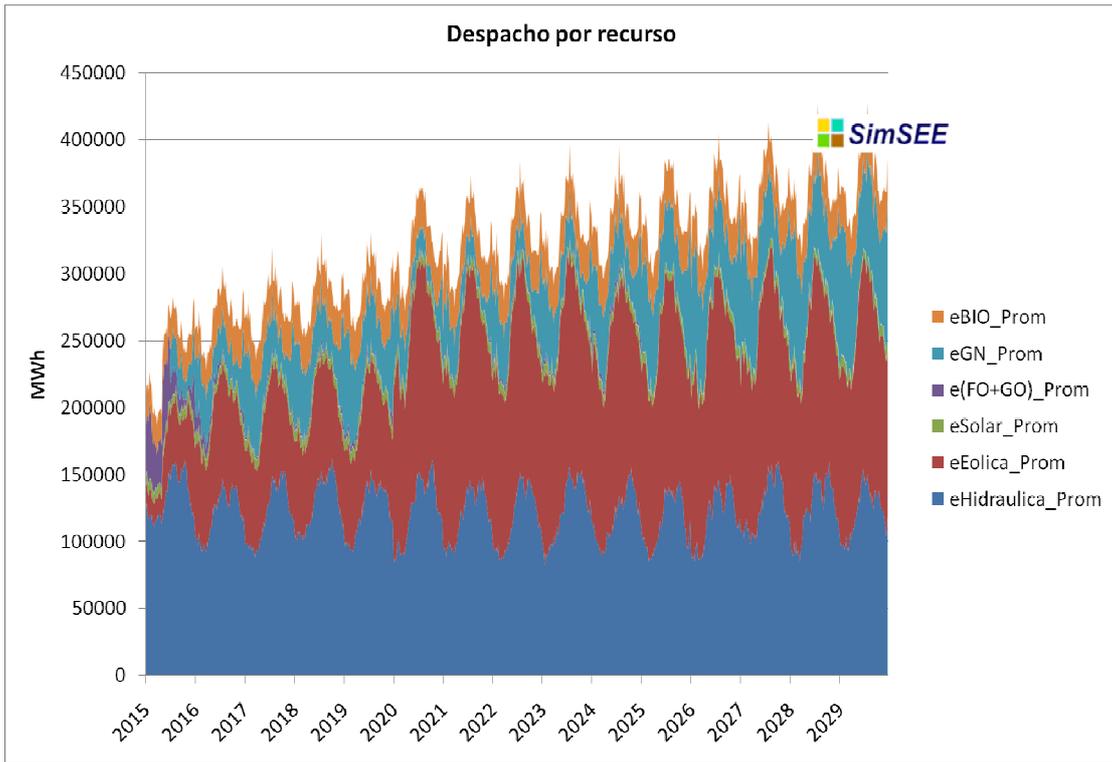
4.1 Estudio de la inclusión de 200MWp en el sistema de generación

4.1.1 Generación

A continuación se muestra el despacho de energía solar al sistema por cada una de las 8 plantas solares instaladas:



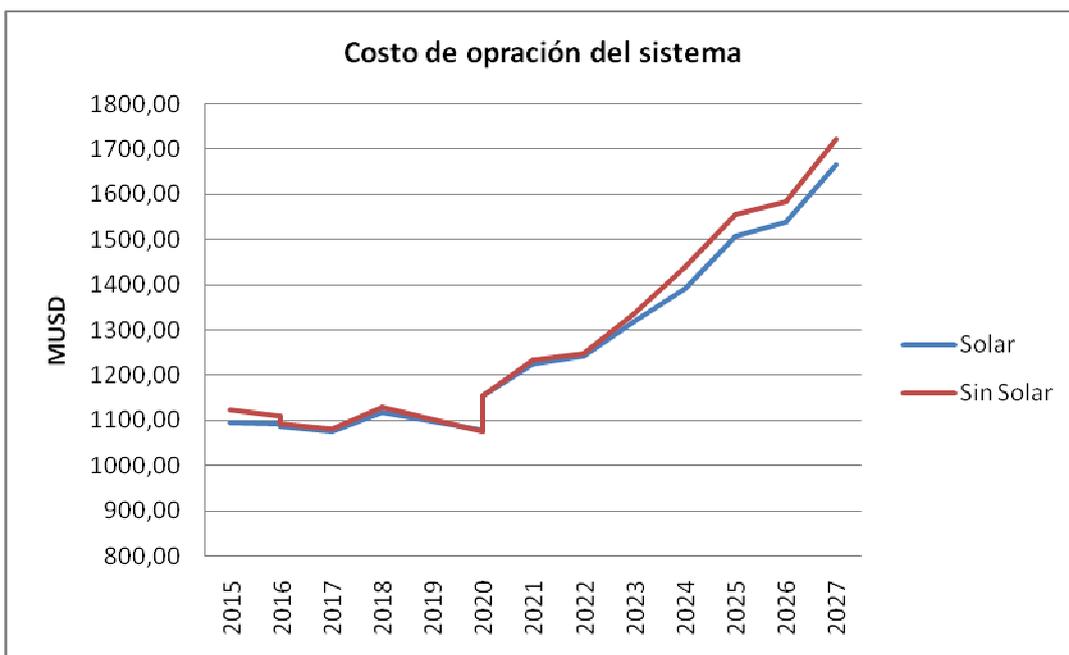
A continuación se ve el despacho del sistema por recurso energético:



