



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY



FACULTAD DE
INGENIERÍA
UDELAR

Análisis del impacto de la incorporación de sistemas de acumulación PHES desde el punto de vista del sistema eléctrico

Autores: Caporale, Ximena (IIE – Fing – Udelar); Cornalino, Eliana (independiente); Ghazarian, Agustín (IIMPI – FIng – Udelar); Galione, Pedro (IIMPI – FIng – Udelar)

Proyecto “(PHES) Almacenamiento de energía eléctrica con bombas de calor y su impacto en la matriz energética nacional”, FSE_1_2018_1_153077, Fondo Sectorial de Energía, ANII.

Montevideo, año 2022

Resumen

El objetivo del presente estudio comprende la cuantificación del beneficio de incorporación de sistemas de acumulación de tecnología PHES (Pumped Heat Energy Storage, o de bombeo de calor, en español) al sistema eléctrico uruguayo.

Se utilizó para ello la plataforma SimSEE, desarrollada por el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Facultad de Ingeniería (FING) de la Universidad de la República Oriental del Uruguay (UdelaR), utilizada actualmente para la simulación y optimización del sistema eléctrico.

Se realizaron simulaciones de largo plazo para la evaluación del aporte de esta tecnología de cara a la planificación de la expansión del sistema eléctrico, como simulaciones de corto plazo para el análisis detallado del comportamiento y eficiencia de la tecnología a modelar, en presencia de la variabilidad del sistema.

Se analizaron tres posibles escenarios correspondientes a tres horizontes diferentes de comienzo de incorporación de la tecnología: los años 2025, 2035 y 2045.

Los resultados obtenidos muestran que, para las condiciones representadas con el sistema del año 2025 no se viabiliza la instalación de sistemas de acumulación del tipo analizado. Sin embargo, la rentabilidad alcanzada es buena para el escenario del año 2035 y muy buena para el año 2045.

Las combinaciones más beneficiosas de potencia y capacidad de almacenamiento resultantes, para el sistema eléctrico en los escenarios estudiados, corresponden a tamaños de 50 MW y 100 MW de potencia con capacidades de acumulación de 500-1000 MWh. Se observa que, al utilizar grandes capacidades de almacenamiento (como son las asociadas a la tecnología PHES Joule-Brayton en contraposición a lo que se asocia a la tecnología Litio-ion), se registran traslados de potencia en períodos mayores al diario (de 2 a 3 días y también mayores) obteniéndose importantes beneficios para el sistema, reduciendo costos e incrementando la seguridad del suministro (reducción de probabilidad y profundidad de falla).

Palabras Clave: Sistemas de acumulación, Pumped Heat Energy Storage, Expansión del Sistema Eléctrico.

Contenido

Resumen.....	2
Contenido.....	3
1 Introducción.....	4
1 Hipótesis para la simulación del Sistema Eléctrico.....	4
1.1 Horizonte de simulación y paso de tiempo.....	8
1.2 Escenarios futuros analizados.....	8
2 Costos de inversión en sistemas PHES.....	10
3 Estimación de la capacidad de acumulación hidráulica existente.....	11
4 Resultados del análisis de viabilidad.....	12
5 Comparación de tecnologías de acumulación.....	15
6 Dinámica de uso de la capacidad de almacenamiento.....	17
6.1 Resultados.....	19
6.1.1 Costos Marginales del Sistema.....	21
6.1.2 Dinámica de carga y descarga.....	23
6.1.3 Falla.....	24
6.1.4 Excedentes.....	26
6.1.5 Manejo de los lagos.....	27
6.1.6 Traslado de potencia.....	28
7 Conclusiones.....	32
Referencias.....	34

1 Introducción

El objetivo del presente estudio comprende la cuantificación del beneficio de incorporación de sistemas de acumulación de tecnología PHES (Pumped Heat Energy Storage, o de bombeo de calor, en español) al sistema eléctrico uruguayo.

En primer lugar, se describe la modelación del sistema eléctrico realizada en SimSEE para la evaluación de la viabilidad económica de los sistemas PHES propuestos en el presente proyecto. Se detallan las hipótesis relevantes utilizadas para ello, así como las hipótesis utilizadas para la definición de una posible expansión del sistema hasta el año 2045, que permite la evaluación de viabilidad futura de la incorporación de esta tecnología de almacenamiento.

En segundo lugar, se presentan las hipótesis asumidas en cuanto a costos de inversión requeridos por la tecnología a evaluar. A continuación, se presentan los resultados de la evaluación de viabilidad para tres cortes temporales (o de nivel de demanda) posibles: años 2025 (12107 GWh), 2035 (14805 GWh) y 2045 (18047 GWh).

En base a los resultados de viabilidad obtenidos se seleccionan dos combinaciones de carga y potencia con buenos resultados y se analiza su comportamiento horario en comparación con dos configuraciones posibles de almacenamiento en base a baterías Litio-ion, las cuales, según la información relevada en la literatura, se asocian a menores volúmenes de acumulación en comparación a los sistemas PHES.

1 Hipótesis para la simulación del Sistema Eléctrico

El modelado del SIN se realizó tomando como base la última Programación Estacional publicada en <https://www.adme.com.uy/informes/progest.php> a la fecha de elaboración de estos análisis. La sala seleccionada corresponde a la Reprogramación Junio - Octubre de 2021, a la cual se le realizaron algunas simplificaciones para reducir el tiempo de cálculo insumido en las simulaciones a partir del agregado de variables de estado adicionales correspondientes a los sistemas de acumulación objeto de estudio.

