



Planificación de inversiones con y sin integración regional

Irene Fierro-Santiago Galarza- Camila Martínez

*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.

Contenido

1. Objetivo.....	2
2. Hipótesis de trabajo	2
3. Metodología	4
3.1. Creación de las Salas para cada escenario	4
3.1.1. Estado de las variables globales	5
3.1.2. Fuentes	5
3.1.3. Actores	5
3.2. Creación del problema en OddFace	8
3.3. Criterios de selección de planes óptimos de inversión.....	8
4. Resultados del estudio	9
4.1. Planes de expansión.....	9
4.1.1. Escenario 1: Sumidero.....	9
4.1.2. Escenario 2: Exp 30.....	14
4.1.3. Escenario 3: Mig 30	19
4.1.4. Conclusiones generales de los planes de expansión.....	24
4.2. Presentación de resultados ante otros escenarios	26
4.2.1. Expansión Sumidero	26
4.2.2. Expansión Exp 30.....	28
4.2.3. Expansión Mig 30	30
4.2.4. Observaciones generales	31
4.3. Análisis de arrepentimiento	32
5. Mejoras y posibles futuros trabajos.....	33
6. Referencias.....	34

1. Objetivo

El objetivo de este trabajo es encontrar los planes óptimos de inversiones para la expansión del sistema de generación de Uruguay, ante diferentes escenarios de integración regional, empleando el software libre SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica) y la aplicación Oddface 2.0 Urano (Optimización distribuida de funciones de alto costo de evaluación).

Para realizar el estudio se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Realizar optimizaciones individuales para cada escenario de integración planteado, encontrando el plan de expansión óptimo específico.
- Identificar las diferencias entre los tres planes de expansión.
- Estudiar las consecuencias del arrepentimiento de, ante un escenario, haber optado un plan y luego cambie el escenario.

2. Hipótesis de trabajo

Se analizaron 3 Escenarios posibles:

- Integración nula: sin importación ni exportación (**Sumidero**).
- Integración parcial: con exportación (**Exp_30**).
- Totalmente integrado: con exportación e importación (**Mig_30**).

- **Escenario 1-Integración nula (Sumidero).**

En este escenario se considera que no es posible importar o exportar energía y todos los excedentes son enviados al sumidero (costo nulo).

- **Escenario 2-Integración parcial (Exp_30).**

En este escenario se considera únicamente la **exportación hacia Brasil** a través de una interconexión de 500 MW con disponibilidad del 95% y TMR 360h (tiempo medio de reposición), sujeto a las siguientes restricciones:

$$\begin{cases} CMO3 \text{ Brasil} > Cmg \text{ UY} \\ y \\ Cmg \text{ UY} < 30 \text{ USD/MWh} \end{cases}$$

Siendo el costo CMO3 el costo marginal operativo correspondiente al patamar 3 de Brasil y CMg Uy el costo marginal de Uruguay

- **Escenario 3-Integración total (Mig_30).**

Para este escenario se considera la **exportación e importación con Brasil** a través de una interconexión de 500 MW con disponibilidad del 95% y TMR 360h (tiempo medio de reposición), sujeto a las siguientes restricciones:

Para la exportación:

$$\begin{cases} Cmg\ UY < CMO3\ Brasil \\ y \\ Cmg\ UY < 30\ USD/MWh \end{cases}$$

Para la importación:

$$\begin{cases} CMO3\ Brasil < Cmg\ UY \\ y \\ CMO3\ Brasil < 30\ USD/MWh \end{cases}$$

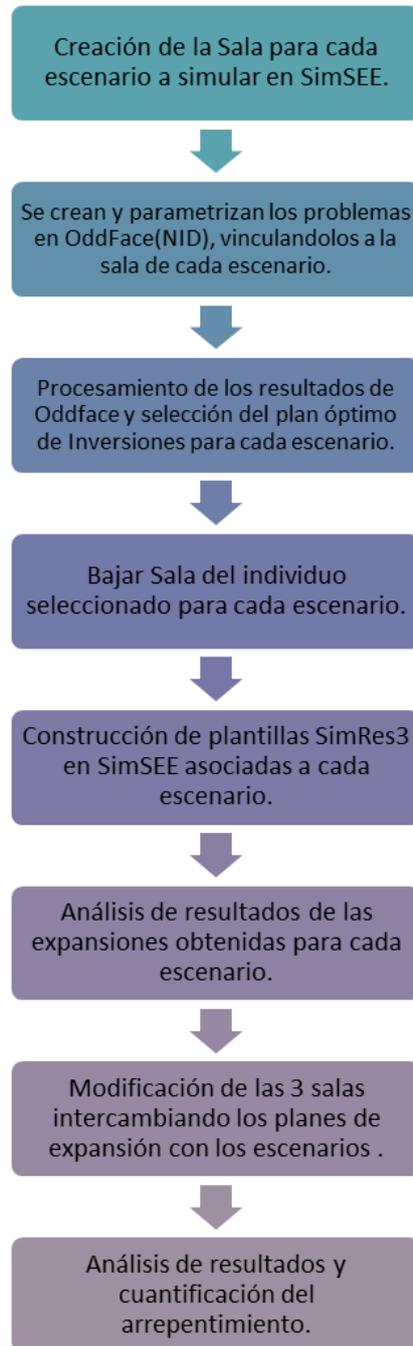
En la expansión de los tres escenarios se consideraron dos tecnologías posibles:

- Turbinas de ciclo abierto de 60 MW.
- Plantas solares fotovoltaicas de 50 MW.

Se tomó como sala de partida la correspondiente a la programación estacional Mayo-Octubre 2018: “Sala SimSEE PES paso semanal”, extraída de la página web de ADME. Esta sala se adaptó a los requerimientos del trabajo, ya que originalmente era de corto plazo.

3. Metodología

A continuación se presenta un diagrama sobre la metodología empleada con el objetivo de visualizar claramente el procedimiento realizado.



3.1. Creación de las Salas para cada escenario

Se utilizó la sala correspondiente a la programación estacional Mayo-Octubre 2018: “Sala SimSEE PES paso semanal”, adaptándola a los requerimientos del trabajo. Originalmente era de corto plazo y se la modificó para obtener una de largo plazo.

3.1.1. Estado de las variables globales

Para cada escenario se utilizó una sala semanal con un horizonte de optimización de 2018 a 2043 y uno de simulación de 2018 a 2042 en SimSEE V180, considerando cuatro postes con unidades de paso horarias de 5, 30, 91 y 42 horas para los postes 1,2,3 y 4 respectivamente.

3.1.2. Fuentes

Se utilizaron las siguientes fuentes:

- volatilidad_brent
- tendencia_brent
- iPetroleo
- uno
- ExpArg
- CERO
- PEoISol
- BPS50yCMO
- CMG1_BR*
- CMG3_BR*
- cmgbrp4*
- cmgbrp12*
- cmgbrp3*

3.1.3. Actores

3.1.3.1. Red Eléctrica

Se modela la red como una red uninodal con un nodo llamado "UY". Para este nodo se considera como máximo valor del precio spot 250 USD/MWh.

3.1.3.2. Demanda

Para modelar la demanda se utilizó el tipo de actor *Demanda generada a partir de un año base y vector de energías anuales*.

Se consideró como año base el año 2013 y el vector de energías anuales proyectadas se obtuvo del informe de ADME, *Garantía de Suministro 2018*, la cual refiere a la *PESTNov2017Abr2018* (Programación estacional noviembre 2017- abril 2018). Este informe pronostica hasta el año 2022 y luego considera un crecimiento constante anual de 2,14%. Dado que al momento de la realización de este estudio existía un nuevo informe de programación estacional con la demanda proyectada hasta el año 2023, se decidió utilizar esta información y considerar a partir de dicho momento un crecimiento anual de 2,14%. En la tabla a continuación se observan las energías anuales usadas.

* Usadas únicamente para los escenarios Exp_30 y Mig_30

Año	Demanda anual [GWh]
2013	10.315
2014	10.388
2015	10.513
2016	11.180
2017	10.784
2018	11.229
2019	11.495
2020	11.818
2021	12.081
2022	12.398
2023	12.728

Tabla 1

3.1.3.3. Costos de Falla

Los costos de falla (Energía no suministrada) considerados, son los correspondientes a los valores definidos según el decreto N° 105/013 del 2/Abril/2013 detallados a continuación según el escalón y la profundidad del mismo

Costo de Falla				
N° Escalón	1	2	3	4
Profundidad (p.u.)	0,02	0,05	0,075	0,855
Costo (USD/MWh)	167	600	2400	4000

Tabla 2

3.1.3.4. Generación

Parque hidráulico

Se modelan las cuatro usinas hidráulicas del sistema uruguayo actual. Por un lado se dispone de 3 represas sobre el Río Negro: Bonete, Baygorria y Palmar. Por el otro, se cuenta con el 50% de la represa de Salto Grande.

Parque hidráulico				
Central	Bonete	Baygorria	Salto Grande	Palmar
Unidades	4	3	7	3
Pot. máxima por unidad(MW)	38.8	36	135	111
Potencia Total(MW)	155.2	108	945	333

Tabla 3

Parque térmico

Parque Térmico					
Central	APR	CC540(Ciclo combinado)	CTR	Fo Motores	PTI
Unidades	2	2	2	8	6
Pot. máxima por unidad(MW)	22.6	180/266	111	10	48
Potencia Total(MW)	45.2	360/532	222	80	288
Observaciones de entrada o salida según el año (inclusive)		Hasta 2017/ Desde2018	Hasta 2024	Hasta 2024	

Tabla 4

Biomasa

Biomasa		
Central	BIO	UPM 2
Unidades	12	1
Pot. máxima por unidad(MW)	10	100
Potencia Total(MW)	120	100
Observaciones de entrada: año		2021

Tabla 5

Eólica

Eólica	
Año	Potencia Total(MW)
2018	1500

Tabla 6

Solar

Solar	
Año	Potencia Total(MW)
2017	229

Tabla 7

3.2. Creación del problema en OddFace

Se usó la herramienta PIG del módulo Oddface 2.0 Urano (Optimización distribuida de funciones de alto costo de evaluación), con el objetivo de encontrar la solución óptima al problema de Planificación de Inversión de Generación para los 3 escenarios.

OddFace es una plataforma que permite la búsqueda distribuida del óptimo de un problema de optimización usando como base la teoría de algoritmos genéticos. A partir de aplicación "Oddface_prepare" se crean los problemas, especificando sus parámetros de ejecución y suministrándole un NID (número identificador) a cada uno.

Los casos de estudio se parametrizaron restringiendo la decisión de inversión a instalar una o ambas tecnologías (solar o turbinas de gas) en etapas anuales durante 20 años, considerando como fecha de inicio el año 2020.

Se subió la sala correspondiente a cada escenario asignándoles los siguientes números identificadores únicos (NID):

- NID 169: Sumidero (Escenario Sin integración regional)
- NID 170: EXP 30 (Escenario con integración parcial)
- NID 171: MIG30 (Escenario totalmente integrado)

A continuación se detallan las características técnico-económicas de cada Tecnología de expansión.

Turbinas de gas

- Meses de construcción de la obra: 24
- Años de vida útil: 25
- Potencia por unidad: 60MW
- Costo de inversión expresado como costo fijo : 15 USD/MWh
- Costo variable : 150 USD/MWh
- Unidades máximas a instalar por año : 5
- Primer fecha posible para decisión: 01/01/2020
- Última fecha posible para decisión: 01/01/2040

Plantas solares fotovoltaicas

- Meses de construcción de la obra: 12
- Años de vida útil: 20
- Potencia por unidad: 50MW
- Costo fijo : 40 USD/MWh
- Unidades máximas a instalar por año : 5
- Primer fecha posible para decisión: 01/01/2020
- Última fecha posible para decisión: 01/01/2040

3.3. Criterios de selección de planes óptimos de inversión.

Como resultado de la búsqueda de soluciones del óptimo a los problemas de optimización de costos de inversión, OddFace, devuelve los registros de soluciones obtenidas para cada individuo testeado. Como campos de consulta se seleccionaron la función objetivo (costo total en el período) y cantidad de evaluaciones.

Para seleccionar la solución se usó como criterio considerar aquella que minimice la función objetivo y tenga a su vez la mayor cantidad de evaluaciones.

4. Resultados del estudio

Los resultados del estudio se dividieron en dos partes de acuerdo a los objetivos del trabajo. En primer lugar se presentan los planes de expansión elegidos. Luego muestra un estudio de las diferencias los tres planes y las consecuencias del arrepentimiento de que, ante un escenario, habiendo optado un plan y luego cambie el escenario.

