

Estimación del precio para una demanda plana para generación de Hidrógeno

Autor: Manuel Martínez

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2019
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.....	3
2. Hipótesis de trabajo.....	3
3. Metodología.	4
3.1. Sala de simulación.....	4
3.1.1 Variables globales de la sala.....	4
3.1.2.Demanda.....	4
3.1.3. Actores de generación.....	5
3.1.4. Escenarios.....	6
3.2. Gráficos y operaciones utilizadas.....	7
3.2.1. Generación por fuentes.....	7
3.2.2. Compra de la energía al costo marginal.....	7
3.2.3. Ahorro obtenido por operar fuera del horario de “Punta”.....	7
3.2.4. Valor en Riesgo condicional (5%).....	8
3.2.5. Costo marginal con prob. de excedencia 30% y 20%.....	8
4. Resultados del estudio.	8
4.1. Escenario Base.....	8
4.1.1. Generación por fuentes.....	8
4.1.2. Compra de la energía al costo marginal.....	9
4.1.3. Ahorro obtenido por operar fuera del horario de “Punta”.....	9
4.1.4. Valor en Riesgo condicional (5%).....	10
4.1.5. Costo marginal con P.E. 20% y 30%.....	11
4.2. Impacto de factores externos.....	12
4.2.1. Generación por fuentes.....	12
4.2.2. Costo marginal anual.....	13
4.2.3. Valor en riesgo condicional (5%).....	14
4.2.4. Costo marginal con P.E. 30%.....	14
4.3. Conclusiones.....	15
5. Posibles futuros trabajos.....	16
6. Referencias.....	16

1. Objetivo.

El objetivo de este trabajo es determinar el precio de la energía eléctrica y la modalidad de trabajo para una planta piloto de generación de hidrógeno. El hidrógeno producido se utilizará como combustible para una flota de 10 vehículos (camiones y buses). Se intentarán responder las siguientes interrogantes:

- Costo de la energía eléctrica según el régimen de trabajo de la planta. Se evaluarán 3 casos:
 - 1) Planta operativa 24hs por día.
 - 2) Planta operativa 19hs por día, con la planta apagada durante los postes 1 y 2, cuando el costo marginal del sistema es mayor. Se tomará como hipótesis que la planta es totalmente flexible y puede ser encendida y apagada varias veces por día.
 - 3) Régimen de trabajo 19hs por día, apagando la planta todos los días en un horario predeterminado (entre las 18hs y 23hs).
- Modalidad de compra de energía eléctrica más conveniente: Mercado spot o Contrato.
- Impacto de riesgos externos. Se analizarán 4 escenarios: Base, con exportación de energía, precio alto de petróleo, precio bajo de petróleo.
- Valor aproximado del precio de compra de energía eléctrica para cada caso.

2. Hipótesis de trabajo

La planta piloto de hidrógeno deberá producir 810 kg H₂/día, para abastecer una flota de 10 vehículos compuesto por camiones y buses. Se considerará una eficiencia de 57 kWh/kg H₂ (54 kWh/kg H₂ para el electrolizador y 3 kWh/kg H₂ para compresión) [1]. Se asumirá que la potencia de la planta será constante a lo largo del día, con la posibilidad de apagar el electrolizador en horas de alta demanda, cuando el costo marginal del sistema eléctrico sea alto. Se analizarán 3 casos:

- 1) Planta operativa 24hs por día.
- 2) Planta operativa 19hs por día, con la planta apagada durante los postes 1 y 2, cuando el costo marginal del sistema es mayor. Se tomará como hipótesis que la planta es totalmente flexible y puede ser encendida y apagada varias veces por día.
- 3) Régimen de trabajo 19hs por día, apagando la planta todos los días en un horario predeterminado (entre las 18hs y 23hs).

Con estas modalidades de trabajo se dimensionó la potencia de la planta para cada caso:

$$\text{Para 19hs /día: } P(MW) = \frac{810 \frac{kg H_2}{día} \cdot 57 \frac{kWh}{kg H_2}}{19 \frac{hs}{día}} = 2.4 MW$$

$$\text{Para 24hs /día: } P(MW) = \frac{810 \frac{kg H_2}{día} \cdot 57 \frac{kWh}{kg H_2}}{24 \frac{hs}{día}} = 1.9 MW$$

Por otra parte, se asumió un costo de inversión del electrolizador de 1,700 USD/kW. [2]
 Inversión para un electrolizador de 2.4 MW: 4.08 MUSD
 Inversión para un electrolizador de 1.9 MW: 3.23 MUSD

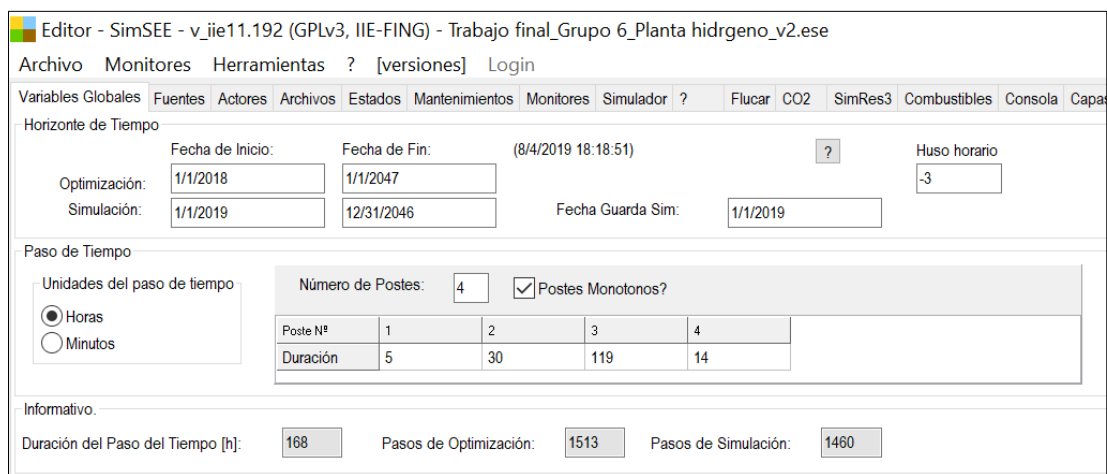
3. Metodología.

Para el estudio se utilizó una sala de largo plazo, de paso semanal, que abarca el período 2019-2046. Se presentan a continuación las principales características de la sala.

3.1. Sala de simulación

Se utilizó como base la sala de largo plazo utilizada durante el curso (*Base_id141075.ese*).

3.1.1 Variables globales de la sala



Poste N°	1	2	3	4
Duración	5	30	119	14

Figura 1: Variables globales de la sala utilizada

Para el caso en que el electrolizador funciona 19 hs diarias y en un régimen 100% flexible, la planta estaría apagada durante toda la duración de los postes 1 y 2 (5 hs/día, 35 hs/semana).