La demanda proyectada en dicha Sala presenta un crecimiento anual de entre el 2.1% y el 2.4% distribuidos como se puede observar en la Fig. 1.

año	GWh	crecimiento
2020	10,969	-0.59%
2021	11,086	1.07%
2022	11,331	2.21%
2023	11,600	2.37%
2024	11,859	2.23%
2025	12,107	2.09%
2026	12,388	2.32%

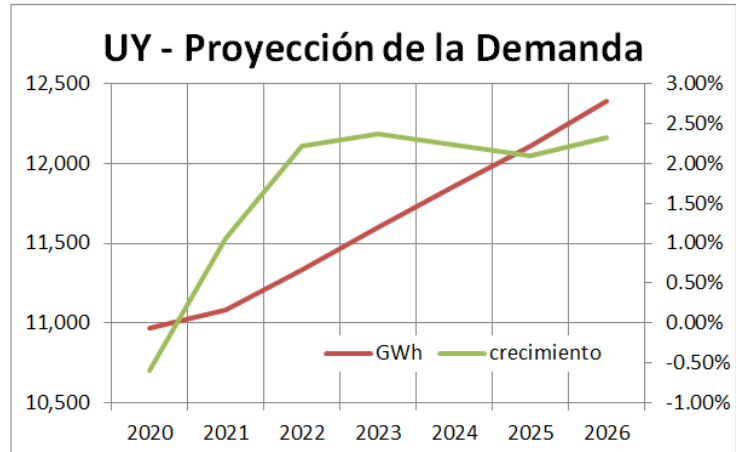


Fig. 1 Proyección de la demanda energética del sistema uruguayo hasta 2026

En cuanto a la expansión del sistema no se presentan ingresos de potencia de ninguna fuente dentro del horizonte de la Sala (2026) excepto los ingresos progresivos de la central de biomasa UPM2 que totaliza su potencia máxima de 220MW en el año 2025.

En cuanto a las simplificaciones realizadas, en primer lugar, se redujo el conjunto de centrales eólicas y solares a dos únicas centrales con tantas unidades como MW totales corresponden a cada conjunto. Para la representación de los recursos solar y eólico se utilizó un modelo CEGH¹ [1] que sintetiza la generación de potencia distribuida en el territorio de ambas fuentes en lugar de los CEGH de viento y radiación solar para 8 puntos que se utiliza en la Sala PES. Este modelado es utilizado en Salas de largo plazo de paso semanal como la que se encuentra en https://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/salas_simsee.php.

Dado que el mencionado modelo CEGH genera datos sintéticos de potencia eólica y solar ya generada, no se requiere modelar los detalles de las centrales de generación que realizan la transformación de recurso a potencia sino solamente representar a través de un actor la potencia obtenida. Por ello se utiliza para ambos recursos un actor parque eólico con una curva velocidad/potencia ficticia que transforma 1 (que se supone deberían ser m/s) en 1 (MW).

Según evaluación realizada por la Dirección Nacional de Energía el factor de planta complejo del parque solar fotovoltaico uruguayo es de 21% sin embargo el modelo CEGH que se utiliza para la representación de esta potencia horaria ofrece un factor de planta de 17,2% aproximadamente. Esto se debe a un desajuste entre las hipótesis tomadas respecto del factor de planta esperado al momento de la creación del modelo CEGH (realizado en base a mediciones de radiación solar) y el valor empírico registrado en los primeros años de funcionamiento real del parque solar. Para calibrar el modelo teniendo en cuenta el factor empírico se utilizó un factor previsto en la configuración de actor parque eólico para la corrección de la velocidad incidente. Se aplicó un factor de 1.22 lo cual equivale a multiplicar la potencia de salida por dicho factor, incrementando el factor de planta resultante a 21%.

1 Acrónimo de Correlación en Espacio Gaussiano con Histograma, se trata de una herramienta utilizada en la plataforma SimSEE para la representación de las variables estocásticas. Ver [1] para una descripción completa.

Adicionalmente se modificó el modelo de demanda pasando de una demanda probabilística consistente en un modelo CEGH de paso diario a una demanda determinística que usa el perfil de potencia horaria de un año base e incrementa año a año la energía total en base a un vector de energías proyectadas. El año base utilizado en este caso fue el año 2019, al que se le realizó una modificación para eliminar un episodio atípico registrado el día 16 de junio. Este día, que corresponde a un día domingo, fue sustituido por un promedio de las demandas horarias de los domingos siguiente y anterior.

Las centrales de biomasa se resumen en una sola central de 14 unidades de 10 MW cada una, excepto UPM2 que se mantiene separada con su calendario de ingresos parciales y disponibilidades. Todas se asocian a un costo variable de 0.01 USD/MWh y no se consideran los pagos por energía ni por potencia².

En cuanto a la evolución futura de los precios de los combustibles que definen los costos variables de las centrales térmicas, la referencia utilizada en la Sala corresponde a la evolución del precio internacional del crudo WTI proyectado por la EIA (U.S. Energy Information Administration) a abril de 2021. Ver Fig. 2.

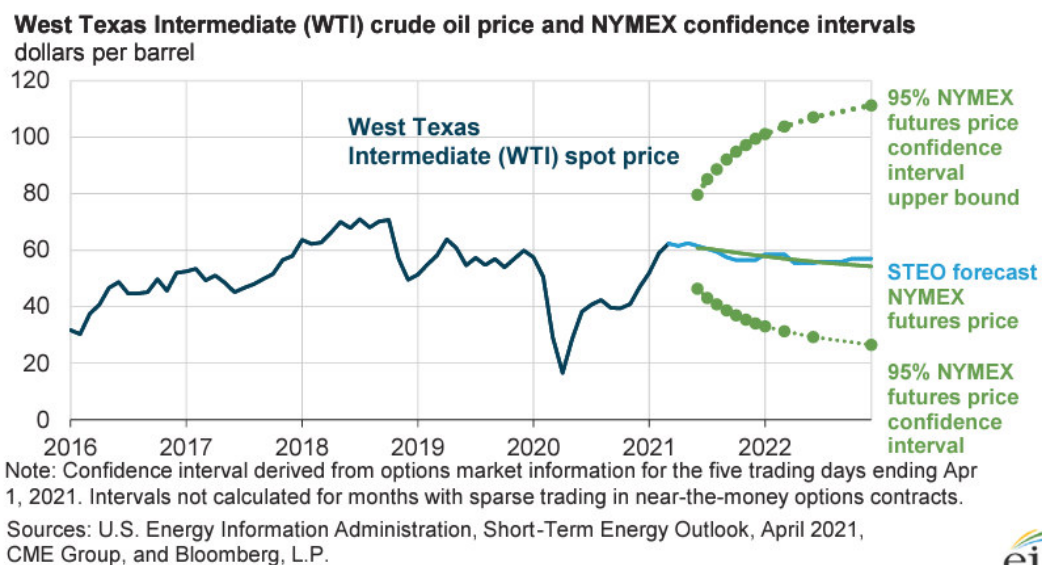


Fig. 2 Evolución del precio del petróleo WTI a partir de abril de 2021 utilizado para la indexación de costos de combustibles