4.1. Planes de expansión

Los individuos seleccionados para cada escenario son los siguientes:

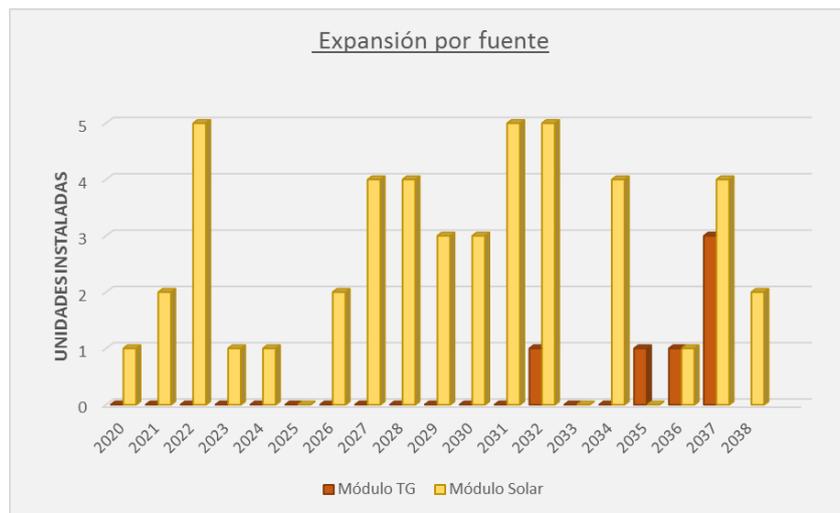
- Sumidero: nid 1111
- Exp 30: nid 2045
- Mig 30: nid 1992

A continuación se detallan las características de los planes de expansión en los tres escenarios.

4.1.1. Escenario 1: Sumidero

4.1.1.1. *Plan de expansión elegido*

El plan de Expansión óptimo seleccionado se presenta en el siguiente gráfico, en el que se representan le número de unidades instaladas por año según la tecnología más conveniente:



Gráfica 1

Como se observa en la figura este plan de expansión instala mayor cantidad de parques solares que turbinas de gas.

El año de entrada de los parques fotovoltaicos es 2020, instalando una potencia total al final del período de 2350 MW. Para el caso de las turbinas de gas, el año de entrada de la primera es 2032, llegando a una potencia total al final del período de 360MW.



Gráfica 2

4.1.1.2. Gradientes de inversión

Se define el gradiente de inversión como:

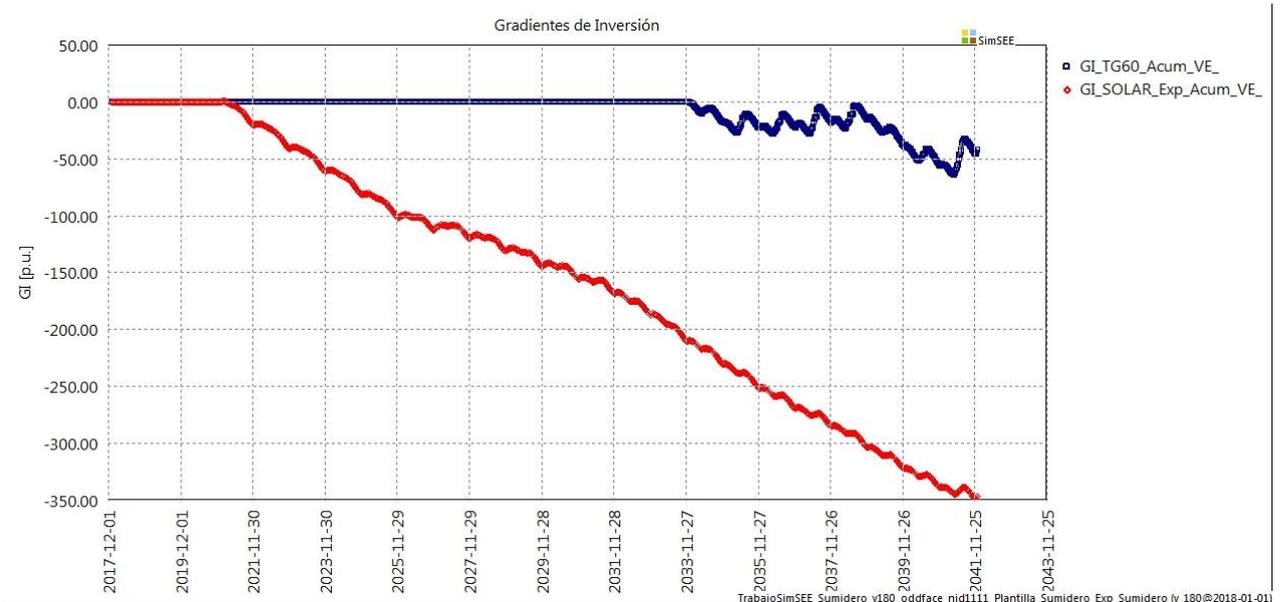
$$GI = \frac{(Ingreso_Al_Marginal - Ingreso_porEnergía - Ingreso_porDisponibilidad)}{Ingreso_porDisponibilidad}$$

$$Ingreso_Al_Marginal = E * CMG$$

$$Ingreso_porEnergía = E * PagoAdicionalEnergía$$

$$Ingreso_porDisponibilidad = Pago\ por\ Energía\ disponible\ para\ ser\ entregada$$

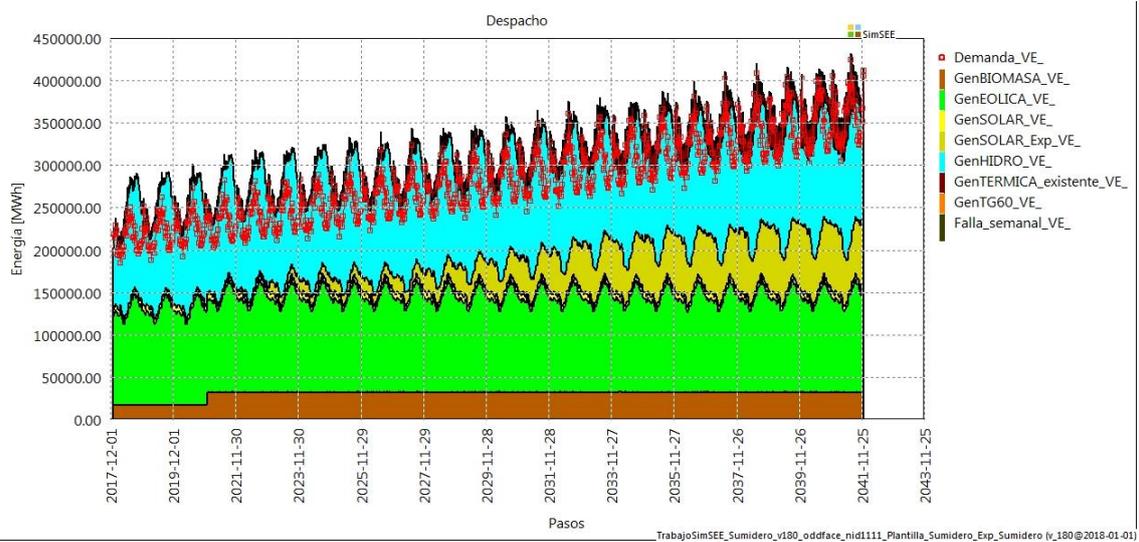
Se obtuvieron los siguientes resultados para los gradientes de inversión acumulados de ambas tecnologías.



Gráfica 3

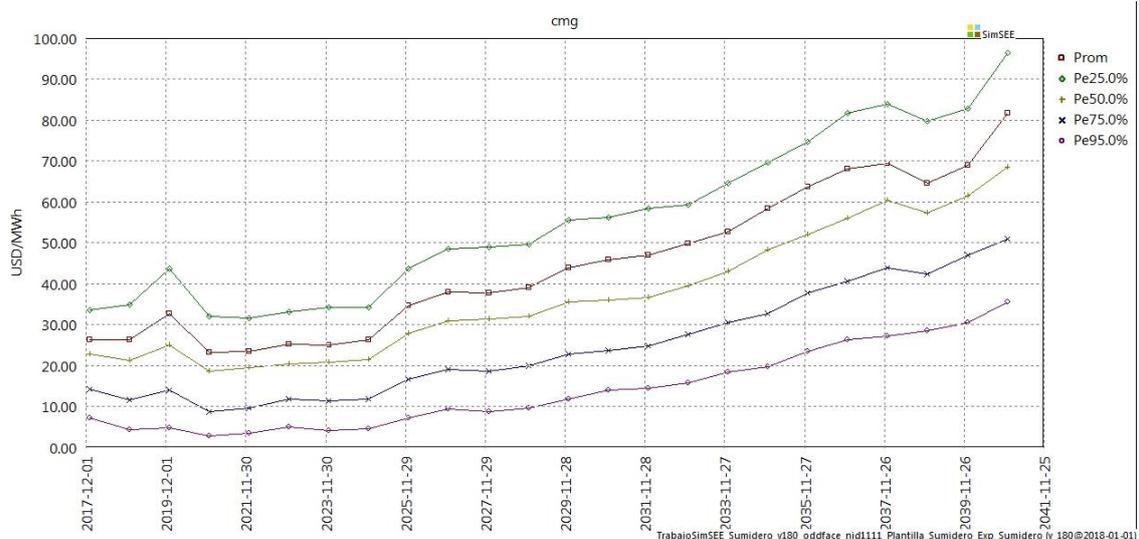
4.1.1.3. Despacho y costo marginal

Con la expansión detallada anteriormente se obtuvo el siguiente despacho en el período de estudio.



Gráfica 4

Asociado a este despacho se presenta el costo marginal anualizado considerando las probabilidades de excedencia 0,25, 0,5, 0,75, 0,95 y el promedio.



Gráfica 5

4.1.1.4. Estudio de criterios de falla

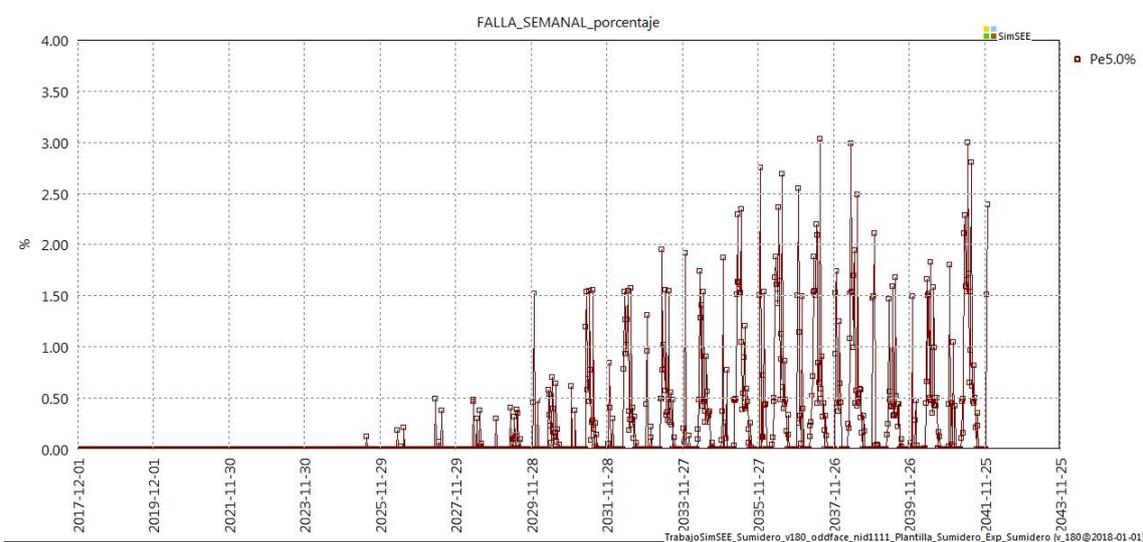
Como criterio de planificación es importante estudiar la confiabilidad del sistema analizando las fallas.