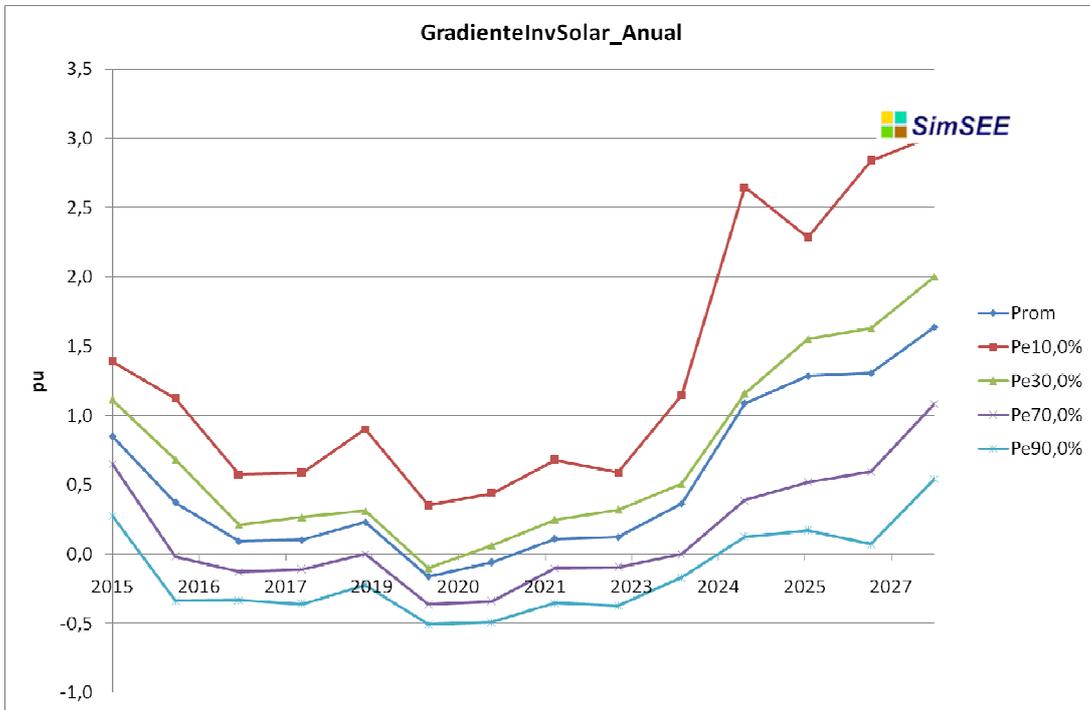
En el gráfico anterior se ve claramente la introducción de los 1000MW eólicos en el año 2020.

4.1.2 Costos y gradientes de inversión

En el siguiente gráfico se puede ver el costo de operación del sistema en el escenario 1 (sin solar) y en el escenario 2 (con 200MW de energía solar incluidos en el parque de generación).

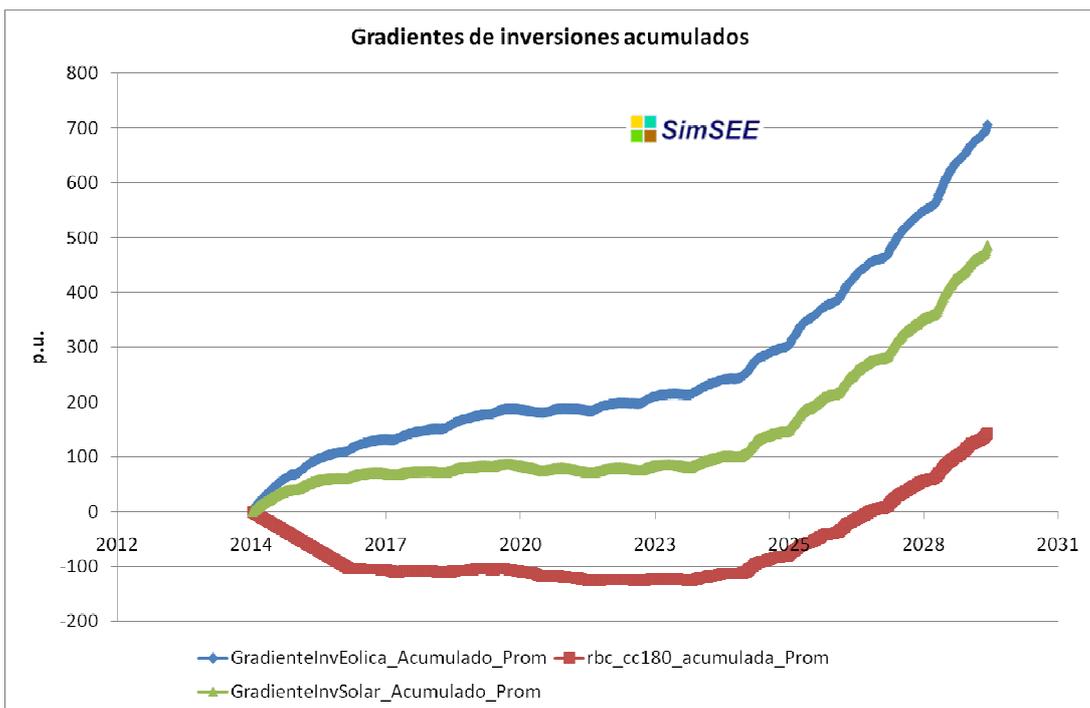


Como se puede ver el costo de operación anual del sistema en el escenario 1 es superior al escenario 2. Este hecho se confirma si analizamos el gradiente de inversión solar anual, el cual se muestra a continuación:



Como se puede ver el gradiente de inversión solar anual es positivo a lo largo de los próximos años lo cual significa que el sistema está teniendo un beneficio por la instalación de los 200MWp de energía solar fotovoltaica.

