

SimSEE

Memoria del Proyecto “Planificación de Inversiones con OddFace. Efectos de gestión de demanda”

Nombre	CI	email
Álvaro Suttner	3.904.354-6	alvarosuttner@gmail.com
Rafael Lavagna	4.252.397-7	rafael.lavagna@gmail.com
Martín Sánchez	4.588.793-6	martinsanchez315@gmail.com
Rafael Bruno	4.415.969-5	rafabc02@gmail.com

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.

Objetivo	3
Hipótesis de trabajo	3
Estado de las Variables Globales	3
Fuentes	3
Actores	4
Demanda base	5
Generación	6
Metodología	7
Demanda - Ajuste de curva horaria	7
Expansión solar y eólica	8
Resultados del estudio	8
Conclusiones	10
Posibles trabajos a futuro	11
Anexos	11
Referencias	11

1. Objetivo

Estudiar los posibles cambios de un plan óptimo de inversiones, en función del factor de forma de la demanda de energía eléctrica, evaluando los cambios frente a posibles escenarios de aplanamiento de la misma.

Dentro del plan óptimo de inversiones, se consideran expansiones del parque generador mediante parques solares, eólicos, ciclo combinado y turbinas de gas.

Para la evaluación del plan óptimo se utiliza el módulo para la Optimización Distribuida De Funciones de Alto Costo de Evaluación (OddFace). OddFace es una plataforma que permite la búsqueda distribuida del óptimo de un problema de optimización mediante un conjunto de Agentes Exploradores, que comparten la información de las zonas exploradas del Dominio del Problema, por medio de una base de datos central.

2. Hipótesis de trabajo

Se utiliza la sala “Eol69Sol40Cupm2x8Eolfc40_sinbombeo_oddface_ese”¹ correspondiente a una sala de largo plazo, a la cual se le elimina la expansión eólica y solar prevista, ya que será el resultado de la evaluación realizada en este trabajo.

2.1. Estado de las Variables Globales

Se realiza una optimización de 2015 a 2049 y una simulación de 2016 a 2047 en el Simsee con cuatro postes con unidades de paso horarias de 5, 30, 91 y 42 horas y paso de tiempo semanal. Para el caso de estudio con el programa Oddface se consideró un período de 20 años comenzando en 2018. En este período de estudio, la toma de decisiones de inversión se realiza una vez por año.

2.2. Fuentes

El escenario cuenta con ocho fuentes.

Cuatro fuentes constantes:

- Tendencia Brent (valor de tendencia esperado de petróleo)
- Uno (unidad)
- Precio Exportación Argentina (constante 10)
- Cero (nulo)

Una fuente producto:

- iPetroleo (relaciona la volatilidad con la tendencia del petróleo)

Tres Sintetizadores CEGH:

- Volatilidad Brent (volatilidad del petróleo)

¹ http://simsee.org/simsee/curso2017/Eol69Sol40Cupm2x8Eolfc40_sinbombeo_oddface_.zip

- BPS_iN34_cmoBR_1VE (Bonete, Palmar, Salto, niño y costo marginal sur de Brasil)
- PEoISol (variabilidad de la temperatura, fuente solar y fuente eólica).

2.3. Demanda base

Como demanda diaria, se considera como base el año 2013 y se considera la expansión anual que se puede apreciar en la siguiente tabla, extraída de la programación estacional Noviembre 2016 - Abril 2017.

Se evaluará la demanda por 20 años desde el año 2018. Siendo la tendencia de incremento anual de demanda un 1.8% al final del período.

Año	Demanda del año[GWh]	Incremento anual (%)	Año	Demanda del año[GWh]	Incremento anual (%)	Año	Demanda del año[GWh]	Incremento anual (%)	Año	Demanda del año[GWh]	Incremento anual (%)
2009	8995	2,52%	2017	10865	-1,78%	2025	12779	1,88%	2033	14822	1,85%
2010	9394	4,44%	2018	11126	2,40%	2026	13018	1,87%	2034	15095	1,84%
2011	9805	4,38%	2019	11394	2,41%	2027	13262	1,87%	2035	15370	1,82%
2012	10048	2,48%	2020	11621	1,99%	2028	13511	1,88%	2036	15650	1,82%
2013	10315	2,66%	2021	11850	1,97%	2029	13766	1,89%	2037	15934	1,81%
2014	10388	0,71%	2022	12079	1,93%	2030	14025	1,88%	2038	16224	1,82%
2015	10513	1,20%	2023	12310	1,91%	2031	14287	1,87%	2039	16520	1,82%
2016	11062	5,22%	2024	12543	1,89%	2032	14553	1,86%	2040	16820	1,82%

Tabla 2.3 Demanda anual de energía

2.4. Generación

El parque generador cargado en la sala está compuesto de la siguiente forma:

Hidráulica:

<i>Potencia instalada - Energía hidráulica</i>	
<i>Central</i>	<i>Potencia</i>
Salto Grande	945 MW
Palmar	333 MW
Baygorria	108 MW
Rincón del Bonete	155,2 MW
TOTAL	1541,2 MW

