

Acumulación por bombeo: efectos en el sistema

Ing. Federico Sanz

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.

Tabla de contenido

1Objetivos.....	3
2Hipótesis.....	3
2.1Modelado del sistema.....	3
2.2Demanda, activos generadores, expansión y fallas.....	5
2.3Optimización.....	8
2.4Simulación	8
2.5Valorización del filtrado.....	9
3Metodología.....	10
3.1Generación por fuente.....	11
3.2Fallas.....	11
3.3Efecto en el costo de abastecimiento y plan de inversión.....	11
3.4Funcionamiento en una semana particular	12
3.5Valorización del filtrado.....	12
4Resultados.....	14
4.1Retraso de otras tecnologías	14
4.2Generación por fuente.....	15
4.3Efecto en el costo de abastecimiento y de la valorización del agua.....	15
4.4Fallas.....	16
4.5Sensibilidad respecto a la semilla aleatoria y número de crónicas.....	17
4.6Valorización del filtrado para diferentes niveles de potencia.	17
4.7Operación semanal	18
5Conclusiones.....	21
6Posibles futuros trabajos.....	22
APENDICE.....	22

1 Objetivos

Se busca estudiar los efectos de una central hidroeléctrica con bombeo en un sistema como el nacional provisto de un fuerte componente de renovables variables con el fin de investigar sobre sus fortalezas y desventajas. Será necesario modelar al sistema y sus diferentes actores para poder simular su funcionamiento. A tales efectos se plantea:

1. Estimar cuanto tiempo deberían retrasarse otras tecnologías para que al introducir el nuevo actor, el plan de inversión se mantenga óptimo.
2. Obtener gráficos de generación por fuente anual y semanal con el filtrado para un período en el largo plazo.
3. Estimar el beneficio económico producido por el filtrado con el fin de ponderarlo con la inversión. Analizar como afecta la valorización del agua en el costo de abastecimiento de la demanda.
4. Analizar como se vería afectada la confiabilidad del sistema estimando las fallas con y sin filtrado.
5. Obtener gráfico de funcionamiento para una semana en particular.
6. Comparar la valorización del filtrado para diferentes capacidades.

2 Hipótesis

Un modelo es simplemente una representación de la realidad, y como tal puede ser más o menos acertada para representarla. Pero un buen modelo no es solamente aquel que mejor se ajusta a lo que sucede, sino que también importa su simpleza a la hora de permitir realizar cálculos con cierta exactitud que demanden los menores recursos informáticos. El modelo utilizado debe permitir ser descompuesto en partes identificables que representen los objetos del sistema y por eso se utiliza la técnica de programación orientada por los objetos. La estimación de incertidumbres se deja fuera del alcance.

2.1 Modelado del sistema

Un sistema de energía eléctrica puede ser representado por un conjunto de nodos, a los cuales ingresa y egresa energía. La interconexión entre los diferentes nodos, puede ser representada por arcos. En la figura 3.1 puede observarse un modelo formado por dos nodos (N1 y N2), interconectados por dos arcos (A y B), a los cuales están conectados ciertos generadores (G1 y G2) y demandas (D1 y D2).

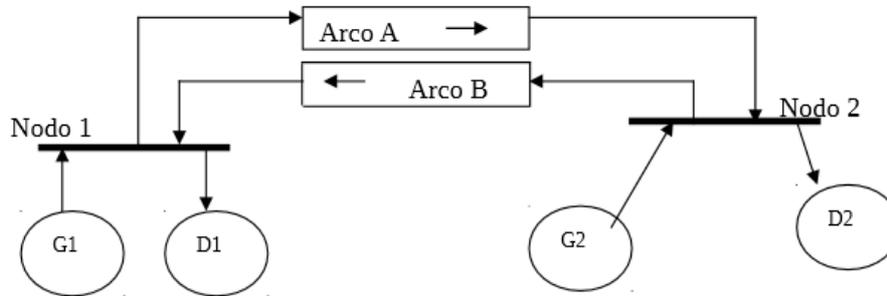


Figura 3.1. Modelo del sistema eléctrico formado por dos nodos interconectados por dos arcos.

En este estudio se utilizará la forma más simple por la que es posible representar al sistema de energía que es el modelo uninodal, en donde todos los activos generadores y demandas están conectados a un único nodo. Este modelo carece de arcos. En la figura 3.2 puede observarse un esquema del modelo uninodal.

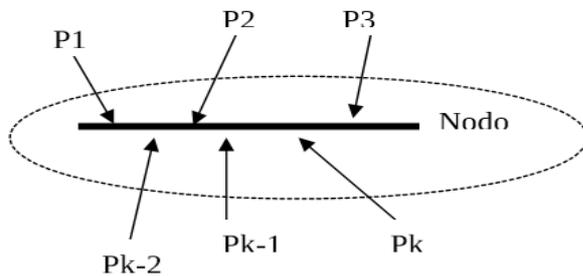


Figura 3.2. Esquema del modelo uninodal.

En el nodo, e todo momento se debe cumplir el balance de energía, es decir la sumatoria de todas las potencias debe ser igual a cero, lo que se conoce como “restricción de nodo”.

$$\sum_{i=1}^{i=NG} P_{i,j} + \sum_{\substack{h=1 \\ i=NF_h}}^{h=ND} F_{h,i,j} = D_{h,j} ; \text{ para cada POSTE } (j)$$

Donde (j) identifica el poste, NG es el número de generadores conectados al nodo, ND es el número de demandas conectadas al nodo y NF_h es la cantidad de escalones de falla definidos para la demanda.

El costo de suministro de la demanda, puede ser obtenido mediante la siguiente expresión:

$$CF = \int_{t=ahora}^{\infty} \left(\sum_{\text{centrales}} cc(t) + \sum_{\text{deficit}} cd(t) + \sum_{\text{importaciones}} ci(t) - \sum_{\text{exportaciones}} ie(t) \right) dt$$

Es decir, el Costo Futuro (CF) es la integral en el tiempo desde ahora hasta el infinito del costo de combustible en las centrales más el costo de no suministro de la demanda en cada situación en que se produzca un déficit más el costo de la energía que se necesite importar, menos los ingresos que se obtenga por la exportación de energía hacia otros sistemas. El modelo debe tener en cuenta que el objetivo del operador es realizar un despacho que minimice esta función en todo momento.

En forma genérica, el problema del despacho (minimizar el costo) puede ser planteado de la siguiente manera:

$$\text{máx} \left(- \sum_{j=1}^{j=nv} c_j \cdot u_j \right)$$

sujeto a:

$$RD_i): \sum_{j=1}^{j=nv} a_{ij} \cdot u_j + b_i \geq 0; i = 1..NRD$$

$$RI_l): \sum_{j=1}^{j=nv} a_{lj} \cdot u_j + b_l = 0; l = 1..NRI$$

Para facilitar el armado del problema, se crea una MATRIZ con todos los coeficientes, cada fila corresponderá a una restricción (de igualdad o desigualdad). En la última fila van los coeficientes de la función de costo (los c_j) y con en cada columna se ubicarán los coeficientes de la variable u_j correspondiente. En la última columna van los términos constantes de las restricciones (los b). Lo que daría un arreglo como el que se puede ver en la tabla 3.1.

	u1	u2	...	unv	1	
R1	a11	a12	...	a1nv	b1	≥ 0
R2	a21	a22	...	a2nv	b2	$= 0$
...
RM	am1	am2	...	amn	bm	≥ 0
-fc	-c1	-c2	...	-cnv		

Tabla 3.1. Matriz con coeficientes del problema de despacho.

Donde se han mezclado las restricciones de igualdad y de desigualdad renumerándolas de 1 a $m = NRD + NRI$.

El problema del despacho consiste en encontrar la configuración de generadores que logran el abastecimiento de la demanda al menor costo posible. Como resultados del problema, se tienen los multiplicadores de Lagrange de las restricciones. Estos multiplicadores corresponden a la variación incremental del costo frente a un incremento en el valor de cada restricción. Como la restricción es la de balance de potencias el multiplicador de Lagrange refleja el monto en dólares de producir 1MW adicional en el poste en cuestión. Este valor, dividido por la duración del poste corresponde al costo marginal de generación del poste, expresado en USD/MWh.