A continuación se puede ver los gradientes de inversión acumulados para la energía eólica, solar y ciclo combinado en el sistema de generación actual.

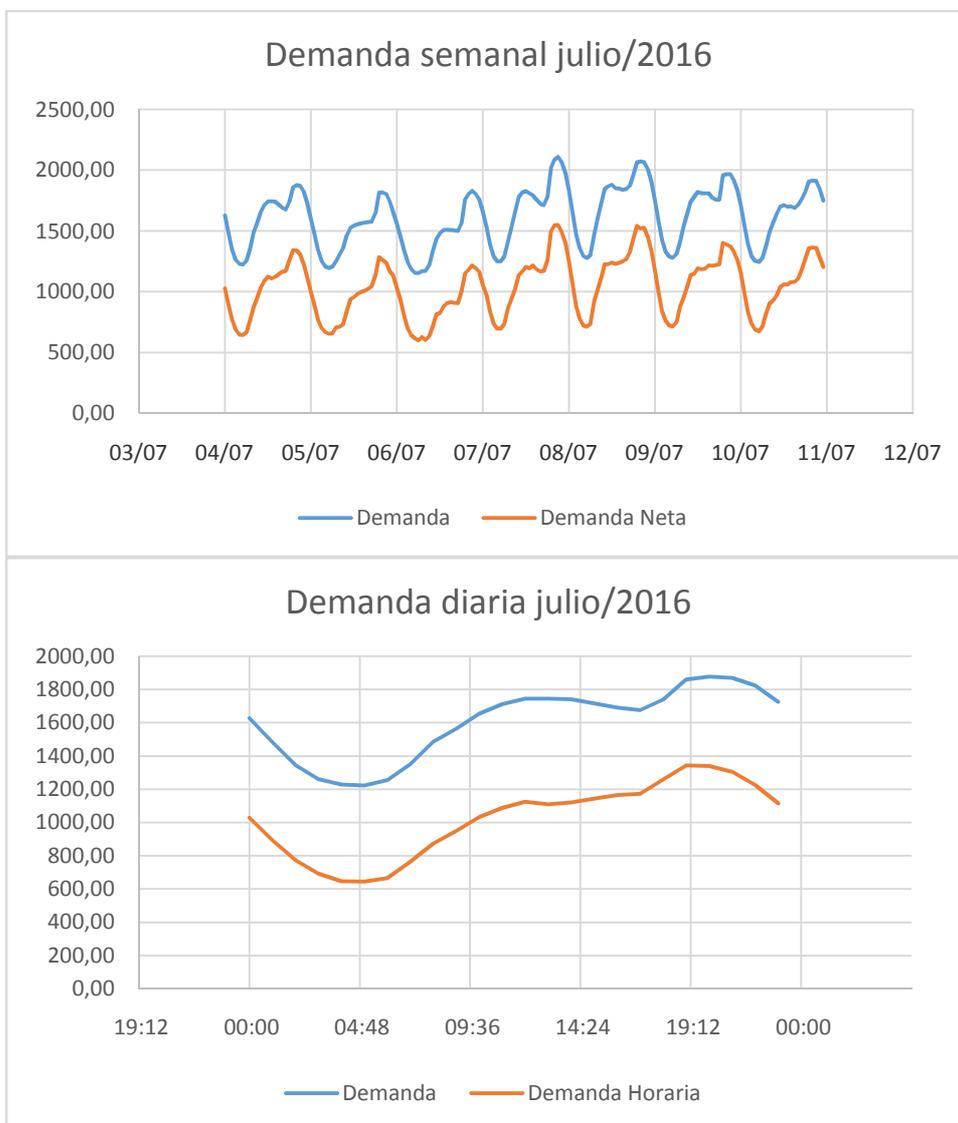


Como se puede ver en el gráfico para alcanzar un estado óptimo de inversión en la tecnología solar fotovoltaica, eólica y de ciclo combinado habría que hacer inversiones antes del año 2025.