Eólica:

<i>Potencia instalada - Energía Eólica - 69 USD</i>		
01/01/2016	01/01/2017	01/01/2018
900 MW	1400 MW	1500 MW

Solar:

<i>Potencia instalada - Energía Solar - 94 USD</i>	
01/01/2016	01/01/2017
100 MW	229 MW

Térmica:

<i>Potencia instalada - Energía Térmica</i>	
01/01/2016	01/01/2025
613,3 MW	865,3 MW

Biomasa:

<i>Potencia instalada - Energía Térmica</i>
01/05/2017
120 MW

3. Metodología

3.1. Demanda - Ajuste de curva horaria

Partiendo de la curva de demanda base, se realizan distintos estudios en función de los cambios en el desvío estándar de la misma.

Vale mencionar que en todos los escenarios se mantiene la energía demandada, es decir que se mantiene constante el área bajo la curva de potencia.

Escenario	Δ desviación estándar	Comentario
1	0%	Caso Base - Escenario actual
2	-20%	Aplanamiento del 20%
3	-50%	Aplanamiento del 50%
4	-100%	Demanda diaria plana
5	100%	Aumento de los picos y valles diarios

Tabla 3.1 Escenarios de modificación de curva de demanda

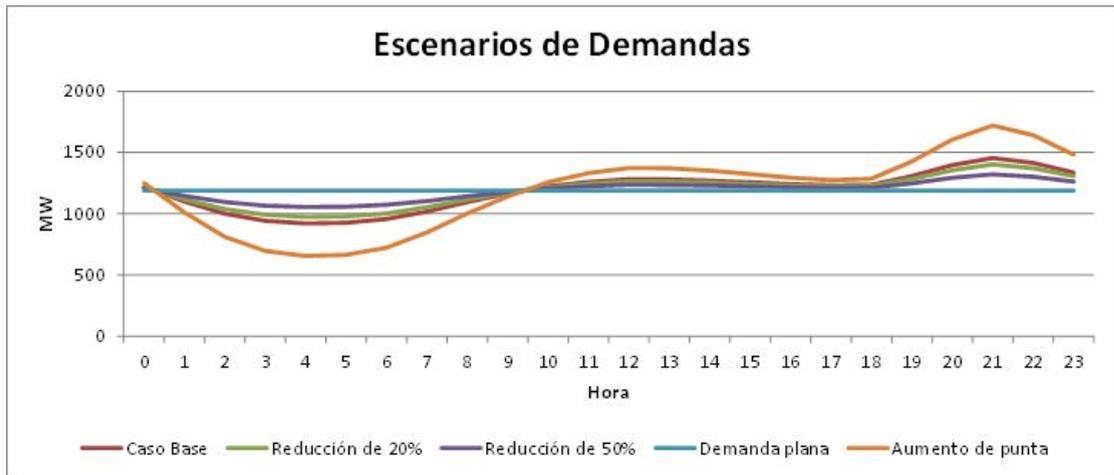


Figura 3.1. Escenarios de demanda estudiados - valores promedio.

En la figura 3.1 se observan los diferentes escenarios de demandas estudiados. Si bien lo que se grafica son los valores promedio de las demandas, en el SimSEE se cargó un valor de demanda para cada hora del año, es decir 8760 valores de potencia horaria.

3.2. Expansión de generación

Los precios de expansión definidos en la sala utilizada son:

Eólica: 69 USD/MWh

Solar: 40 USD/MWh

Ciclo Combinado:

Costo variable incremental: 82 USD/MWh

Costo variable no combustible: 8.3 USD/MWh

Pago por potencia: 18 USD/MWh

Turbina de Gas:

Costo variable incremental: 104 USD/MWh

Costo variable no combustible: 10 USD/MWh

Pago por potencia: 14 USD/MWh

Los mismos están basados en información de tendencia de costos de generación por fuente, en documento de la página del curso. [3.1]

Se asume que estos precios se mantienen constantes durante todo el período de estudio

4. Resultados por escenarios

En esta primera parte de resultados observaremos las diferencias principales entre los cinco escenarios de estudio.

Se realizó para las gráficas un promedio de los cien mejores resultados (ordenados según Costo de Abastecimiento de la Demanda), con el objetivo de atenuar los escenarios particulares y centrarnos en las características comunes de los escenarios de expansión.

Con estos resultados obtendremos las primeras conclusiones tanto de beneficio económico como de elección de fuentes de generación en función del aplanamiento de la curva de demanda.