Se utilizaron los siguientes criterios, definidos por la DNE:

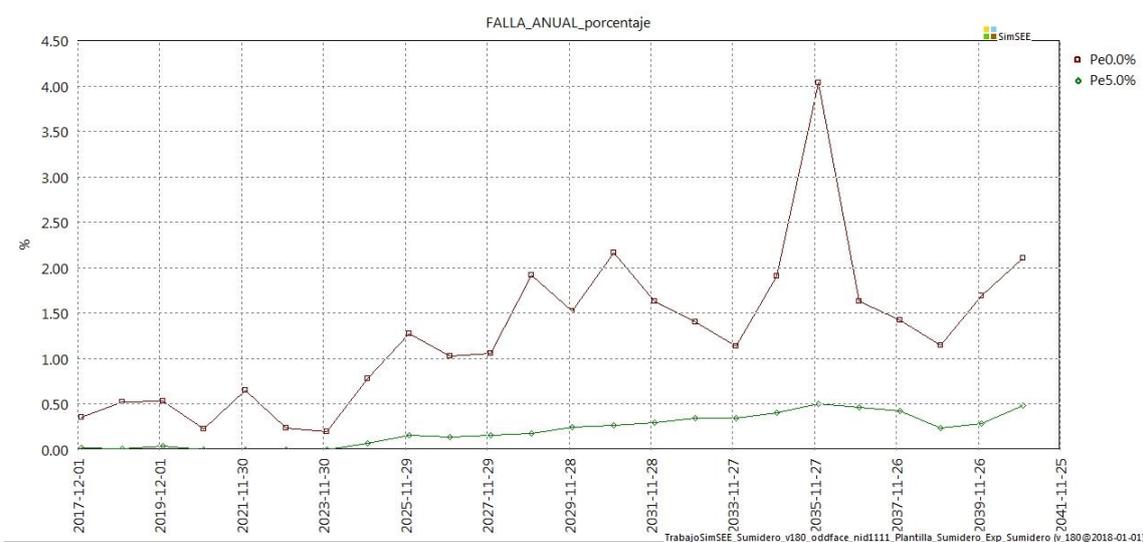
- Criterio anual: con una probabilidad de ocurrencia hidrológica anual de 5%, la energía anual no abastecida no podrá superar el 5% de la demanda anual de energía eléctrica, en una simulación sin importaciones.

- Criterio semanal: con una probabilidad de ocurrencia hidrológica anual de 5%, la energía semanal no abastecida no podrá superar el 7% de la demanda semanal de energía eléctrica, en una simulación sin importaciones.

A continuación se presenta para este caso, la gráfica de energía de falla semanal/ demanda semanal y falla anual/demanda anual para el percentil 5%.



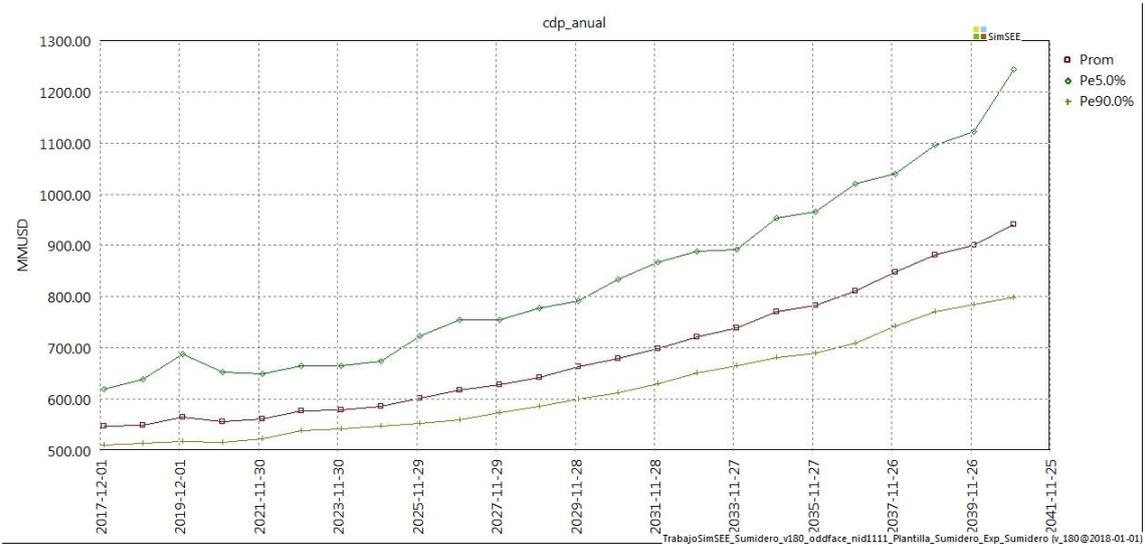
Gráfica 6



Gráfica 7

4.1.1.5. Costo directo de paso

Se presenta el costo directo de paso para Pe=5%, Pe=90% y para el promedio de las crónicas.

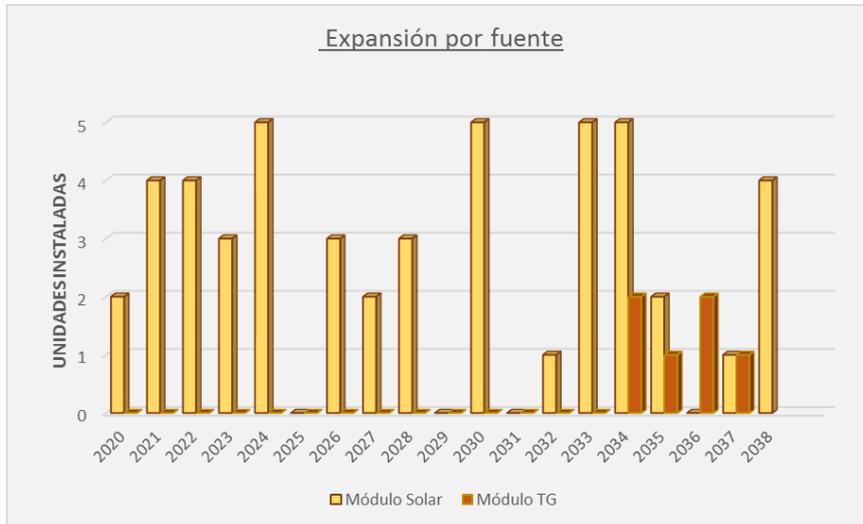


Gráfica 8

4.1.2. Escenario 2: Exp 30

4.1.2.1. Plan de expansión elegido

El plan de Expansión óptimo seleccionado se presenta en el siguiente gráfico, en el que se representan le número de unidades instaladas por año según la tecnología más conveniente:



Gráfica 9

Como se observa en la figura este plan de expansión instala mayor cantidad de parques solares que turbinas de gas.

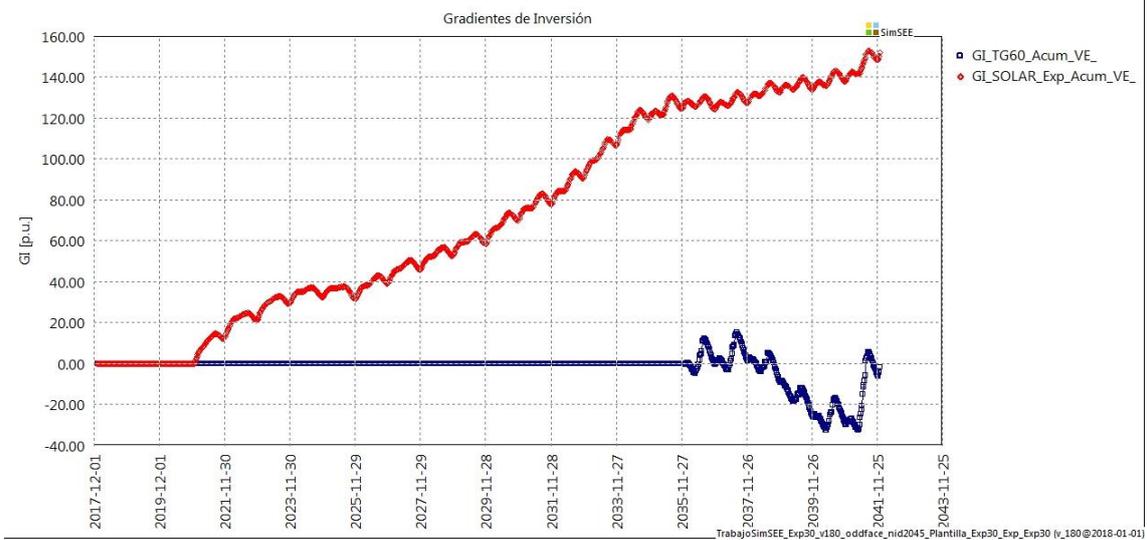
El año de entrada de los parque fotovoltaicos es 2020, instalando una potencia total al final del período de 2450 MW. Para el caso de las turbinas de gas, el año de entrada de la primera es 2026, llegando a una potencia total al final del período de 360 MW.



Gráfica 10

4.1.2.2. Gradientes de inversión

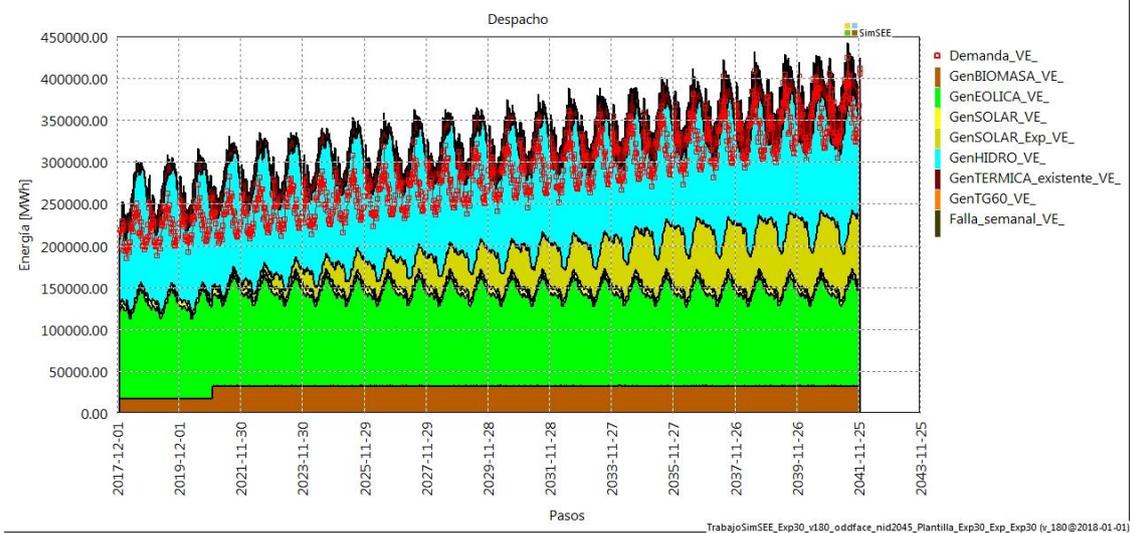
Se obtuvieron los siguientes resultados para los gradientes de inversión acumulados de ambas tecnologías.



Gráfica 11

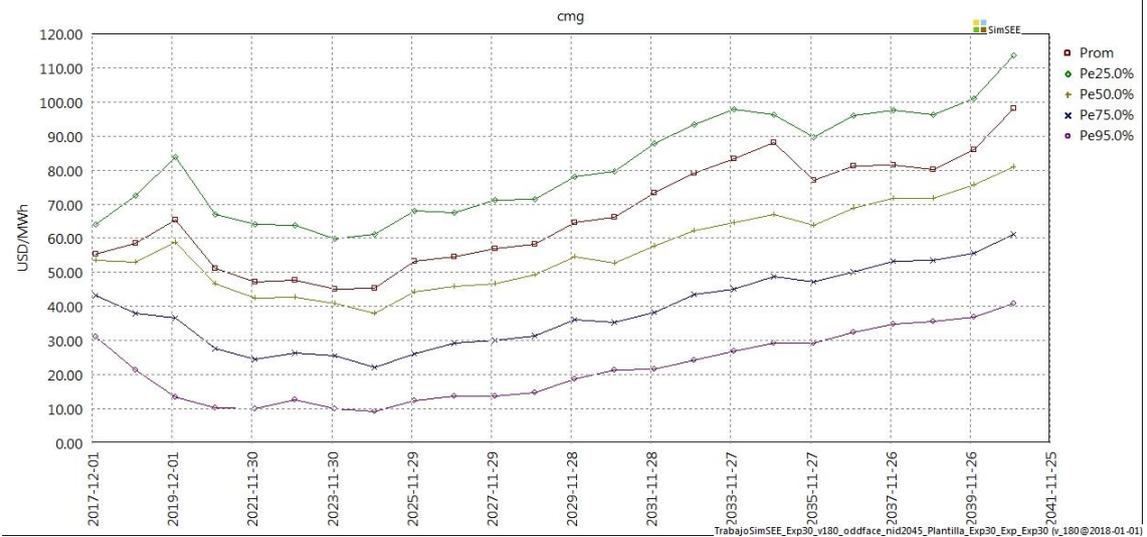
4.1.2.3. Despacho y costo marginal

Con la expansión detallada anteriormente se obtuvo el siguiente despacho en el período de estudio.