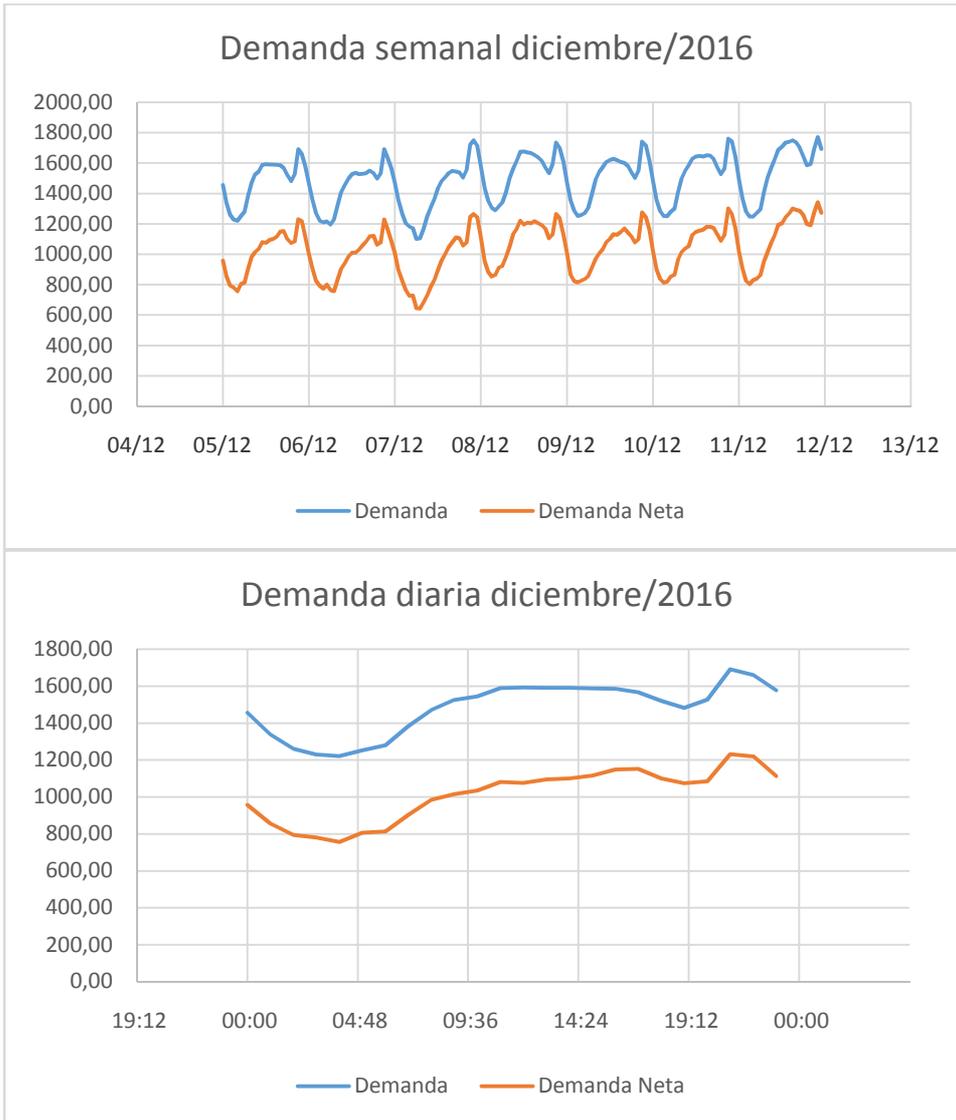
4.1.3 Estudio de la Demanda Neta

Se toman como base los años 2016 y 2022 para realizar simulaciones horarias y analizar los efectos sobre la demanda neta antes y luego de agregar 1000MWp de energía eólica en 2020.

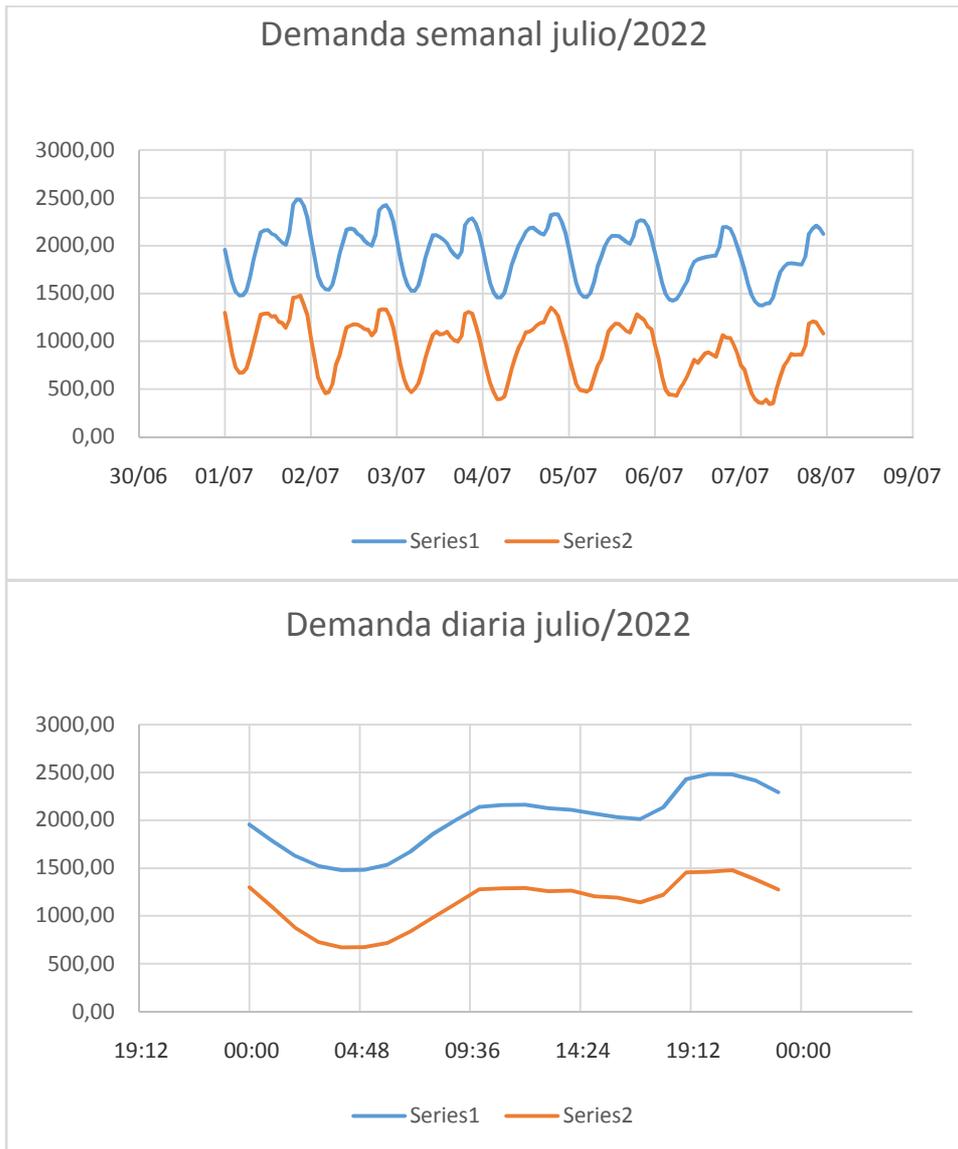
En las gráficas siguientes se puede observar la forma de ambas demandas para una semana y un día del mes de julio de 2016.