Se asume como hipótesis la no disponibilidad de gas para el año de estudio por lo que las centrales bicombustible que estaban modeladas como 3 centrales que alternan sus disponibilidades según las correspondientes disponibilidades de combustible, se modelan como centrales únicas a gasoil.

2 El Pago por Potencia, se expresa en USD/MWh y es un pago que puede recibir la central, cuando se encuentre disponible, por la potencia puesta a disposición. No se considera a los efectos de la resolución del despacho óptimo. Tiene como utilidad representar los costos fijos asociados al generador. Generalmente se calcula como el pago que remunera la inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento. El Pago por energía, se expresa en USD/MWh y es un pago adicional al costo variable que puede recibir una central por la energía que entrega al sistema. Al igual que el pago por potencia este parámetro no interviene en la optimización del despacho económico. Es un costo que se adiciona al costo de abastecimiento de la demanda. Ambos pagos pueden utilizarse para representar las condiciones contractuales del Actor en el Mercado Eléctrico.

En cuanto a los mantenimientos periódicos de las centrales, se asumen que los previstos para el año 2023 se mantienen a futuro con periodicidad anual, tanto para las centrales térmicas como hidráulicas.

Respecto al comercio internacional se asume hipótesis de mercado aislado, sin posibilidades de intercambio con ninguno de los países vecinos.

Para el modelado de los sistemas PHES se utiliza el actor "Banco de Baterías" cuya ficha con los parámetros de configuración se puede ver en la Fig. 3.

Editar "PHES" Banco de Baterías

Nubeseable

Nombre del Spot PHES

Nodo UY

Variables de estado:

Carga inicial [MWh]: 1 Valorizado Manual

Número de Discretizaciones: 5

Fecha de inicio Auto

Capa: 12

Periodica?

Parámetros de una unidad del banco de baterías.

Capacidad máxima [MWh]: 5000

Potencia máxima de descarga [MW]: 200

Rendimiento de descarga [p.u.]: 0.787

Potencia máxima de carga [MW]: 200

Rendimiento de carga [p.u.]: 0.787

Disponibilidad fortuita [p.u.]: 0.95

Tiempo medio de reparación [h]: 24

Auto-descarga 90% [días]: 229

Valorizado manual

Precio para compra [USD/MWh]: 0

Precio para venta [USD/MWh]: 0

Parámetros para cálculo de degradación.

Profundidad de descarga (1) [p.u.]: 0

Número de Ciclos (1): 0

Profundidad de descarga (2) [p.u.]: 0

Número de Ciclos (2): 0

Tasa descuento [p.u.]: 0

Costo recambio [USD/kWh-instalado]: 0

Años recambio: 0

Parámetros de una unidad del banco de baterías

Pago disponibilidad [USD/MWh-h]: 0

Fig. 3 Ficha del actor Banco de Baterías en la plataforma SimSEE.

Para todas las simulaciones a realizar, los parámetros disponibilidad fortuita (DF) y tiempo medio de reparación (TMR) serán **DF=0.95** y **TMR=24hs**.

En cuanto al parámetro de auto-descarga del 90%, se seteó en 229 días para los sistemas PHES. Esto corresponde a una tasa de auto-descarga de 1% por día, estimado a partir de los valores

presentados en [2] y [3], que según la tecnología y el nivel de aislamiento de los tanques de acumulación se puede encontrar entre un 0,04% y un 2% diario, aproximadamente.

El parámetro que debe ingresarse en la ficha es la cantidad de días en que se completaría la descarga del 90%. Para calcular dicha cantidad de días se procede de acuerdo a la siguiente ecuación:

(ec.1) % de descarga en X días = q^x ; siendo q la tasa de descarga por día.

Esto da como resultado los 229 días mencionados.

1.1 Horizonte de simulación y paso de tiempo

Se realizaron análisis con diferentes horizontes de simulación y pasos de tiempo en función del objetivo de la cada simulación.

Las simulaciones a partir de las que se estima la viabilidad desde el punto de vista económico de los sistemas de acumulación analizados se realizan sobre una sala de paso semanal y manteniendo el conjunto de hipótesis antes mencionado.

Horizonte de tiempo

Fecha de Inicio: 12/06/2024 00:00 Fecha de fin: 31/12/2031 00:00 Huso horario: -3

Optimización: 12/06/2024 00:00 Simulación: 01/01/2026 00:00 Horizonte de guarda para simulación: 01/01/2025 00:00

Paso de tiempo

Unidades del paso de tiempo: Horas Minutos

Número de Postes: 5 Postes monótonos

Poste N°	1	2	3	4	5
Duración	5	30	91	28	14

Informativo.

Duración del paso del tiempo [h]: 168 Pasos de optimización: 394 Pasos de simulación: 81

Fig. 4 Configuración del paso de tiempo y horizontes de optimización y simulación para la sala de paso semanal

Por otro lado, para las simulaciones que se realizan posteriormente para el análisis de la dinámica de uso de la capacidad de almacenamiento disponible para distintas tecnologías posibles, se utiliza un paso de simulación HORARIO con un horizonte de 10 días. Además, se modifican algunas hipótesis de la sala original para que el grado de detalle del modelado del sistema sea acorde al detalle horario de los resultados a analizar. Estas simulaciones se describen más adelante en el apartado correspondiente.

