

Planificación de Inversiones con diferentes escenarios de costos futuros

Martínez Rodríguez Adriana Noelia, Valevici Schwartzman Leonardo

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2018
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.

Utilizar la herramienta de planificación de inversiones de generación **OddFace**, evaluando dos escenarios de precios para las tecnologías eólica y solar fotovoltaica.

El primer escenario implica un costo de las tecnologías de 50 USD/MWh a lo largo de la simulación. El segundo escenario considera un cambio en el precio de la tecnología a partir de 2021, costando 40 USD/MWh en ambas.

Una vez obtenidos los planes óptimos para cada escenario, se simula en **Simsee** en el periodo 2018-2046 y se analiza el costo total del plan óptimo obtenido verificándose el escenario esperado.

Para realizar el análisis de los planes óptimos se imprimirá en **SimRes3**, la generación por fuente, los costos marginales semanales y anuales, la potencia acumulada de las tecnologías de expansión y los gradientes de inversión acumulados para cada tecnología de expansión, así como las potencias medias anuales de éstas en comparación con la potencia media demandada.

Por último, se observará el arrepentimiento, medido en el costo total de todo el periodo (suma de los costos por paso actualizada), de haber optado por un escenario verificándose el otro.

2 Hipótesis de trabajo.

- a) Se utiliza como base el archivo subido por ADME de la sala de largo plazo 2016-2046.
- b) Se dispone un periodo de optimización y simulación de la sala entre 2018-2046.

- c) En la sala están presentes los actores que actualmente conforman la matriz energética uruguaya, con la entrada de UPM2 en el 2021, permitiendo expansiones solo para los actores a evaluar.
- d) En el actor Motores Wärtsilä de Central Batlle, se limitó a 7 unidades disponibles ya que actualmente el octavo está fuera de servicio de forma permanente y no se prevé el reingreso.
- e) El Escenario 1 contempla la expansión de la tecnología a 50 USD/MWh mientras que el Escenario 2 cumple la premisa del primero pero a partir del año 2021 la tecnología cae a 40 USD/MWh. Esta decisión está basada en la tendencia a la baja en el costo de estas tecnologías observada en el reporte “LAZARD’S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 11.0” de Noviembre de 2017.
Los costos ya incluyen la expansión de las líneas de transmisión necesarias para sustentar la nueva generación.

Para el Escenario 1 se establecen los siguientes actores:

- 1- E50: tecnología que puede implantarse desde 01/01/2019 hasta el final de la simulación a 50 USD/MWh.
- 2- SPV50: tecnología que puede implantarse desde 01/01/2019 hasta el final de la simulación a 50 USD/MWh.

Para el Escenario 2 se establecen los siguientes actores:

- 1- E50: sobre esta tecnología puede decidirse realizar un contrato desde 01/01/2019 hasta el 31/12/2020, a 50 USD/MWh.
 - 2- SPV50: sobre esta tecnología puede decidirse realizar un contrato desde 01/01/2019 hasta el 31/12/2020, a 50 USD/MWh.
 - 3- E40: sobre esta tecnología puede decidirse realizar un contrato desde 01/01/2021 hasta el final de la simulación a 40 USD/MWh.
 - 4- SPV40: sobre esta tecnología puede decidirse realizar un contrato desde 01/01/2021 hasta el final de la simulación a 40 USD/MWh.
- f) Cada parque solar o eólico tendrá una duración de 20 años, suponiendo que se firma el contrato con esta condición, y que la construcción toma 6 meses en ambos casos.
 - g) Los parques eólicos y solares fotovoltaicos que aparecen en la matriz previo al 2019 son dados de baja 20 años después con el agregado de fichas en los respectivos actores.

- h) OddFace puede decidir si instala nueva tecnología cada 365 días a partir de 01/01/2019 para el escenario 1 y para el escenario 2 a partir de 01/01/2021 en el caso de la tecnología a 40 USD/MWh.
- i) En cada etapa de decisión se permite instalar como máximo 3 parques fotovoltaicos y 2 parques eólicos.
- j) Cada parque (eólico o solar) tendrá 50 MW, es decir, cada nueva unidad que se decide instalar aporta 50 MW a la potencia disponible.
- k) Al final de la simulación podrán haberse instalado como máximo 100 parques de cada tecnología, es decir, al 2046 habrán a lo sumo 5000 MW de solar y 5000 MW de eólica correspondientes a expansiones.
- l) Respecto a las exportaciones, se supone que podrían venderse 300 MW a Argentina a un precio de 7 USD/MWh y el resto al Sumidero a precio 0.001 USD/MWh.
- m) La demanda tendrá un crecimiento anual de 1.8% basado en la estimación de la DNE de 2017.
- n) Para la simulación se utilizó la premisa de que UPM2 ingresa en el 2021 y el mínimo caudal erogado que exige es de 65 m³/h.
- o) La semilla aleatoria utilizada para la optimización y simulación es la 31.

3 Metodología.

Para generar el plan de expansión óptimo se utiliza la herramienta OddFace. En ella se carga una modificación de la sala de largo plazo vista en el curso, eliminando todos los actores de expansión allí presentes, y agregando en la pestaña “Actores/Eólica” las nuevas tecnologías SolarPV y Eólica que se quieren evaluar, sin previsión de expansiones (sin fichas en dichos actores).

UTILIZACIÓN DE ODDFACE

Una vez subida la sala, se definen los parámetros:

1. Fecha de inicio primera etapa de decisión: será la fecha 01-01-2019.
2. Días/etapa: Se considera razonable cada etapa como un año, por tanto son 365 días por etapa.
3. Cantidad de etapas: Para abarcar todo el periodo de la simulación se consideran 29 etapas de decisión.
4. ro_VE, ro_VaR, ro_CVaR: Se dejan los valores por defecto (ro_VE = 1, ro_VaR = 0 y ro_CVaR = 0). Siendo ro_VE = 1, no se es adverso al riesgo.

Con esta decisión, la función objetivo de los problemas se reduce a $f_{\text{Objetivo}} = f_{\text{VE}}$; se busca minimizar el valor esperado del costo total.

5. N crónicas por vez: 100 crónicas utilizadas en cada simulación.
6. N discretización del histograma: 100 puntos utilizados para representar el histograma de $f(x)$.
7. Semilla madre: 31. Semilla aleatoria por defecto que se utiliza para inicializar cada problema.
8. ro_{GA} , ro_{EG} , ro_{MJ} : con probabilidad 95% se sugiere el siguiente punto a explorar usando el algoritmo genético (GA) y con probabilidad 5% se mejorará la evaluación de uno de los puntos seleccionados como "mejores" (MJ). Para el criterio de selección de "los mejores" se utiliza el mecanismo de selección del algoritmo genético.
9. $GA_{\text{prob_premio_exito}}$: 5%, por defecto.
10. $GA_{\text{prob_mutacion}}$: 1%, por defecto.
11. Se selecciona el tipo de problema "PIGSimSEE": problema de Planificación de Inversiones de Generación.
12. En la pestaña "Editar información específica del tipo" se cargan los actores a los cuales se pretende realizar el plan de expansión con las restricciones vistas en las hipótesis f), h), i), j), k).
13. Se empaqueta la sala preparada según las hipótesis de trabajo.
14. El tipo de codificación permanece en Binario por defecto.

EVALUACIÓN Y ORDENAMIENTO DE INDIVIDUOS

Luego de configurado los problemas se habilita la corrida y se permite que al menos hayan transcurrido 5.000 evaluaciones antes de realizar la consulta.

Los individuos se ordenan en forma creciente según la función objetivo. Se eligen los mejores individuos (los de menor costo total) para cada tanda de evaluaciones: el mejor individuo con una evaluación, el mejor individuo con dos evaluaciones, etc. y luego se grafica el tipo de plan óptimo que plantean cada uno.

También se observan los mejores 100 individuos planteados en la consulta para verificar el tipo de plan óptimo y hacer comparaciones entre ellos.

En el caso de verificarse que un individuo con más evaluaciones tenga un valor de función objetivo similar se escogerá el individuo con más evaluaciones, porque el plan demuestra ser más robusto y continúa teniendo buenos resultados pese a ser revaluado.

DESCARGA DE INDIVIDUOS Y SIMULACIÓN

Los individuos escogidos se descargan de OddFace y se simulan para observar el plan óptimo por un lado y el cambio de escenario.

En la simulación con plan óptimo el costo del pago por potencia es el que se supuso en un principio, 50 USD/MWh para el escenario 1 y 40 USD/MWh para el escenario 2.

Para observar el arrepentimiento se supone que el plan de expansión se sigue estrictamente pero que el costo cambió en función del escenario:

1. Escenario 1: utiliza el plan óptimo para este escenario pero con precio 40 USD/MWh a partir de 2021 para cualquier tecnología que se instale posterior a esa fecha.
2. Escenario 2: utiliza el plan óptimo para este escenario pero el precio no baja como se supuso, por tanto será 50 USD/MWh.

El cálculo del arrepentimiento se realiza restando el costo del paso actualizado para cada escenario y cada plan de decisión según la siguiente tabla:

	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	Energía excedente en ventana para plan óptimo (MWh)
PLAN 1			Ex1
PLAN 2			Ex2

En cada celda se sigue la instalación del plan en la fila en que se encuentra pero se verifica el escenario de la columna, el número corresponde al costo total.