Gráfica 12

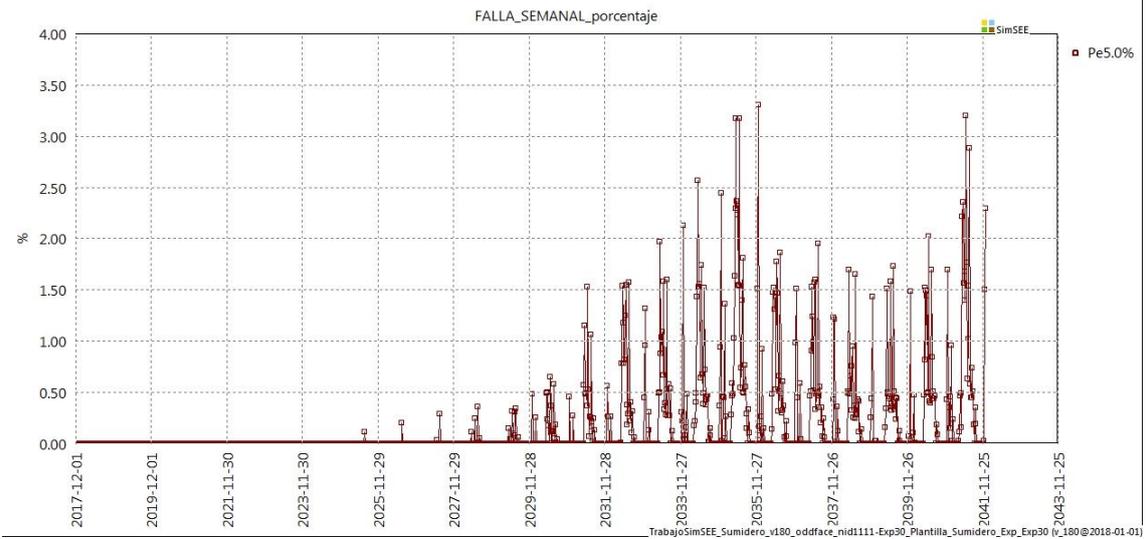
Asociado a este despacho se presenta el costo marginal anualizado considerando las probabilidades de excedencia 0,25, 0,5, 0,75, 0,95 y el promedio.



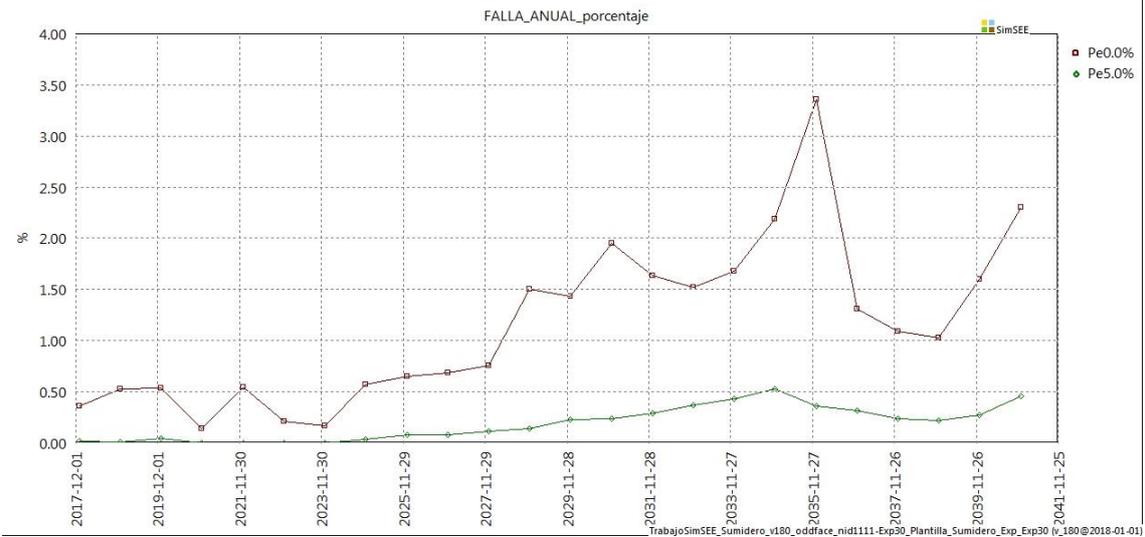
Gráfica 13

4.1.2.4. Estudio de criterios de falla

A continuación se presenta para este caso, la gráfica de energía de falla semanal/ demanda semanal y falla anual/demanda anual para el percentil 5%.



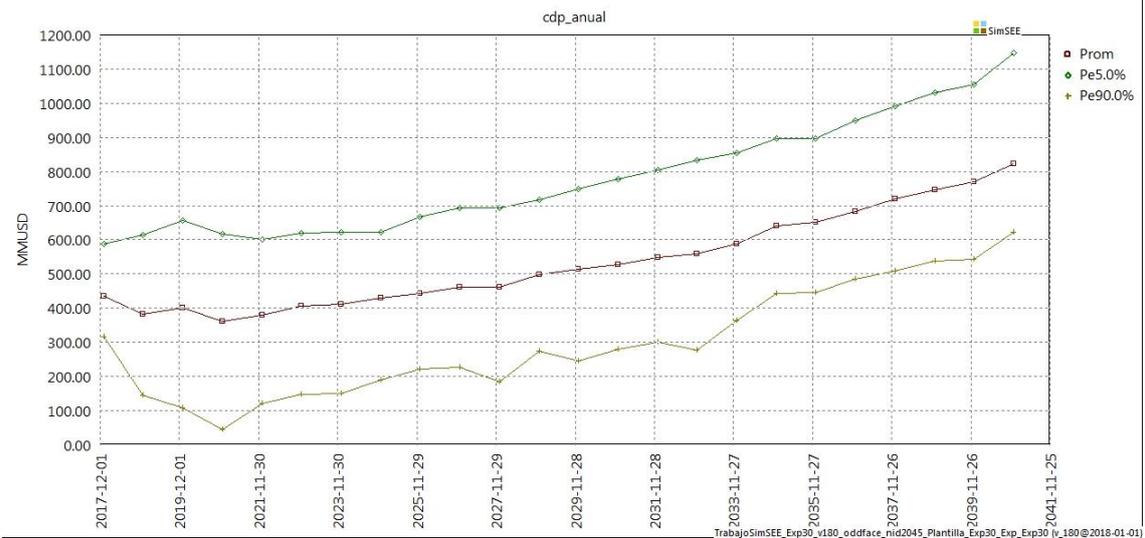
Gráfica 14



Gráfica 15

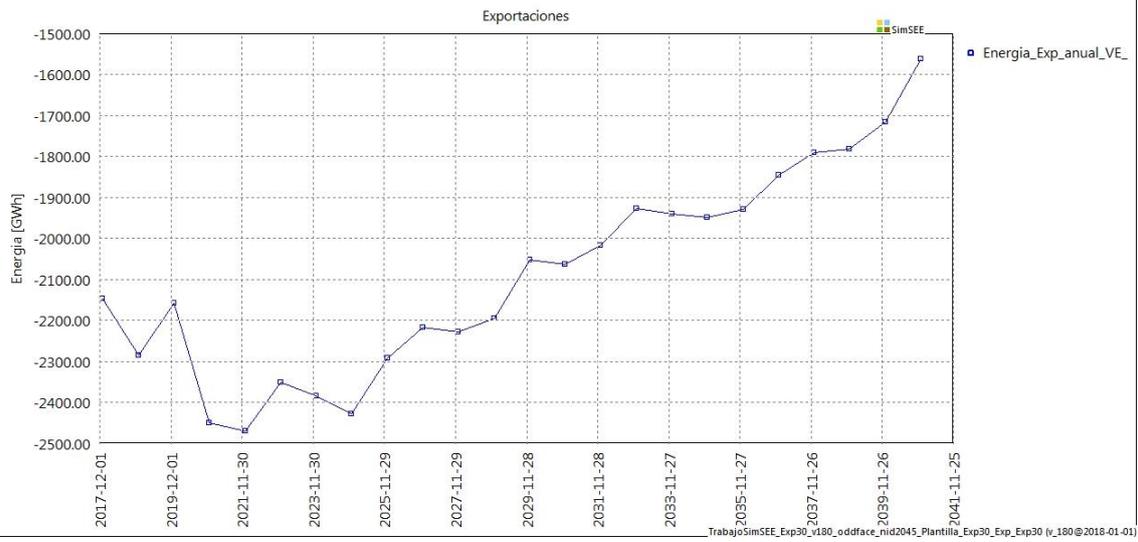
4.1.2.5. Costo directo de paso

Se presenta el costo directo de paso para Pe=5%, Pe=90% y para el promedio de las crónicas.



Gráfica 16

4.1.2.6. Intercambios

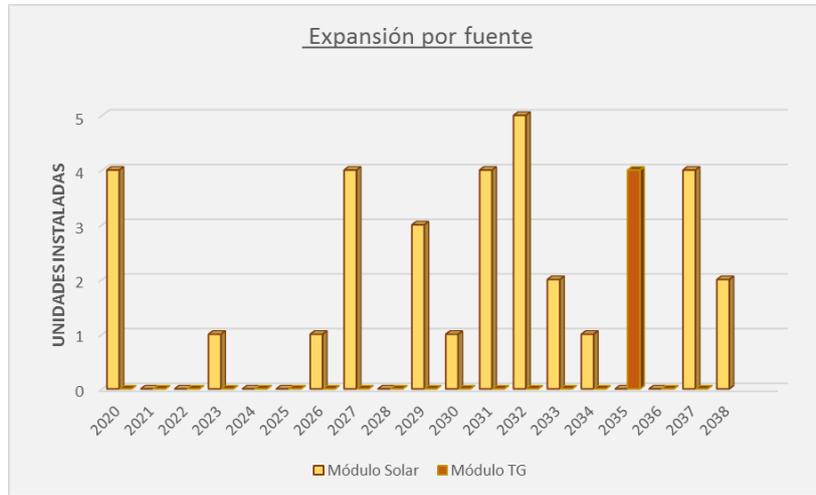


Gráfica 17

4.1.3. Escenario 3: Mig 30

4.1.3.1. Plan de expansión elegido

El plan de Expansión óptimo seleccionado se presenta en el siguiente gráfico, en el que se representan le número de unidades instaladas por año según la tecnología más conveniente.



Gráfica 18

Como se observa en la figura este plan de expansión también instala mayor cantidad de parques solares que turbinas de gas.

El año de entrada de los parques fotovoltaicos es 2020, instalando una potencia total al final del período de 1600 MW.

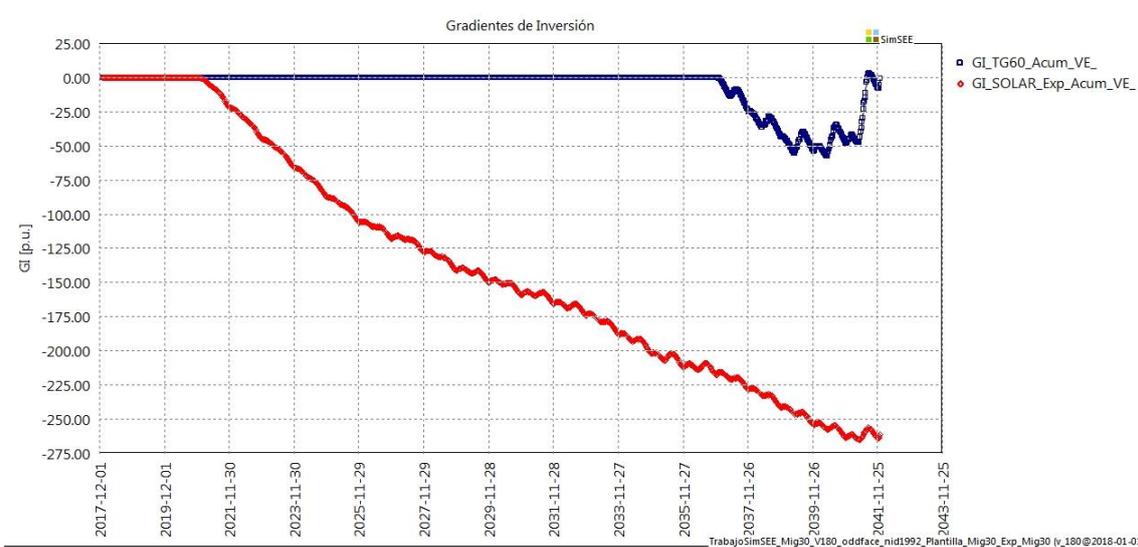
Para el caso de las turbinas de gas, el año de entrada de la primera es 2035, llegando a una potencia total al final del período de 240MW.