3.1.2. Demanda

Para modelar la demanda anual de todo el sistema (DemUY), se utilizó el archivo original de la sala (aniobase2013.bin), que corresponde a la demanda del año 2013 (11,178 GWh) con un crecimiento del 2.5% anual. Se utilizó la función “*Demanda generada a partir de un año base y vector de energías anuales*”.

Por otra parte, se generó otro archivo de demanda específico para el electrolizador (Dem_H2), que será utilizado en el caso en que la planta se apague en el horario 18hs a

23hs. Para crearlo se utilizó la función “*Demanda detallada*”. Para el horario en que la planta esté operativa, la potencia será 2.4MW, mientras que para el horario en que esté apagado, será 0.

Para el caso en que se deban determinar los costos marginales del sistema si la planta trabaja 24hs o con un régimen de 19hs pero flexible, se obtendrán estos datos de la demanda total (DemUY). Se considerará que la demanda de la planta de H₂ no modificará el costo del sistema, ya que se trata del 0.15% de la demanda total.

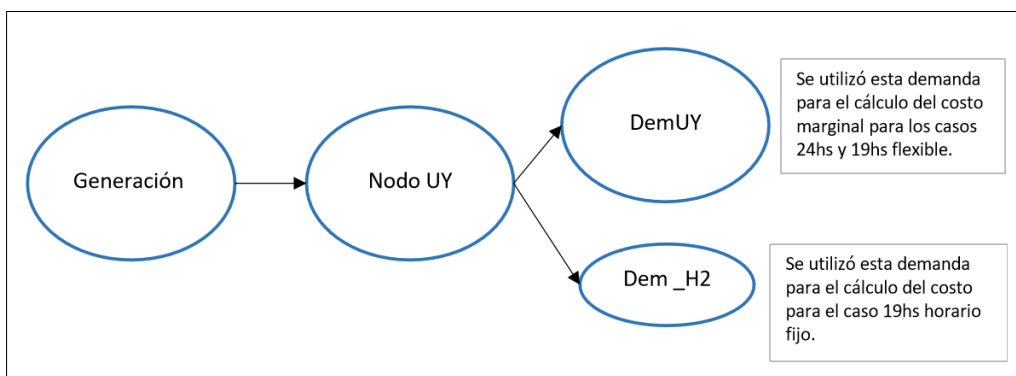


Figura 2: Esquema de generación, nodos y demandas.

En cuanto a los escalones de falla de la demanda DemUY, son los siguientes:

Escalones de falla.				
Numero de Escalones	<input type="text" value="4"/>			
Escalón				
Profundidad[p.u.]	0.02	0.05	0.075	0.855
Costo[USD/MWh]	167	600	2400	4000

Figura 3: Escalones de falla de la sala

3.1.3. Actores de generación

En el siguiente recuadro se pueden ver los actores de generación contemplados por la sala para el período de simulación utilizado. Está contemplado un plan de expansión a base de eólica (*Exp_Eólica*), solar fotovoltaica (*Exp_SolarPV*) y turbinas de gas (*TG60*). Se incluye el generador UPM2 a partir 2022.

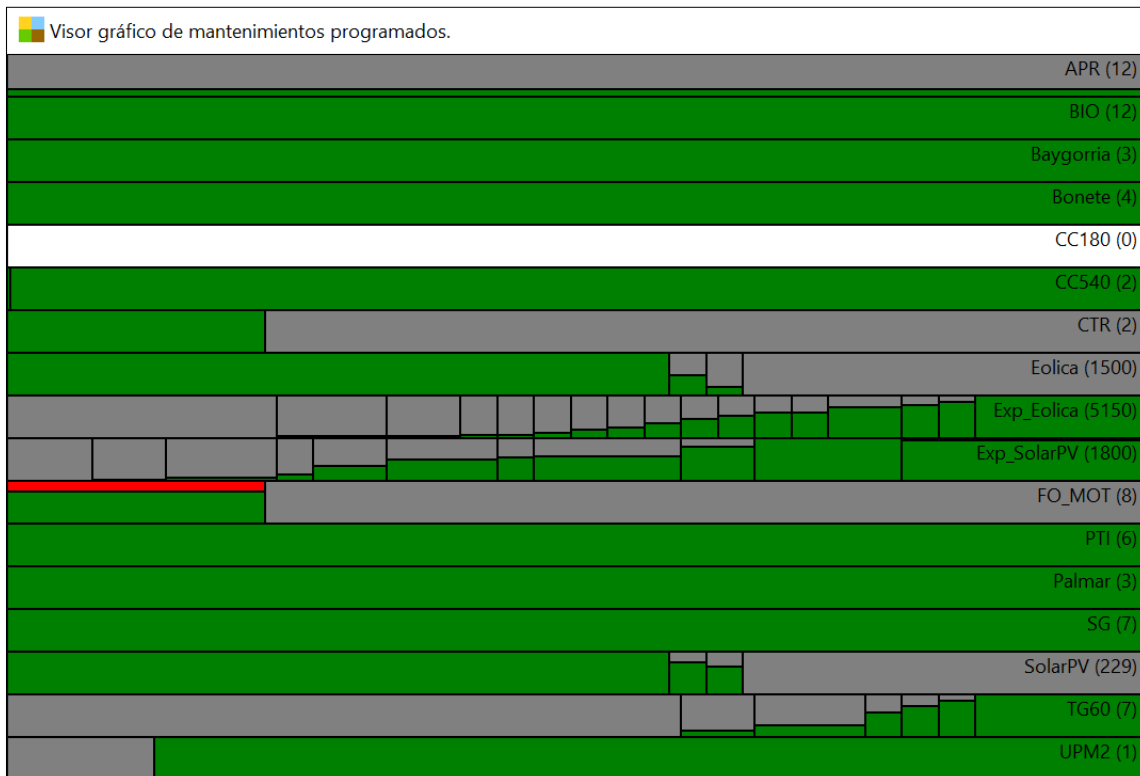


Figura 4: Actores de generación de la sala de largo plazo. Período: 2018-2049

3.1.4. Escenarios

Se consideraron 4 escenarios de simulación, de manera de observar el impacto de factores externos en el costo de generación de energía. Los escenarios escogidos fueron: 1) Caso Base, 2) Con exportación a Argentina a 30 USD/MWh, 3) Precio bajo de petróleo, 4) Precio alto de petróleo. En cada escenario se simularon 100 crónicas. Para el escenario “Base”, se analizaron las 3 situaciones descriptas anteriormente: 24 hs/día, 19 hs/día flexible y 19 hs/día fijo. Para el resto de los escenarios, se analizó solamente el caso del electrolizador encendido 19 hs/día con flexibilidad horaria.

Escenario	Exportación	Precio del petróleo
Base	Sin exportación. Todos los excedentes van al “Sumidero”.	Precio medio. Fuente “tendencia brent” nivel medio, con valores entre 1.2 y 2.4 (ver figura 4)
Exportación	Con exportación. Fuente “Precio_ExpAg” a valor constante 30 USD/Mwh. $P_{max} = 500$ MW	Precio medio. Fuente “tendencia brent” nivel medio, con valores entre 1.2 y 2.4.
Precio petróleo bajo	Sin exportación. Todos los excedentes van al “Sumidero”.	Precio bajo. Fuente “tendencia brent” a valor constante 1.
Precio petróleo alto	Sin exportación. Todos los excedentes van al “Sumidero”.	Precio alto. Fuente “tendencia brent” a valor constante 3.