Posteriormente se calcula en caso de haber, los excedentes que genera un plan de decisión. El arrepentimiento final se observa en el cuadro a continuación:

	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	MIN-MAX (MUSD)	Diferencia energía vertida (MWh)
PLAN 1	0	a	a	Ex1-Ex2
PLAN 2	b	0	b	

Las celdas en la diagonal con valor cero no representan arrepentimiento ya que la realidad verificó lo esperado. Fuera de la diagonal aparece lo que se ha pagado de más en el caso de que se verifica el escenario que no se esperaba:

- a) Costo total del Escenario 2 con el Plan de decisión 1 menos el costo total del Escenario 2 con el Plan de decisión 2.
- b) Costo total del Escenario 1 con el Plan de decisión 2 menos el costo total del Escenario 1 con el Plan de decisión 1.

En la columna MIN-MAX se coloca lo máximo que se pierde por seguir un plan de decisión. De esta columna se escoge el mínimo de los máximos arrepentimientos para seleccionar de forma primaria cuál plan convendría realizar. Cabe aclarar que, en la realidad, al no verificarse un escenario no se quedará atado a un plan de expansión como se supone en este trabajo sino que se replanificará y se cambiará de plan de expansión inmediatamente. Luego, el arrepentimiento real siempre será menor que este arrepentimiento máximo.

Por otro lado, se analizará para cada plan de decisión la energía excedentaria en la ventana entre el inicio de expansión de un plan y el inicio del otro (Ex1 y Ex2 de la primer tabla respectivamente). Una vez realizado esto, se verá la diferencia en excedentes (Ex1 – Ex2) entre los planes y cuanto debería pagarse el MWh excedente para compensarla. Esto responde a que, si se tienen excedentes y se pueden colocar a un precio superior al calculado, es conveniente escoger el plan de más excedentes aunque a priori genera más costo.

La energía excedentaria se extrae de los resultados del SimRes3 en “hoja_pEXP”.

El precio de venta de la energía excedentaria que iguala los costos entre los planes de decisión se calcula como $|a-b|/|Ex1-Ex2|$.

PLANTILLA DE SimRes3

En la pestaña de ***índices***, se obtienen las potencias medias (P) inyectadas al nodo para cada uno de los actores y en el caso de la demanda también la demandada al nodo (PD). Se extrae el costo del paso directo, que no corresponde a ningún actor y el costo marginal ubicado por el nodo al que se conectan todos los actores.

Por último se extraen los gradientes de inversión de las tecnologías de expansión.

En la pestaña ***variables crónicas*** se define:

- pEOL: la potencia eólica, a la que se asigna el promedio de potencia de todos los actores eólicos de la sala.
- pSOL: la potencia solar fotovoltaica, a la que se asigna el promedio de potencia de todos los actores solares de la sala.
- pFOGO: la potencia térmica, a la que se asigna el promedio de potencia de todos los actores térmicos de la sala, turbinas, motores, ciclo combinado, etc.
- pBIO: la potencia de biomasa, a la que se asigna el promedio de potencia de los actores de biomasa que ya existen en la matriz más UPM2.
- pHIDRO: la potencia hidráulica, a la que se asigna el promedio de potencia de las represas hidroeléctricas de la matriz.
- pDEM: la potencia promedio demandada por el nodo.
- pEXP: la potencia exportada, a la que se asigna el promedio de potencia que podría exportarse hacia Argentina (ExpAg) u otro país (Sumidero).
- pFALLA: la potencia de falla, a la que se asigna el promedio de potencia de falla obtenido como la suma de la potencia de demanda P y PD.
- pEOL_exp_i: ídem que pEOL pero para la tecnología de expansión i, que puede ser 40 o 50.
- pSOL_exp_i: ídem que pSOL pero para la tecnología de expansión i, que puede ser 40 o 50.

- pEOL_exp: para el escenario 2, agrupa las potencias de las tecnologías eólicas de expansión.
- pSOL_exp: para el escenario 2, agrupa las potencias de las tecnologías solares de expansión.
- pEOL_anual: se define para poder acumular en el año lo obtenido en pEOL.
- pSOL_anual: se define para poder acumular en el año lo obtenido en pSOL.
- pDEM_anual: se define para poder acumular en el año lo obtenido en pDEM.
- pDEM21_anual: se define para poder acumular en el año lo obtenido en pDEM pero considerando un crecimiento de 2,1% anual, siendo que la sala considera 1.8% anual.
- cmg: costo marginal publicado por el nodo con frecuencia semanal.
- cmg_anual: acumulación en el año de cmg.
- cdp: costo del paso.
- cdp_anual: costo del paso acumulado en el año.
- Grad_Inv_i: gradiente de inversión para las tecnologías de expansión i, que puede ser Eol40, Eol50, SPV40, SPV50.
- Grad_Inv_i_acum: gradiente de inversión para las tecnologías de expansión acumulado.

En **operaciones crónicas** se utiliza promedio ponderado con duración de poste (promedioPonderadoConDurpos_m) para cargar las variables crónicas de potencia (pEOL, pSOL, pFOGO, pBIO, pHIDRO, pEXP, pDEM, pEOL_exp_i, pSOL_exp_i, pFALLA, pEOL_exp, pSOL_exp). Para los costos marginales se utiliza promedio ponderado por duración del poste (promedioPonderadoPorDurpos) y para el costo de paso y los gradientes de inversión se utiliza la operación suma.

En **post operaciones**, cuando se requiere una variable anual se utiliza cambio de paso de tiempo con “horasPasoNuevo=8760” y la opción promedio para el caso de potencias y cmg, o la opción suma para el caso de cdp. En el cdp se utiliza además cronVarPorReal para pasar a MUSD. Para obtener la demanda al 2,1% se utiliza la operación aplicarActualizador de pDEM_anual, con actualizador 1.021/1.018.

Para los gradientes de inversión se utiliza acumularCronVar.

En **impresión de variables crónicas** se obtiene el gráfico de **generación por fuente (GPF)** utilizando CompararValoresMultiplesCronVar comparando los promedios con áreas apiladas para todas las potencias (pBIO, pFOGO, pHIDRO, pEOL, pSOL, pEXP, pFALLA) y dispersión para la demanda pDEM. El gráfico de **Expansión por fuente** se obtiene de forma análoga al anterior con gráficos de áreas apiladas pero únicamente con las tecnologías de expansión (pEOL_exp_i, pSOL_exp_i). El gráfico de **Potencias medias anuales** se obtiene también utilizando CompararValoresMultiplesCronVar pero utilizando gráficos de dispersión para las variables crónicas pEOL_anual, pSOL_anual, pDEM_anual y pDEM21_anual. Esta última variable crónica se grafica para tener una idea de cuánto la expansión se anticiparía caso se verifique un crecimiento de la demanda anual de 2,1% en lugar de 1,8%. El gráfico **Comparación de potencias** se obtiene también de forma análoga a los anteriores pero utilizando las variables crónicas acumuladas de las tecnologías de expansión pEOL_exp, p_SOL_exp y además la de exportación pEXP y de demanda pDEM.

Se grafica el **cmg** semanal y anual realizando histogramas pre-ordenados donde se analiza el cmg con probabilidades de excedencia de 10%, 20%, 80% y 90%. De forma análoga

se grafica la **potencia vertida** o exportada pEXP (esta última con probabilidades de excedencia del 20% y 80%). Los **acumulados de los gradientes de inversión de las tecnologías de expansión** se construyen, a su vez, con histogramas en donde se imprimen las probabilidades de excedencia en un 20% y un 80%.

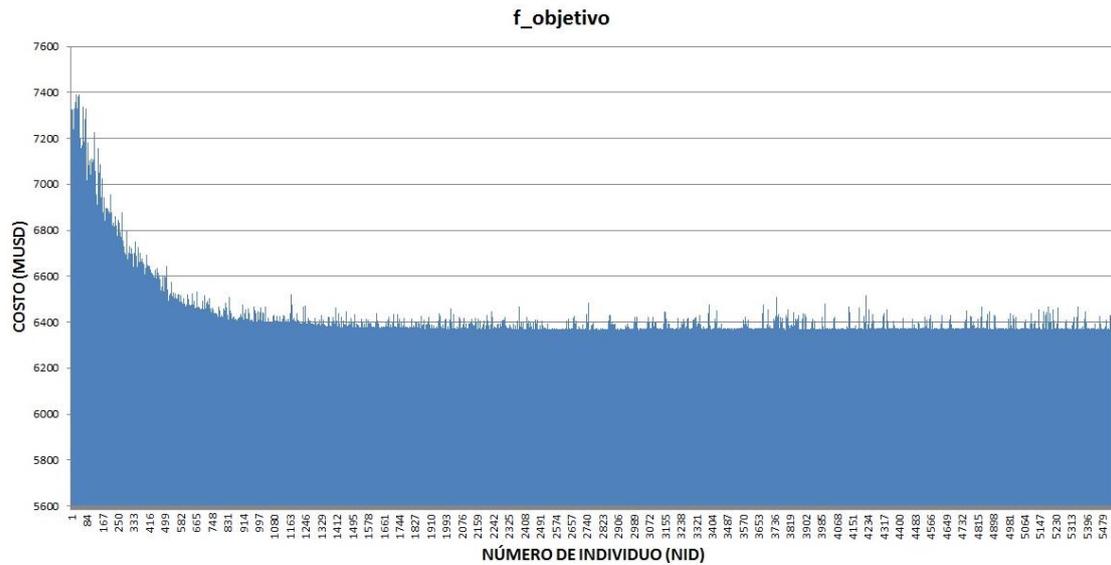
CAMBIO DE SEMILLAS

Por último se harán corridas adicionales con las semillas 1031, 2031, 3031, 4031 para analizar qué tan precisa es la herramienta. Probadas 100 crónicas para la semilla 31, se escogen 100 crónicas diferentes en semilla 1031, 2031 y así sucesivamente para verificar la variación en el costo total del plan óptimo seleccionado en función del escenario.