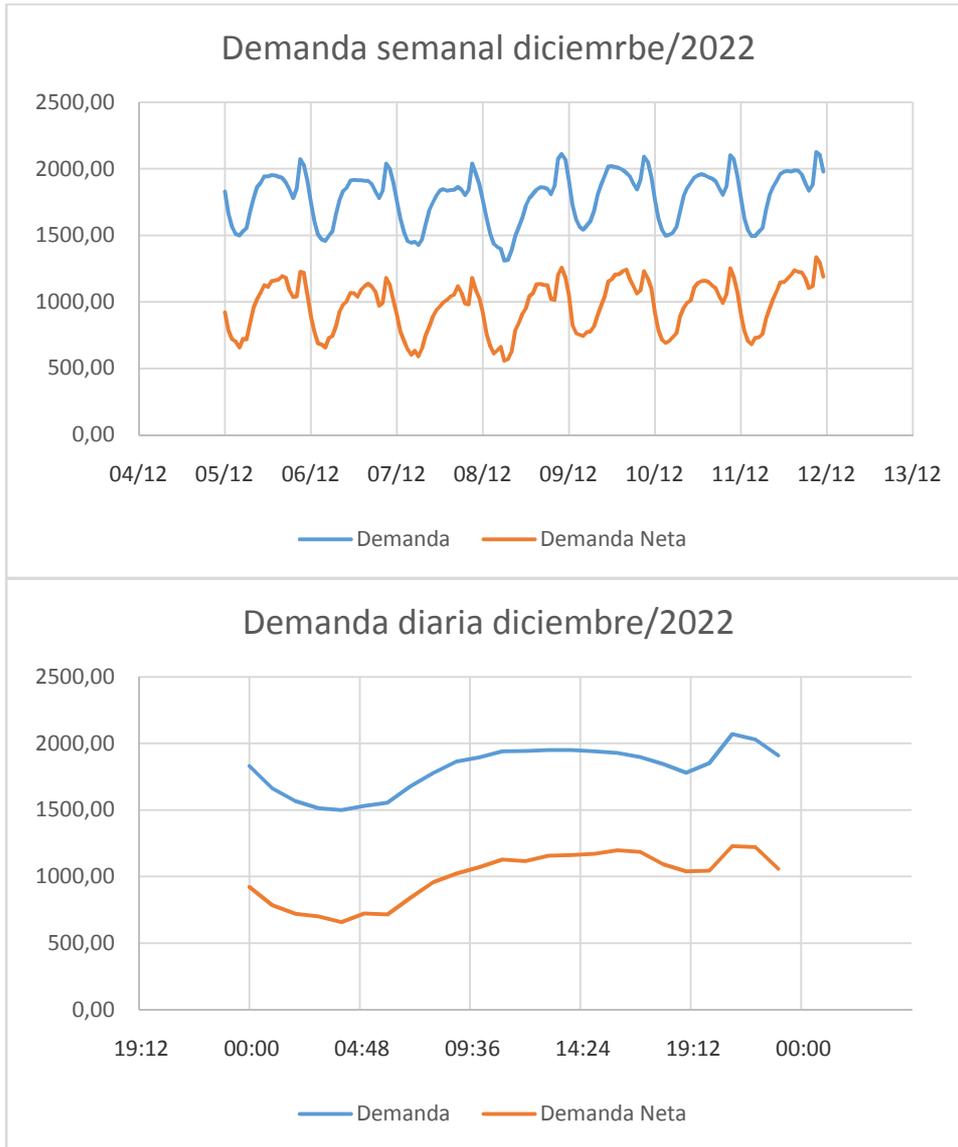
A continuación, se puede observar la forma de ambas demandas para una semana y un día del mes de diciembre de 2016.



Presentando los mismos datos para el año 2022 comienza a notarse la influencia de la energía eólica principalmente en verano, pero para sacar conclusiones es necesario profundizar en el análisis tal como sugerimos en futuros trabajos.