Tabla 1: Escenarios de simulación

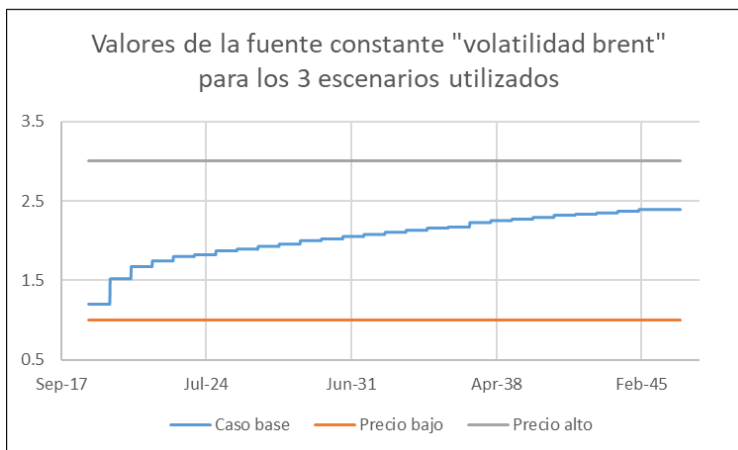


Figura 5: Valores de la fuente "volatilidad brent"

3.2. Gráficos y operaciones utilizadas

3.2.1. Generación por fuentes

Se graficó la generación de energía por fuentes para poder observar la evolución del sistema de acuerdo al plan de inversiones de la sala. Se utilizó operación crónica "*sumaProductoConDurpos*" y luego la post operación "*CambioPasoDeTiempo*" para anualizar los resultados.

3.2.2. Compra de la energía al costo marginal

3.2.2.1. Caso de la planta encendida 24hs

Para determinar el costo de la energía en el caso de 24hs de funcionamiento, se obtuvo el costo marginal del nodo UY mediante la utilización de la operación crónica "*promedioPonderadoPorDurpos*".

3.2.2.2. Caso de la planta encendida 19hs por día, con horario flexible

Para determinar el costo de la energía en este caso, se determinaron los costos marginales de los postes 3 y 4, que es cuando la planta estará encendida. Luego, se utilizó la función "*combinarCronVars*", con el poste 3 con un coeficiente de 0.895 (119hs por semana) y el poste 4 un coeficiente de 0.105 (14hs por semana). De esa manera se obtuvo el costo marginal ponderado de los postes 3 y 4.

3.2.2.3. Caso de la planta encendida 19hs por día, con horario fijo

En este caso se procedió de la siguiente manera: con la operación crónica "*sumaProductoConDurpos (PD)*" se calculó la energía total de la planta (E_{H2}). Luego, con la operación "*sumaDobleProductoConDurposTopeado (PD, cmg, 1000)*" se determinó el costo total de la planta (USD_{H2}). Por último, se utilizó la post operación "*divisiónCronVars (USD_{H2}, E_{H2})*" para obtener el costo en USD/MWh.

3.2.3. Ahorro obtenido por operar fuera del horario de "Punta"

Para determinar la potencia y horario de trabajo óptimo del electrolizador, se realizó el siguiente ejercicio:

- 1) Se calculó la diferencia en costo marginal de tener el equipo encendido 24 hs/día o 19 hs/día, utilizando la función “*restaCronVars*”. Ese valor puede ser considerado como el ahorro al no comprar la energía cuando el costo marginal es alto, disponiendo de un electrolizador de mayor potencia para poder suplir la demanda necesaria.
- 2) El resultado, obtenido en USD/MWh, se multiplicó por 16,644 MWh, para obtener el ahorro anual.
- 2) Se incluyó en el primer año de la simulación la diferencia entre el costo de inversión de instalar un electrolizador de 2.4 MW y 1.9 MW: $4.08 \text{ MUSD} - 3.23 \text{ MUSD} = 0.85 \text{ MUSD}$.
- 3) Se determinó el valor actual de esos ahorros anuales y se sumaron, mediante la aplicación de las funciones “*aplicarActualizador*” y “*AcumularCronVar*”. La tasa de descuento utilizada fue 10%.
- 4) Como resultado se obtuvo una curva donde se puede verificar si el ahorro anual acumulado supera el costo adicional de inversión. Para valores menores a 0, es preferible un equipo de menor potencia trabajando 24hs. Para valores mayores a 0, el ahorro en el costo de la energía compensa el sobre costo de inversión.

3.2.4. Valor en Riesgo condicional (5%)

El objetivo en este punto es determinar los valores más altos a los que puede llegar el costo marginal en cada año, de manera de cuantificar el riesgo que asume el comprador si compra la energía en el Mercado Spot. Se utilizó la función “*CVaR*” al 5%, ordenados en forma creciente. La función calcula el promedio del 5% de los valores más elevados del costo marginal.

3.2.5. Costo marginal con prob. de excedencia 30% y 20%

En caso de que el comprador de energía no esté dispuesto a asumir el riesgo de un costo marginal elevado, trasladará ese riesgo al proveedor, por medio de un contrato de compra fijo. A cambio, el proveedor establecerá un precio de contrato que le signifique “ganar” en la mayoría de los casos, por ejemplo, en un 70% u 80% de los casos. Se graficaron los costos marginales con probabilidad de excedencia 30% y 20%, de forma de estimar un posible valor para un contrato.

4. Resultados del estudio.

4.1. Escenario Base

4.1.1. Generación por fuentes

Se graficó la generación por fuentes para el caso base, obteniéndose el siguiente resultado. Se observa como el componente de renovables no convencionales (eólica y solar) crece a lo largo del período, de acuerdo a lo establecido en el plan de inversiones de la sala. Por otra parte, la generación por fuentes térmicas se mantiene en una muy baja proporción durante toda la simulación. El componente “Sumidero” corresponde al excedente de energía.