4 Resultados del estudio.

PLAN ÓPTIMO ESCENARIO 1

De la consulta extraída de Oddface se obtiene el siguiente gráfico. Los individuos se encuentran ordenados por NID de forma creciente.

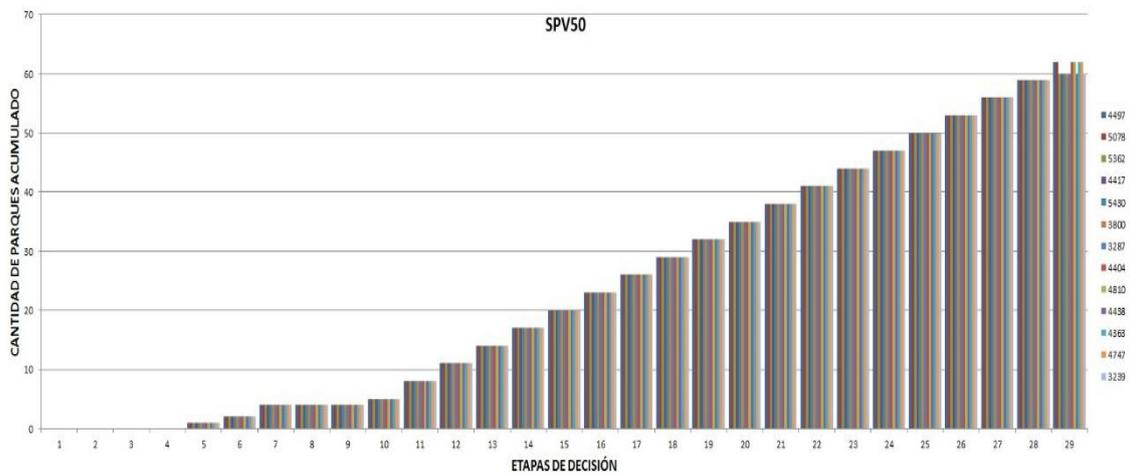
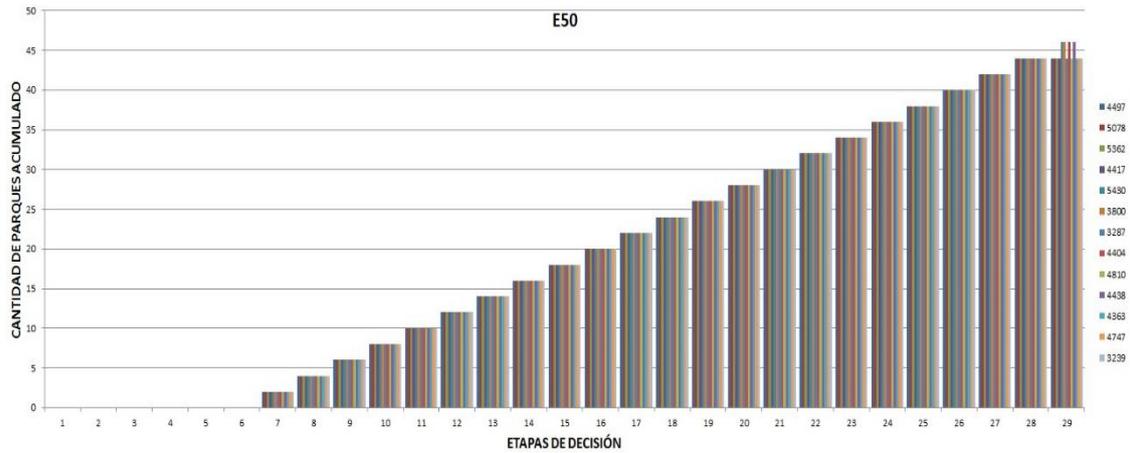


Se observa que a medida que aumenta la cantidad de individuos el costo del plan disminuye hasta estabilizarse.

Se identifican en la consulta los mejores individuos en función de la cantidad de evaluaciones, es decir, se analizan cuáles son los individuos de menor costo para un número de evaluaciones dado. Los seleccionados se incluyen en la siguiente tabla:

Nid	f_objetivo	cnt_evaluaciones	% por encima del mejor NID
4497	6292,6742	3	
5078	6301,36284	2	0,14
5362	6322,80587	5	0,48
4417	6344,0933	8	0,82
5430	6348,10039	9	0,88
3800	6367,25058	1	1,19
3287	6368,80178	14	1,21
4404	6370,02763	15	1,23
4810	6371,79238	6	1,26
4438	6372,22686	4	1,26
4363	6372,84303	16	1,27
4747	6373,18182	7	1,28
3239	6375,87446	10	1,32

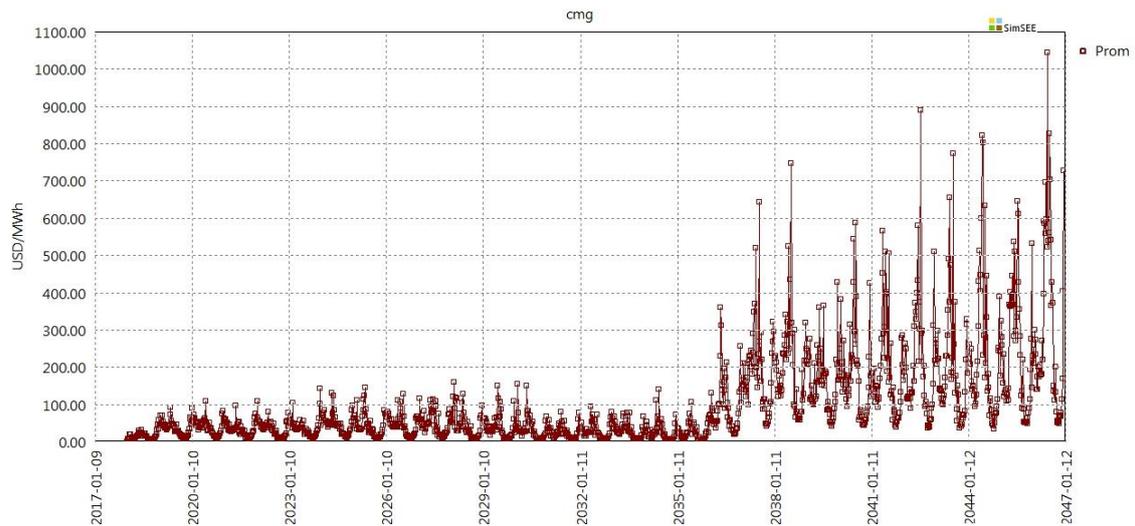
El elegido es el de menor costo, de nid 4497. Si bien existen planes con más evaluaciones y que se supondrían más robustos, la instalación de parques acumulada demuestra que la expansión es prácticamente idéntica a la elegida. En las siguientes gráficas se observa la expansión de los mejores planes:



Como se puede apreciar, no hay variación significativa en los planes de expansión para los individuos seleccionados anteriormente (todos empiezan a instalar en el mismo año e instalan la misma cantidad de parques por etapa con excepción de la última). Por esta razón ratificamos la elección del nid 4497.

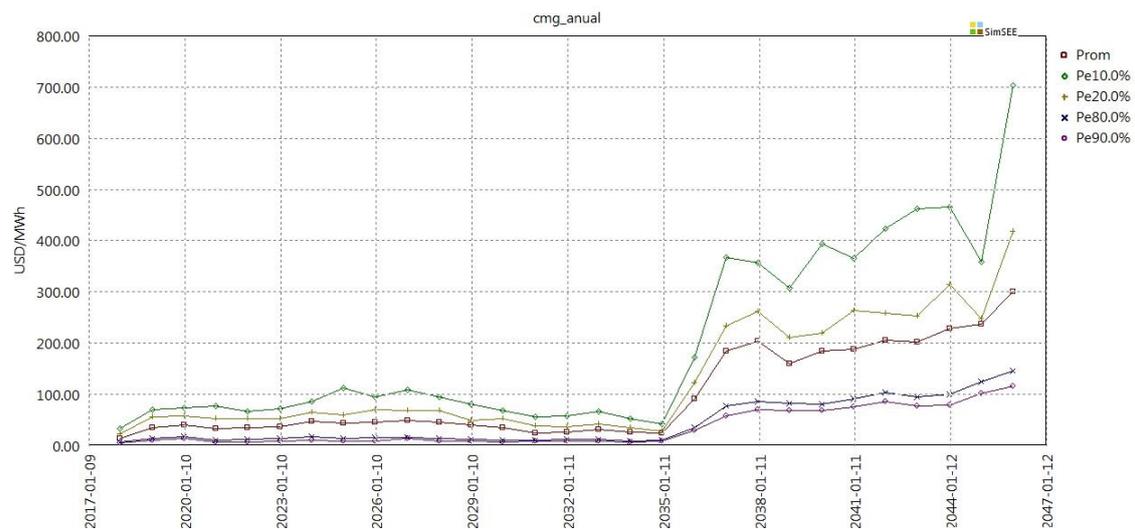
Se descarga y simula el individuo elegido obteniendo los siguientes resultados:

COSTO MARGINAL SEMANAL



El gráfico muestra el costo marginal promedio semanal (costo promedio del último MWh suministrado a la demanda), donde se observan los cambios estacionales (descenso del costo marginal en primavera).