Gráfica 19

4.1.3.2. Gradientes de inversión

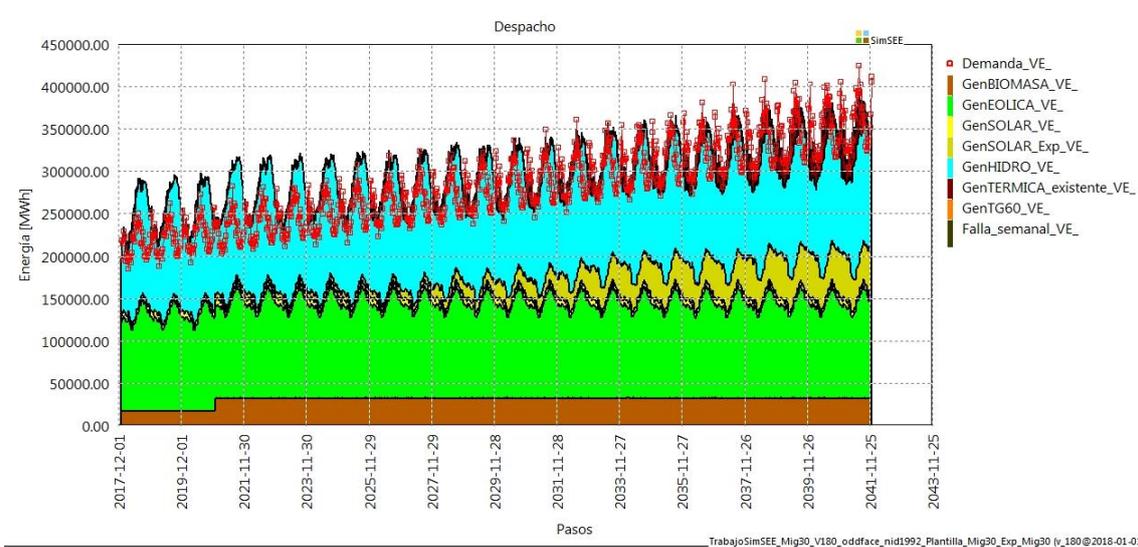
Se obtuvieron los siguientes resultados para los gradientes de inversión acumulados de ambas tecnologías.



Gráfica 20

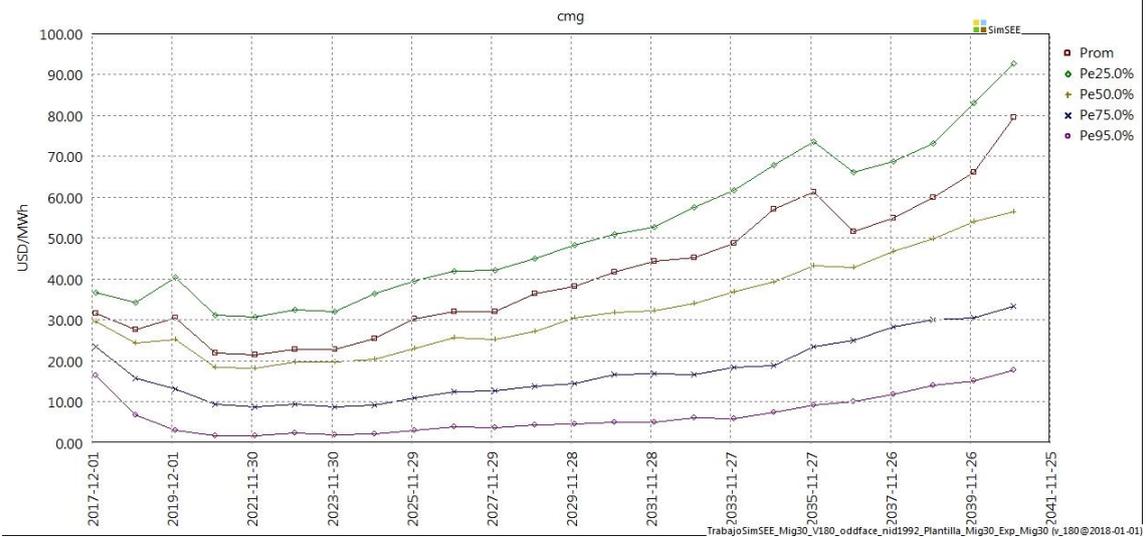
4.1.3.3. Despacho y costo marginal

Con la expansión detallada anteriormente se obtuvo el siguiente despacho en el período de estudio.



Gráfica 21

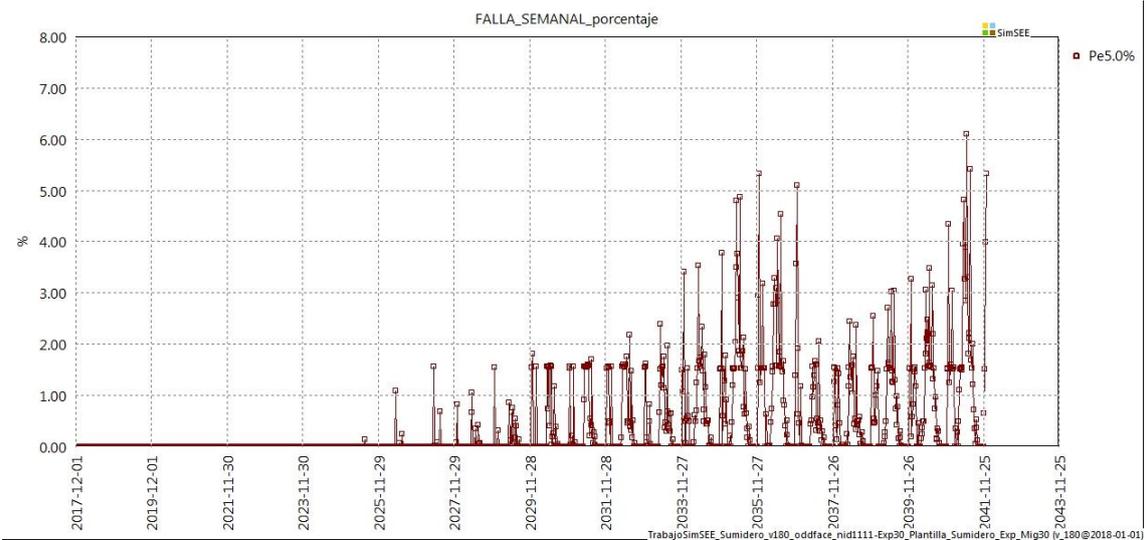
Asociado a este despacho se presenta el costo marginal anualizado considerando las probabilidades de excedencia 0,25, 0,5, 0,75, 0,95 y el promedio.



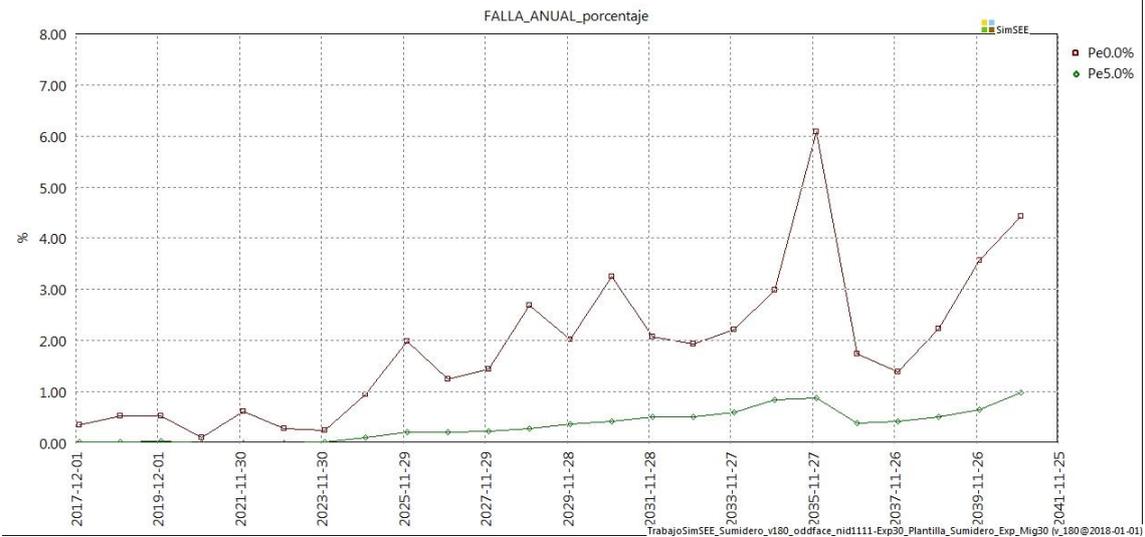
Gráfica 22

4.1.3.4. Estudio de criterios de falla

A continuación se presenta para este caso, la gráfica de energía de falla semanal/ demanda semanal y falla anual/demanda anual para el percentil 5%.



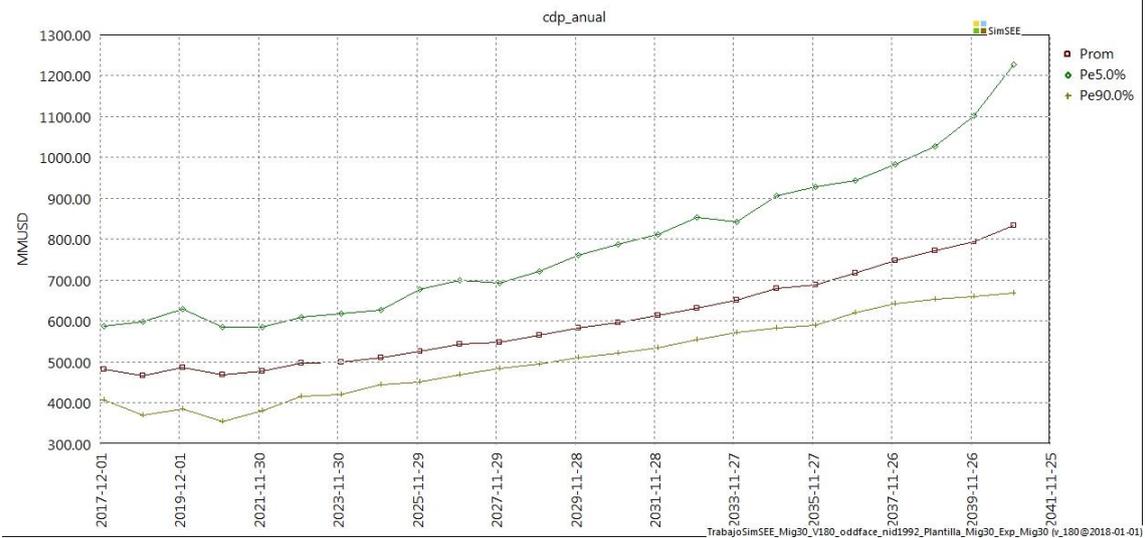
Gráfica 23



Gráfica 24

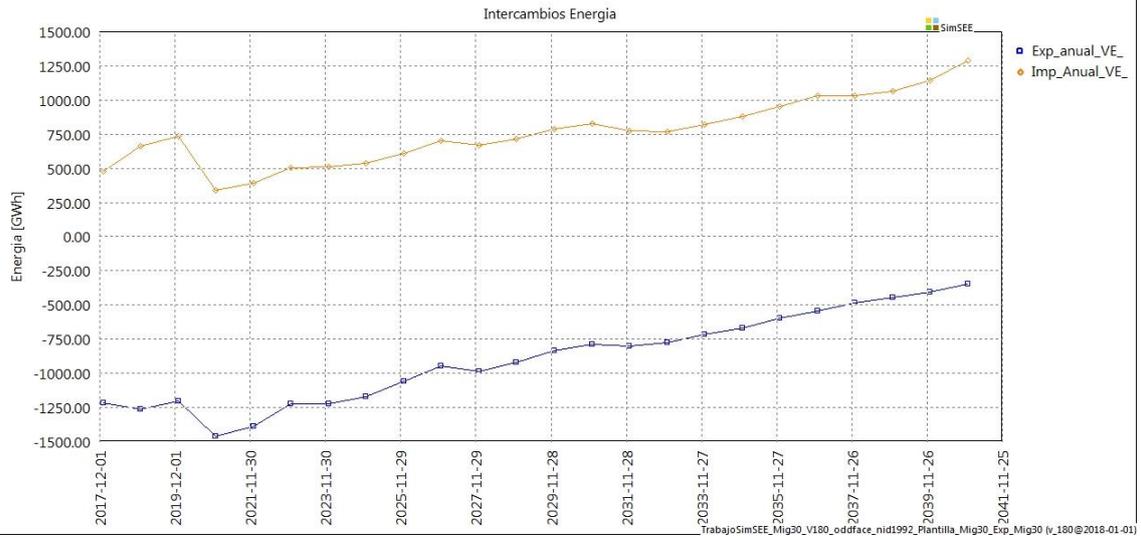
4.1.3.5. Costo directo de paso

Se presenta el costo directo de paso para Pe=5%, Pe=90% y para el promedio de las crónicas.