2.2 Demanda, activos generadores, expansión y fallas

Los activos generadores pueden ser clasificados según las diversas tecnologías: hidráulica, eólica, solar, térmica y biomasa. Las centrales hidráulicas pueden a su vez ser clasificadas como con

embalse, de pasada o de bombeo. Debido a la capacidad de sus embalses, se representa a Salto Grande y Rincón del Bonete como con embalse, y a Baygorria y Palmar como de pasada.

A la central de bombeo se la modela como una hidroeléctrica convencional de 250 MW de potencia máxima, con capacidad para 6 horas. La potencia máxima de bombeo sería de 220 MW, y se considera que se incorporaría a partir del 2025. El caudal máximo turbinable se considera 140 m³/s al caudal máximo turbinable y 100 m³/s en el bombeo. El salto con respecto a la cota de la descarga se lo considera que varía entre 150 y 176 m. Para representar la inversión se considera un pago por energía de 30 U\$S/MWh los cuales no se consideran para el despacho. La valorización del agua se la toma como parámetro y se la hace variar manualmente para 2, 12 y 25 U\$S/m³. En la tabla 3.2 puede encontrarse un resumen de estas especificaciones.

	Generación	Bombeo
Potencia máx. (MW)	250	220
Caudal máx. (m ³ /s)	140	100
Rendimiento.	0.86	0.84

Salto max. (m)	176
Salto max. (m)	150
Tiempo de descarga (hs.)	6
Valoriz. agua (U\$S/MWh)	2, 12 y 25
Vida útil (años)	30
Inversión (U\$S/kW instalado)	2000
Incorporación al sistema	2025

Tabla 3.2. Especificaciones de la central de acumulación.

En el caso de la generación eólica, se la representa como si fueran muchos generadores iguales de 1 MW cada uno con un pago por energía disponible de 69 U\$S/MWh. La cantidad de generadores varía con los años, de 900 en 2016 a 1500 en 2018, y decreciente hasta hacerse cero en 2038.

Lo mismo se hace con el parque solar, que se lo representa por 229 generadores solares iguales de 1 MW, a un pago por energía disponible de 94 U\$S/MWh que van saliendo de servicio con el correr de los años a medida que se cumple su vida útil.

A las expansiones eólica y solar se las representa también como un número de generadores del mismo porte que se van agregando con los años según el plan de inversión.

Dentro de las centrales térmicas se considera: APR, CC540, CTR, FO_MOT, PTI, y una central denominada TG60 de hasta 10 turbinas de gas de 60 MW cada una planificadas para comenzar a incorporarse al sistema a partir de 2036.

A las centrales a biomasa se las considera dentro del actor BIO, como 12 generadores de hasta 10 MW de potencia a excepción de UPM2 que se la considera aparte con una potencia máxima de 150 MW. En la tabla 3.3 puede encontrarse un resumen de todos los generadores considerados junto a su potencia máxima.

Dado que el comercio de energía con otros países puede verse afectado por motivos políticos

dificiles de predecir no será tomado en cuenta. *

A la demanda se la modela con un crecimiento anual de 3,2% yendo de 11.178 GWh en 2016 a 22.437 GWh en 2047. En la tabla 3.4 puede encontrarse el detalle para cada año.

	Actor	Detalle	Potencia máxima (MW)
EOLICA	Eólica	1500 aerogeneradores de 1 MW	1500
	Expansión	@2043	4500
SOLAR PV	Solar PV	229 aerogeneradores de 1 MW	229
	Expansión	@2046	2280
TERMICA	APR	Punta del Tigre	226
	CC540	-	712
	CTR	La Tablada	222
	FO_MOT	Motores Central Battle	80
	PTI	Punt del Tigre	288
	TG60	Proyectada para 2036	600
BIOMASA	BIO	Weyerhaeuser, Galfer, Bioener, Ponlar, Liderdat, etc.	120
	UPM2	Pastera UMP2	150
HIDRAULICA	Baygorria	De pasada	108
	Bonete	Con embalse	155.2
	Palmar	De pasada	333
	SG	De pasada- Salto Grande	945
	AxB	Hidroeléctrica con bombeo	250

Tabla 3.3. Generadores considerados junto a su potencia máxima.

*A los efectos de evaluar si se instala o no un nuevo generador, el MIEM recomienda no considerar el comercio.

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	11178	10779	11139	11343	11740	12032	12243	12446	12759	13074	13395
Año	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Demanda (GWh)	13724	14061	14405	14757	15118	15495	15882	16278	16683	17100	17528
Año	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
Demanda (GWh)	17966	18415	18876	19348	19831	20327	20327	21356	21890	22437	

Tabla 3.4. Demanda anual 2016-2047.

A la potencia de falla se la considera como la diferencia entre la demanda y la generación. Cuando la demanda supera lo generado el sistema entra en falla. Esto puede ser modelado y simulado por medio de generadores ficticios que proveerían el déficit de energía para cerrar el balance. El costo de falla puede depender de las penalizaciones en los contratos realizados, lo cual de alguna manera refleja el costo para la sociedad en su conjunto de no contar con suministro. El costo de falla es una medida de la confiabilidad del sistema y suele cuantificarse en escalones según la profundidad. En este caso se consideran 4 escalones de 2, 5, 7,5 y 85,5% a un costo de 167, 600, 2400 y 4000 U\$\$/MWh respectivamente, los cuales también son considerados para el despacho. Si la central de bombeo reduce el costo de falla, se puede considerar que el efecto en la confiabilidad es positivo. En la tabla 3.5 se detallan estos escalones.

Escalón	1	2	3	4
Profundidad (%)	2	5	7,5	85,5
Costo (U\$\$/MWh)	167	600	2400	4000

Tabla 3.5. Escalones de falla con sus costos respectivos.

Tanto el precio del crudo, como los recursos climáticos pueden ser modelados mediante fuentes aleatorias. En el caso del crudo, se lo modela según la tendencia brent, más una componente por volatilidad generado por un sintetizador CEGH. Los recursos solar y eólicos se también un son modelados por un sintetizador CEGH y para los aportes hidráulicos se utiliza otro sintetizador CEGH correlacionado con la temperatura superficial del océano Pacífico en la región 3.4.

2.3 Optimización

Se considera que un sistema opera de manera óptima, cuando lo hace al menor costo posible. El SimSEE, utiliza el algoritmo Simplex que puede ser aplicado para problemas lineales. Un problema es lineal, cuando la función objetivo lo es y el dominio está determinado por un conjunto de desigualdades lineales. Los problemas lineales tienen como característica que su óptimo se ubica en uno de los vértices del dominio, que son finitos. El algoritmo Simplex consiste en recorrer los vértices adyacentes del dominio hacia valores menores de la función de costo.

2.4 Simulación

Se conoce como horizonte de tiempo a la ventana en la que se va a realizar el estudio del sistema y paso de tiempo al intervalo seleccionado para realizar la integración de las ecuaciones de estado del sistema. La simulación del sistema consiste en observar los resultados del modelo en el horizonte de tiempo. Los resultados son las series de valores que toman las variables observadas al final de cada paso de tiempo partiendo desde valores conocidos al inicio del primer paso. Para realizar la simulación se utilizará el software SimSEE version 10.192 de 2019 el cual permite modelar al sistema según el esquema de nodos descrito.

2.5 Valorización del filtrado

El filtrado puede ser valorizado según la diferencia entre los ingresos y egresos por energía de una cierta instalación de acumulación. A estos efectos, las mismas pueden ser modeladas como si fueran bancos de baterías. Se considera una disponibilidad fortuita igual a uno, es decir, no sufren averías. Tampoco se considera la degradación, lo que hace nulo al costo de recambio.

Las ventas al marginal, serían la sumatoria de energía entregada al nodo por el costo marginal del nodo y las compras al marginal, serían la sumatoria de energía extraída del nodo por el costo marginal del nodo.