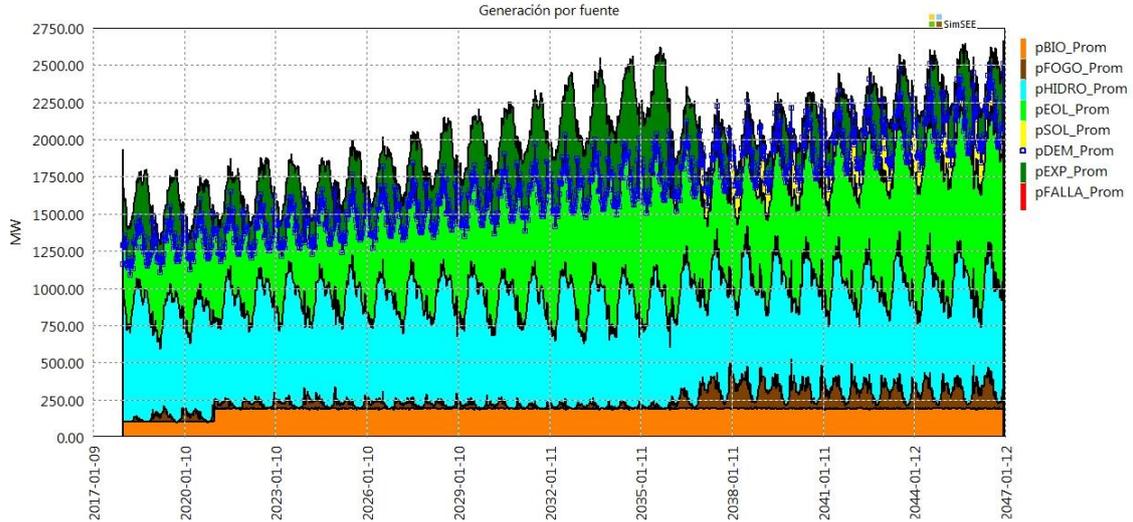
COSTO MARGINAL ANUAL



Se observa que el costo marginal hasta el 2035 se mantiene relativamente estable rondando los 50 USD/MWh. En el 2036 se produce la primera baja de los parques eólicos y solares fotovoltaicos instalados previos al 2018. Dado que existe un número máximo de parques permitidos para instalar por etapa, las expansiones del plan no son suficientes

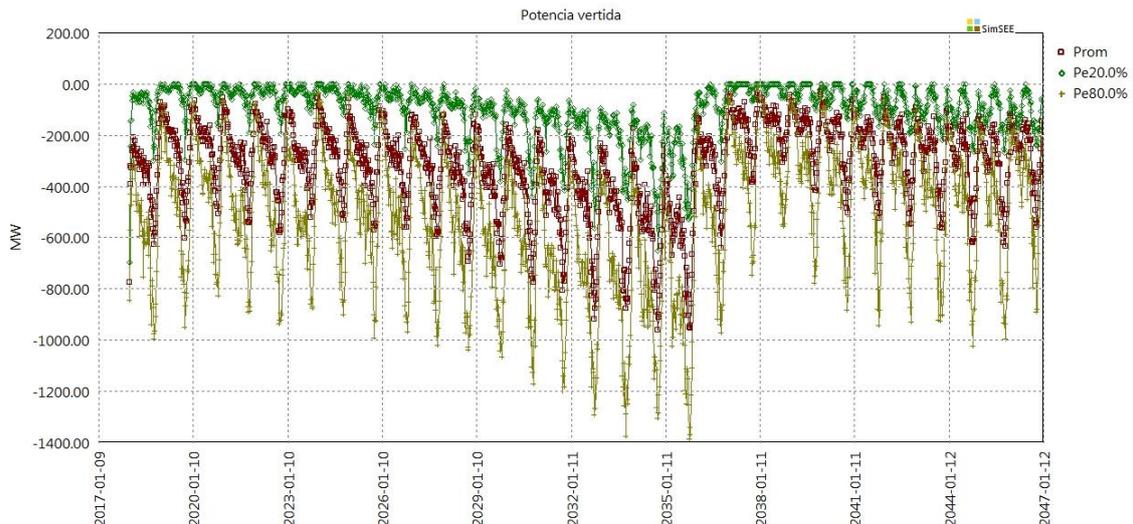
por lo que la demanda se abastece utilizando otras tecnologías más caras (térmicas e hidráulicas básicamente) y el costo marginal aumenta. Esto se refleja en el siguiente gráfico de GPF.

GENERACIÓN POR FUENTE - GPF



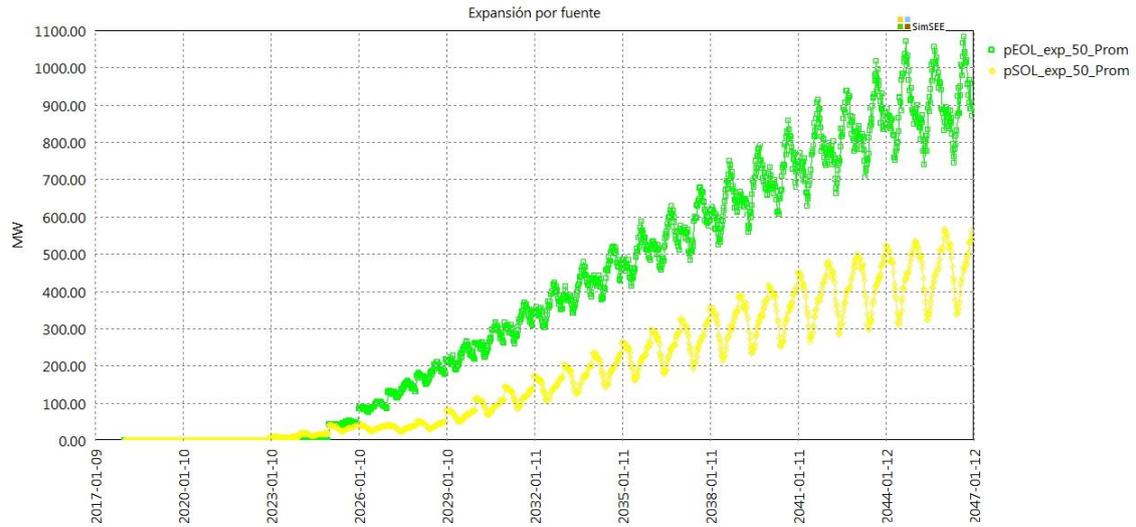
Correspondiéndose con el gráfico de costo marginal anual, se nota cómo la potencia de exportación disminuye desde el 2036. A partir de ese año, la potencia generada de solar fotovoltaica se hace apreciable (de 2% promedio en el inicio a 20% al final del periodo simulado), complementa hidráulica (de 40% promedio en el inicio a 25% al final del periodo simulado) y alguna máquina térmica (de 2% promedio en el inicio a 8% al final del periodo simulado).

POTENCIA VERTIDA- POTENCIA EXCEDENTARIA

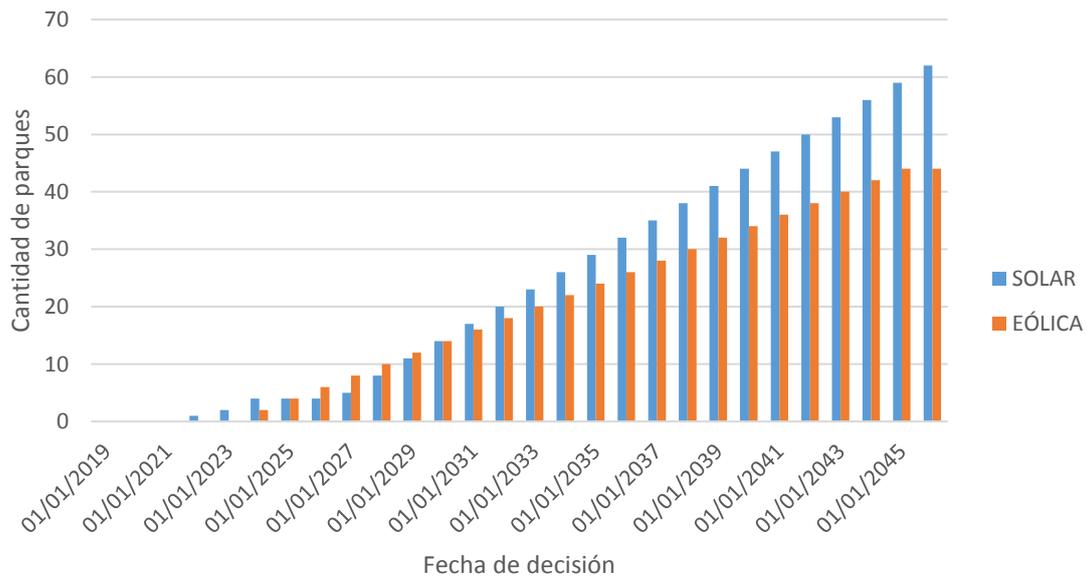


El cambio más notorio se observa en el año de salida de los parques solares y eólicos anteriores al 2018, pasando de un promedio de 400 MW a 200 MW al final del periodo, aun con la falta de estos parques sigue existiendo vertido.