4.1. Escenario 1 - Caso Base

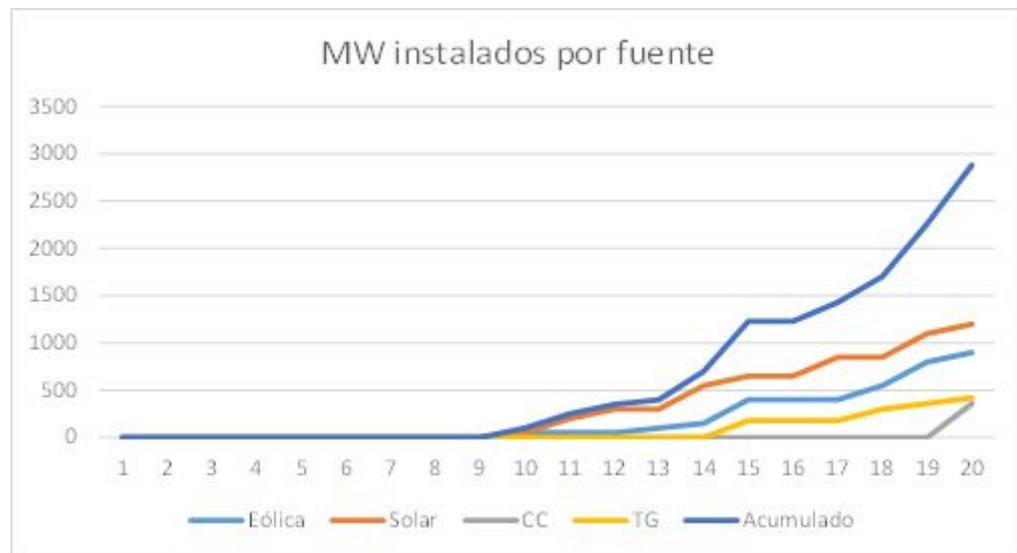


Figura 4.1. Instalación de generación por fuente - Caso Base

Se observa que para el caso base, considerando los crecimientos de demanda indicados previamente, durante los primeros 9 años del período estudiado, no sería necesario realizar inversiones en generación. Para el final del período estudiado, la expansión de generación debería alcanzar aproximadamente 3000 MW.

Discriminando según fuente de generación, se observa que la mayor expansión se da en plantas de energía solar fotovoltaica, representando aproximadamente 1200 MW, lo cual significa un 40% del total de potencia añadida. Más del 70% de la potencia agregada corresponde a energías de fuentes renovables no convencionales.

4.2. Escenario 2 - Aplanamiento del 20%

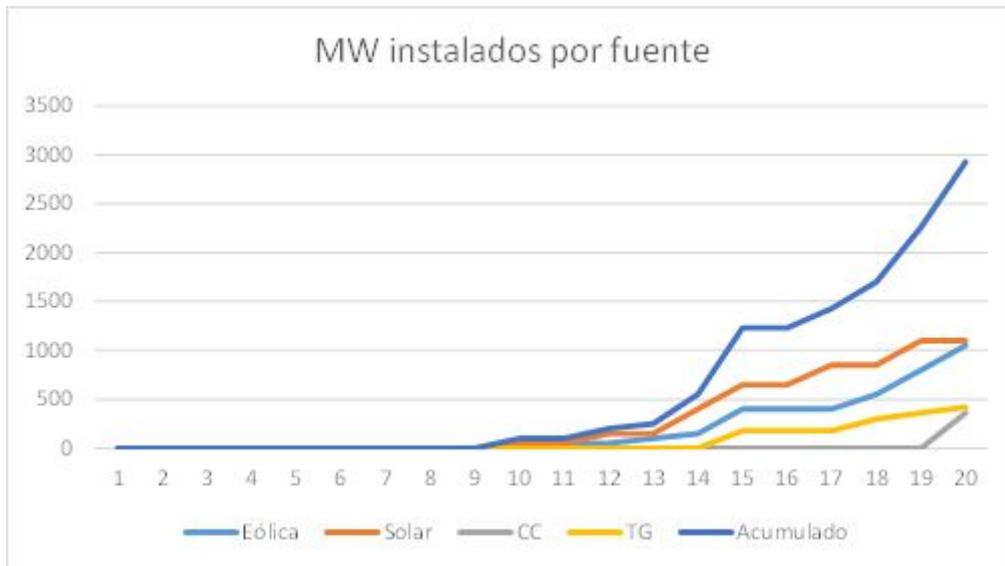


Figura 4.2. Instalación de generación por fuente - Escenario 2

Para el escenario en el que se logra un aplanamiento de la curva de demanda de un 20%, los resultados son similares al caso base, pero considerando que la expansión en renovables no convencionales se dará en cantidades prácticamente iguales de eólica y solar fotovoltaica.