Valor del filtrado= Ventas al marginal- Compras al marg del equipamiento

Ventas al marginal= Sumatoria de energía entregada al nodo por el costo marginal del nodo

Compras al marginal= Sumatoria de energía extraída del nodo por el costo marginal del nodo

3 Metodología

Una vez cargados todos los actores, fuentes y demandas en el simulador, es posible realizar la simulación. Mediante la pestaña SimRes3 del SimSEE, es posible definir qué variables se quiere obtener como resultados de la misma, como por ejemplo la potencia generada o consumida por cada actor, el costo de operación y los gradientes de inversión para cada paso de tiempo. Con las series crónicas obtenidas, la pestaña SimRes3 también permite realizar operaciones matemáticas para poder integrar los resultados y obtener por ejemplo los gráficos de generación por fuente, los gradientes de inversión, el costo futuro, la energía de falla y el funcionamiento de cada central en las diferentes escalas de tiempo.

Para el estudio de largo plazo, el horizonte para la optimización va desde el 1/1/2018 al 1/1/2049, mientras que el horizonte para la simulación va desde el 1/1/2019 hasta el 1/1/2040. Se utiliza un paso de tiempo semanal (168 horas), diferenciado en 4 postes monótonos de 5, 30, 41 y 92 horas cada uno. Para la optimización se utilizan 1617 pasos mientras que para la simulación 1095. Las optimizaciones se realizan para 5 crónicas. Para la mayoría de las variables a estudiar se acepta que alcanza con simular 100 crónicas, a excepción del análisis de falla que como las probabilidades son muy bajas se simulan 1000 crónicas para obtener una estimación estadísticamente representativa.

En el caso del estudio de corto plazo, es decir el funcionamiento en una semana particular, se consideran 3 semanas para la optimización y 2 para la simulación.

El simulador opera con una semilla desde la cual se generan valores semi aleatorios. En todas las simulaciones se utiliza la semilla 31. Y para analizar su efecto en los resultados, se

realizarán dos simulaciones más partiendo de diferentes semillas diferentes.

A la tasa anual de actualización se la considera de 5%. En la tabla 4.1 se puede ver un resumen de estas variables generales.

	Largo Plazo	Corto Plazo
Período de simulación	1/1/2018-1/1/2049	2 semanas
Período de optimización	1/1/2019- 1/1/2040	3 semanas
Nº postes	4	
Duración del paso de tiempo	168	
Pasos de optimización (h)	1617	
Pasos de simulación	1095	
Tasa anual de act.	5%	
Nº crónicas optim.	5	
Semilla aleatoria	31	

	General	Análisis de fallas
Nº crónicas simulación	100	1000

Tabla 4.1. Variables generales consideradas en la simulación y optimización.

3.1 Generación por fuente

Por medio de la operación crónica *promedioPonderadoPorDurpos_m* es posible sumar las potencias por paso de tiempo de cada generador para obtener la potencia por fuente. Como el paso considerado es semanal, esto da la potencia media semanal. La potencia media anual, se la puede estimar mediante la post-operación *cambioPasoDeTiempo* con 8760 horas.

La demandada semanal puede ser obtenida a través de la operación *promedioPonderadoPorDurpos* aplicada al índice *Idx_PD*, y mediante un cambio de paso de tiempo análogo al anterior se puede obtener la demanda para cada año del horizonte simulado.

En la pestaña *Impresión de Variables Crónicas* es posible definir como graficar tanto la demanda como las potencias por fuente de manera apiladas con diferentes colores que permitan su distinción. Si bien los gráficos pueden ser realizados considerando la central de bombeo, como esta simplemente desfasa el consumo unas pocas horas, difícilmente pueda percibirse su efecto en las escalas semanal y anual.

3.2 Fallas

La potencia media generada por los generadores ficticios de falla en cada paso semanal puede ser obtenida sumando las variables crónicas *Idx_PD_DemUY* e *Idx_P_DemUY* con la operación *promedioPonderadoPorDurpos_m* la cual permite sumar múltiples variables. Mediante un cambio de paso de tiempo de 8760 horas, se obtienen las potencias anuales y a través de la post-operación *acumularCronVar* es posible integrar para obtener el acumulado en todo el horizonte de tiempo que es la energía total de falla.

El gráfico de energía de falla, puede ser obtenido con la función histograma dentro del menú de impresión, el cual permite definir también las diferentes probabilidades aisladas que se quieran visualizar, en este caso se las fija en 1 y 5%. De la última fila del archivo de *fallas acumuladas* generado por SimSEE en la carpeta *corridas* es posible obtener el déficit total acumulado en todo el horizonte de tiempo.

3.3 Efecto en el costo de abastecimiento y plan de inversión

Para ponderar el beneficio generado, se busca estimar los costos de operación del sistema con y sin filtrado. El costo de operación por paso puede ser obtenido aplicando la operación *suma* al índice *Idx_CPDirecto_Sala* del actor Sala y mediante un cambio de paso de tiempo de 8760 horas, puede obtenerse el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) anual. Con la función histograma es posible obtener el gráfico del costo anual, tanto en promedio como en valor de riesgo para las diferentes probabilidades aisladas.

El costo acumulado puede obtenerse del archivo *simcosto* dentro de la carpeta *rundir*. Para evaluar la conveniencia de realizar el proyecto, es posible determinar el ahorro generado por el filtrado y compararlo con la inversión.

Un plan de inversión óptimo es aquel que agrega lo mínimo necesario para lograr abastecer la demanda para un cierto nivel de fallas aceptado. Al introducir un nuevo activo generador, es posible que el plan de inversión se vea afectado apartándose del óptimo. Como en este caso se proyecta una demanda creciente, bastará con retrasar alguna de las expansiones previstas algún tiempo. Tomando en cuenta que la tendencia es hacia descarbonizar la generación, y que una de las finalidades del filtrado sería el permitir una mayor penetración de renovables, se analiza primero el retraso de la generación a gas. SimSEE tiene una aplicación específica para la optimización de la inversión llamada *OddFace*. Si bien esto sería lo más preciso, también existe otra manera un poco más simple y rápida para reoptimizar el plan manualmente. Esto puede ser realizado desde SimSEE, modificando las unidades disponibles en las fichas del actor en cuestión.

El gradiente de inversión de una tecnología de generación, es la diferencia entre el ingreso marginal de dicha tecnología y el costo al sistema por utilizarla. El ingreso marginal se calcula como la facturación de la energía generada al precio del costo marginal de abastecer la demanda.

$$GI = (\text{Beneficio marginal} - \text{Costos fijos}) / \text{Costos fijos}$$

Cuando el gradiente de inversión es positivo el sistema incurre en un ahorro por incorporar esa tecnología, ya que el costo marginal es mayor que el costo de generación. En el caso que el gradiente sea negativo el sistema incurre en un sobrecosto. Como el sistema posee elevados componentes hidráulicos y eólicos, el costo marginal presenta una fuerte estacionalidad, lo que puede dificultar su análisis. Si se observa el gradiente de inversión acumulado a lo largo de un año se obtiene un andamio menos ruidoso lo que permite obtener mejores conclusiones sobre el beneficio económico para el sistema. De esta manera, cuando el gradiente acumulado de inversión, es decir la sumatoria de los gradientes de inversión para el período de simulación muestra una tendencia creciente, se desprende que el sistema se ve beneficiado por el ingreso de esa tecnología en particular. Análogamente si el gradiente de inversión acumulado es mayoritariamente negativo en ese período se reflejará en el acumulado por una pendiente negativa, lo cual evidencia que el sistema ha incurrido en un sobrecosto. Cuando el gradiente de inversión acumulado tiene una pendiente nula el sistema está en condición óptima del uso de la tecnología en donde se invierte lo mínimo indispensable para que el sistema opere al menor costo posible.

Como las expansiones serán en solar, eólica y gas, se analizan estos gradientes que se pueden obtener aplicando la operación *suma* al índice *GradInv*. Con *histograma* se los puede representar gráficamente, en este caso para probabilidades de excedencia de 5 y 10%. Mediante un proceso iterativo de ensayo y error, es posible retrasar la entrada en operación de un generador hasta que el gradiente acumulado vuelva a quedar constante.

3.4 Funcionamiento en una semana particular

Dado que la central de bombeo opera en un ciclo diario, para poder visualizar su operación de manera gráfica sería necesario analizar el sistema en la escala diaria. Esto puede ser realizado reduciendo los horizontes de tiempo.

Debido al comportamiento estacional del recurso eólico, la operación del bombeo podría variar en el correr del año.