EXPANSIÓN POR FUENTE



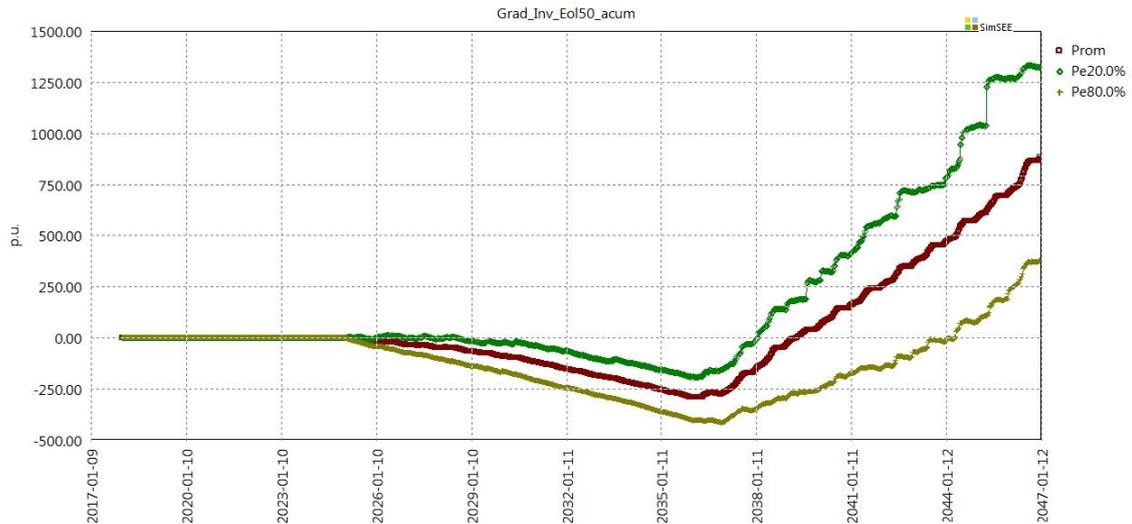
PLAN DE EXPANSIÓN



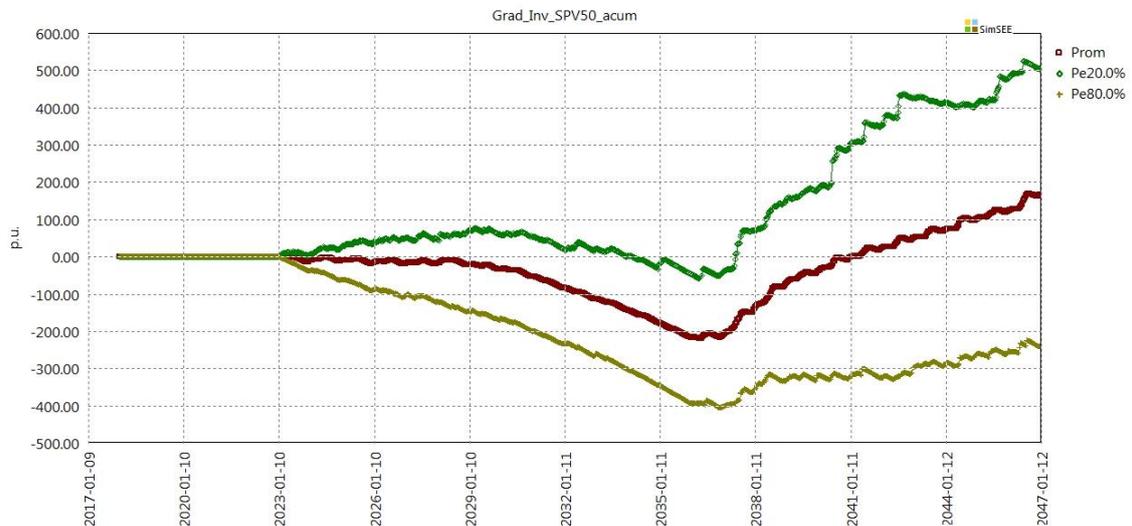
En el gráfico se observa la evolución de la expansión y cómo la instalación de parques solares fotovoltaicos inicia antes que los eólicos, así como también, el número de total de parques al final del periodo es claramente superior en el caso solar.

GRADIENTES DE INVERSIÓN ACUMULADO

A continuación se analizan los gradientes de inversión para las tecnologías de expansión acumulado.



En caso de la energía eólica, la aparición de los parques solares desplazan del equilibrio a la inversión, lo cual se comienza a notar en 2026, pero luego de la caída en 2036 de los parques instalados previo al 2018, nuevamente se vuelve una buena opción y con mayor margen de ganancia.

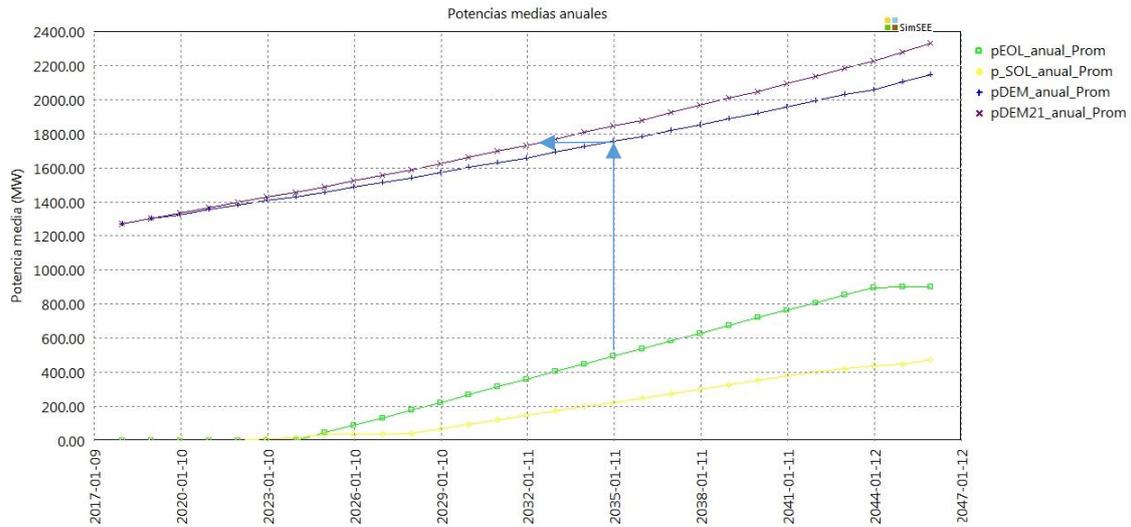


El caso de solar fotovoltaica es similar al anterior, el equilibrio de inversiones se prolonga más en el tiempo pero decae posterior al 2029, revirtiendo la tendencia en 2036 al igual que la eólica.

POTENCIAS MEDIAS ANUALES

Respecto al crecimiento de la demanda se hace constar que en la sala utilizada, la misma corresponde a las previsiones de 2017 y aumenta 1,8% anual. Las previsiones de 2018

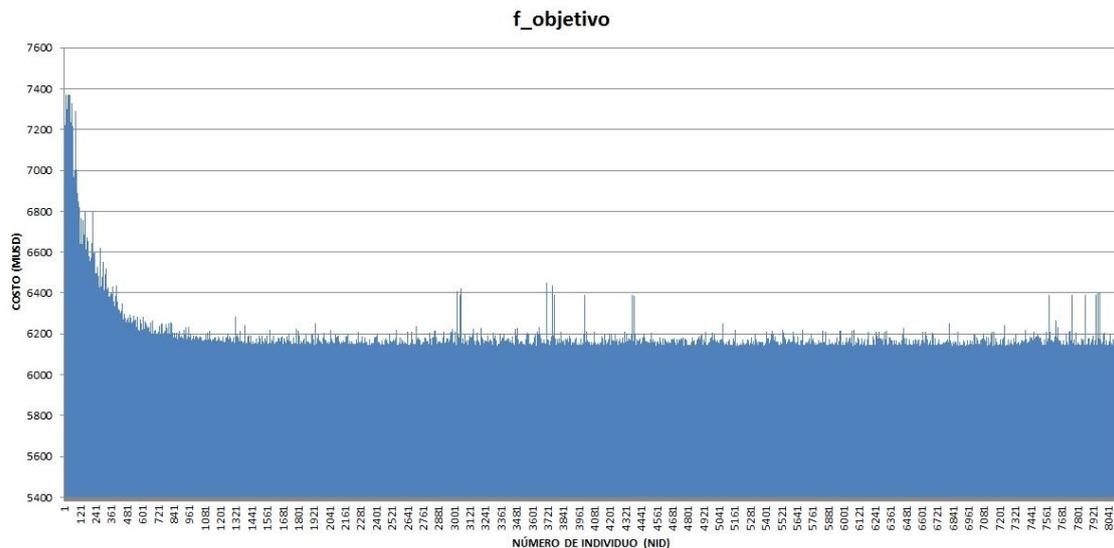
indican un crecimiento de la demanda de 2.1% anual. Para observar qué sucede con los planes si se diera este cambio en la potencia demandada, se presenta el siguiente gráfico:



Por tomar un ejemplo, si en 2035 se notara que la tendencia en la demanda cambió, y se tiene la curva morada en lugar de la curva azul, las inversiones deberán adelantarse dos años aproximadamente, es decir, para el 2033 deben haber instalados 500 MW de eólica y 220 MW solares.

PLAN ÓPTIMO ESCENARIO 2

De la consulta extraída de Oddface se obtiene el siguiente gráfico. Los individuos se encuentran ordenados por NID de forma creciente.