4.3. Escenario 3 - Aplanamiento del 50%

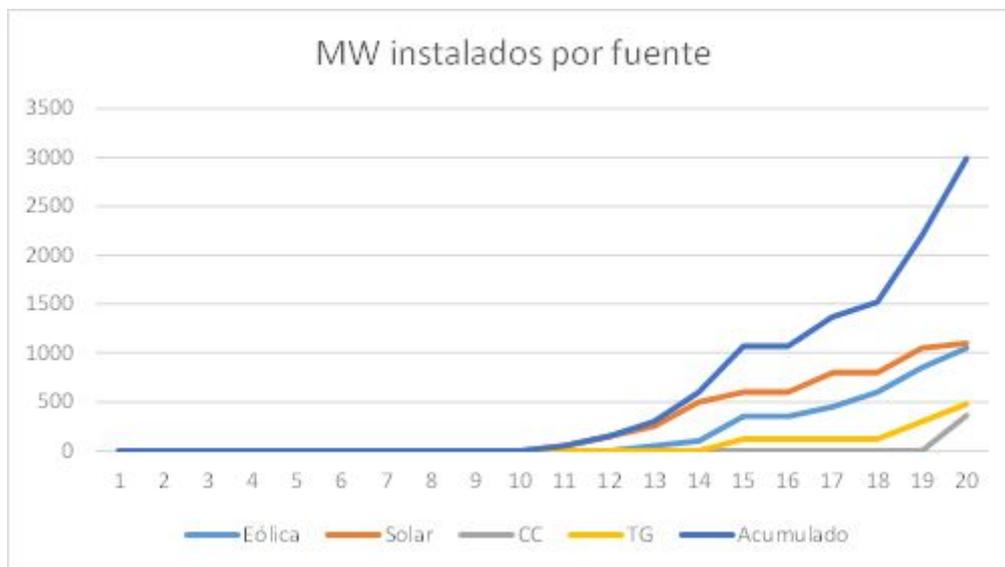


Figura 4.3 Instalación de generación por fuente - Escenario 3

Se observan resultados similares a los obtenidos para el escenario 2. La diferencia más significativa que se presenta es el retraso en el ingreso de nueva generación. Un retraso de 1 año respecto al escenario previo.

4.4. Escenario 4 - Demanda diaria plana

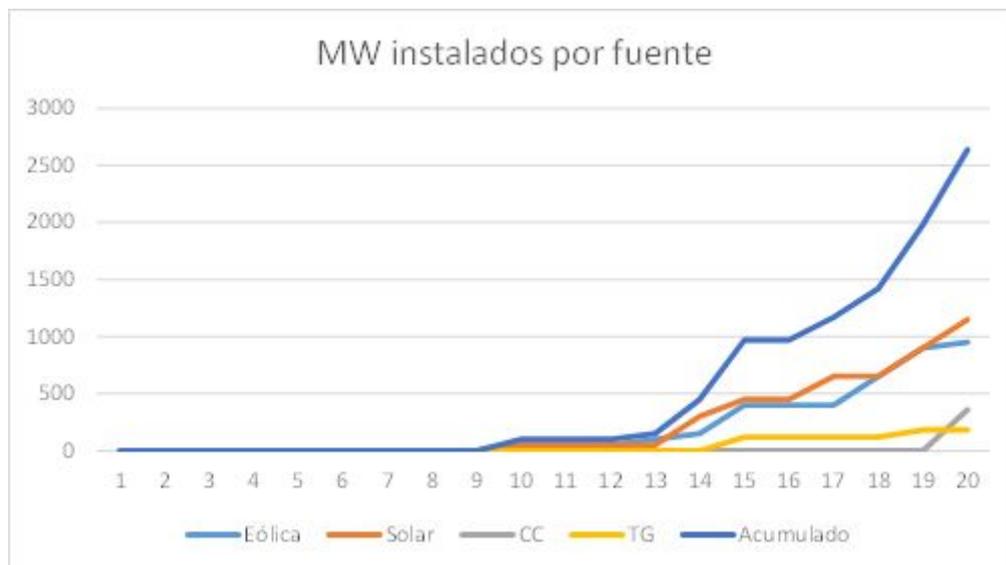


Figura 4.4. Instalación de generación por fuente - Escenario 4

El escenario hipotético con una curva de demanda completamente aplanada se estudió simplemente con fin de evaluar el mínimo costo posible de abastecimiento de la demanda.

Se observa que si bien la primera entrada de nueva generación se da a los 9 años, de forma similar a lo observado en los casos previos, la segunda entrada de nueva generación se

posterga hasta el año 13. Es decir que luego del año 9 se mantienen las mismas plantas de generación durante unos 4 años.

Es claro que este escenario es completamente irreal y los resultados obtenidos simplemente se utilizan para verificar la tendencia observada en los casos anteriores; esto es, menor costo total de abastecimiento y mayor peso de renovables no convencionales en las tecnologías de expansión.