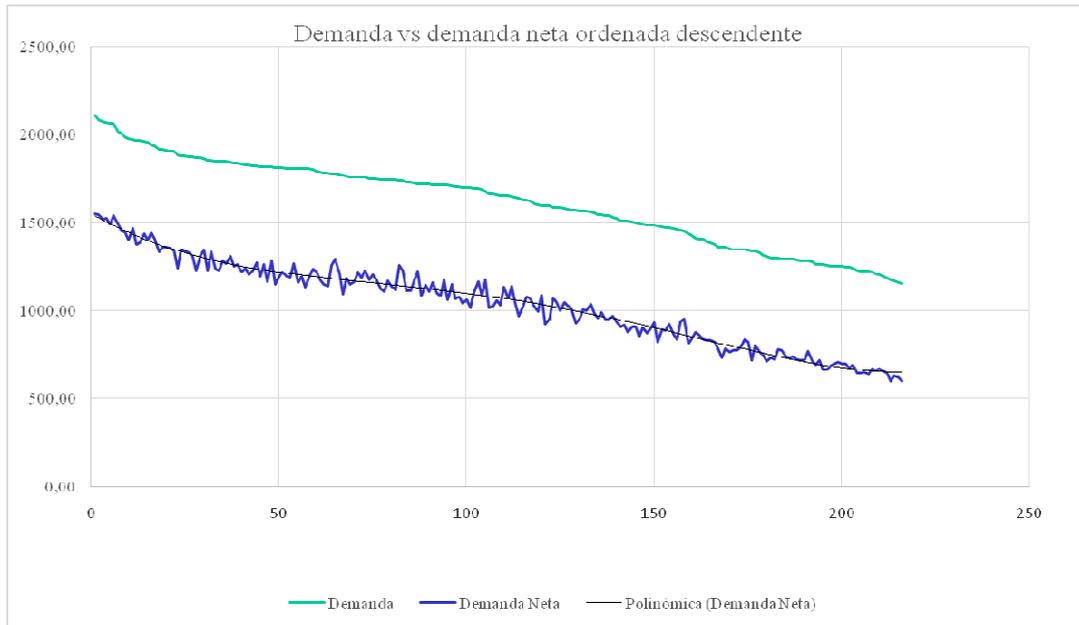


A continuación, se puede observar la forma de ambas demandas para una semana y un día del mes de diciembre de 2022.



Como se puede ver el segundo pico de la demanda neta diaria comienza a igualarse al primer pico de dicha demanda.

Por último, en la siguiente grafica mostramos para una semana cualquiera que sucede en valor esperado si se desordena las fechas y se ordena de mayor a menor la demanda. Se puede ver como la curva de tendencia de la demanda neta es similar a la curva de demanda.

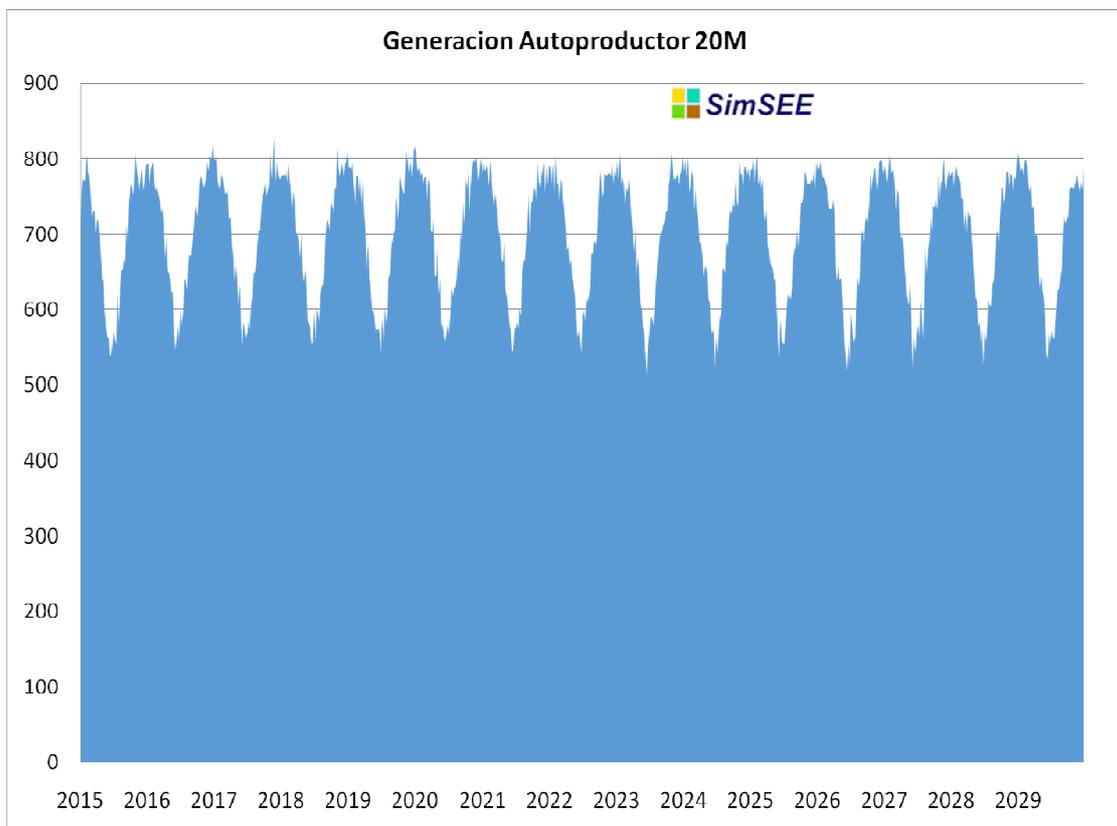


Del estudio de la demanda neta concluimos que en valor esperado la forma de dicha demanda en el corto plazo (2015-2030) seguirá siendo muy similar a la conocida en la actualidad.