Para el caso de la optimización se utiliza un período de optimización de tres semanas y dos para la simulación. Realizando el gráfico de generación por fuente, se debería poder apreciar la operación de este activo y visualizar como bombea durante valles y genera durante los picos.

3.5 Valorización del filtrado

Para la valorización del filtrado se debe obtener la diferencia entre las ventas y las compras de energía de los bancos de baterías hipotéticos considerados. Las ventas pueden ser obtenidas aplicando la operación *sumaDobleProductoConDurposTopeado* al índice *Idx_PGen* del banco con *Idx_cmg* del nodo, que es su costo marginal con el tope marcado por el mercado spot que desde 2016 es de 250 U\$\$/MWh. De manera análoga las compras de los bancos pueden obtenerse aplicando la misma operación a los índices *Idx_PDem* del banco y *Idx_cmg* del nodo.

La diferencia entre las ventas y las compras puede ser obtenida mediante la post-operación *restaCronVars*. Y con un cambio de paso de tiempo de 8760 horas, es posible tener una estimación en valor esperado del filtrado anual. Con la función *histograma* del menú de impresión, se puede graficar la valoración para las diferentes probabilidades de excedencia.

4 Resultados

4.1 Retraso de otras tecnologías

Tomando en cuenta que la tendencia es hacia descarbonizar la generación, y que una de las finalidades del filtrado sería el permitir una mayor penetración de renovables, se analiza primero el retraso de la generación a gas. En caso que con esto no fuera suficiente, se podría analizar retrasar la eólica y solar.

En la figura 5.1 se muestra el gradiente de inversión de las TG60 para varios casos: sin la central de acumulación, con filtrado y sin retraso, y con bombeo y retrasos de TG60 de 1, 2, 3 y 4 años.

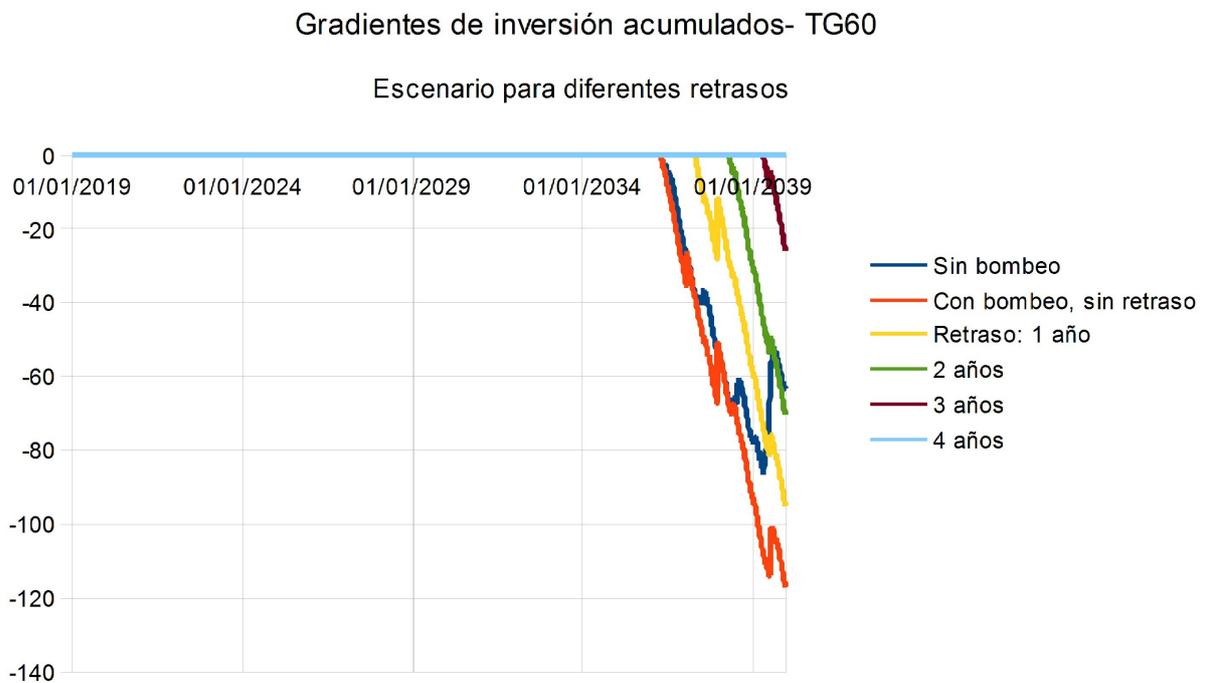


Figura 5.1 Gradientes de inversión acumulados para TG60, sin bombeo, con bombeo y sin retraso y retrasos de 1, 2, 3 y 4 años.

Como se puede ver, la línea color azul representa el caso original sin bombeo y con las TG60 incorporándose a partir del '36. Al introducir la central de bombeo, el gradiente se ve afectado de manera negativa como muestra la línea anaranjada. Al retrasar las TG60, se observa como el gradiente de inversión ya se vuelve a ver restituido con un año de retraso. También se puede ver como el gradiente se hace más horizontal al aumentar el retraso a 2, 3 o 4 años. Como con retraso de un año el gradiente ya se presenta compensado, se lo asume suficiente.

Para el caso de la solar y eólica, los gradientes acumulados no varían al introducir el bombeo por lo que se asume no sería necesario retrasarlas. En el apéndice pueden encontrarse estos gráficos (figuras A.1 y A.2).

4.2 Generación por fuente

En la figura 5.1 puede verse el gráfico de generación por fuente anual hasta el año 2039 para una simulación de 1000 crónicas. Este escenario tiene en cuenta la central de bombeo y a las TG60 retrasadas 1 año. En él es posible apreciar el crecimiento lineal de la demanda y como el crecimiento de la generación eólica y solar van desplazando a la hidráulica que se mantiene con la misma capacidad instalada. Para el caso de la biomasa, se aprecia un aumento de capacidad entre los años 2020 y 2022, luego del cual se mantendría constante. Aunque en mucho menor medida que el resto, también es posible apreciar el aporte de la térmica.

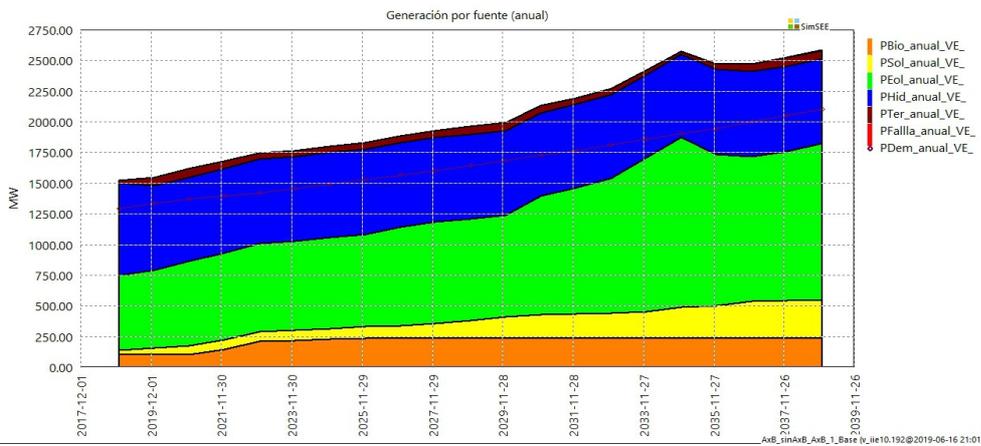


Figura 5.2. Gráfico de generación por fuente anual: período 2018-2039.

En la figura 5.3 puede encontrarse el gráfico de generación por fuente semanal también para 1000 crónicas. A esta escala ya se logran visualizar las fallas, graficadas en color rojo. Debido a que la central de acumulación simplemente desfazaría el consumo dentro de la escala diaria, en estos gráficos aún no es posible apreciar el filtrado.