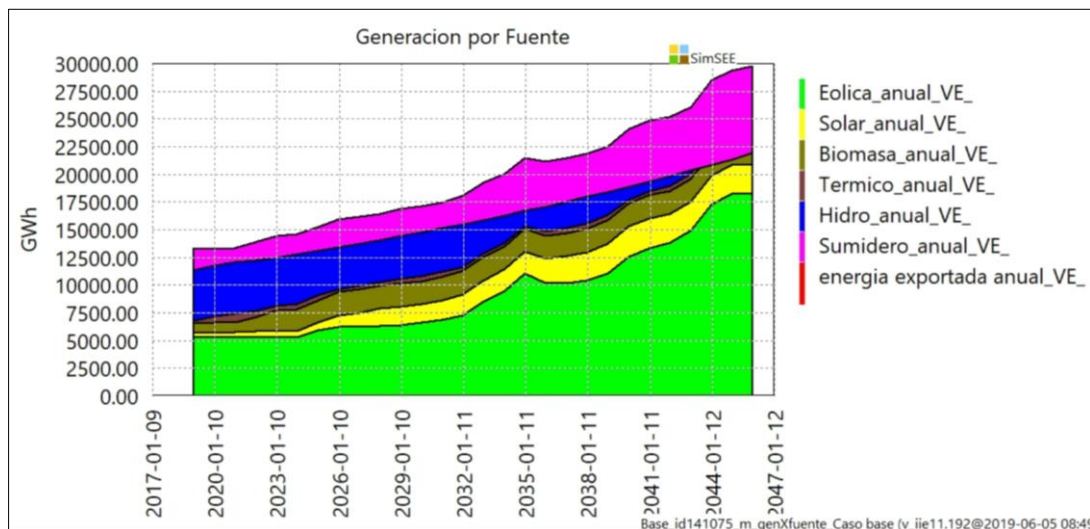


Figura 6: Generación por fuente para el escenario Base

4.1.2. Compra de la energía al costo marginal

La figura 7 muestra el costo marginal anualizado del sistema, desde 2019 a 2047. Se puede observar que hasta 2026, el costo marginal trabajando 24hs es muy similar al costo marginal trabajando 19hs. A partir de 2026, la diferencia entre 24hs y 19hs flexible comienza a aumentar considerablemente. Esta diferencia podría ser explicada por el ingreso de generadores que inyectan energía fuera del horario de punta, como por ejemplo la energía solar.

Por otra parte, el costo del sistema excluyendo el horario de 18 a 23 no sigue la misma tendencia, sino que se mantiene bastante similar al costo en 24hs. Este resultado muestra que los postes 1 y 2 estarán distribuidos a lo largo del día y no necesariamente centrados en el horario de “punta”.

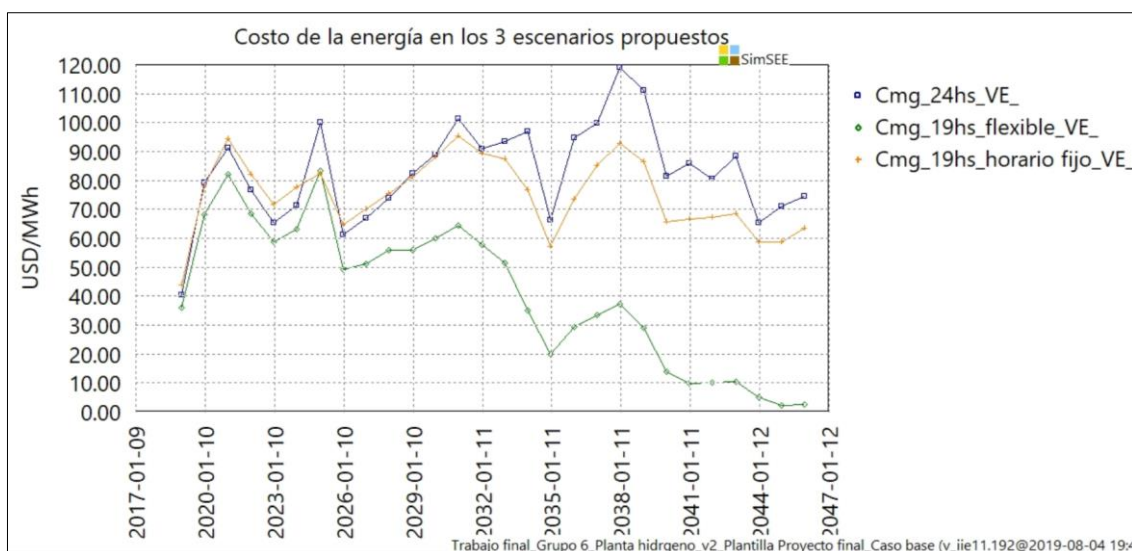


Figura 7: Valores promedio del costo marginal anualizado

4.1.3. Ahorro obtenido por operar fuera del horario de “Punta”

Para el caso hipotético en que se trabajara 19hs por día con flexibilidad total, el resultado indica que para un proyecto que comienza en 2019 y finaliza antes de 2025 (6 años), es preferible instalar un equipo de menor potencia (1.9 MW) y trabajar 24 hs por día. El

ahorro que se tiene en la compra de energía eléctrica no compensa el costo mayor de la inversión. Por otra parte, si el proyecto finaliza luego de 2025, es conveniente realizar una inversión mayor y trabajar 19 hs por día.

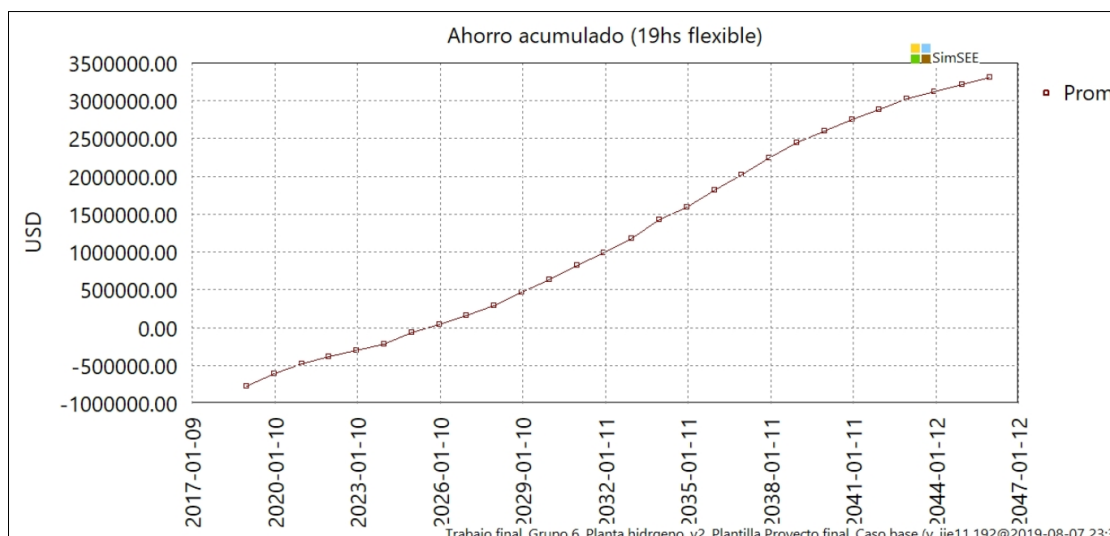


Figura 8: Comparativa de trabajar 19 hs (flexible) y 24 hs. A los 6 años se repaga el sobrecosto de inversión.

Por otra parte, para el caso en que se opte por trabajar 19hs en horario fijo apagando la planta entre 18hs y 23hs, se observa que no se repagaría el sobrecosto de inversión. La diferencia de costos marginales es mínima al principio. Al final del proyecto, cuando la diferencia es algo mayor, el actualizador utilizado causa que los valores al final tengan menor peso que los del comienzo, y el ahorro nunca llega a igualar la inversión.