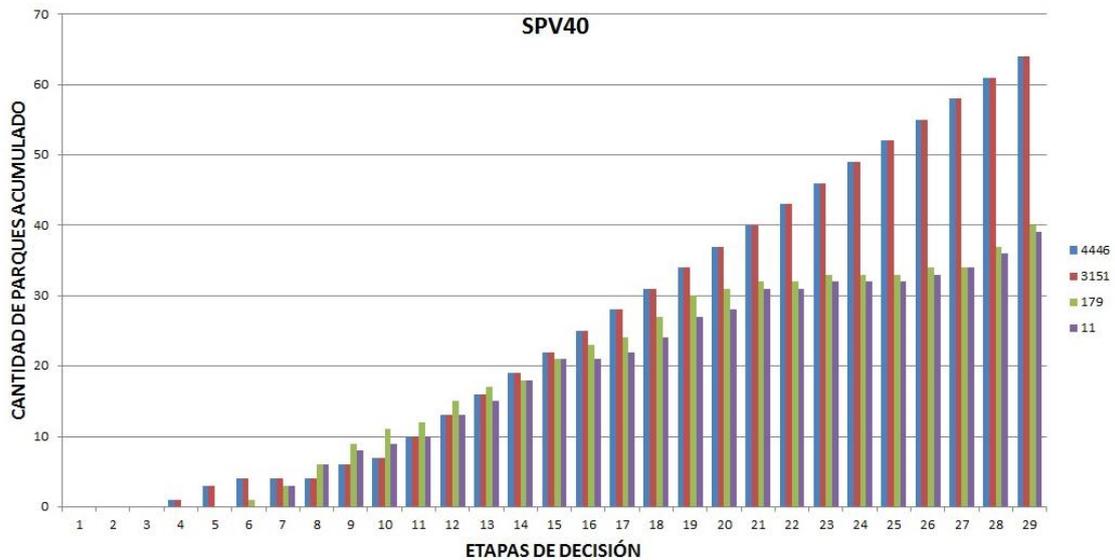
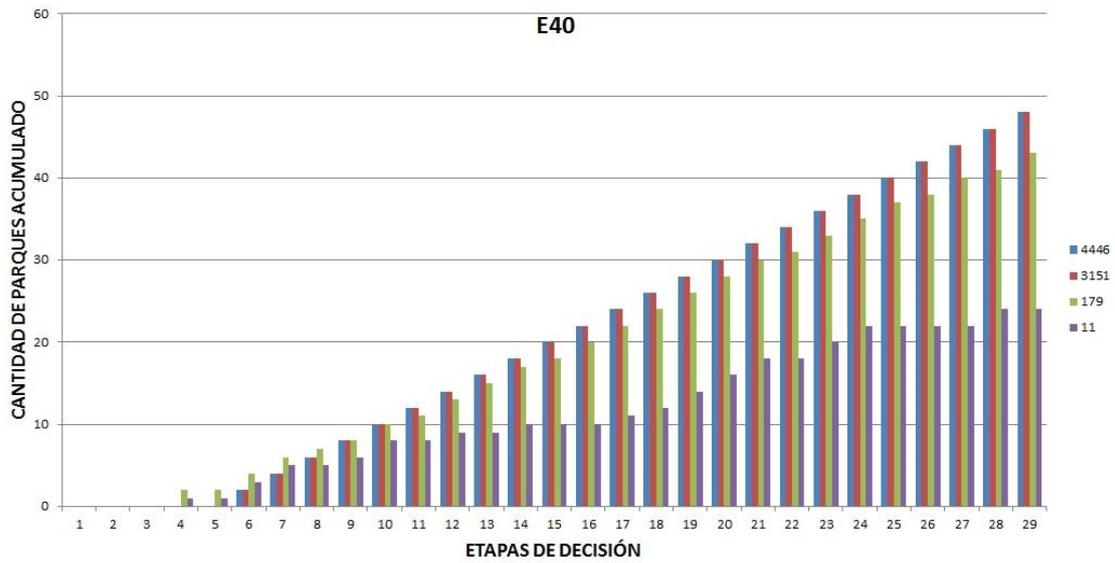


Se observa la misma tendencia en la estabilización que en el escenario 1.

Se identifican en la consulta los mejores individuos en función de la cantidad de evaluaciones, los seleccionados se incluyen en la siguiente tabla:

nid	f_objetivo	cnt_evaluaciones	% por encima del mejor NID
4446	6142,25824	1	
3151	6143,87126	2	0,02
179	6427,00718	3	4,635
11	7367,66316	5	19,95

En las siguientes gráficas se observa la expansión de los mejores planes y la similitud entre sí:

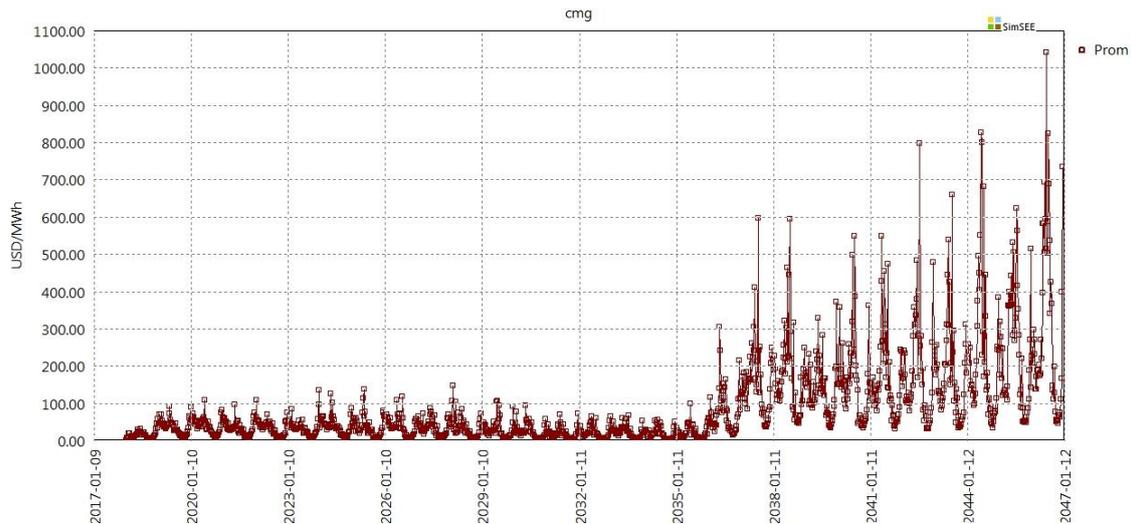


Los dos planes de menor costo tienen expansiones idénticas, como el individuo 3151 tiene dos evaluaciones, es el que se escoge. Los otros dos planes se descartan por tener costo total de más del 5% aprox. del plan de menor costo.

Respecto a las tecnologías de valor 50 USD/MWh, si bien se permitía instalar parques entre 2019 y 2020 a este precio, la decisión de instalarlos aparece el 31/12/2020 y la construcción tarda 6 meses, por lo que cuando el individuo es descargado, no aparecen fichas de instalación para estas tecnologías.

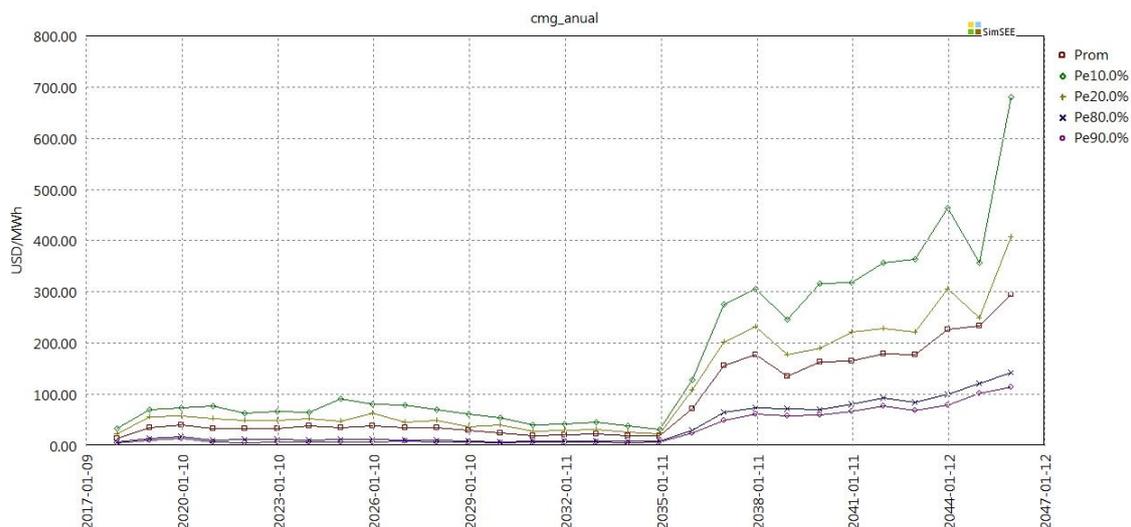
Posteriormente a la evaluación, se descarga y simula el individuo elegido obteniendo los siguientes resultados:

COSTO MARGINAL SEMANAL



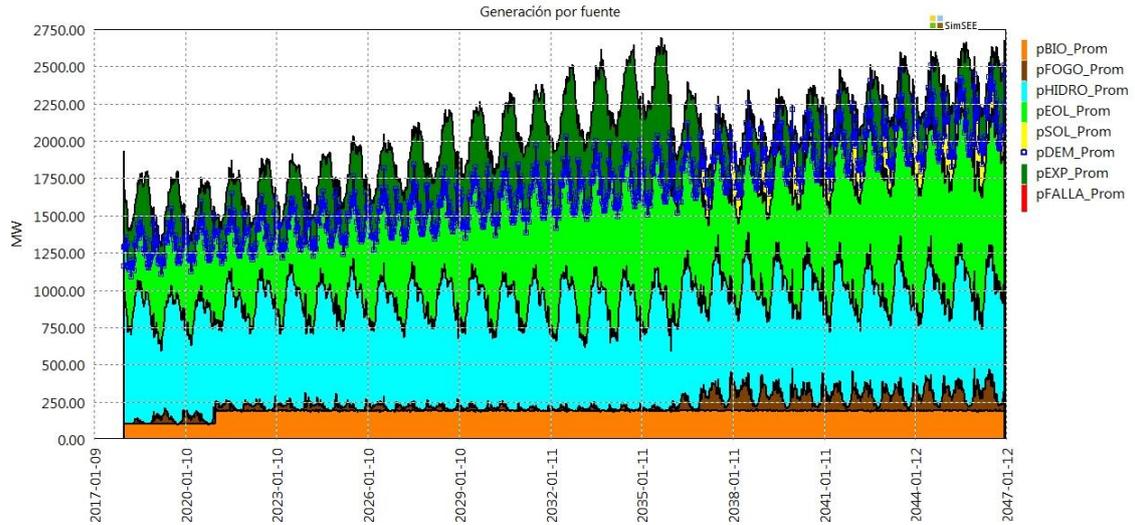
El gráfico muestra el costo marginal promedio semanal. La tendencia es similar al escenario 1.