Gráfica 25

4.1.3.6. Intercambios

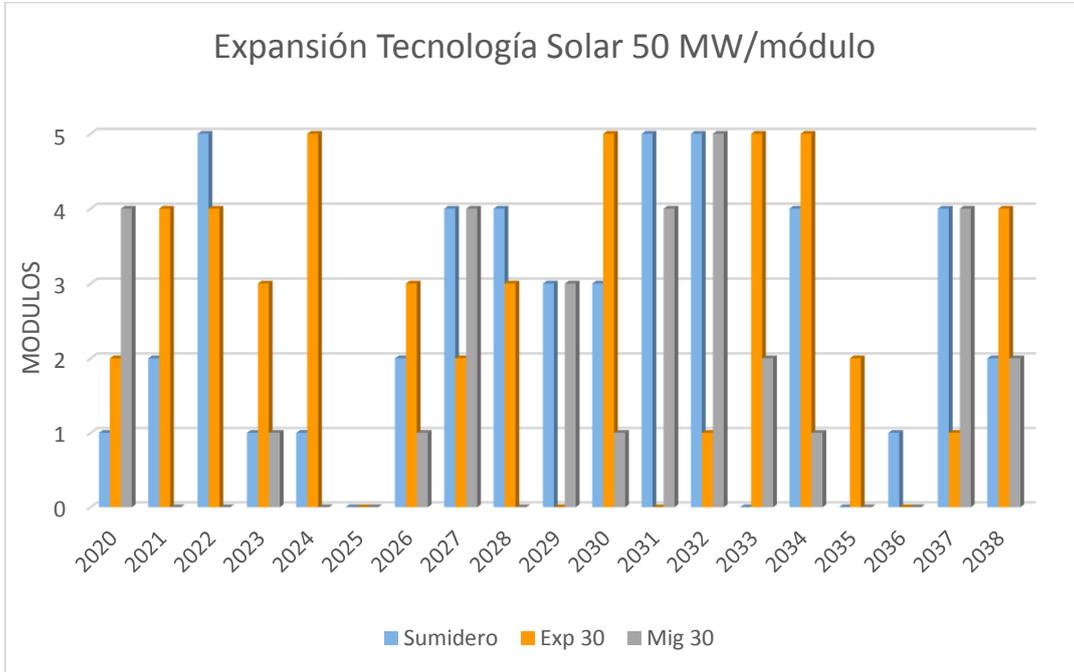


Gráfica 26

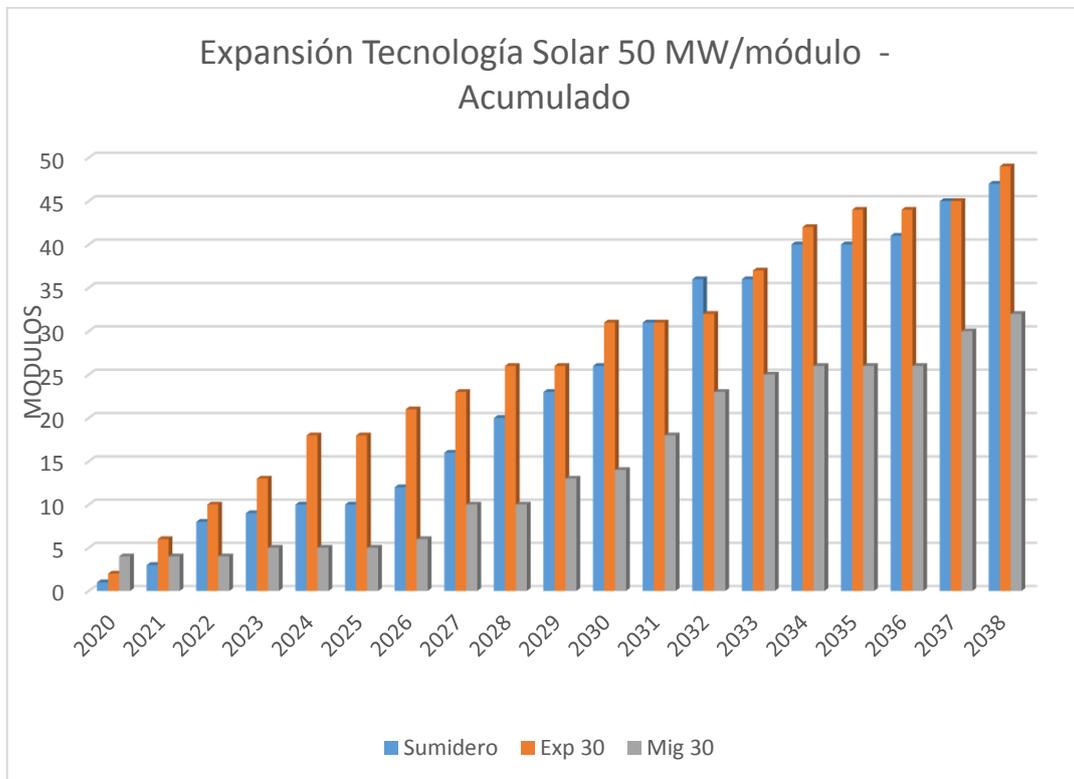
4.1.4. Conclusiones generales de los planes de expansión

En primer lugar se comparan los diferentes planes de expansión, por unidades a instalar para cada una de las posibles tecnologías consideradas. Es importante destacar que los años mostrados en las gráficas a continuación, corresponden a los años de toma de decisión.

Solar:



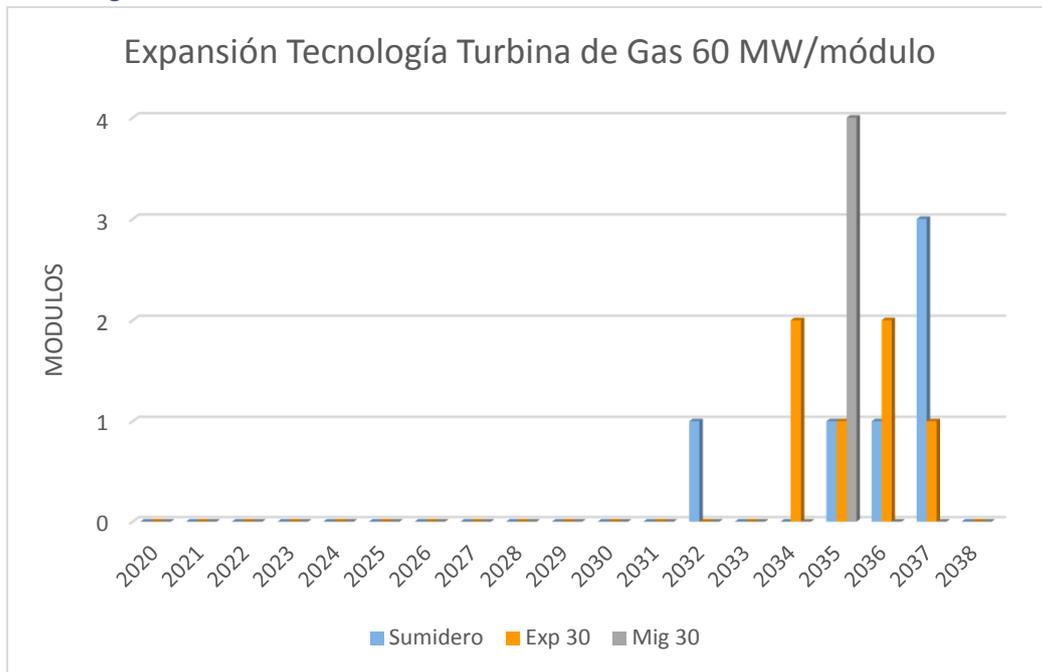
Gráfica 27



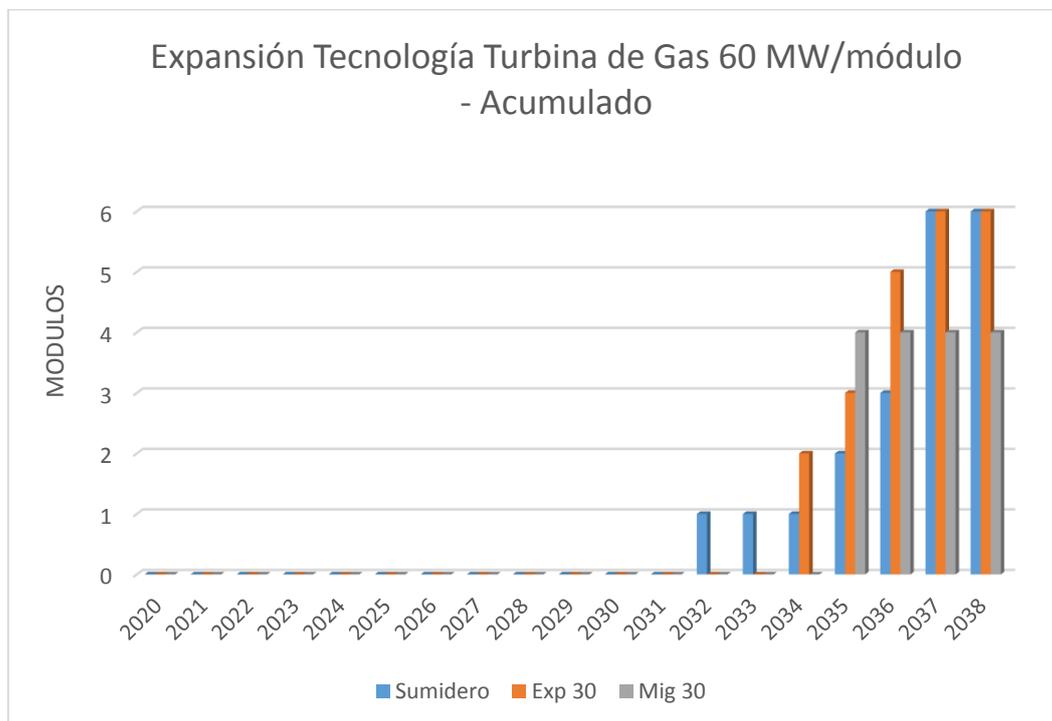
Gráfica 28

Se observa que el escenario en el cual se instala mayor cantidad de módulos es en el Exp 30.

Turbinas de gas:



Gráfica 29



Gráfica 30

Para el caso de las TG60, se alcanza la cantidad máxima de 6 módulos instalados, en los escenarios de Sumidero y Exp 30.

Los máximos valores promedios anuales para los costos marginales son 81,79 USD/MWh, 98,08 USD/MWh y 79,65 USD/MWh para los escenarios Sumidero, Exp 30 y Mig 30 respectivamente.

Evaluando los costos directos del paso, se entienden que los valores obtenidos están dentro del orden esperado.

Por otro lado, cabe destacar que para todos los planes se cumplen los criterios de falla establecidos por DNE. Incluso, considerando condiciones más restrictivas (Pe=2% para caso semanal y peor crónica para caso anual), no se superan los límites establecidos en este criterio.

4.2. Presentación de resultados ante otros escenarios

Se estudió como impacta en los costos totales esperados (valor actual de cdp+CF, considerando el valor esperado), el haber elegido un plan de expansión para determinado escenario y luego el escenario real sea otro.