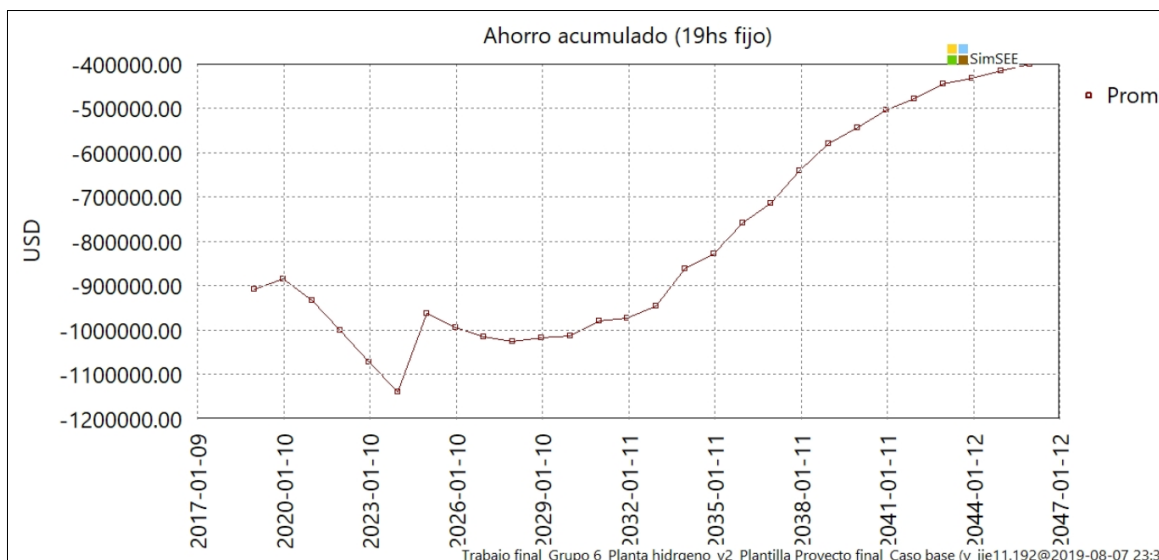


Figura 9: Comparativa de trabajar 19 hs (fijo) y 24 hs. El ahorro no repaga el sobrecosto de inversión.

4.1.4. Valor en Riesgo condicional (5%)

En las figuras 8 y 9 se puede observar la diferencia entre el promedio total del costo marginal y el promedio del 5% de los costos más altos arrojados en la simulación. Como se puede apreciar en ambos casos, en periodos puntuales el costo marginal se aleja

bastante del promedio. Esto puede representar un riesgo para el comprador de energía si decide participar del Mercado Spot. Si bien el precio spot está topeado, deberá incurrir en gastos elevados en el 5% de los casos.

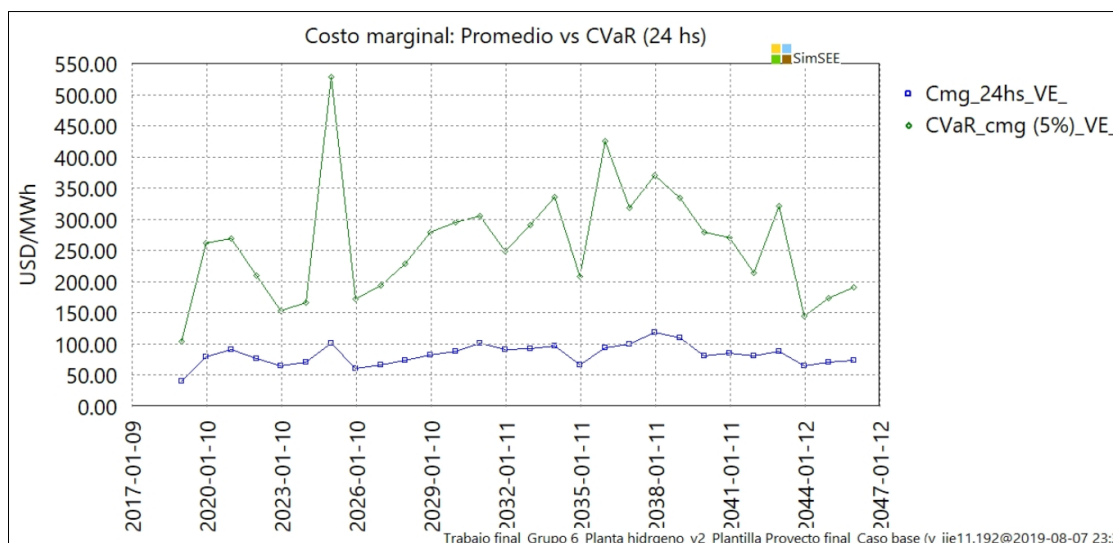


Figura 10: Costo marginal promedio vs CVaR (5%) trabajando 24hs por día

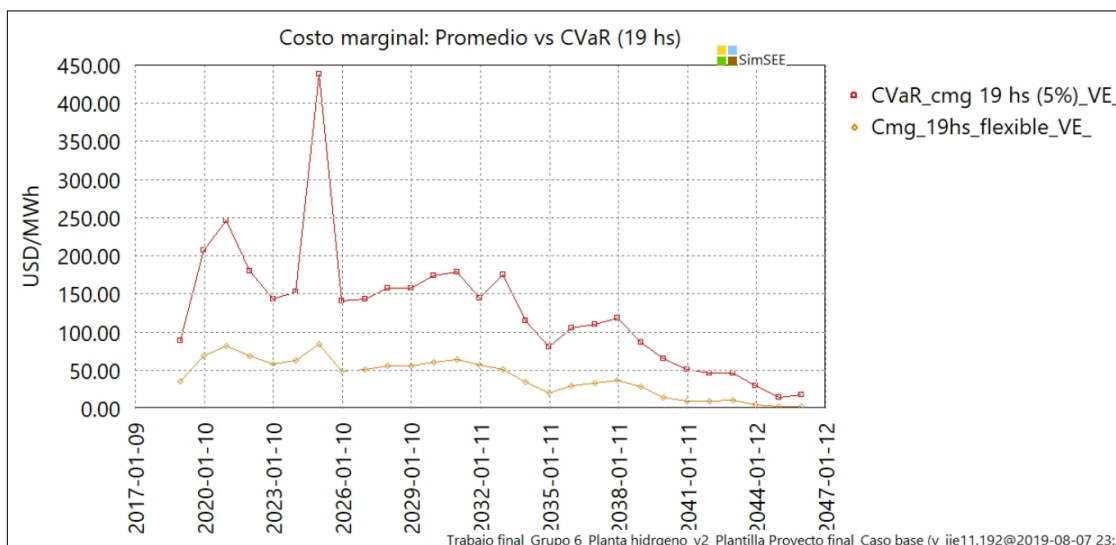


Figura 11: Costo marginal promedio vs CVaR (5%) trabajando 19hs por día (flexible)

4.1.5. Costo marginal con P.E. 20% y 30%

Se graficaron los costos marginales con probabilidad de excedencia 20% y 30%. Estos valores podrían ser una referencia para un contrato en donde el proveedor de energía asume el riesgo de la variabilidad del costo marginal del sistema, y a cambio exige un precio mayor al valor esperado (P.E. 50%).