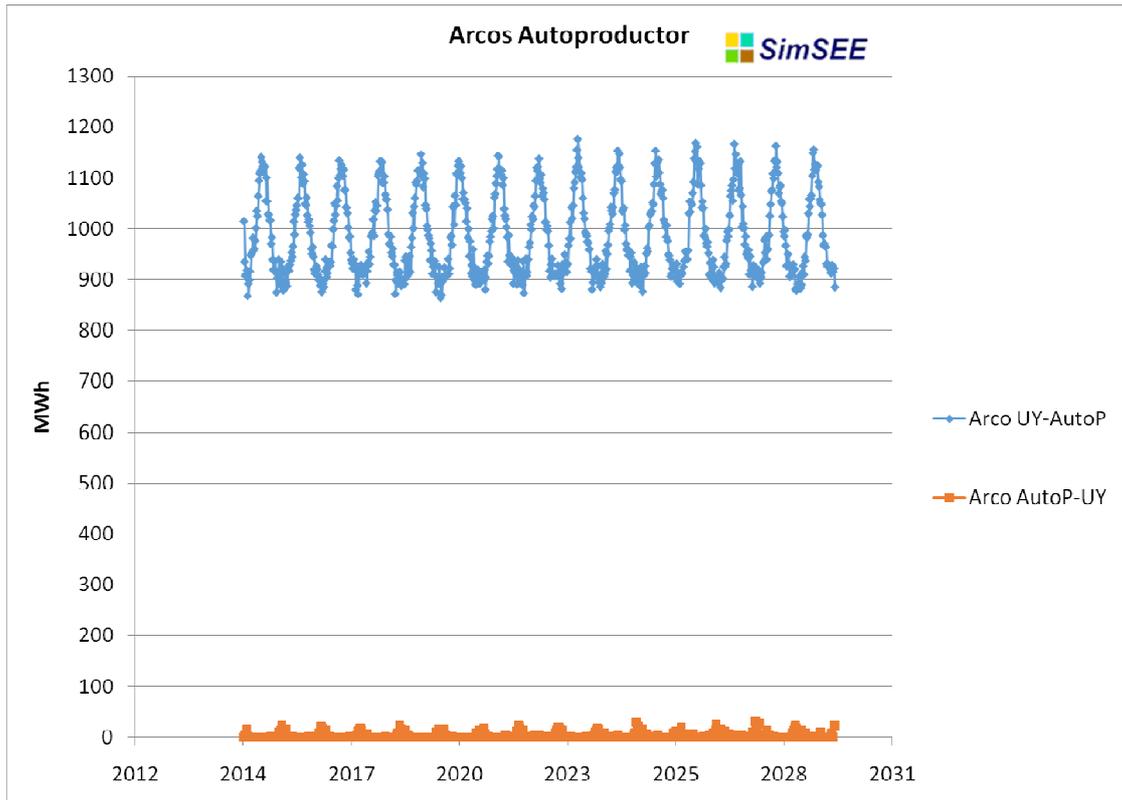
4.2 Inclusión de un Auto-productor Solar al sistema

4.2.1 Generación

A continuación se puede ver la energía solar generada por el Auto-productor del escenario 5 (20MWp), parte de dicha energía será para consumo propio y otra parte para vender al sistema.



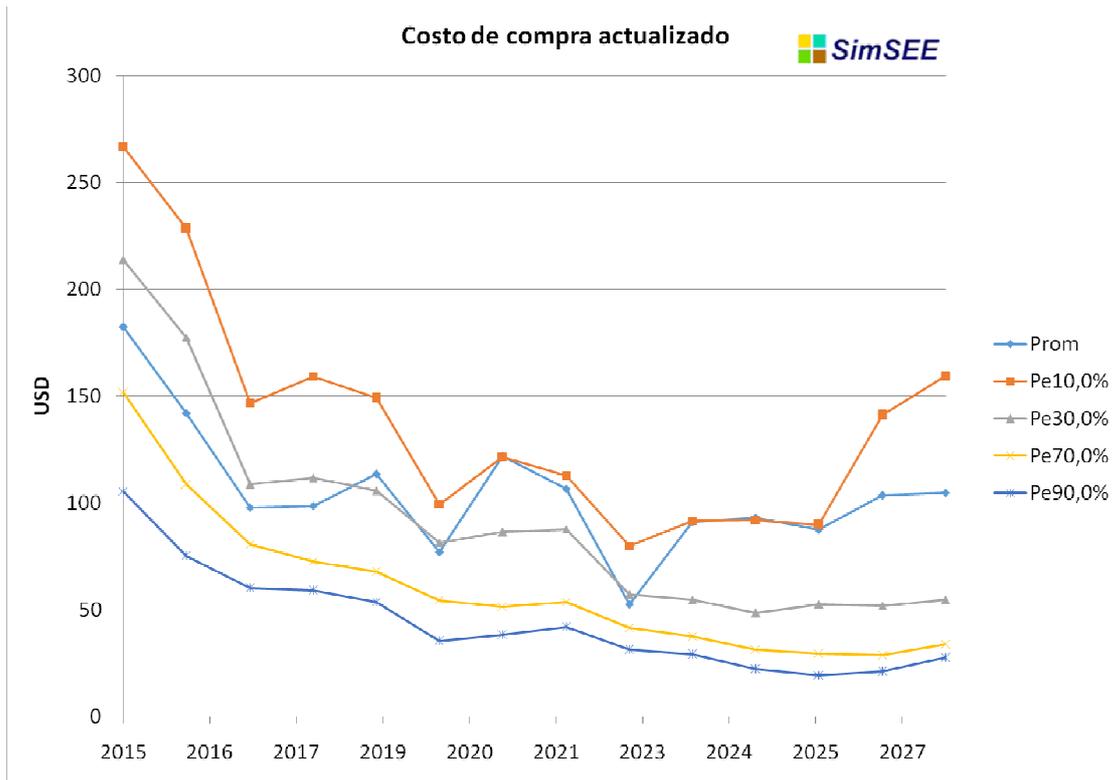
En el gráfico siguiente se puede ver la energía entregada por el sistema al auto-productor y la energía volcada al sistema por el auto-productor.