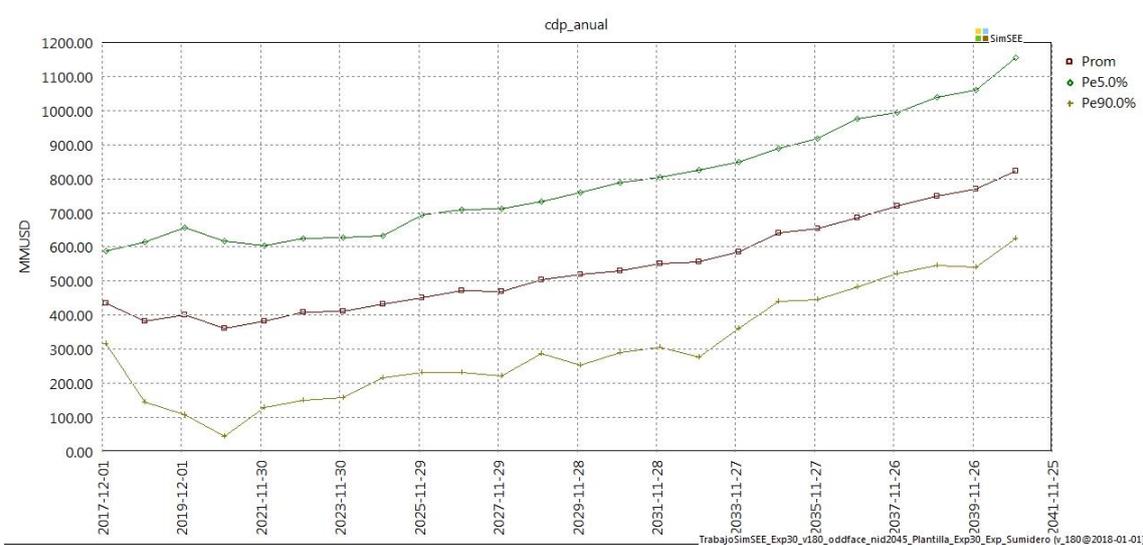
Para esto se realizaron dos corridas extra por cada escenario, considerando las restantes expansiones. Para esto, en cada una de las salas originales se agregaron las 3 expansiones posibles en 3 capas diferentes. Luego a partir de la generación de escenarios en SimSEE, se realizaron las corridas.

Se muestran los costos directo de paso anual y los intercambios regionales de energía, cuando corresponden.

4.2.1. Expansión Sumidero

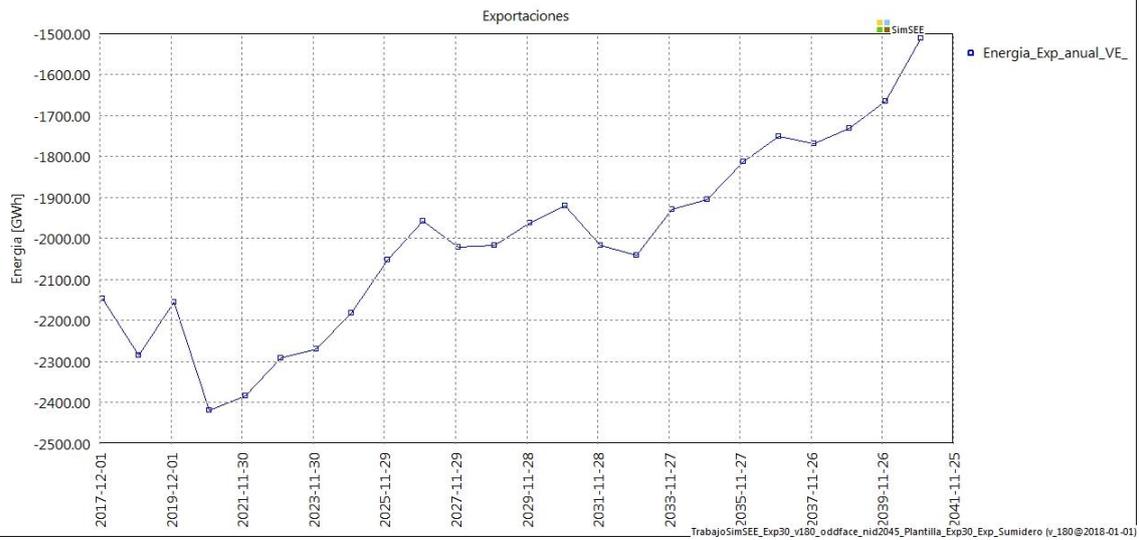
4.2.1.1. Corrida con hipótesis escenario Exp 30

Costo directo del paso



Gráfica 31

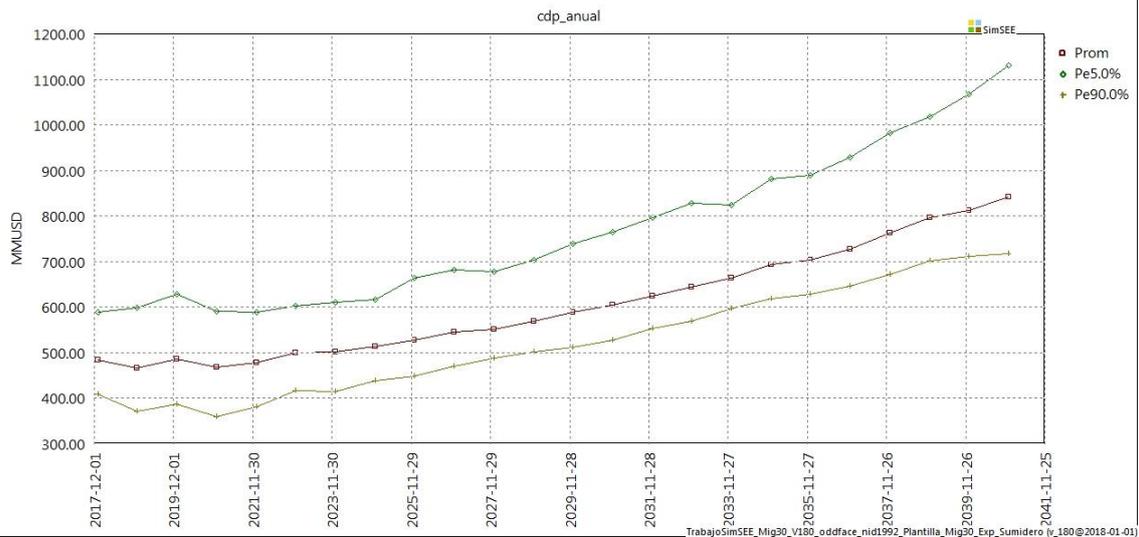
Exportaciones



Gráfica 32

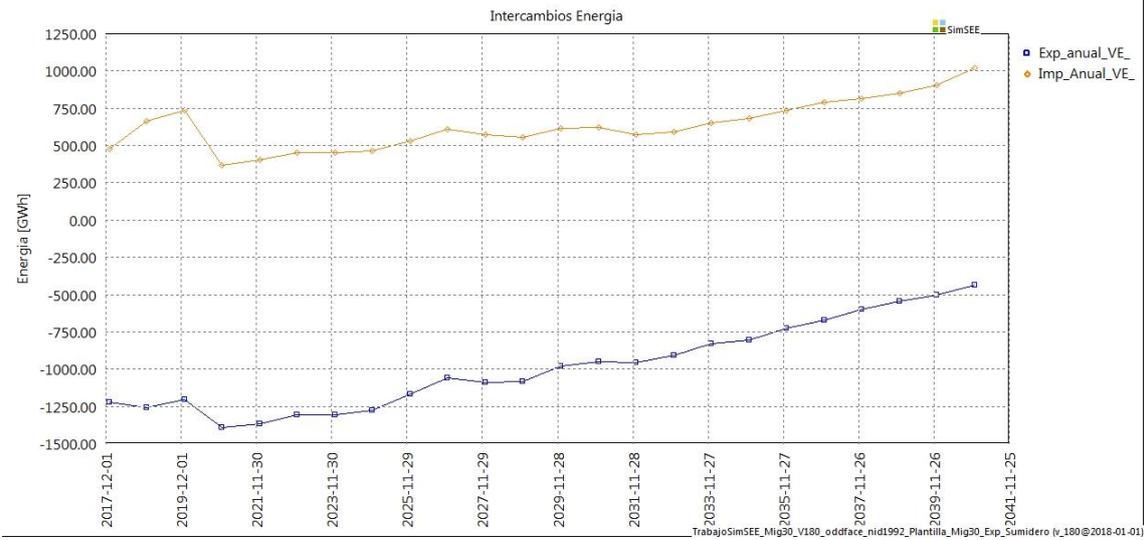
4.2.1.2. Corrida con hipótesis escenario Mig 30