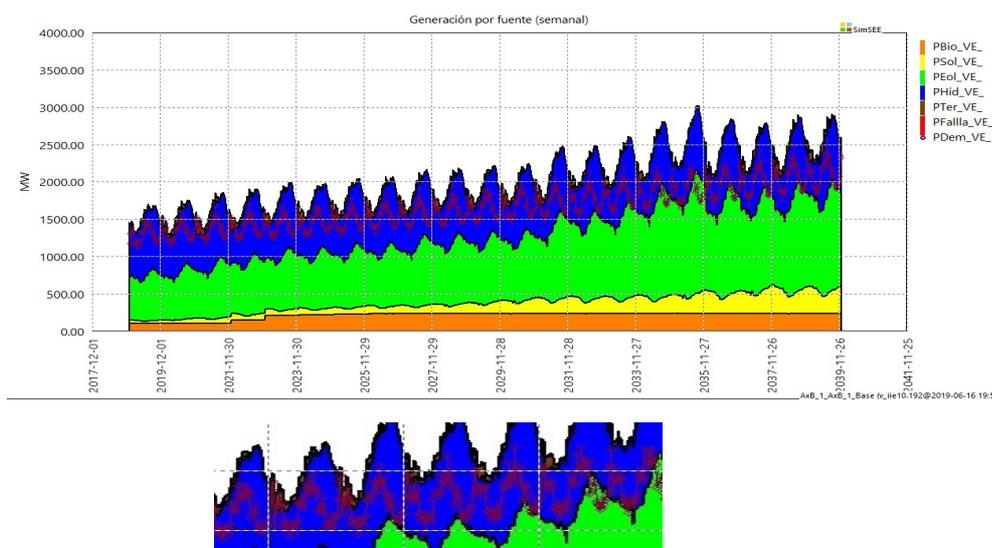


Figura 5.3. Gráfico de generación por fuente semanal 2018-2038.

4.3 Efecto en el costo de abastecimiento y de la valorización del agua.

Sin contar los casos de falla, el mayor costo en la generación es el del combustible consumido por las centrales térmicas. Al introducir una tecnología que aprovecha la energía que hubiera sido vertida, se esperaría que los costos disminuyan. Del archivo *simcosto* se obtiene que para 1000 crónicas, para una probabilidad de excedencia de 1%, el CAD (actualizado al 2019) ascendería a los MU\$ 8540.

Al realizar la simulación con la central de bombeo operativa y las TG60 retrasadas en un año, se obtiene que para 1000 crónicas y una probabilidad de excedencia de 1%, el CAD resulta en MU\$ 8446. Quiere decir que en este caso el filtrado permite un ahorro de MU\$ 94 o 1,11% en términos actualizados. En la tabla 5.1 puede encontrarse un detalle del CAD para las valorizaciones tenidas en cuenta. Como se puede ver, la diferencia al variar la valorización del agua entre 2, 12 y 25 USD/MWh es prácticamente nula.

Según estimaciones realizadas previamente, una central de acumulación con las características mencionadas, podría tener un costo de entre 300 y 700 MU\$, que es ampliamente mayor al beneficio generado. En el apéndice pueden encontrarse los gráficos de costo de abastecimiento anuales acumulados con y sin el filtrado.

Realizando la simulación con valorización del agua automática para 1000 crónicas, se obtiene que para probabilidad de excedencia de 1% el costo sería de MU\$ 8476, 0,35% mayor que en el modo manual.

Valorización del agua	U\$/MWh	2	12	25	μ	σ^2
CAD esperado	MU\$	8462.4	8462.4	8462.4	8462.4	0.00
CAD_5% riesgo exc.	MU\$	8992.6	8992.5	8992.5	8992.5	0.06

Tabla 5.1. Efecto de la valorización del agua en el CAD.

4.4 Fallas

Como se vió en la sección anterior, los costos de generación se reducen gracias al filtrado. Debido al “suavizado” en la curva de demanda, sería de esperarse que también se produzca una reducción en las fallas o lo que es lo mismo, mayor confiabilidad en el sistema.

	Con filtrado	Sin filtrado
Falla_1% r.e. (GWh)	14.24	16.73

Valoriz. del agua (U\$/MWh)	2	12	5	μ	σ^2	auto.
Falla (GWh)	14.245	14.244	14.240	14.243	0.00	15.063

Tabla 5.2. Fallas totales con y sin filtrado y el efecto de la valorización del agua.

En el escenario sin central de acumulación, la falla acumulada a lo largo del período estimada por el simulador con probabilidad de excedencia de 1% resulta en 16,73 GWh, mientras que en el escenario con acumulación y las TG60 retrasadas en un año, las fallas serían de 14,24 GWh, 14,9% menor para todas las valorizaciones del agua consideradas (2, 12 y 25 U\$/MWh) y

probabilidad de excedencia de 1%. Para el caso de valorización del agua automático, las fallas ascienden a 15,06 GWh. En el apéndice se presenta el gráfico de energía de falla anual acumulado para el período, con 1000 crónicas, con el nuevo escenario para probabilidades de excedencia de 1 y 5%. En la tabla 5.2 se muestra el efecto de la valorización del agua en las fallas con mayor exactitud.

4.5 Sensibilidad respecto a la semilla aleatoria y número de crónicas

Como se dijo, todas las simulaciones realizadas hasta ahora utilizaron la semilla 31. Para evaluar su efecto, se realizan simulaciones considerando otras semillas diferentes, por ejemplo 12 y 57. En la tabla 5.3 pueden encontrarse el CAD y las fallas para las diferentes semillas junto a su media y desviación estándar para simulaciones de 100 crónicas. Como se puede ver, para el caso del CAD la variación no es significativa. En el caso de las fallas, la variación es un poco mayor.

100 crónicas 12 U\$\$/MWh					
Semilla:	12	31	57	μ	σ^2
CAD esperado (MU\$\$)	8478.1	8489.7	8518.5	8495.4	20.8
CAD_5% r.exc. (MU\$\$)	8968.3	9003.1	9239.3	9070.2	147.5
Fallas (GWh)	15.8	12.6	20.8	16.4	4.1

Tabla 5.3. CAD y fallas para semillas aleatorias de 12, 31 y 57, con media y desviación estándar para 100 crónicas y valorización del agua 12 U\$\$/MWh.

Para verificar la influencia del número de crónicas en los resultados del CAD, se realizan simulaciones para 100, 200 y 1000 crónicas. En la tabla 5.4 puede encontrarse la esta comparación junto a la media y desviación estándar considerando una valorización del agua de 12 U\$\$/m³ y semilla aleatoria 31 y tampoco se observan variaciones considerables.

Nº crónicas	100	200	1000	μ	σ^2
CAD esperado (MU\$\$)	8489.7	8487.7	8462.4	8479.9	15.2
CAD_5% r.exc. (MU\$\$)	9003.1	9051.8	8992.5	9015.8	31.6

Tabla 5.4. CAD y fallas para semillas aleatorias de 12, 31 y 57. Valorización del agua 12 U\$\$/MWh, semilla aleatoria 31.

4.6 Valorización del filtrado para diferentes niveles de potencia.

La valorización del filtrado puede ser obtenida para diferentes capacidades. En este caso se consideraron bancos de baterías sin degradación ni rotura de 1 MW. Se realiza la simulación para los diferentes niveles, que en este caso serían 1, 10, 100 y 1000 bancos. Del archivo rundir generado es posible obtener la valorización del filtrado para cada banco por megavateo instalado. En la figura 5.5 se muestra el valorizado acumulado anual por unidad unstalada.

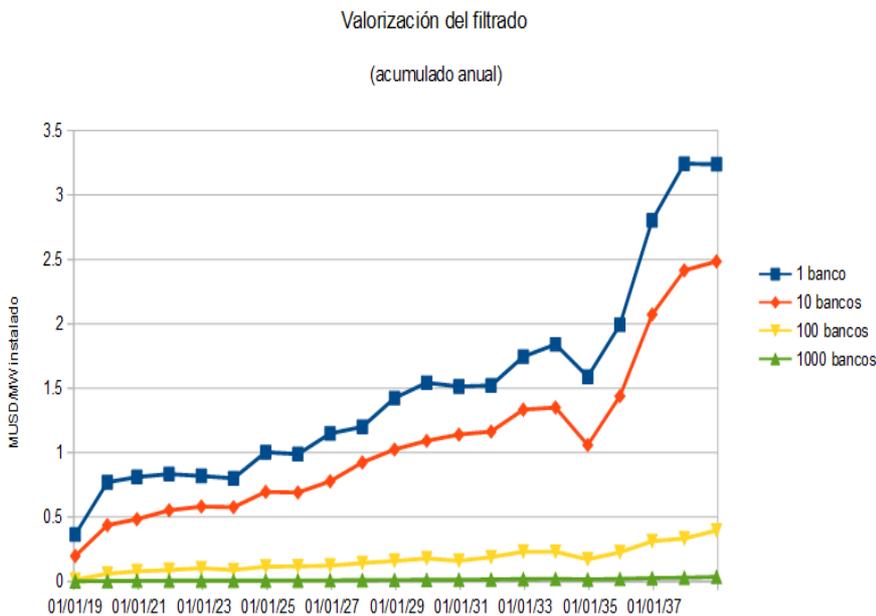


Figura 5.4. Valorización del filtrado para los diferentes niveles de potencia de acumulación. 1 banco=1 MW.