COSTO MARGINAL ANUAL



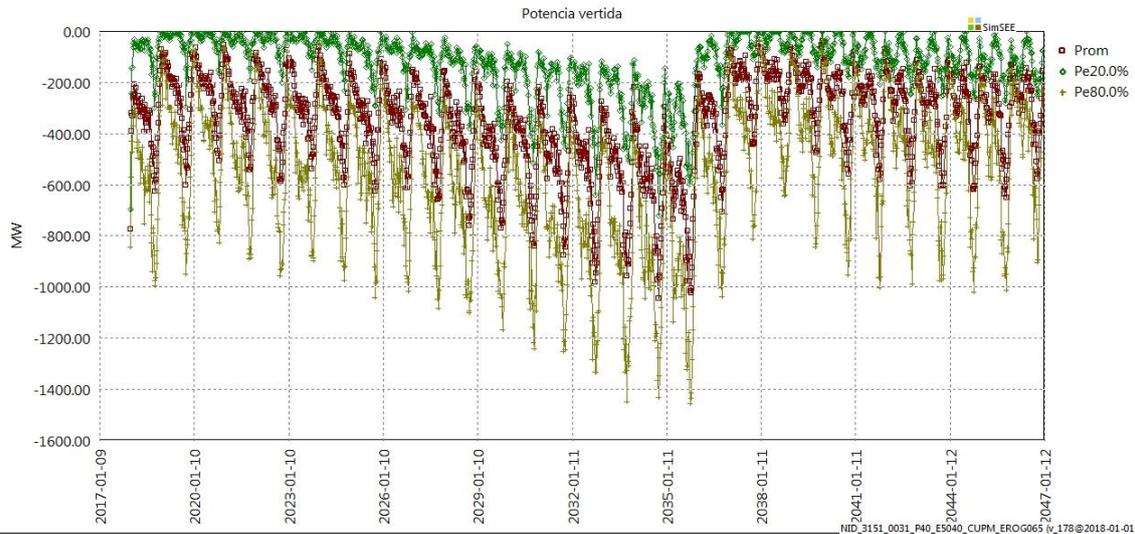
Se observa que el costo marginal hasta el 2035 se mantiene relativamente estable por debajo de 50 USD/MWh, lo cual se esperaba de antemano, ya que la tecnología aquí tiene menor costo que en el escenario 1. Luego de 2036 el cmg se dispara por las mismas razones que en el escenario 1.

GENERACIÓN POR FUENTE - GPF



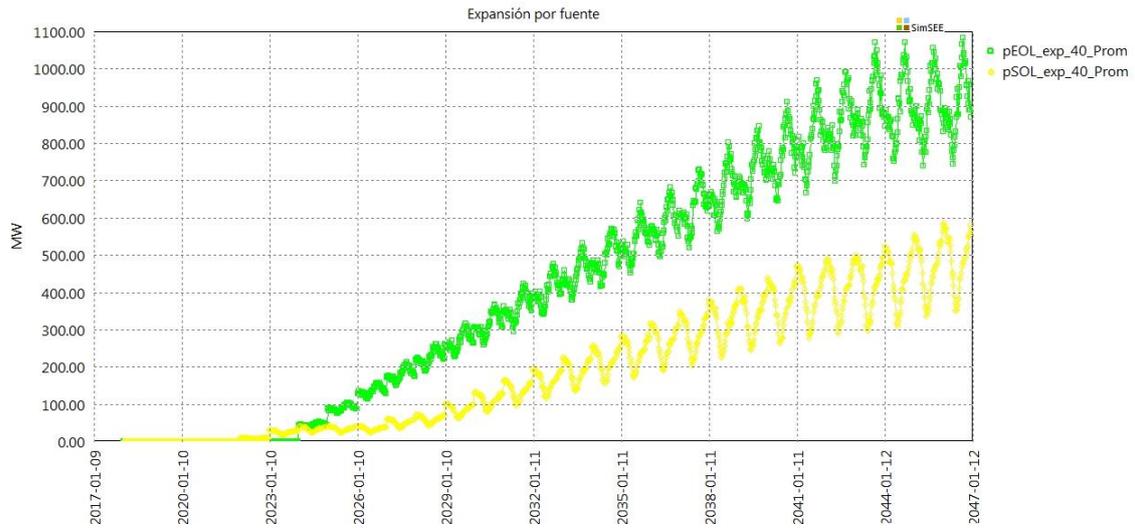
Correspondiéndose con el gráfico de costo marginal anual, y al igual que en el escenario 1, se observa la caída en las exportaciones posterior a la baja de las unidades eólicas y solares instaladas antes del 2018.

POTENCIA VERTIDA - POTENCIA EXCEDENTARIA

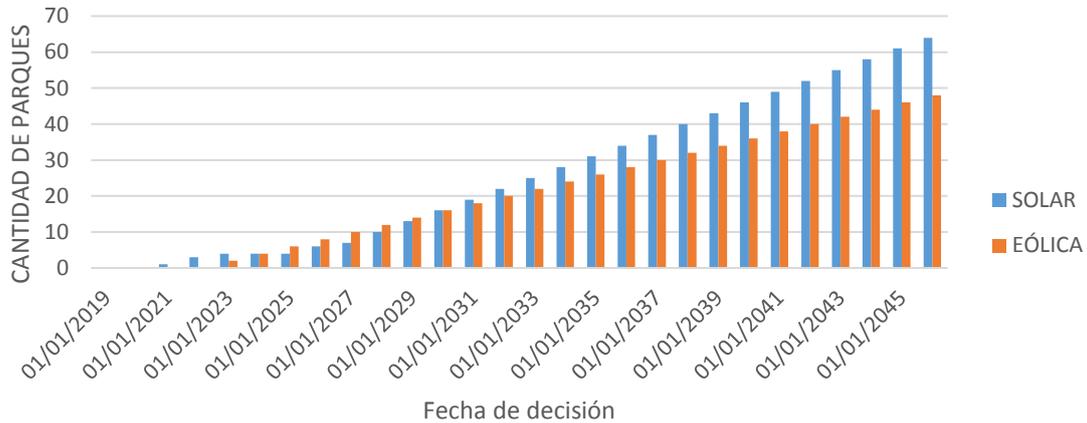


La tendencia en la potencia vertida se asemeja a la anterior, pero la supera en valor absoluto ya que en este escenario la instalación se adelanta respecto al 1, y los excedentes crecen para el mismo periodo considerado.

EXPANSIÓN POR FUENTE



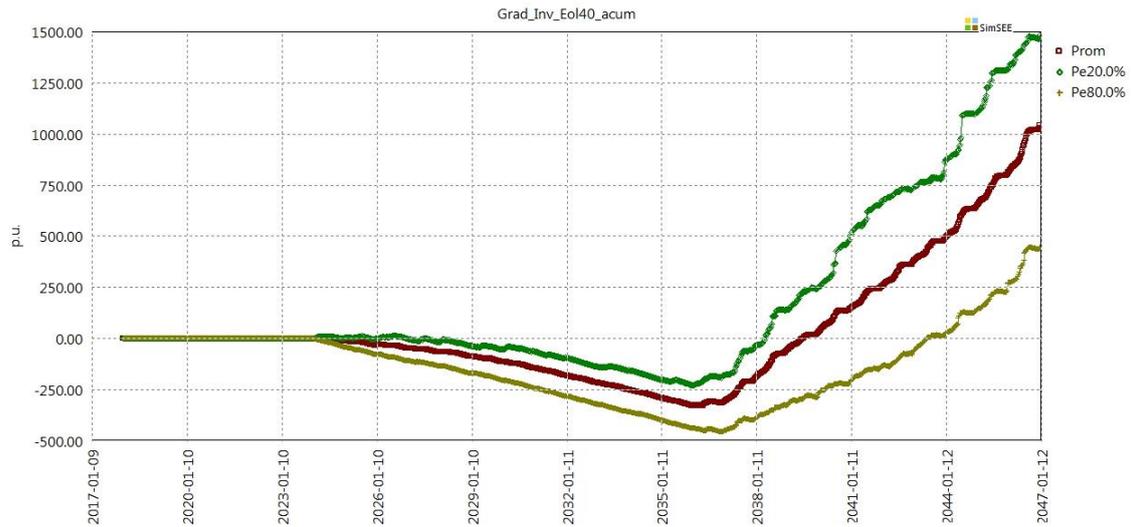
Plan de expansión



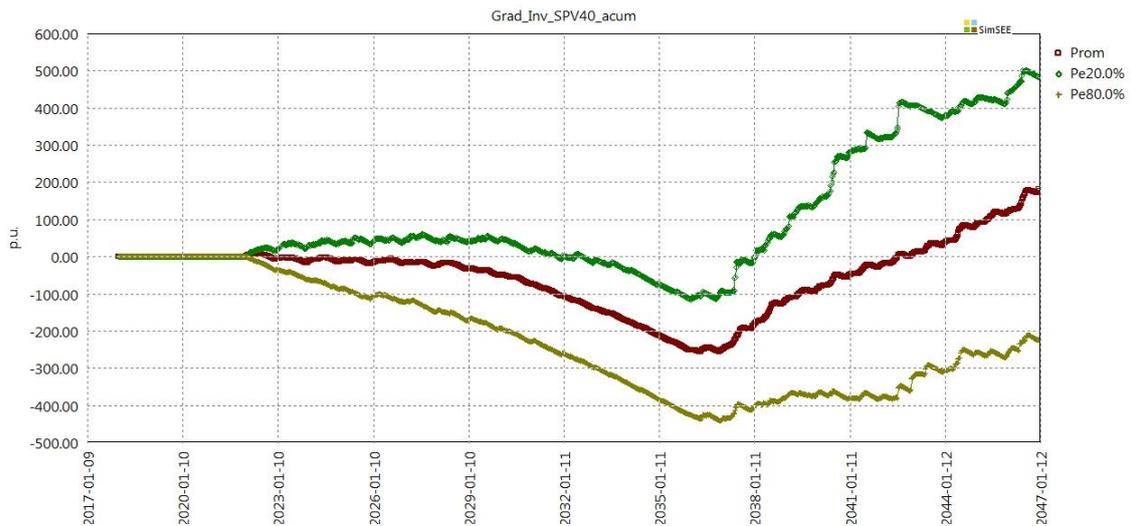
En el gráfico se observa la evolución de la expansión, en comparación con el escenario 1, al final del periodo se instalaron más parques dado que el precio era inferior.