Costo directo de paso



Gráfica 33

Intercambios regionales

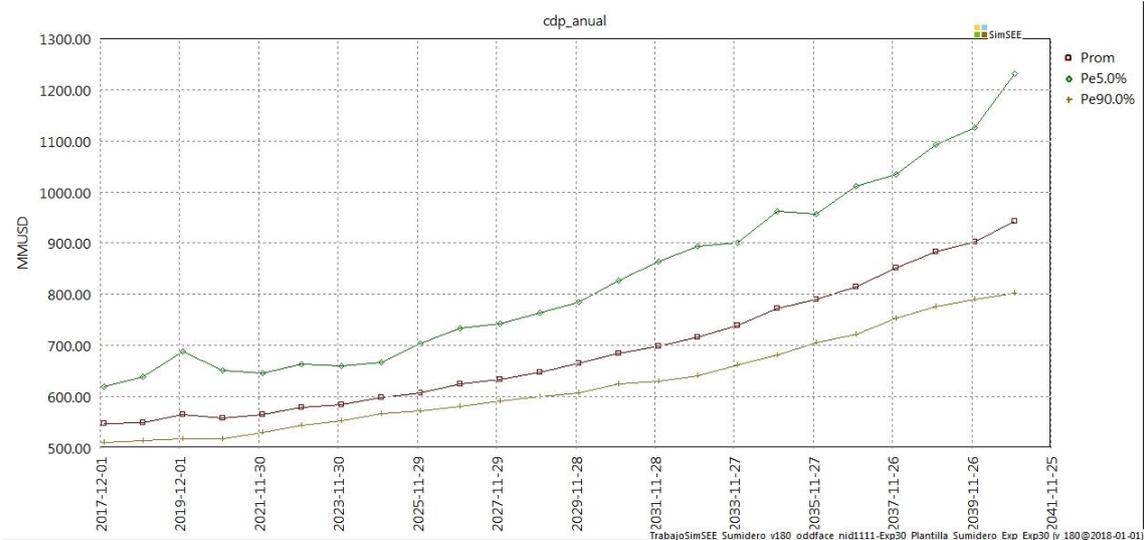


Gráfica 34

4.2.2. Expansión Exp 30

4.2.2.1. Corrida con hipótesis escenario Sumidero

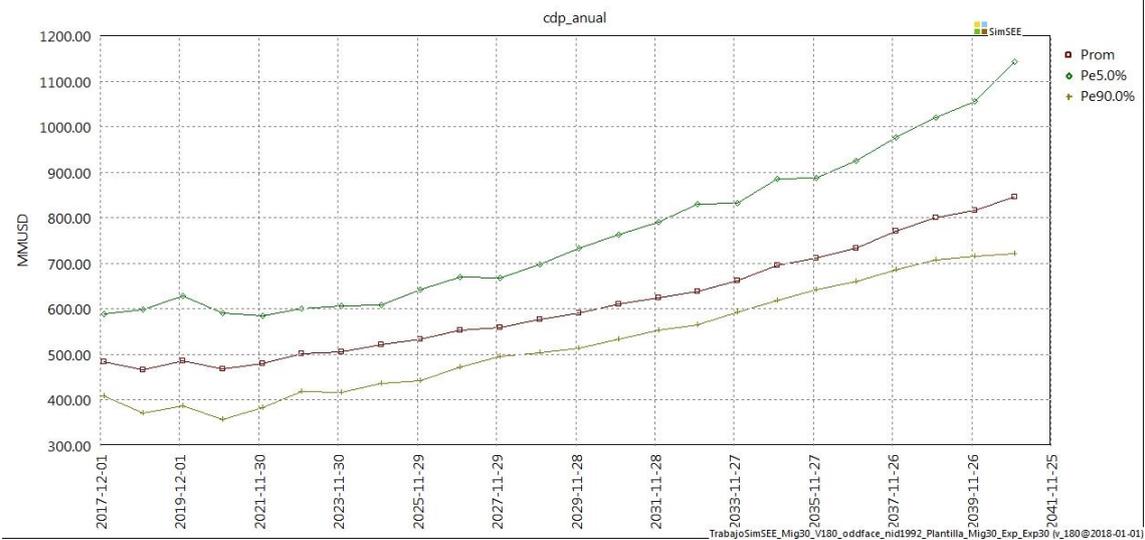
Costo directo del paso



Gráfica 35

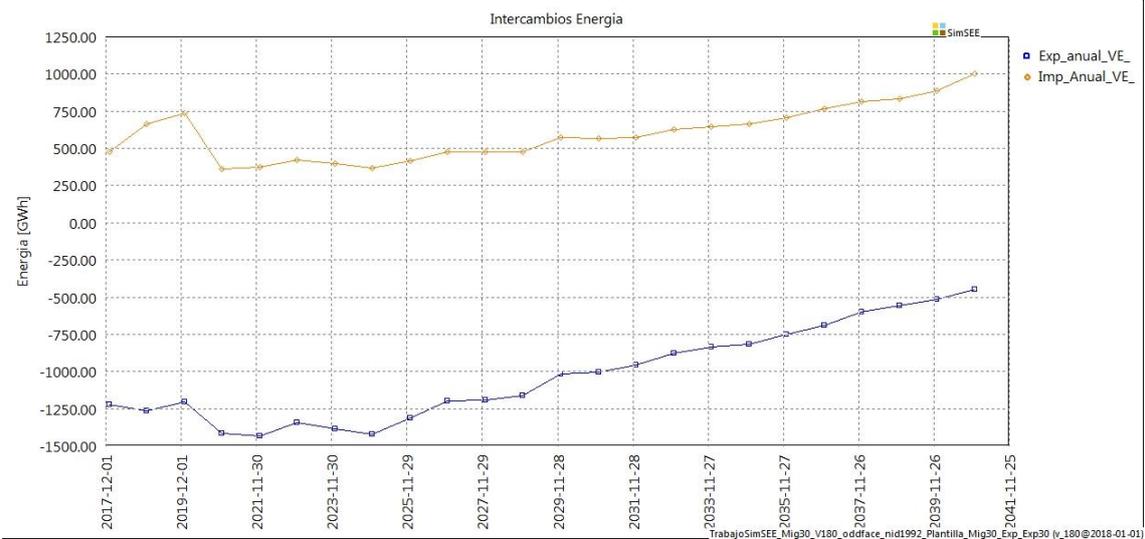
4.2.2.2. Corrida con hipótesis escenario Mig 30

Costo directo del paso



Gráfica 36

Intercambios regionales

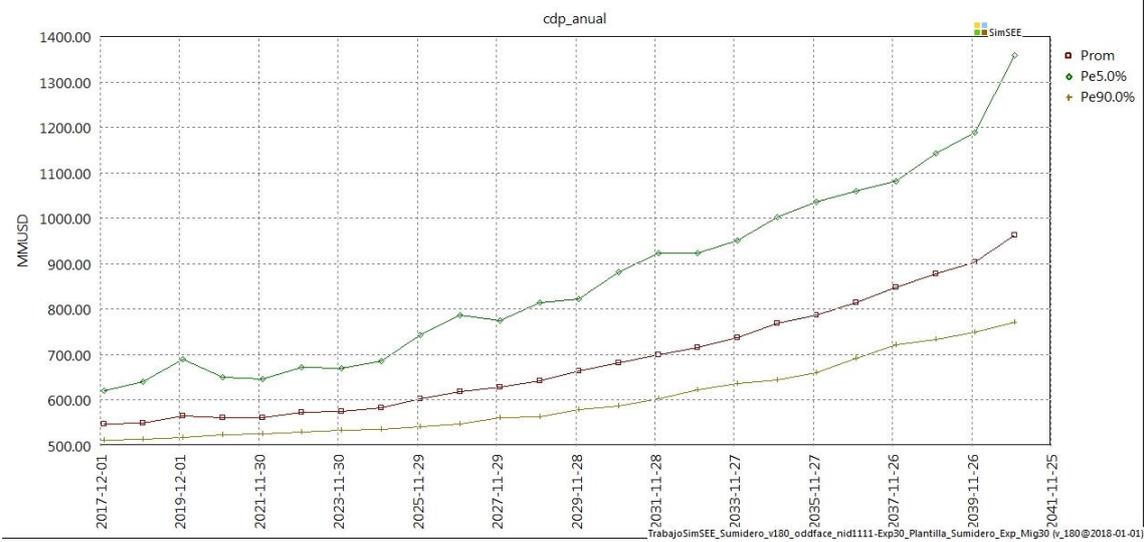


Gráfica 37

4.2.3. Expansión Mig 30

4.2.3.1. Corrida con hipótesis escenario Sumidero

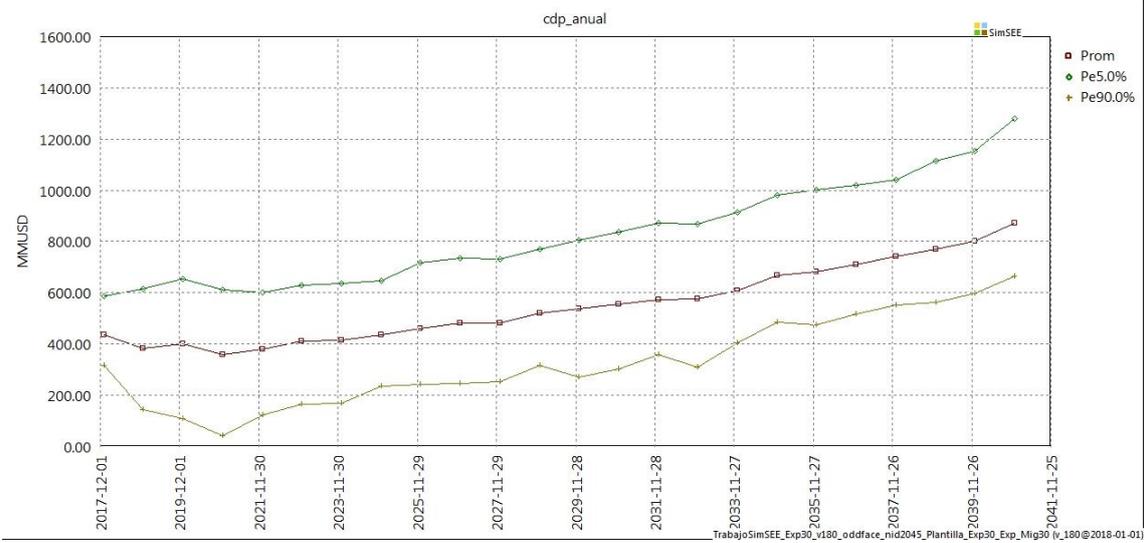
Costo directo de paso



Gráfica 38

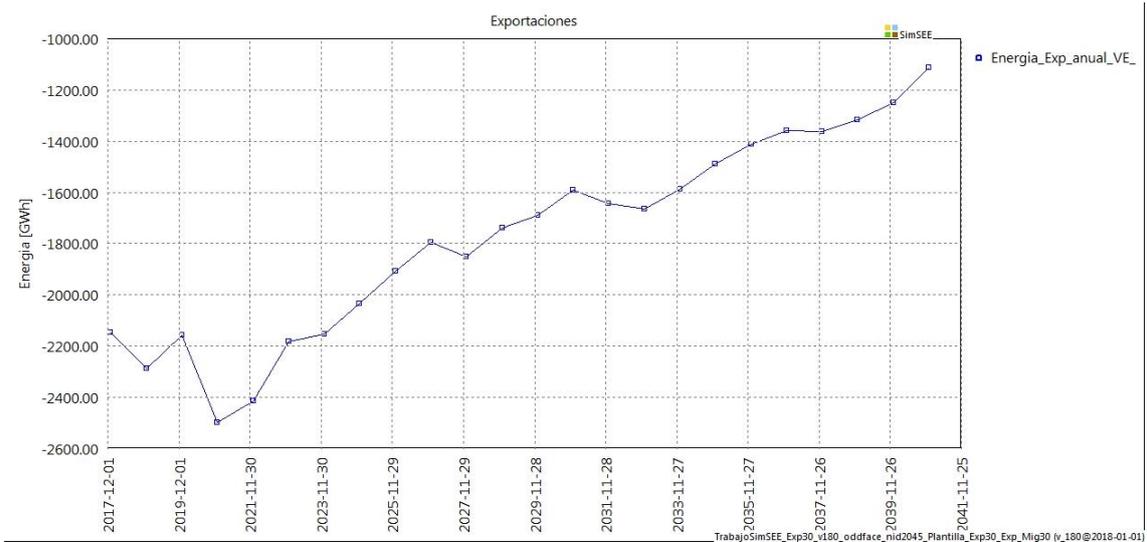
4.2.3.2. Corrida con hipótesis escenario Exp 30

Costo directo de paso



Gráfica 39

Exportaciones



Gráfica 40

4.2.4. Observaciones generales

En los casos analizados, en los cuales se abrió el mercado a la integración regional (ya sea permitiendo solamente exportaciones o también importaciones), sin importar cuál sea el plan de expansión elegido, se observa que en todo el período hay exportaciones. En los casos en los que se permitió la importación, también se presenta en todo el período. Estas apreciaciones son en base a valores anualizados.

La energía exportada año a año tiende a disminuir, a la vez que se nota un aumento en las importaciones (en los casos que se permite).

4.3. Análisis de arrepentimiento

Se presentan a continuación el resumen de los costos esperados actualizados para todo el período considerado. Estos se hallaron a partir del promedio de los valores presentes de los costos de paso más los costos fijos para las crónicas simuladas, obtenidos del archivo Simcosto de las simulaciones.

Costo de todo el período [MMUSD]		Escenarios		
		Sumidero	Exp 30	Mig 30
Plan	Sumidero nid: 1111	5938	4476	5200
	Exp30 nid: 2045	5964	4455	5225
	Mig30 nid: 1992	5942	4561	5165

Tabla 8

En primer lugar, se observa que para cada escenario, la expansión correspondiente, presenta siempre el menor costo esperado, observado en la diagonal de la Tabla 8.

Por otro lado, dado un plan de expansión, el escenario de menor costo resulta ser siempre el Exp 30 (contempla solamente exportaciones). Esto no parece ser coherente con el hecho de qué, el costo debería disminuir a medida que aumentan los grados de libertad de la operación del sistema. Siguiendo este razonamiento, el de menor costo tendría que ser el escenario Mig 30 (contempla importaciones y exportaciones).

Se puede ver que para todas las expansiones el escenario con mayor costo siempre es el de Sumidero. Esto se debe a que los excedentes no son comercializados, por lo tanto cualquier escenario que permita esta comercialización tendrá mejores resultados económicos.

Se determinó el costo de arrepentimiento esperado como la diferencia entre los valores de los escenarios alternativos y el escenario base correspondiente a cada plan de expansión.

Se muestran a continuación los resultados obtenidos.

Cuadro de costos de arrepentimiento [MMUSD]		Escenarios			MÁX
		Sumidero	Exp 30	Mig 30	
Plan	Sumidero nid: 1111	0	20	35	35
	Exp30 nid:2045	26	0	60	60
	Mig30 nid: 1992	3	106	0	106

Tabla 9

El cuadro muestra que utilizando el criterio de min-máx, el menor costo de arrepentimiento se da ejecutando el plan de inversiones asociado al escenario Sumidero.

Esto es coherente con lo esperado debido a que, en caso de darse cualquiera de los otros escenarios, el costo de operación del sistema solo puede disminuir. Esta disminución corresponde a la venta de los excedentes o a la compra de energía a un costo menor al costo marginal uruguayo.

5. Mejoras y posibles futuros trabajos

Se debería dar más tiempo de optimización al OddFace, para asegurar que haya llegado a encontrar el plan óptimo de inversiones.

Para el análisis de arrepentimiento, habría que considerar que se puede modificar el plan de expansiones luego de tener conocimiento de que el escenario real cambia a alguno de los otros.

Como complemento, además podría realizarse este ejercicio incluyendo como tecnología de expansión parques eólicos.

También se podrían realizar análisis de sensibilidad respecto a los precios de las tecnologías, del petróleo, del gas, etc. y análisis de riesgos.

Por otro lado, sería interesante analizar la posible integración con Argentina, debido a la capacidad de la red para los intercambios.

6. Referencias

- Sala SimSEE

http://adme.com.uy/imasd/SimSEE_principal/salas_SimSEE.php

- Informe Garantía de Suministro

http://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_202/Garantia_Suministro_2018.pdf