Como se puede apreciar, los bancos pequeños logran tener mejor valorización que los más grandes. Esto se debe a que tienden a ser despachados primero, lo que atenta contra la factibilidad económica de centrales de acumulación de mayor porte como la considerada en este caso.

4.7 Operación semanal

Teniendo en cuenta que la central de acumulación entraría en operación a partir del 2025, se realizan simulaciones para tres semanas diferentes. Dado que setiembre tiende a ser uno de los meses con mayor recurso eólico y menor demanda, es decir mayor nivel de exceso, puede ser interesante observar como respondería la acumulación en ese período. De manera arbitraria, se toma una semana de setiembre del 2026, entre los días 9 y 16. Debido a que el ciclo del fenómeno del niño es de dos años, también podría interesar estudiar la misma semana pero del siguiente año, 2027 en caso que por razón del fenómeno ese haya sido un año más lluvioso o mas seco de lo normal. Y dado que julio es generalmente un mes de alta demanda, de manera arbitraria también se analiza una semana en julio del '27, también entre los días 9 y 16. En la figura 5.5 es posible ver el gráfico de generación por fuente para la semana del 9 al 16 de setiembre del '26 sin el filtrado.

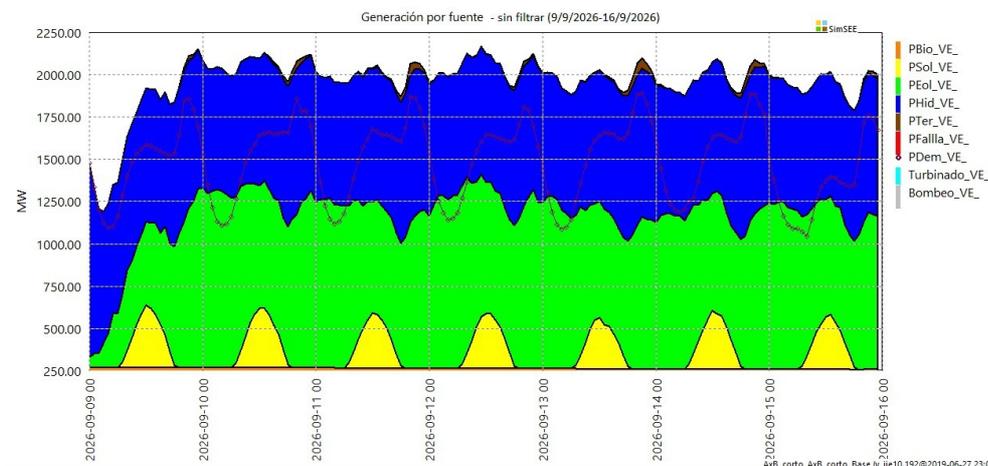


Figura 5.5. Gráfico de generación por fuente sin filtrado (9/9 al 16/9/2026)

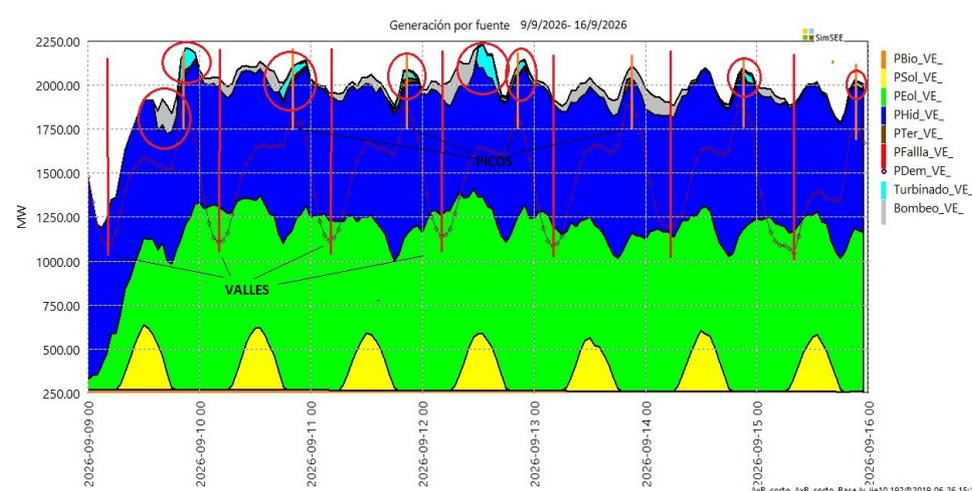


Figura 5.6. Gráfico de generación por fuente para la semana del 9/9 al 16/9/2026 con filtrado.

En la figura 5.6 se muestra la semana del 9/9 al 16/9/2026 con filtrado. Se pueden ver claramente los 7 picos solares y también los 7 valles y picos de la demanda. En la generación eólica también se logra observar un ciclo diario marcado, en que los máximos eólicos parecen coincidir con los máximos solares (al medio día) mientras que los mínimos parecen coincidir con el momento en donde la solar cae a cero (en el ocaso). Debido al corte de los aerogeneradores por exceso de viento, el máximo de generación eólica no necesariamente tiene que coincidir con el máximo de velocidad de viento. Los picos y valles de la demanda están resaltados por líneas verticales rojas y anaranjadas. Como puede verse la generación coincide con los picos de demanda y el bombeo con los valles, lo que indica que la simulación está funcionando en lo esperado.

Una interrogante posible podría haber sido si el bombeo se llevaría a cabo solamente durante el valle o durante el valle y el llano, en este caso, debido a la combinación de caudales máximos y capacidad del vaso seleccionados sucede lo segundo, y es un caso en el que la instalación no estaría ociosa en ningún momento del período simulado. Si por ejemplo el caudal máximo de bombeo hubiera sido igual al de turbinado, posiblemente el bombeo hubiera tenido menor duración, dejando tiempo libre entre medio.

En esta simulación se tiene una mayor utilización de térmica para cubrir los picos de demanda que en el caso con filtrado para el mismo período. Esto da una representación gráfica de

como la acumulación puede ayudar a descarbonizar la matriz.

Se hace notar que en el quinto pico se da una situación peculiar. Ya que no se turbinaba, sino que se mantiene bombeando pero a su vez se despacha térmica. Quizás un faltante de agua en las represas haya hecho que la valorización del agua crezca al punto que sea más conveniente acumularla en vez de utilizarla, o quizás el vaso se haya vaciado y haya que recuperar el volumen. Para estudiar si estas peculiaridades se repiten o si son efecto de situaciones puntuales aisladas, es por lo que se simula la misma semana de setiembre del siguiente año, 2027. Los resultados de la pueden encontrarse en la figura 5.7. Aquí también se pueden ver los 7 picos solares, los 7 picos y valles de la demanda, el ciclo de la eólica en coherencia con el solar, el bombeo operando durante valle y llano y el turbinado en los picos. Pero también en este caso parece darse un fenómeno similar en el quinto pico, que si bien se ve algo de turbinado parece haberse reducido significativamente. El hecho de que se repita lo mismo en el mismo pico podría sugerir que esto esté relacionado al nivel inicial considerado. El análisis a esta escala podría ser útil por ejemplo a la hora de dimensionar el vaso y los caudales máximos.