Prob. de excedencia	Promedio 2019-2047 (24hs/d)	Promedio 2019-2047 (19hs/d)
50% (valor esperado)	83 USD/MWh	41 USD/MWh
30% P.E.	94 USD/MWh	75 USD/MWh
20% P.E.	114 USD/MWh	83 USD/MWh

Tabla 2: Promedio del costo marginal con P.E. 50%, 30% y 20%

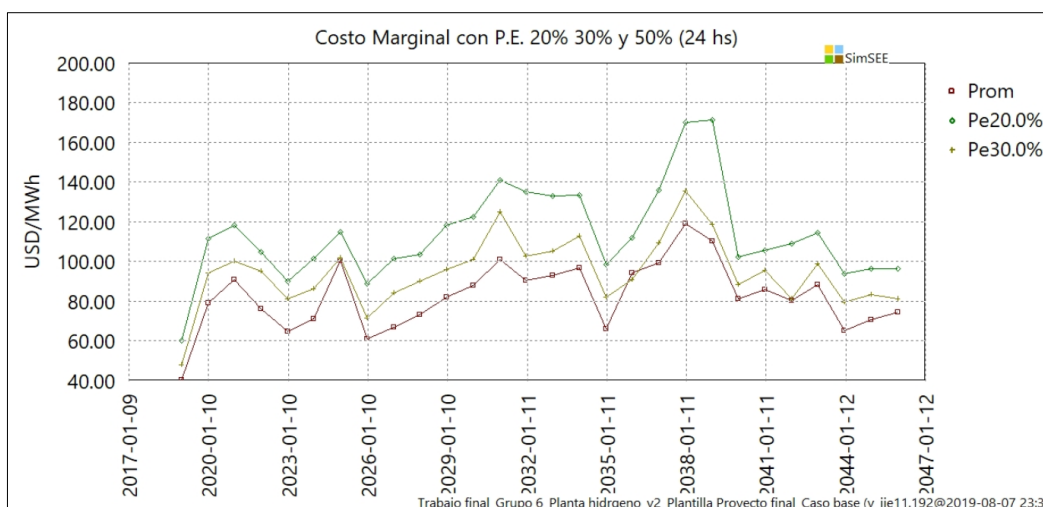


Figura 12: Costo marginal con probabilidades de excedencia para el caso de 24hs por día.

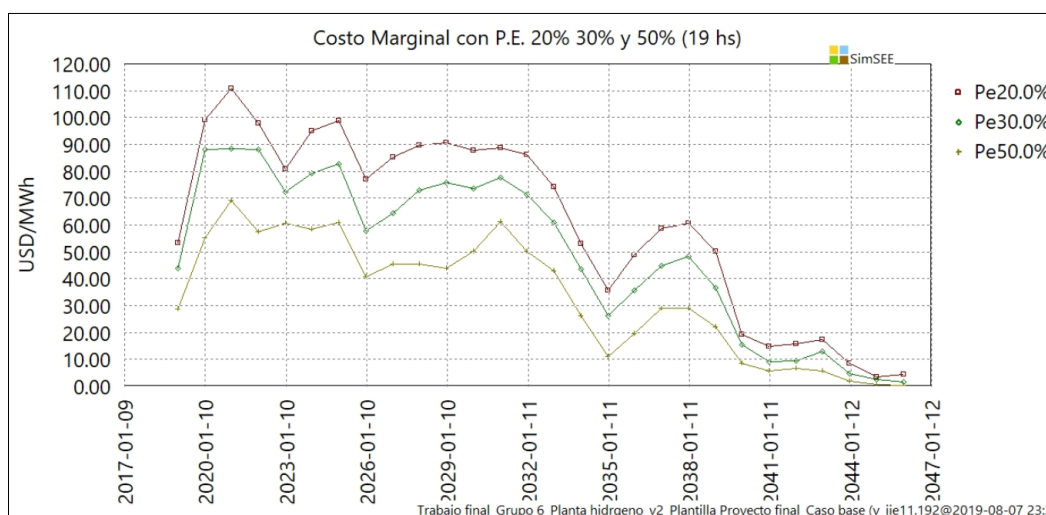


Figura 13: Costo marginal con probabilidades de excedencia para el caso de 19hs por día (caso flexible)

4.2. Impacto de factores externos

El objetivo en esta sección es observar cómo pueden influir determinadas variables externas en el costo de generación del sistema, y compararlos con el caso base. Como se mencionó anteriormente, las variables externas seleccionadas fueron el intercambio de energía con la región (solo exportación, no se consideró un escenario importador) y el precio de petróleo (precio alto y precio bajo). Para simplificar, se analizará solamente el caso en que la planta de hidrógeno esté trabajando 19hs por día en horario flexible.

4.2.1. Generación por fuentes

En la figura 12 se graficó la generación por fuente para los casos base, petróleo barato y petróleo caro. Por otra parte, la figura 13 muestra el escenario con exportación, donde se puede ver la cantidad de energía excedente que es exportada.

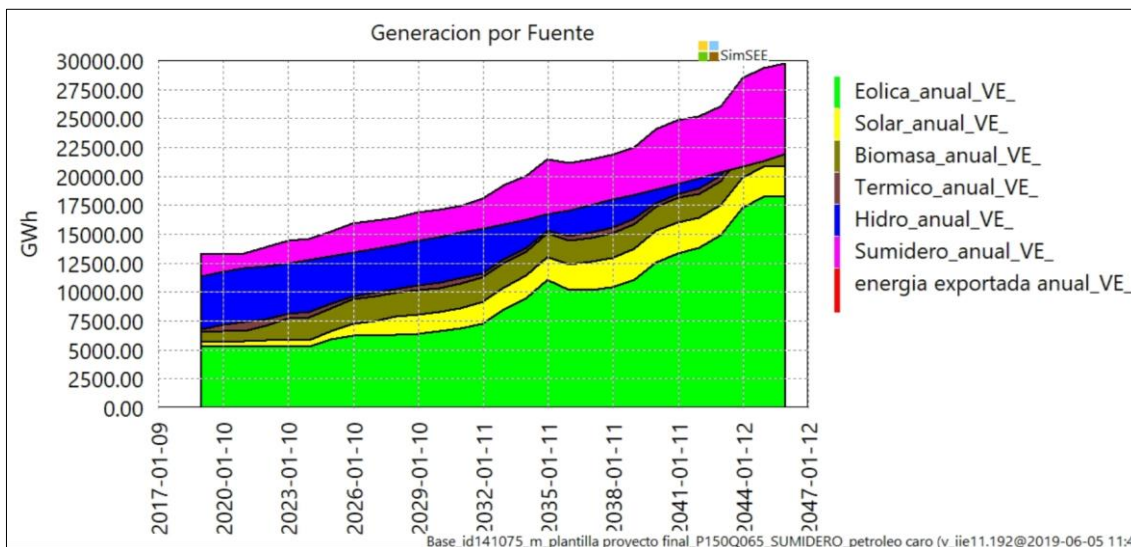


Figura 14: Generación por fuente para los casos base, petróleo caro y petróleo barato