4.5. Escenario 5 - Aumento de los picos y valles diarios

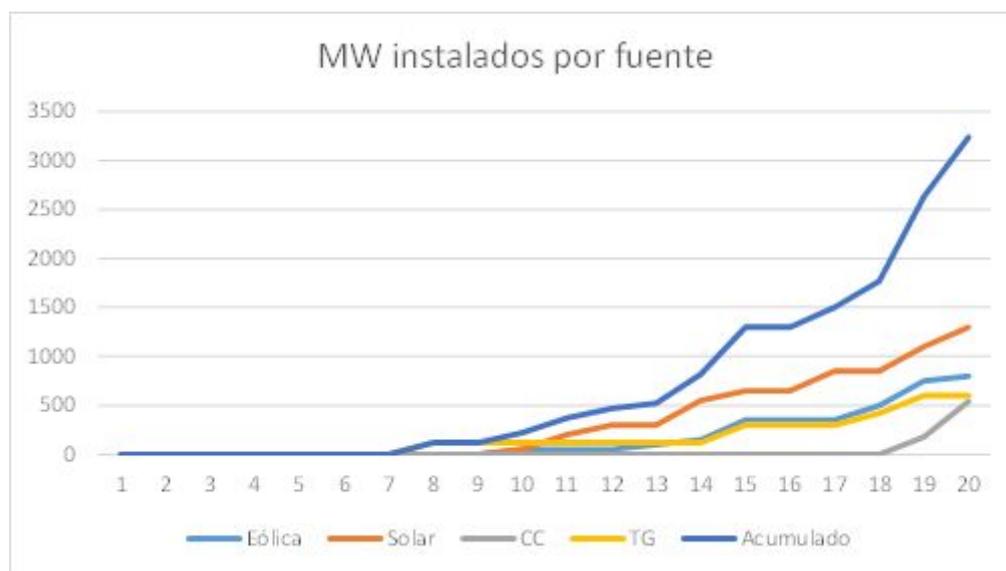


Figura 4.5. Instalación de generación por fuente - Escenario 5

El caso de aumento de picos y valles se realizó con los mismos fines que el caso anterior. En este caso, se da la mayor cantidad de potencia instalada para el período de estudio considerado (más de 3200 MW) así como el menor peso de renovables no convencionales y mayor instalación de potencia térmica.

4.6. Costo de abastecimiento de la demanda

En el gráfico 4.6 se observa una comparación de costos relativa, considerando el caso base como 100%.

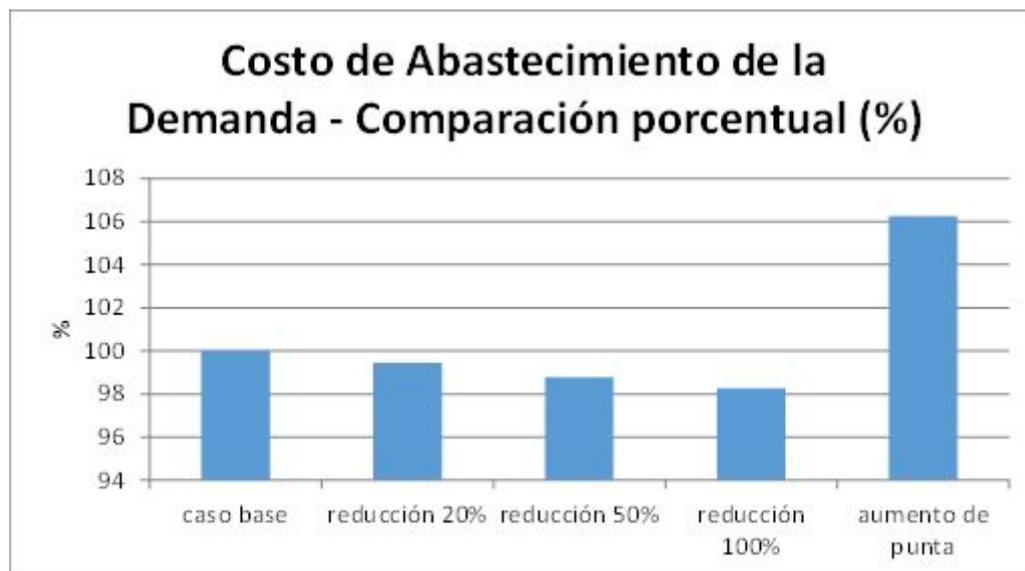


Figura 4.6 Costo de abastecimiento de la demanda por caso de estudio

Lo que se puede observar en esta gráfica es que a medida que se logra aplanar la demanda, se reduce su costo de abastecimiento. Sin embargo, dicha reducción de costos no parecería ser muy significativa. De hecho, para el caso hipotético en el cual se aplanan la demanda en un 100% la reducción de costos es menor al 2%.

El caso de aumento de picos y valles confirma la tendencia de los resultados anteriores, ya que el costo de abastecimiento de la demanda crece más de un 6% respecto al caso base.

5. Resultados por fuentes de generación

En estos segundos resultados nos centraremos en el comportamiento de las fuentes de generación en cada escenario.

Estas gráficas también se realizaron con un promedio de los cien mejores casos para observar las características comunes de los casos que son las de interés y donde podemos concluir cuáles son las características que permiten minimizar el costo en los escenarios de estudio.

Con estos resultados obtendremos conclusiones respecto a qué fuentes son más recomendables en función de la forma que tiene la curva de demanda y si las diferencias económicas de los resultados anteriores se deben a la potencia instalada o a las fuentes seleccionadas para instalar.