1.2 Escenarios futuros analizados

Adicionalmente al escenario base, el cual se sitúa en el sistema previsto para el año 2025, se analizaron dos escenarios futuros adicionales con demandas que según las proyecciones de crecimiento anual esperadas se situarían en los años 2035 y 2045.

La proyección de la demanda a partir del año 2026 (último año definido en la sala de Programación Estacional tomada como base) se estima con un crecimiento anual del 2%. Esto resulta en una demanda de 14.805 GWh anuales para el año 2035 y 18047 GWh para el 2045.

Para la proyección de la expansión del sistema se realizan iteraciones con distintos planes de incorporación de potencia de 3 tecnologías: solar, eólica y turbinas de gas de ciclo abierto. En cada iteración se evalúa el *Gradiente de Inversión* de cada tecnología disponible en el sistema hasta lograr que dicha variable se aproxime a cero indicando que el sistema se encuentra en equilibrio.

El gradiente de inversión es un indicador para determinar cuando una tecnología o generador crea valor para el sistema, es decir, el beneficio creado por reducir el costo de generación es superior a los pagos requeridos por el generador.

$$GI = \frac{E(cmg - cv) - PP - PE}{PP}$$

Donde:

- E: Energía generada
- Cmg: costo marginal del sistema
- Cv: costo variable del generador
- PP: Pago por potencia, es decir la Energía disponible por el Pago por Disponibilidad
- PE: Pago por energía, es decir la Energía generada por el Pago por Energía

En cuanto a los costos de expansión de las tecnologías consideradas se asumieron los valores utilizados en [4]. Según allí se menciona, el costo considerado para las turbinas aeroderivativas es de 14 USD/MWh el cual fue tomado de [5] mientras que los costos de las tecnología eólica y solar son fijados en base al plan de expansión óptimo para el período 2019-2046 [6]. Allí los costos de la tecnología solar oscilan entre 40 y 60 USD/MWh, mientras que para la eólica el rango va entre 30 y 50 USD/MWh, eligiéndose utilizar el mismo costo para ambas, fijándolo en 50 USD/MWh.

Aplicando la metodología mencionada, se determinaron las correspondientes configuraciones de equilibrio para el sistema de los años marcados como de interés, resultando la evolución de potencias instaladas que se muestra en la Fig. 5.

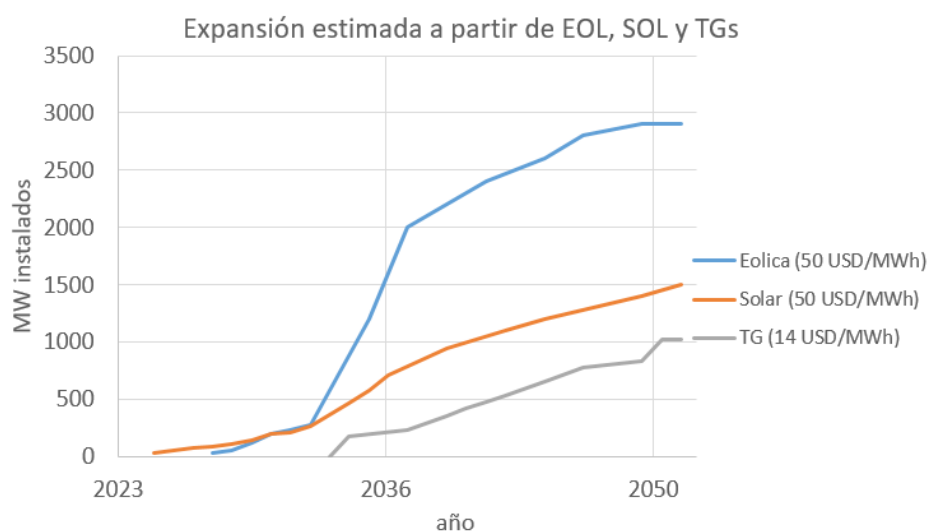


Fig. 5 Expansión del sistema utilizada como hipótesis para las simulaciones situadas en los años 2035 y 2045.

Cabe aclarar que, la metodología iterativa a partir de la que se determina la expansión resultante es estimativa y no puede asegurarse que la combinación de tecnologías hallada sea la óptima pero sí se tiene certeza de que el sistema se encuentra en equilibrio, es decir, existe un balance adecuado entre generación y demanda, tanto del total del sistema como de cada energía en particular.

Asimismo, cabe mencionar que, si bien es una alternativa válida considerar las tecnologías de almacenamiento como posibles tecnologías de expansión para la determinación de la expansión óptima, en este trabajo se optó por la definición de escenarios futuros de equilibrio sin considerar la expansión con tecnologías de almacenamiento y evaluar posteriormente los potenciales beneficios de su inclusión. Esto permite una mayor flexibilidad para la evaluación de múltiples combinaciones de potencia/capacidad de almacenamiento ya que no requiere la definición de ante mano de las configuraciones de las centrales que se quieren evaluar.

El procedimiento elegido consiste en partir de la base de la configuración del sistema resultante para los años 2035 y 2045 y realizar simulaciones comparando los costos resultantes para el sistema sin incorporación de PHES y con la incorporación de PHES, en distintas combinaciones de potencia y capacidad de almacenamiento. De esta forma se determina el potencial beneficio de cada una de las combinaciones evaluadas y se calcula su potencial viabilidad económica a partir de la comparación de estos beneficios con la inversión requerida.

2 Costos de inversión en sistemas PHES

Se estableció una grilla de combinaciones de carga (capacidad de acumulación en MWh) y potencia (potencia en MW que se supone igual tanto para la carga como para la descarga). Dentro de las combinaciones establecidas en dicha grilla que se muestra en la Tabla 1, no todo el rango es factible de ser cubierto con tecnología PHES. Las combinaciones correspondientes a capacidades de acumulación menores son típicamente asociadas a baterías de Litio-ion.