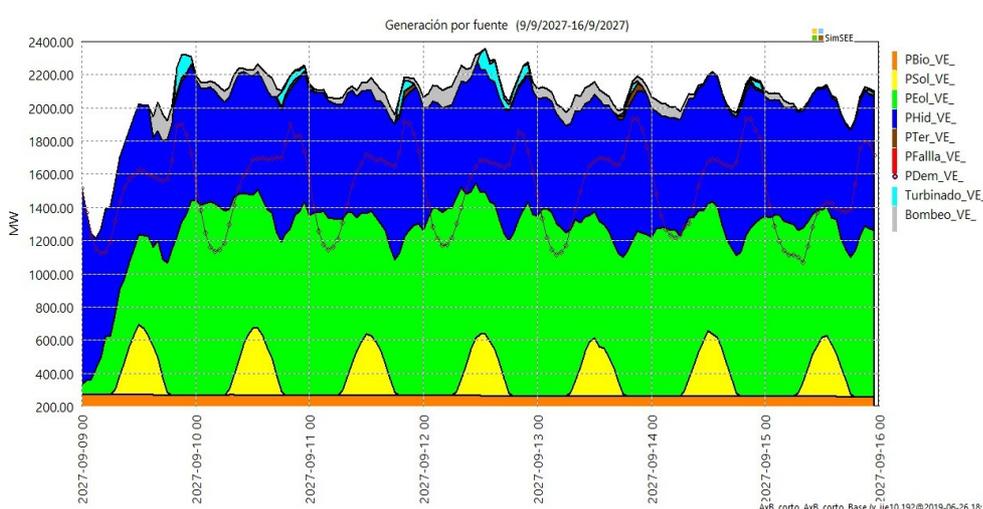


Figura 5.7. Gráfico de generación por fuente para la semana del 9/9 al 16/9/2027 con filtrado.

En la figura 5.8 puede verse la operación para la semana del 9 al 16 de julio del 2027 con el filtrado. También se aprecian los 7 picos solares, los de la demanda y los de la eólica. Mientras que en los meses de setiembre la demanda no llegaba a los 2000 MW, en esa semana de julio se lo supera. A su vez, la solar y la eólica se ven reducidas en comparación a las semanas de setiembre anteriores. A pesar de estas diferencias, el comportamiento del filtrado se mantiene, es decir, operando de manera continua, bombeando durante valles y llanos y turbinando durante picos. En este caso se observa la peculiaridad mencionada de que el turbinado es casi nulo pero no en el quinto pico sino en el primero. Para averiguar por que sucede esto podrían realizarse los gráficos de nivel del vaso para esas semanas y ver si llegan a un mínimo al quinto día.

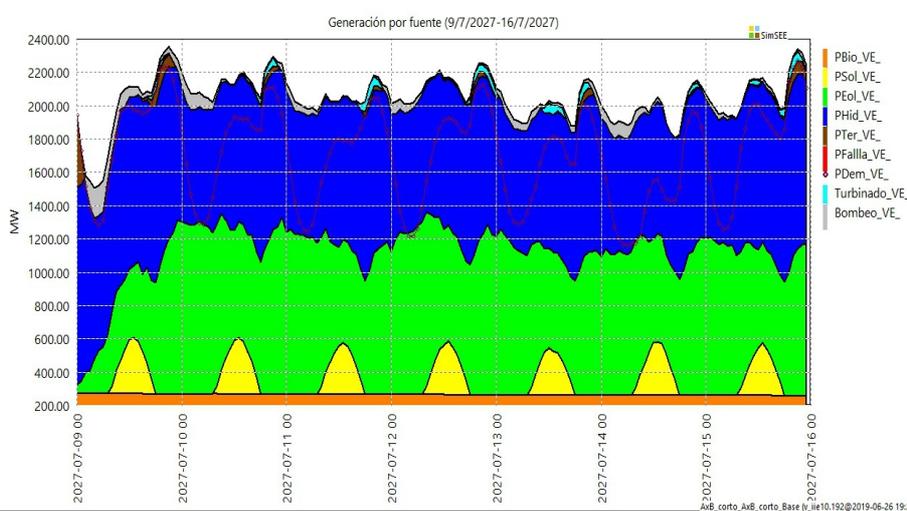


Figura 5.8. Gráfico de generación por fuente para la semana del 9/7 al 16/7/2027 con filtrado.

Las simulaciones realizadas no solo muestran como la central de acumulación operaría de la manera esperada desfasando el consumo, sino que también muestran las altas capacidades de filtrado que es posible alcanzar con el bombeo ya que en los tres casos se supera la generación térmica. Esto sugiere que esta tecnología tendría el potencial de balancear un sistema de alta componente renovable variable como el nacional casi por completo (por ejemplo, con dos centrales de 250 MW). Si bien los costos de abastecimiento no parecen reducirse lo suficiente como para justificar una central de este tipo, podría darse el caso que a nivel político se propusiera una descarbonización de la matriz más profunda. En caso tal, la acumulación por bombeo podría ser una opción a considerar.

5 Conclusiones

Los cambios producidos en el plan de inversión óptimo, a los efectos de la simulación pudieron ser aproximados retrasando otras tecnologías de manera manual desde SimSEE.

Si se introdujera una hidroeléctrica con bombeo como la considerada, atrasando TG60 en un año, el ahorro generado en todo el período de estudio actualizado al presente se lo estima en MU\$ 94 o un 1,11% de MU\$ 8540, el total sin filtrado. Adicionalmente, al realizar la simulación para las diferentes valorizaciones del agua, no se encontraron variaciones significativas.

Para el caso de las fallas, si se introduce el filtrado y se retrasa TG60 en un año, se encuentra que se las lograría reducir en un 14,9%. La valorización del agua tampoco influyó el resultado.

Al comparar la valorización del filtrado para diferentes capacidades, se encuentra que los bancos de menor porte logran mejor valorización. Esto se debe a que los bancos menores tienden a ser despachados antes que los mayores, como las centrales de bombeo. Si bien esta tecnología tiene la ventaja de la escala y del no sufrir degradación, su valorización es baja en relación a instalaciones menores, lo cual podría perjudicar el balance económico de un proyecto.

Al realizar el gráfico de generación por fuente para una semana en particular es posible visualizar el efecto del filtrado y la operación horaria de la central, con lo que se verifica el comportamiento esperado: se bombea durante los valles diarios, cuando la demanda es baja acumulando energía para ser despachada durante los picos. Esto también verifica que la simulación

y el modelo de manera coherente a lo que se esperaba.

Si bien la valorización para instalaciones de porte mostraron ser bajas, esta tecnología podría ofrecer la posibilidad de balancear el sistema a niveles significativos en pos de una descarbonización de la matriz mayor.

Con el gráfico de generación por fuente anual fue posible obtener una representación gráfica de la evolución general de la generación y la demanda en un período en el largo plazo. Mientras que en este las fallas no eran apreciables, si lo fueron en el gráfico semanal, el cual puso en evidencia que el sistema sufre de momentos deficitarios a la vez que se vierte energía excedente proveniente principalmente de la eólica que no puede ser aprovechada por no haber demanda en ese momento, lo cual podría ser resuelto en cierta medida con tecnologías de filtrado de alta capacidad como el bombeo.

En general, se encuentra que con el modelo utilizado fue posible simular el sistema al introducir una hidroeléctrica con bombeo. Con el SimSEE, se pudieron obtener los gráficos de generación por fuente para las diferentes escalas de tiempo, estimar las fallas, los costos de abastecimiento, y el efecto de la valorización del agua.

6 Posibles futuros trabajos

Al cerrar el estudio se encuentra que se abren otras posibles líneas de investigación que serían interesantes de estudiar si se contara con el tiempo suficiente. Por ejemplo, se podrían analizar los costos de abastecimiento y las fallas para diferentes niveles de acumulación en el sistema. También se podría analizar el efecto del filtrado en el factor de utilización de la generación eólica y solar. A su vez, en un escenario hipotético donde no existieran restricciones para instalar más eólica, podría resultar de interés estudiar cual sería la acumulación requerida para balancear el sistema, entre otros estudios posibles.