5.1. Expansión eólica según escenario.

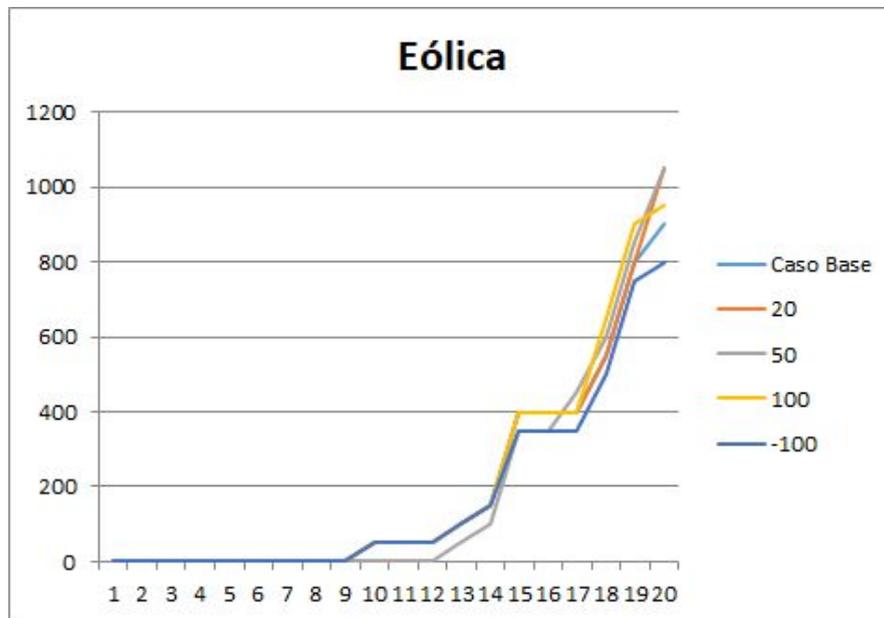


Figura 5.1 Expansión eólica para cada escenario

En esta primera gráfica podemos observar que la expansión eólica no varía sustancialmente, aunque se puede observar que el escenario que acentúa los picos y valles realiza una expansión con menor cantidad de generación eólica.

Respecto a los demás escenarios solo se puede concluir que tienen una tendencia que cuanto más plana la curva de demanda es más favorable la instalación de esta fuente.

5.2. Expansión solar según escenario.

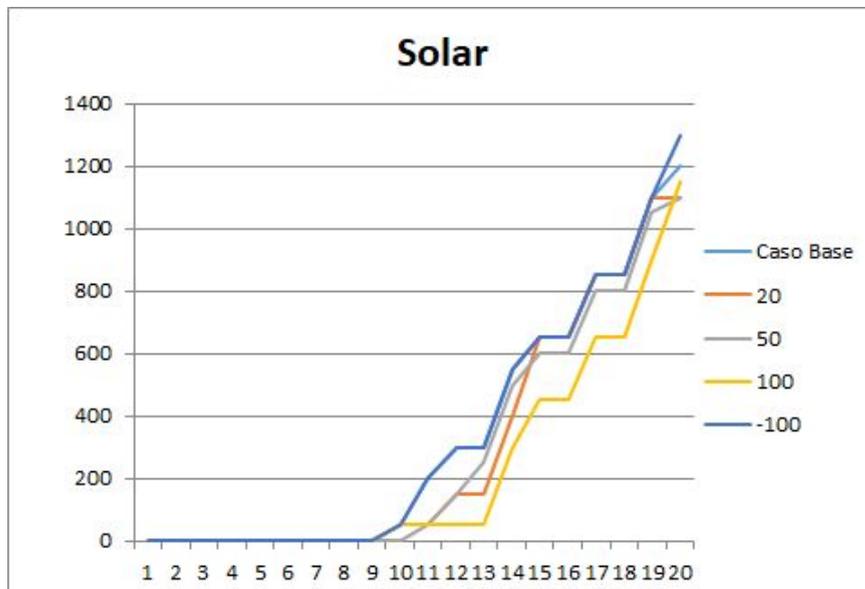


Figura 5.2 Expansión solar para cada escenario

En esta fuente de generación tampoco se pueden sacar conclusiones generales aunque sí se pueden observar algunas particularidades. El caso plano retrasa el ingreso de energía solar y el atenuado 50% minimiza el ingreso de esta fuente, respecto a los demás escenarios tienen un comportamiento muy similar y esto no permite sacar conclusiones a priori.

5.3. Expansión Térmica (CC) según escenario.



Figura 5.3 Expansión de Ciclo Combinado para cada escenario

Esta fuente de generación tiene un comportamiento de ingreso agresivo en los últimos dos años, en los escenarios base y de demandas más planas se solapan entre sí y la acentuada tiene un ingreso más importante aún..

Aunque es una característica repetida en los escenarios, al ingresar en los últimos dos años no sería recomendable tomarlo como una conclusión central ya que puede deberse a comportamientos límite.