Tabla 1 Montos de inversión total a considerar para cada opción potencia/carga señalada.

		Inversion en MUSD						
		carga (MWh)						
		10	50	100	200	500	1000	5000
potencia (MW)	10		22	27	35	45	90	
	50				60	85	100	250
	100					100	160	350
	200						200	450

Los costos de inversión detallados en la Tabla 1 fueron estimados a partir de los gráficos de curvas de nivel que se muestran en la Fig. 6 los cuales fueron extraídos de [7].

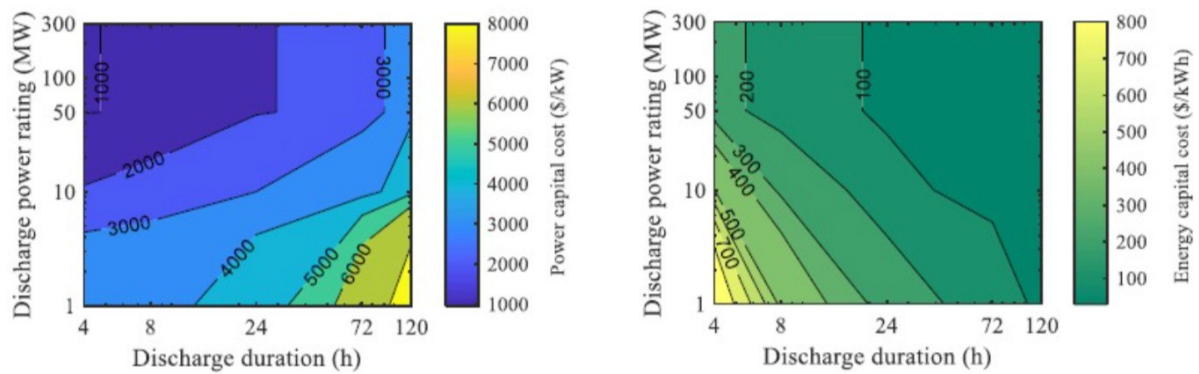


Fig. 6 Costos de inversión en función de la potencia nominal y las horas de descarga para un sistema PHEs basado en ciclo Joule-Brayton con “packed-bed TES”. Extraído de [7]

Si bien es razonable esperar que los costos de la tecnología se reduzcan al continuar afianzándose su desarrollo, los mencionados valores se han supuesto constantes en el tiempo.

3 Estimación de la capacidad de acumulación hidráulica existente

A modo de referencia, para poder estimar la importancia relativa para el sistema eléctrico uruguayo de los diferentes volúmenes de capacidad de acumulación manejados, se puede tener en cuenta el tamaño de los reservorios más importantes actualmente existentes en el sistema, correspondientes a los lagos de las tres mayores centrales hidroeléctricas disponibles.

Se realizó para ello una simulación en que cada central comienza con un volumen de agua almacenado correspondiente a su cota máxima de operación, se anulan todas sus posibles fuentes de aportes y se selecciona la opción de “valorizado manual” para que no intercedan en el despacho criterios de optimización frente a pagos de penalidades por cotas límite o erogados mínimos exigidos. Las centrales así modificadas se conectan a una demanda constante mayor a la suma de las potencias nominales de las 3 centrales y se evalúa cuánta energía es capaz de abastecer cada una.

Como resultado se tiene que Bonete agota su capacidad a los 113 días de operación, habiendo entregado un total de 327.6 GWh. Por su parte, Palmar agota su capacidad a los 13 días entregando un total de 82.0 GWh y Salto Grande a los 4 días, entregando en total 74.4 GWh.

Tabla 2 Características de los sistemas de acumulación actualmente existentes

Central	Potencia Nominal (MW)	Capacidad (MWh)	Potencia Media de Descarga (MW)	Capacidad (horas)
Bonete	155	327570	121	2712
Palmar	333	81965	310	264
Salto Grande	945	74398	775	96

Comparativamente entonces se puede observar que de los sistemas de acumulación en tecnología PHEs evaluados en el presente trabajo, la opción de mayor capacidad presenta un volumen de almacenamiento equivalente a un 2% del lago de Bonete y un 7% del lago de Salto Grande.

4 Resultados del análisis de viabilidad

Los resultados obtenidos se presentan como el beneficio medio anual actualizado de la inversión en el sistema PHES correspondiente. El cálculo de este beneficio se realizó como la diferencia entre el costo de abastecimiento para el año de estudio (2025, 2035 o 2045 según sea el caso) SIN PHES y el costo de abastecimiento con el sistema PHES. Para llevarlo a un valor asimilable al obtenido durante la vida útil del proyecto se asume ese valor anual como un flujo constante durante 20 años y se actualiza con una tasa del 10%. Al monto obtenido se le deduce el valor de la inversión correspondiente y se lo divide entre 20 resultando así el valor de los beneficios medios anuales netos actualizados.

En la Fig. 7 se muestran los resultados del caso correspondiente a 50 MW de potencia y las 4 opciones de capacidad de carga asociadas, para los 3 escenarios analizados. Para este nivel de potencia se puede ver que la capacidad de almacenamiento óptima corresponde a 1000 MWh, o 20 horas.