APENDICE

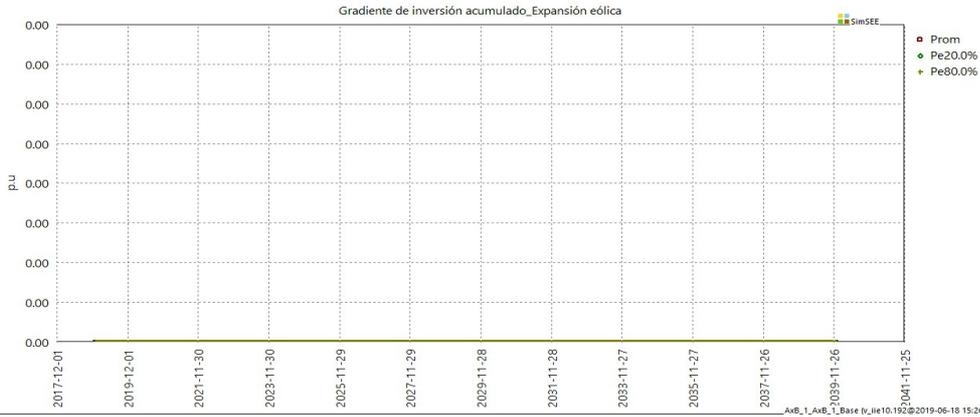


Figura A.1. Gradiente de inversión acumulado para la expansión eólica 2018-2039.100 crónicas, con filtrado, valorización del agua=2 U\$S/m³, TG60 sin retrasar.



Figura A.2. Gradiente de inversión acumulado para la expansión solar 2018-2039.100 crónicas, con filtrado, valorización del agua=2 U\$S/m³, TG60 sin retrasar.

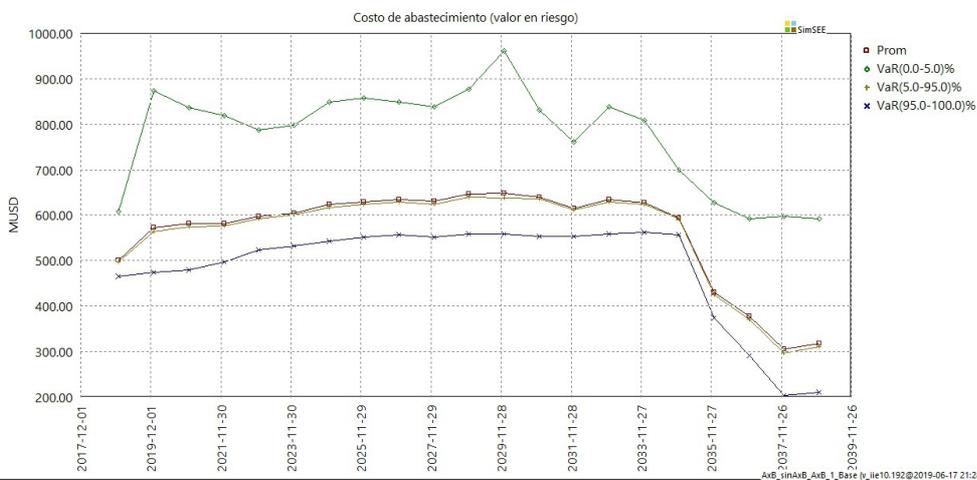


Figura A.3. Costo de abastecimiento de la demanda anual (valor en riesgo) 2018-2039.1000 crónicas, sin filtrado.

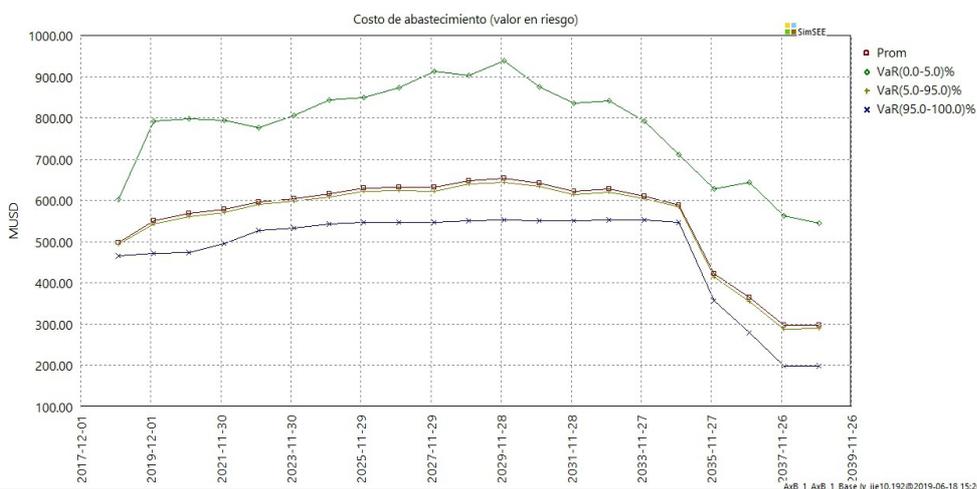


Figura A.4. Costo de abastecimiento de la demanda anual (valor en riesgo) 2018-2039.1000 crónicas, con filtrado, valorización del agua=12 U\$S/m3, TG60 retrasada 1 año.

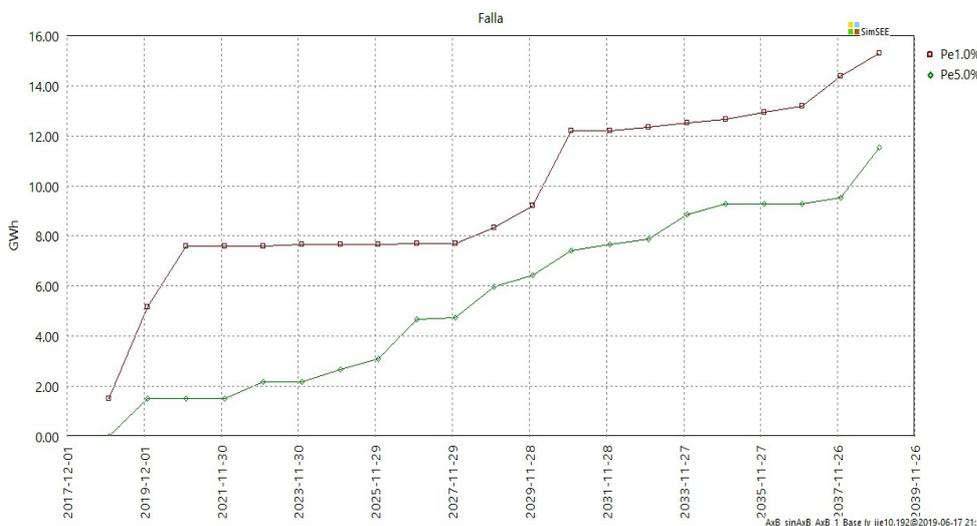
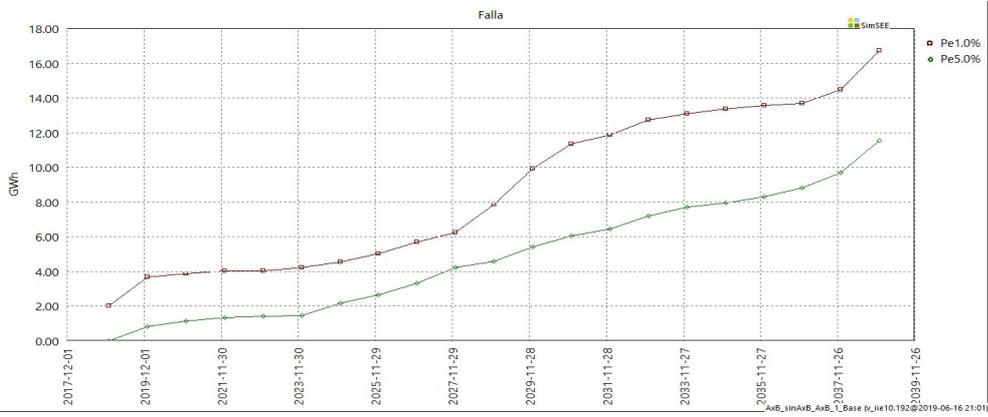


Figura A.5. Energía de falla anual 2018-2039.1000 crónicas, sin filtrado .

Figura A.6. Energía de falla anual 2018-2039.1000 crónicas, con filtrado, valorización del agua=12



US\$/m³, TG60 retrasada 1 año.