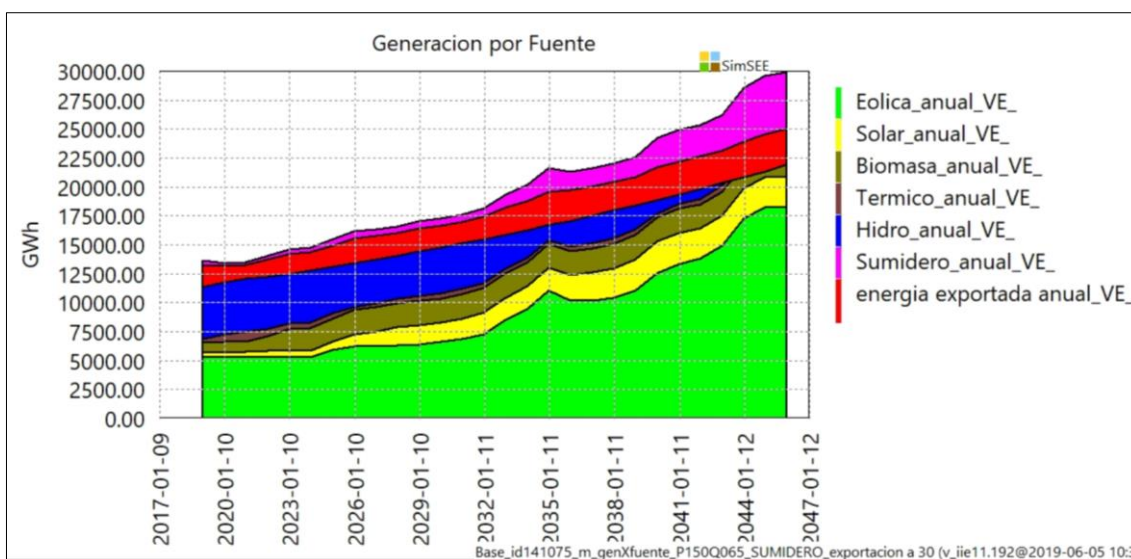


Figura 15: Generación por fuente para el caso con exportación

4.2.2. Costo marginal anual

Para evaluar el impacto de los distintos escenarios, se graficaron los 4 casos juntos. En cuanto al costo marginal anualizado, se observa que en los casos de exportación y alto precio de petróleo son mayores al caso base durante todo el periodo de simulación. Sin embargo, la diferencia disminuye con el correr de los años y los costos terminan siendo muy similares al final del período.

Si miramos específicamente el caso del petróleo caro, vemos que tiene un gran impacto sobre el costo marginal en los primeros años de la corrida, pero luego comienza a descender hasta que al final del período, los costos son prácticamente los mismos. Este resultado es importante ya que muestra la dependencia del costo del sistema eléctrico con el petróleo. Un sistema eléctrico independiente del precio del petróleo favorecería la incorporación de vehículos cuyo combustible sea generado por la red eléctrica (baterías, hidrógeno), frente a vehículos cuyo combustible es a base de petróleo.

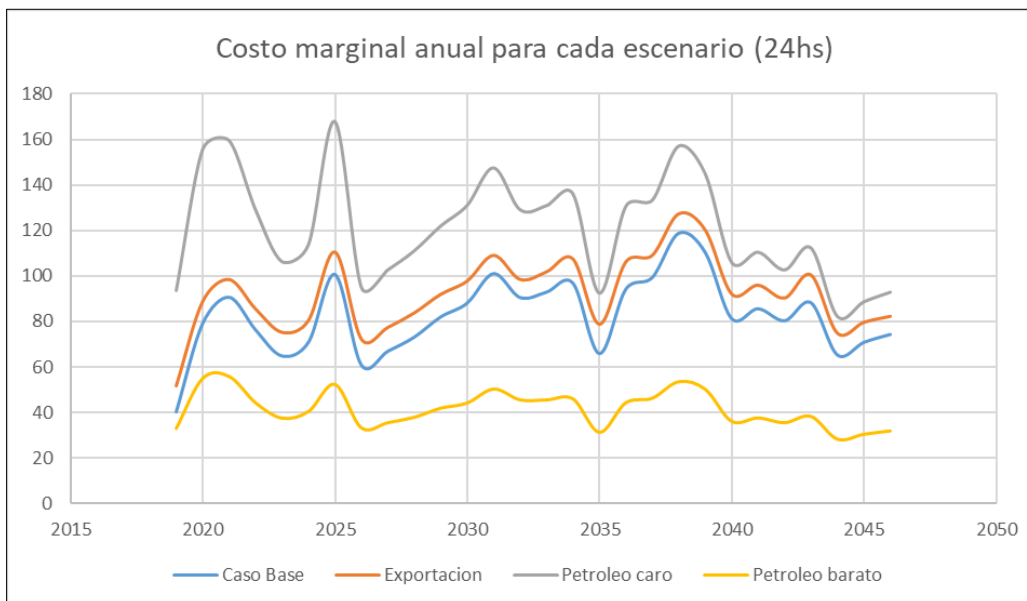


Figura 16: Comparativa de costo marginal anual

4.2.3. Valor en riesgo condicional (5%)

En cuanto al valor en riesgo condicional al 5% (CVaR), se observan valores muy altos para el caso de alto precio de petróleo. También se puede ver que los casos de exportación y caso base son muy similares en CVaR, pese a que el caso exportación tenía un costo marginal promedio mayor.