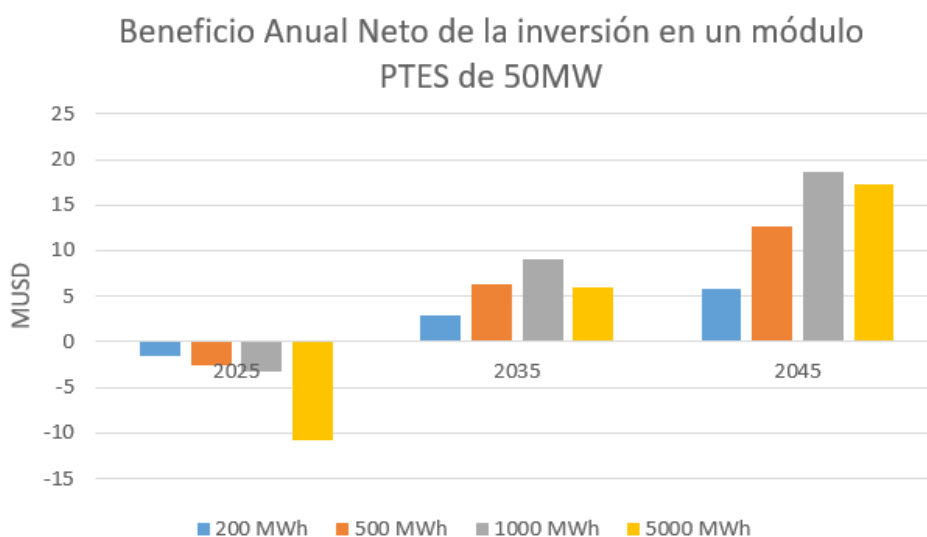


Fig. 7 Beneficio Neto actualizado de la inversión en un módulo PHES de 50 MW para distintos niveles de capacidad de acumulación asociados, en cada uno de los 3 escenarios analizados.

En la Tabla 3 se presentan, para los escenarios 2035 y 2045, los resultados de todos los casos analizados donde se puede ver que tanto para 100 MW como para 200 MW de potencia, el mayor beneficio se obtiene con la mayor capacidad de carga probada, es decir, 5000 MWh, lo cual corresponde a 50 o 25 horas de almacenamiento según sea el caso, con un beneficio significativamente mayor obtenido para el caso de 200MW de potencia y 25 horas de capacidad.

Tabla 3 Beneficio Neto actualizado de la inversión en PHES para distintos niveles de potencia nominal y capacidad de acumulación asociados, en los escenarios 2035 y 2045.

		Beneficio Neto Actualizado Medio Anual																				
		2035							2045													
		carga (MWh)							carga (MWh)													
		10	50	100	200	500	1000	5000	10	50	100	200	500	1000	5000							
potencia (MW)	10		0	1	1	1	-1									1	2	3	3	2		
	50					3	6	9	6										6	13	19	17
	100						8	12	12											15	24	34
	200							13	23												27	61

Para facilitar el dimensionado de las cifras manejadas en relación a los costos del sistema eléctrico se realiza un cuadro comparativo (Tabla 4) de los 3 escenarios donde se muestra el monto total de la energía demandada en cada escenario, el costo total de abastecer esta demanda en valor esperado y el costo unitario resultante de dividir el costo total entre los MWh demandados. Junto a estos números se presentan los beneficios esperados (en USD/MWh) para la opción de instalación de sistema de acumulación de 50 MW de potencia de carga y descarga con cuatro opciones de capacidad de almacenamiento asociadas.

Tabla 4 Cuadro comparativo de escenarios y beneficios medios anuales esperados para cada opción evaluada en USD/MWh

Año	Demanda (GWh)	Costo (MUSD)	Costo unitario (USD/MWh)	Ahorro por inversión en PTES de 50MW (USD/MWh)			
				200 MWh	500 MWh	1000 MWh	5000 MWh
2025	12107	911	75.22	-	-	-	-
2035	14805	1045	70.60	0.18	0.40	0.59	0.37
2045	18047	1589	88.06	0.32	0.70	1.03	0.96

Tanto en la Tabla 3 como en la Tabla 5 se puede verificar que, para una potencia de carga/descarga de 50 MW, la capacidad óptima asociada (dentro de las opciones analizadas) corresponde a 1000 MWh. Sin embargo, para potencias mayores, se observa un mayor incremento de los beneficios cuanto mayores son las capacidades de acumulación asociadas.

Este importante aumento de los beneficios obtenidos con el incremento de la capacidad de acumulación instalada tiene como contrapartida la exigencia de mayores montos de inversión inicial. Por esta razón, es necesario calcular también la rentabilidad de la inversión inicial para poder conocer realmente cuáles serían las configuraciones óptimas. Para ello se muestra en la Tabla 5 la cantidad de años en que se obtendría para cada caso el retorno de la inversión inicial, como forma de representar dicha rentabilidad (payback descontado).

Tabla 5 Años de retorno de la inversión inicial en PHES para distintos niveles de potencia nominal y capacidad de acumulación asociados, en los escenarios 2035 y 2045.

		Años de retorno de la inversión inicial													
		2035							2045						
		carga (MWh)							carga (MWh)						
		10	50	100	200	500	1000	5000	10	50	100	200	500	1000	5000
potencia (MW)	10		15.9	12.6	11.9	13.1	-			10.0	7.7	7.1	7.9	14.2	
	50				10.0	8.0	7.1	13.6				6.8	5.0	4.2	8.4
	100					7.6	8.1	11.7					4.9	5.0	6.8
	200						8.6	9.9						5.4	5.4

De la Tabla 5 se desprende que, tanto para el escenario 2035 como el 2045, la opción con menor período de retorno y por lo tanto mayor rentabilidad es la correspondiente a 50 MW de potencia de carga y descarga y 1000 MWh de capacidad de acumulación de energía. En segundo lugar, se encuentra la opción de 100 MW y 500 MWh, también para ambos escenarios.

Como conclusiones del análisis de viabilidad económica se resume que:

- los beneficios alcanzables con la instalación de solo 10 MW de almacenamiento son muy bajos, obteniéndose el menor período de retorno con capacidad de carga asociada de 20 horas (200 MW).
- los beneficios de instalar 50 MW muestran un máximo con una capacidad asociada de 20 horas (1000 MWh) tanto para el escenario 2035 (7 años de retorno) como para el 2045 (4 años de retorno). El segundo lugar en rentabilidad para esta potencia corresponde a la capacidad asociada de 10 horas (500 MWh) con períodos de retorno de 8 y 5 años para los escenarios 20035 y 2045 respectivamente.
- la instalación de 100 MW encuentra el óptimo para una capacidad asociada de 5 horas (500 MWh). Sin embargo, el período de retorno de dicha inversión es levemente mayor, tanto en el 2035 como en el 2045, que la de la opción de 50 MW con 1000 MWh.
- los beneficios de instalar 200 MW en 2035 permiten alcanzar períodos de retorno de 9 o 10 años dependiendo de si se le asocian 5 o 25 horas de acumulación, mientras que para 2045 los períodos de retorno se igualan para ambas opciones de capacidad de acumulación y se aproximan a los 5 años. Este resultado es particularmente auspicioso, dado que se trata de una central de importante envergadura para el sistema uruguayo y una extensa vida útil que hace que incluso la rentabilidad esperada para el escenario 2035 sea considerable.