GRADIENTES DE INVERSIÓN ACUMULADOS

A continuación se analizan los gradientes de inversión para las tecnologías de expansión acumulado.



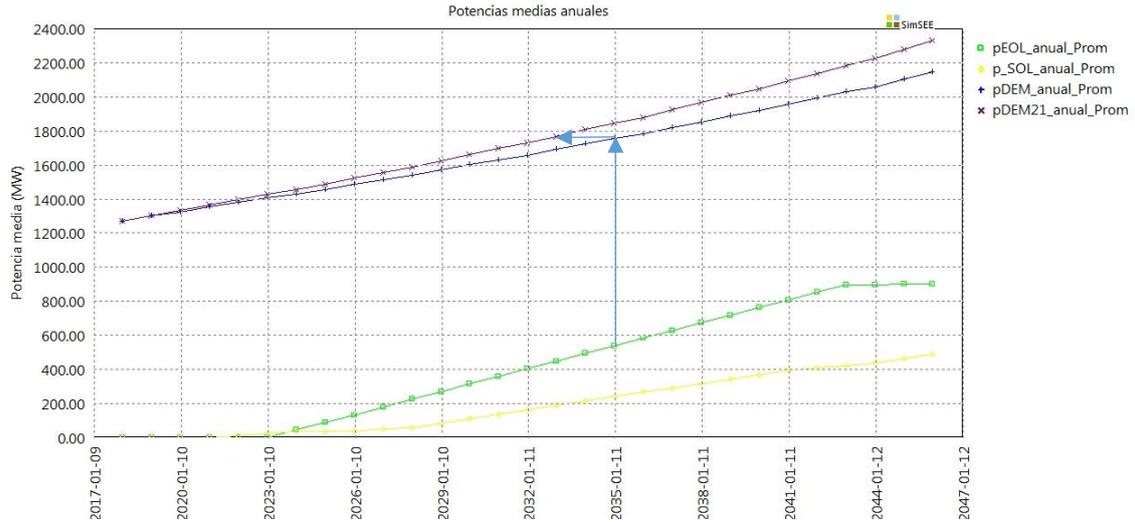
En caso de la energía eólica, la aparición de los parques solares desplazan del equilibrio a la inversión, lo cual se comienza a notar a mediados del 2024, cuando en el escenario 1 se notaba en 2026. La caída en 2036 de los parques instalados previo a 2018, tiene el mismo efecto en el desplazamiento del equilibrio que en el escenario 1.



El caso de solar fotovoltaica es similar al anterior, el equilibrio de inversiones se prolonga más en el tiempo pero decae posterior al 2029, revirtiendo la tendencia en 2036 al igual que la eólica.

POTENCIAS MEDIAS ANUALES

Se presenta el siguiente gráfico donde se observa qué sucede con los planes si se diera el cambio en la energía demandada de 1.8% a 2.1% anual:



Tomando el mismo ejemplo, si en 2035 se notara que la tendencia en la demanda cambió, y se tiene la curva morada en lugar de la curva azul, las inversiones deberán adelantarse dos años aproximadamente, es decir, para el 2033 deben haber instalados algo más de 500 MW de eólica y del orden de 220 MW solares.

COSTOS TOTALES (suma del cdp actualizado) EN MILLONES DE DÓLARES SEGÚN PLAN DE DECISIÓN Y ESCENARIOS

En la tabla a continuación se muestran los costos totales de los planes, dependiendo del plan, el escenario y la semilla aleatoria elegida. La energía excedente se observa para la ventana de tiempo entre 2022 y 2023, que corresponde a la diferencia entre el comienzo de instalación de un plan y otro. Se calcula la potencia media semanal vertida, se suma en la ventana de tiempo, y se multiplica por 168 horas para obtener la energía excedentaria de la ventana por plan de decisión. Los resultados se incluyen a continuación:

SEMILLA 31			
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	Energía excedente en ventana para plan óptimo (MWh)
PLAN 1	6.367,4	6.155,5	2.396.360,38
PLAN 2	6.381,6	6.142,28	2.455.057,91
SEMILLA 1031			
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	Energía excedente en ventana para plan óptimo (MWh)
PLAN 1	6.397,44	6.185,39	2.276.196,32
PLAN 2	6.407,02	6.167,54	2.331.709,58
SEMILLA 2031			
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	Energía excedente en ventana para plan óptimo (MWh)
PLAN 1	6.417,71	6.205,78	2.349.077,19
PLAN 2	6.428,56	6.189,2	2.401.389,92
SEMILLA 3031			
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	Energía excedente en ventana para plan óptimo (MWh)
PLAN 1	6.380,32	6.168,42	2.658.408,13
PLAN 2	6.389,27	6.149,97	2.716.373,52
SEMILLA 4031			
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	Energía excedente en ventana para plan óptimo (MWh)
PLAN 1	6.370,79	6.158,8	2.345.271,54
PLAN 2	6.379,65	6.140,22	2.403.355,05

ARREPENTIMIENTO MEDIANTE CRITERIO DE DECISIÓN MIN-MÁX

SEMILLA 31				
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	MIN-MAX (MUSD)	Diferencia energía vertida (MWh)
PLAN 1	0	13,22	13,22	0
PLAN 2	14,2	0		58.697
SEMILLA 1031				
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	MIN-MAX (MUSD)	Diferencia energía vertida (MWh)
PLAN 1	0	17,85		-
PLAN 2	9,58	0	9,58	0
SEMILLA 2031				
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	MIN-MAX (MUSD)	Diferencia energía vertida (MWh)
PLAN 1	0	16,58		-
PLAN 2	10,85	0	10,85	0
SEMILLA 3031				
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	MIN-MAX (MUSD)	Diferencia energía vertida (MWh)
PLAN 1	0	18,45		-
PLAN 2	8,95	0	8,95	0
SEMILLA 4031				
	ESCENARIO 1 (MUSD)	ESCENARIO 2 (MUSD)	MIN-MAX (MUSD)	Diferencia energía vertida (MWh)
PLAN 1	0	18,58		-
PLAN 2	8,86	0	8,86	0

Según criterio MIN-MAX, para la semilla 31 se decide por el plan 1, mientras que para las demás semillas se decide por el plan 2.

Una segunda evaluación para seleccionar el arrepentimiento se basa en el precio de venta de los excedentes. Dado que solo en el caso de la semilla 31 se selecciona el plan 1, se observa cual es el precio de venta de la energía vertida en el plan 2 (que no se vierte en el plan 1) para compensar la diferencia entre costos totales de los planes.

La energía excedente en el plan 1 en la ventana 2022-2023 asciende a 2.396.360 MWh, mientras que para el plan 2 corresponde a 2.455.058 MWh. La diferencia de energía vertida si se escogiera el plan 2 es de 58.697 MWh, y el costo extra por elegir el plan 2 (más caro) es 0,98 MUSD. Por tanto, la energía debería venderse a 16,7 USD/MWh para que sea igual optar por un plan u otro. Como este monto es muy bajo, es preferible escoger el plan más caro y contar con el excedente. Con esta segunda evaluación se obtiene que para todas las semillas, el plan elegido sea finalmente el plan 2.

Para el resto de las semillas no se realiza esta evaluación complementaria, ya que el plan elegido es directamente el plan que tiene más excedentes.

TEST DE PRECISIÓN

Para observar la precisión del programa se realiza la diferencia entre los costos totales cambiando la semilla aleatoria y se divide entre el costo total para la semilla 31. Por lo

tanto, en la tabla se observa los porcentajes de error respecto al costo total con semilla 31 del resto de las semillas.

% ERROR		
SEMILLA	1031	
	esc 1	esc 2
plan 1	0,47	0,49
plan 2	0,40	0,41
SEMILLA	2031	
	esc 1	esc 2
plan 1	0,79	0,82
plan 2	0,74	0,76
SEMILLA	3031	
	esc 1	esc 2
plan 1	0,20	0,21
plan 2	0,12	0,13
SEMILLA	4031	
	esc 1	esc 2
plan 1	0,05	0,05
plan 2	-0,03	-0,03

Si bien en ningún caso el error alcanza el 1%, el cambio en la semilla influyó en un caso el plan de decisión a seguir y en el arrepentimiento máximo estimado. Con estos resultados se puede concluir que, analizando con 100 crónicas, la herramienta obtiene cálculos precisos pero se alienta una segunda evaluación con la diferencia en excedentes.

5 Posibles futuros trabajos.

Se podría hacer un estudio más exacto del arrepentimiento suponiendo que reacciono al cambio de escenario replanificando y optando por cambiar de plan de decisión.

Además, se podría repetir el análisis del caso presentado utilizando 1000 crónicas para la generación de planes en OddFace y la simulación en SimSEE de forma de asegurar la precisión en la decisión final.