5.4. Expansión Térmica (TG) según escenario.

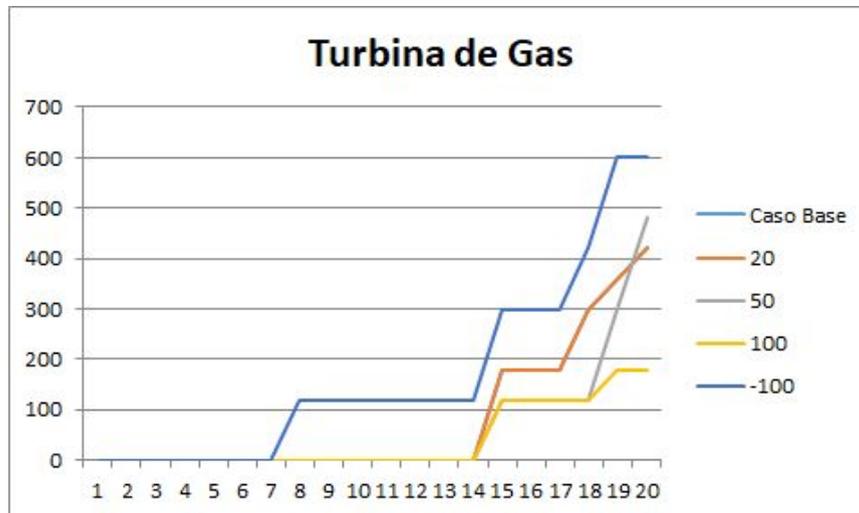


Figura 5.4 Expansión de Turbinas de Gas para cada escenario

Esta fuente es una de la que se puede extraer más información y se observa claramente que el escenario de curva más acentuada es en el que ingresan más cantidad de turbinas y de manera más adelantada. Progresivamente cuanto más plana la curva de generación menor cantidad de turbinas y ingreso más atrasado. (aclaración: la curva 20 se solapa con el caso base).

5.5. Expansión Total según escenario.

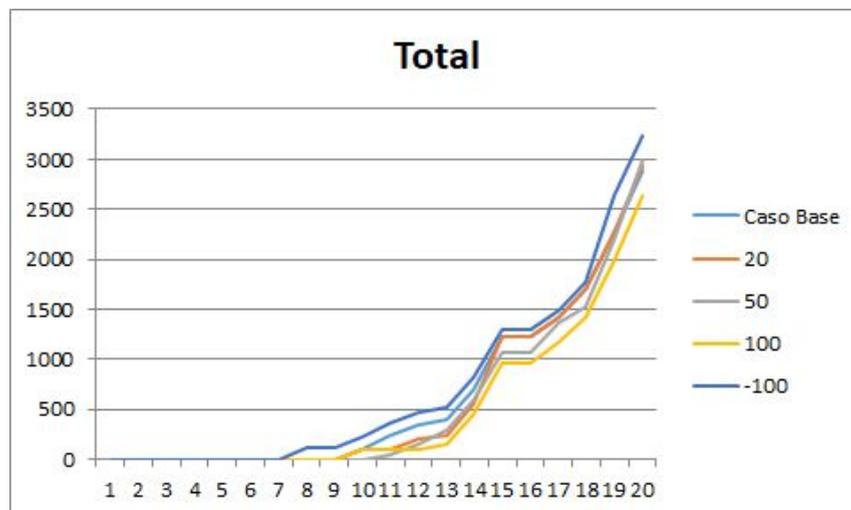


Figura 5.5 Expansión total para cada escenario

En esta gráfica de expansión acumulada para cada escenario se puede observar que a curva de demanda más plana es necesaria menor cantidad de generación y a curva con picos y valles más acentuadas mayor cantidad de generación.

Esto permite observar que aunque entre los escenarios la energía demandada es la misma, cuando se tienen demandas más planas la cantidad de fuentes de generación disminuye.

5.6. Expansión de cada fuente según escenario.

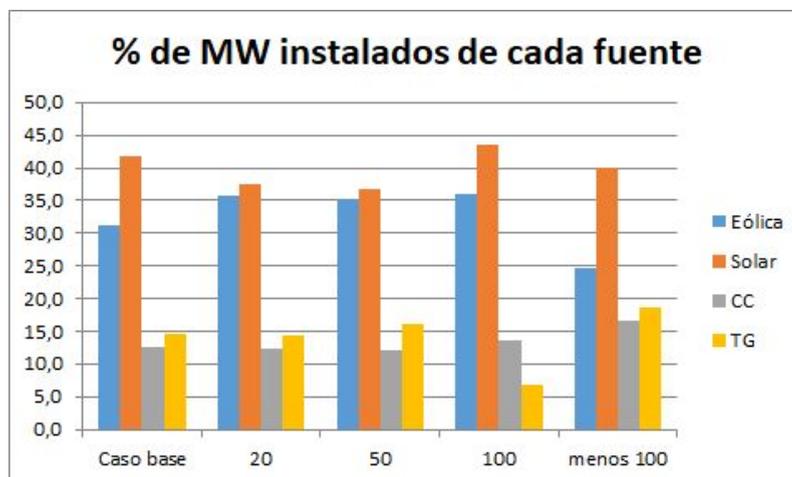


Figura 5.6 Expansión en porcentaje de cada fuente para cada escenario

Aunque en estos resultados nos centraremos en las conclusiones, podemos observar que todos los escenarios tienen un ingreso importante de solar que se debe entre otras características al bajo costo de generación que se le asignó y una complementariedad de eólica más importante en los escenarios con curva más plana. Por último se puede observar que las fuentes térmicas se acentúan en el escenario con curva de demanda más acentuada.