Para analizar en qué forma el sistema utiliza los módulos de acumulación según sea la potencia de carga y descarga y la capacidad de acumulación asociadas, se seleccionaron dos de las configuraciones con mejores resultados, para distintas escalas de potencia, 50 MW y 200 MW. A la de 50 MW se le asocia una capacidad de 1000 MWh, es decir, 20 horas de descarga a potencia máxima. A la de 200 MW se le asocia una capacidad de 5000 MWh, es decir, 25 horas de descarga a potencia máxima.

Ambas configuraciones se simularán en salas de paso horario para analizar la modalidad de uso que les da el sistema y se compararán con sistemas de acumulación de la misma potencia instalada, pero con capacidades de almacenamiento menores, del rango de las asociadas a la tecnología Li-ion.

5 Comparación de tecnologías de acumulación

Como punto de partida para la comparación de las diferentes tecnologías de acumulación disponibles se utiliza en gráfico de la Fig. 8, extraído de [7]. Allí se puede ver como se enmarcan las tecnologías PHES, en cuanto a su relación típica entre potencia y capacidad de acumulación nominales, respecto de las tecnologías de uso más extendido en el mundo como las baterías de Li-ion o las centrales hidráulicas de acumulación y bombeo. En tal sentido se observa que el tiempo de descarga a potencia nominal de las baterías de Li-ion es del rango de 1 hora mientras que, en el otro extremo, para obtener tiempos de descarga cercanos a los 7 días las tecnologías apropiadas son LAES, hidráulicas, o CHEST. La tecnología Joule-Brayton PHES se posiciona en un rango intermedio, del orden de las 24 horas.

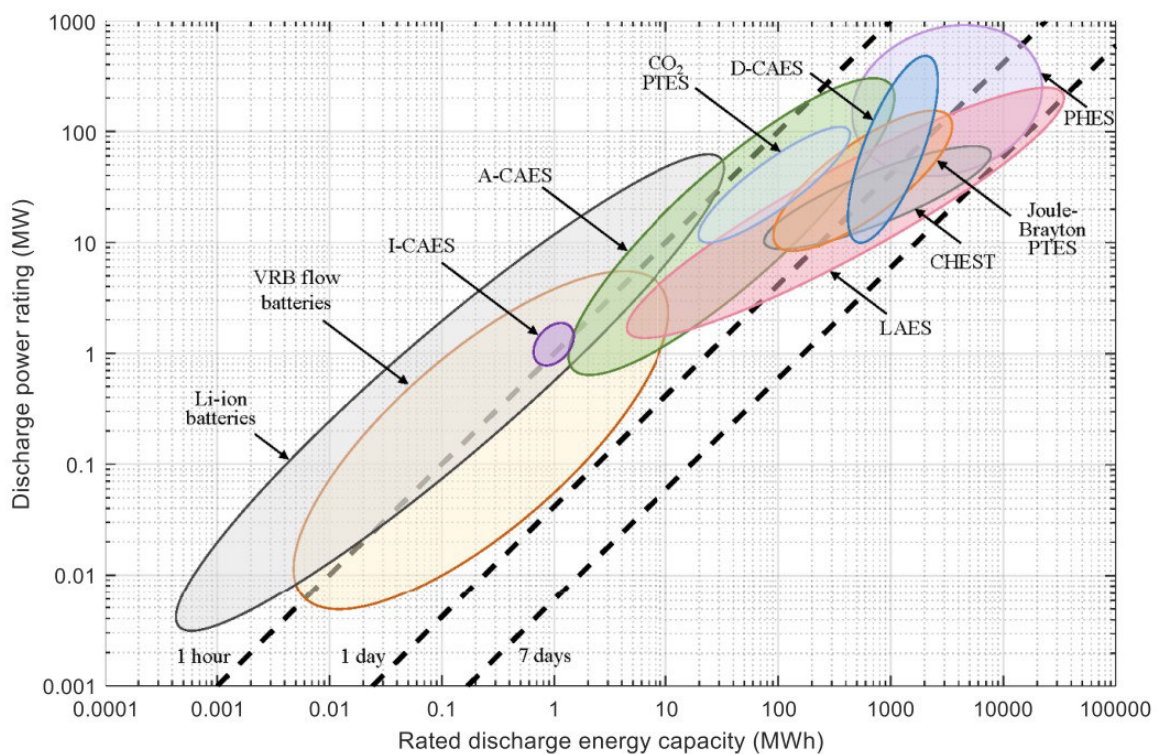


Fig. 8 Potencia nominal de descarga y capacidad nominal de energía de descarga para sistemas TMES. Las líneas diagonales representan la duración de la descarga a potencia y capacidad nominales. Extraído de [7]. Nota: en este gráfico la sigla PHES se refiere a la tecnología de bombeo hidráulico, mientras que las de bombeo térmico se indican como PTES (Pumped Thermal Energy Storage)

En la Fig. 9 se presenta una comparativa de valores de eficiencia esperados para cada tecnología. Para las simulaciones a realizar se asignará a cada tecnología el valor correspondiente al promedio entre los valores máximo y mínimos allí indicados. Esto es, para el litio, un RTE de 0.8 y para PHES un RTE de 0.62. Los rendimientos de carga y descarga se asumen iguales, es decir, ambos valen raíz del Round-trip efficiency (RTE) con lo cual resultan para el litio un valor de rendimiento es 0.894 y para PHES de 0.787.