Como se puede ver en los últimos dos gráficos la casi totalidad de la energía generada por el auto-productor es para consumo propio.

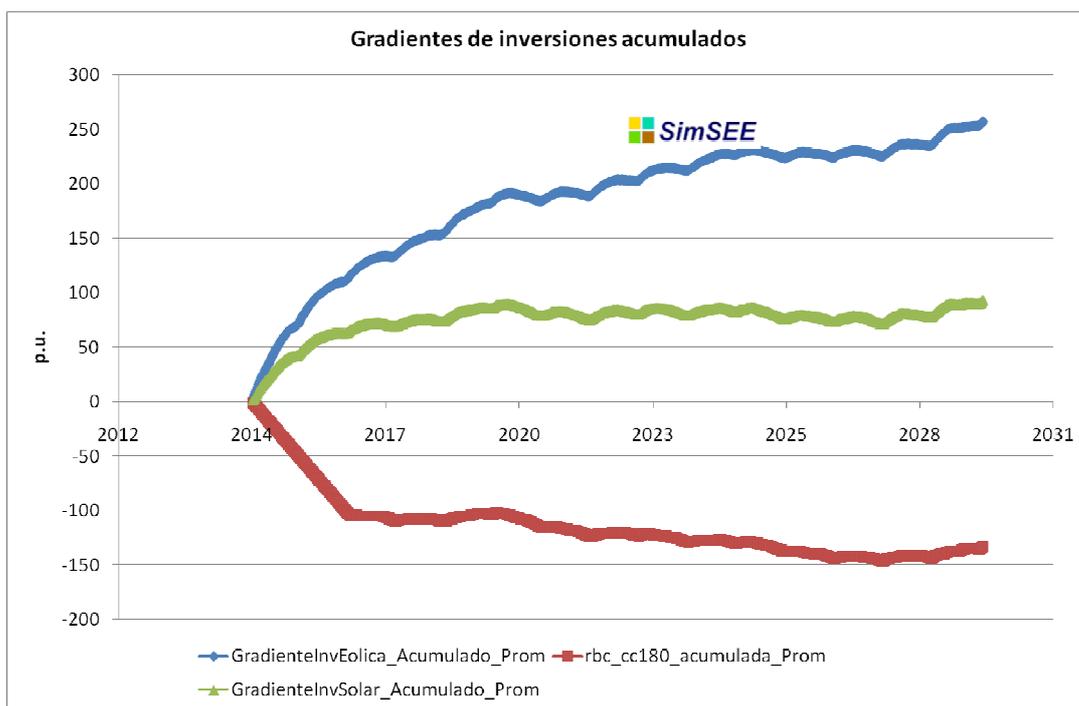
4.2.2 Costo de compra de energía

Tal como se explico anteriormente, a partir del ingreso marginal al sistema se calcula el costo de la energía entregada por el auto-productor al sistema, los valores son anuales y actualizados al 2015.



De la simulación se obtiene un valor promedio de 105 USD/MWh y de 138 USD/MWh con probabilidad de excedencia 10% (dichos valores están referidos al auto-productor del escenario 5).

Para poder hacer el cálculo explicado anteriormente se consideró un sistema en equilibrio de inversiones, para lo cual se supuso una expansión de la energía eólica en 2025 de 1000MW adicionales y una expansión el mismo año de dos ciclos combinados adicionales de 180MW. A continuación se pueden ver los gradientes de inversión luego de las expansiones mencionadas:



5 Posibles futuros trabajos.

La inclusión de energía solar fotovoltaica y de energía eólica con contratos de compra de toda la energía disponible puede modificar la curva de demanda horaria típica. En el presente trabajo se simuló la demanda neta para el escenario actual y con un aumento de energía eólica en 2020. A futuro un posible trabajo es analizar cuál es el porcentaje necesario de energía fotovoltaica y eólica para lograr una demanda neta que minimice los costos de operación.