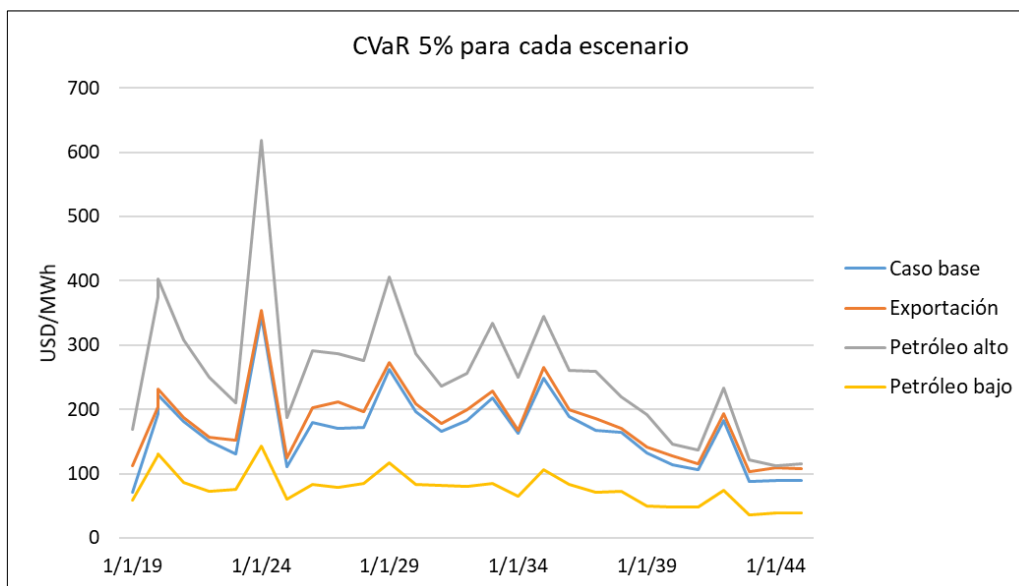


Figura 17: Comparativa de CVaR

4.2.4. Costo marginal con P.E. 30%

Se graficó el costo marginal con probabilidad de excedencia 30% para cada uno de los escenarios planteados, de manera de tener como referencia para un posible precio de contrato con el proveedor de energía.

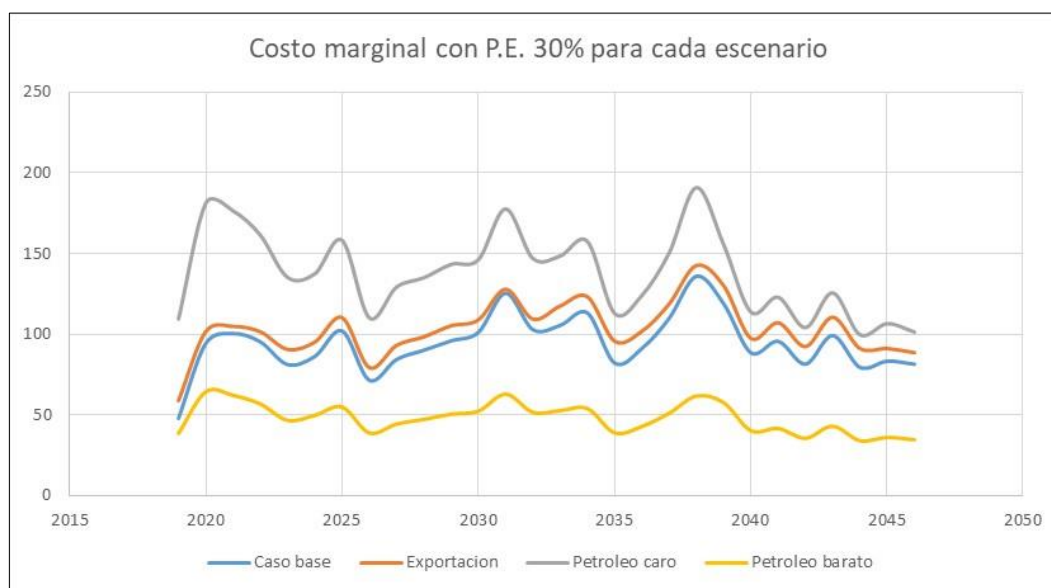


Figura 18: Comparativa de costo marginal con P.E. 30%

4.3. Conclusiones

De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación, se realizan las siguientes conclusiones respondiendo a las interrogantes planteadas en capítulo 1 (Objetivos).

Horario de funcionamiento óptimo de la planta: Según los resultados, invertir en una planta de mayor potencia que permita trabajar menos horas por día sería rentable dependiendo de la flexibilidad para encender y apagar la planta. Para el caso 100 % flexible analizado (postes 1 y 2 apagados), el beneficio obtenido por el ahorro iguala el sobrecosto de inversión a los 6 años. Por otra parte, si se debe restringir el encendido y apagado a un horario fijo (en este caso se eligió 18hs a 23hs), resulta conveniente trabajar 24hs, invirtiendo en una planta de menor potencia.

Modalidad de compra de energía eléctrica más conveniente: Mercado spot o Contrato: Los CVaR de los casos planteados presentaron valores bastante mayores al costo marginal promedio, lo cual presenta un riesgo importante para el consumidor de energía si decide comprar energía al precio Spot. Sería recomendable trasladar ese riesgo al proveedor de energía.

Impacto de riesgos externos: escenarios con y sin exportación de energía, escenarios con precios altos y bajos de petróleo: Tanto la apertura de exportación como un alto costo de petróleo tendrán un impacto importante al comienzo del periodo, aumentando el costo marginal de generación. Otra de las conclusiones importantes es la independencia del costo marginal respecto del precio del petróleo hacia el final del periodo, lo cual favorecerá la incorporación de combustibles como el hidrógeno.

Estimar un valor aproximado de precio de compra de energía eléctrica para el electrolizador: A modo de resumen se presenta un precio estimado para cada uno de los escenarios en las siguientes condiciones: precio constante fijado por el promedio de la P.E. 30%, para el período 2019-2046, trabajando 24hs por día.

Escenario	Precio estimado: Promedio P.E. 30%
Base	94 USD/MWh
Exportación	103 USD/MWh
Petróleo caro	138 USD/MWh
Petróleo barato	48 USD/MWh

Tabla 3: Precio estimado para cada escenario

5. Posibles futuros trabajos.

Se podría analizar el caso en que el H₂ pueda ser considerado también como una alternativa para el almacenamiento de energía eléctrica. El H₂ puede ser inyectado a la red de gas natural hasta en un 15%-20% [1]. De esa manera, se podría analizar el caso donde se produce H₂ utilizando excedentes de energía, es decir, que el electrolizador se enciende solamente cuando el costo variable de generación es cero. Ese H₂ es almacenado y luego es inyectado a la red de gas natural, para ser utilizado en turbinas de gas, cuando la demanda amerite el encendido de centrales térmicas. Se debería determinar con precisión el tiempo entre la generación de H₂ y el momento de su utilización. Eso determinaría la capacidad de almacenamiento de H₂ necesaria, y que según fue informado por los técnicos, tiene un costo muy alto [1]. También se debería tener en cuenta la evolución del precio de gas natural, para evaluar si es conveniente inyectar el H₂ en la red o continuar utilizando solo gas natural.

6. Referencias

[1]. Los datos de demanda de hidrógeno a considerar, características principales del proyecto, eficiencia del electrolizador, proporción de hidrógeno que se puede inyectar en la red de gas natural, fueron aportados por: Ing. Jorge Dosil (UTE), Ing. Martín Scarone (MIEM), Ing. Martín Sanchez (MIEM), Ing. Jorge Ferreiro (ANCAP).

[2]. NREL, “Cost-Competitive Electrolysis-Based Hydrogen Under Current U.S. Electric Utility Rates”, Omar J. Guerra, 2018.

<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72710.pdf>