6. Conclusiones

Se destacan los siguientes resultados:

Comparando el escenario base con los escenarios de aplanamiento, los resultados económicos obtenidos se adecuan a lo esperado. Es decir que, a medida que se reducen los picos de demanda, se reduce el Costo de Abastecimiento de la Demanda.

Vale comentar que el escenario que presenta mayores diferencias de costos es el caso de aumento del pico. Dicho escenario presenta un aumento de un 6% en el Costo de Abastecimiento de la Demanda, respecto al escenario base, lo cual es bastante superior al 1,7 % de diferencia entre el caso base y el caso de aplanamiento total de la demanda.

En todos los escenarios evaluados, se observó una fuerte presencia de plantas de energía solar fotovoltaica. Es claro que la prioridad que se le da a esta fuente de energía se debe al bajo costo de expansión que se ingresó en la simulación. En todos los casos, el porcentaje de plantas de energía

solar instalada supera el 35% de la potencia total agregada al sistema, llegando en algún caso a superar el 40%.

Ligado con lo anterior, la segunda tecnología de generación instalada corresponde a la energía eólica. Sumando la potencia en energía solar y eólica se llega a porcentajes cercanos al 70% de la potencia total.

Respecto a las plantas de energía térmica, se observa que si bien el simulador llega en todos los escenarios a resultados que implican la instalación de Turbinas de Gas y de Ciclo Combinado, las mismas son las que suman menor cantidad de potencia respecto al total y además dichas instalaciones ocurren en los últimos años del período bajo estudio. A pesar de que la energía de fuentes térmicas presenta un precio mayor a la de fuentes renovables, se sigue recurriendo a la instalación de las primeras. Lo anterior se debe, presumiblemente, a la necesidad de cubrir los picos de demanda de energía.

Respecto a los años en los cuales se comienza a instalar nueva generación, se observa que en todos los escenarios (excepto el escenario de aumento de pico), durante los primeros 9 años no es necesario instalar potencia adicional a la existente actualmente. Dicho resultado se acopla con lo que se visualiza actualmente en el mercado energético, donde existen vertimientos de las centrales hidráulicas y restricciones operativas en los parques eólicos.

Salvo en el caso de aumento de picos, en los demás casos la potencia instalada al final del período de estudio se encuentra en valores cercanos a los 3000 MW y no parece haber grandes diferencias en los tipos de energía instalados. Sin embargo, a medida que se aplanan la demanda, se observa una disminución del Costo de Abastecimiento de la Demanda. Lo anterior se explica por las pequeñas demoras en el ingreso de las plantas, lo cual financieramente termina resultando en menores costos al final de período.

A modo de comparación con otros trabajos, ver referencia [6.1], se observó que los resultados obtenidos son similares a los obtenidos por el trabajo académico indicado.

7. Posibles trabajos a futuro

Una posible complemento del trabajo realizado sería el análisis costo-beneficio que implica realizar planes para fomentar el desplazamiento horario de la demanda. Algunas de las medidas que podrían evaluarse serían:

- Distribución de controladores inteligentes para control de demanda.
- Aumento de las diferencias de costo entre la energía en los tramos valle y los tramos pico, fomentando aún más los consumos en horas fuera del pico.
- Fomento de uso de cargas con acumulación de energía, ejemplo vehículos eléctricos.

Para cada una de las medidas mencionadas anteriormente, se deberá evaluar el costo de implementación y el beneficio obtenido, entendiéndose como desplazamiento a futuro de las entradas en servicio de nueva generación.

Otro posible complemento sería realizar una evaluación en función de variaciones en los precios de las diferentes tecnologías de generación. Es claro que los resultados presentarán variaciones dependiendo de los precios de energía considerados. Si bien actualmente la matriz eléctrica del país está basada fuertemente en energía eólica y energía hidráulica, agregar energía de fuente solar sería compatible con la necesidad de cubrir la demanda durante las horas de llano.

La tecnología que modificaría considerablemente los resultados sería la acumulación de energía. Ya sea mediante baterías, centrales de bombeo de agua, gases comprimidos o cualquier otro sistema de acumulación, los resultados presentarán diferencias significativas respecto al estudio realizado. Se estima que la mayor incidencia se presentará en la instalación de centrales térmicas, dado que los sistemas de acumulación podrían sustituirlas.

8. Referencias

[3.1] LAZARD - Levelized cost of energy analysis - Version 10.0. Diciembre 2016

[6.1] FING - Complementariedad de los recursos renovables (solar –eólico) y su correlación con la demanda de energía eléctrica.