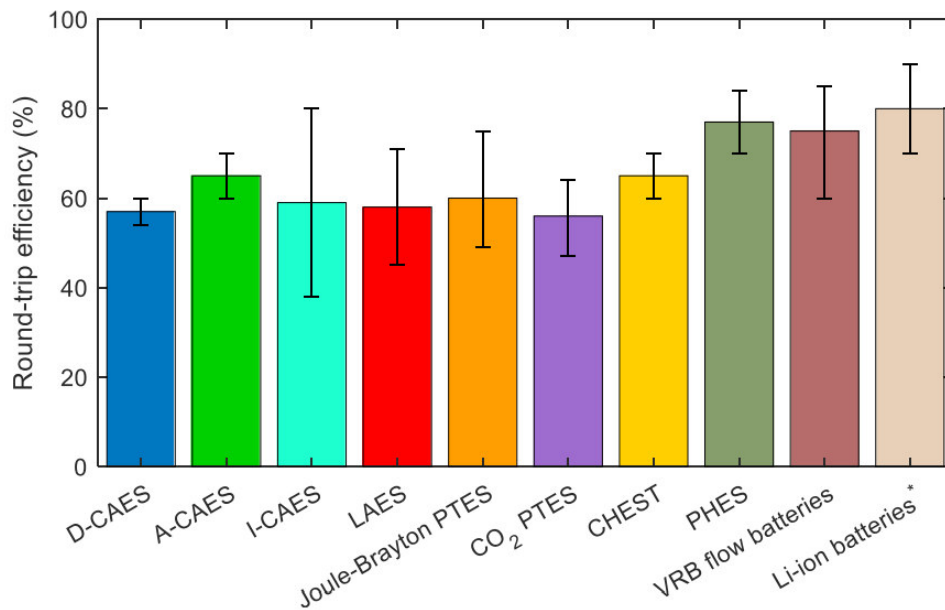


Fig. 9 Eficiencia de ciclo completo (Round-trip Efficiency, RTE). Las barras de dispersión marcan los rangos máximo y mínimo reportados en la literatura. Extraído de [7]. Nota: en este gráfico la sigla PHES se refiere a la tecnología de bombeo hidráulico, mientras que las de bombeo térmico se indican como PTES (Pumped Thermal Energy Storage)

Para la configuración de estas tecnologías dentro de la plataforma SimSEE se utiliza el actor “Banco de Baterías” cuya ficha con los parámetros de configuración se puede ver en la Fig. 3.

Para todas las simulaciones a realizar, los parámetros disponibilidad fortuita (DF) y tiempo medio de reparación (TMR) serán consideradas iguales para todas las tecnologías, siendo DF=0.95 y TMR=24hs.

En cuanto al parámetro de auto-descarga del 90% se testearon diferentes valores para representar el decaimiento natural de la carga por enfriamiento en los sistemas térmicos en comparación con los sistemas químicos cuyas pérdidas por autodescarga son menores. Para las baterías de litio-ion se supuso una tasa de autodescarga de 5% por mes mientras que para las tecnologías PHES se supuso una tasa de 1% por día (tal como fue detallado en la sección 2).

El parámetro que debe ingresarse en la ficha es la cantidad de días en que se completaría la descarga del 90%. Para calcular dicha cantidad de días se procede de acuerdo a la ecuación (ec.1) detallada anteriormente.

De esta manera, para las baterías de Litio-ion el parámetro de auto-descarga ingresado es de 1345 días y para los sistemas PHES es de 229 días.

6 Dinámica de uso de la capacidad de almacenamiento

Se realizaron simulaciones para analizar la dinámica de uso de la capacidad de almacenamiento disponible comparativamente para las distintas tecnologías. Para ello se utilizó una Sala con paso de simulación HORARIO la cual toma como base la Sala original de paso semanal, modificándole las siguientes hipótesis:

- Se modelan los embalses de las centrales de Salto Grande y Palmar (la sala original las modela como centrales de pasada)
- Se sustituye el CEGH de aportes (semanal) por el CEGH horario con variables de estado de la sala Vates del 8/12/2021³.
- Se sustituye la modelación de la demanda (determinístico) por el modelo de demanda CEGH de la sala Vates 8/12/2021, escalando la potencia a la proyectada por la sala original para 2035
- Se le incorporan las tecnologías a comparar como Bancos de Baterías con las distintas potencias y capacidades de almacenamiento descritas en la Tabla 6.

Tabla 6 Potencias y capacidades de acumulación representadas para el análisis de su utilización en simulaciones horarias.

	Potencia (MW)	Energía (MW)	Almacenamiento (horas)
JB	50	1000	20
JB	200	5000	25
Li	50	150	3
Li	200	600	3

La intención de elegir las capacidades de almacenamiento definidas en la Tabla 6 es por un lado para poder analizar el uso que da el sistema a las capacidades de almacenamiento significativas en comparación con capacidades de almacenamiento mínimas. Por otro lado, la intención también es representar para su comparación la tecnología de interés del presente proyecto, acumulación térmica en base al ciclo Joule-Brayton, con la tecnología de uso más extendido en el mundo, las baterías de Litio. Éstas últimas son además en las que se centran los estudios recientes realizados para el sistema uruguayo ([4], [5] y [8]).

Si bien es sabido que la capacidad de acumulación de un banco de baterías de Litio puede ser aumentada conectando varias baterías en paralelo, alcanzar duraciones de descarga nominales mayores a 10 horas es económicamente inviable para esta tecnología [9], siendo esta su principal desventaja frente a sistemas térmicos de acumulación. Una comparación de costos asociados a la capacidad de acumulación para las distintas tecnologías puede verse en la Fig. 10, (b). Por este motivo, la comparación realizada se centra en representar la diferencia más característica de ambas tecnologías, que es justamente, la capacidad de acumulación en relación a la potencia de carga y descarga.

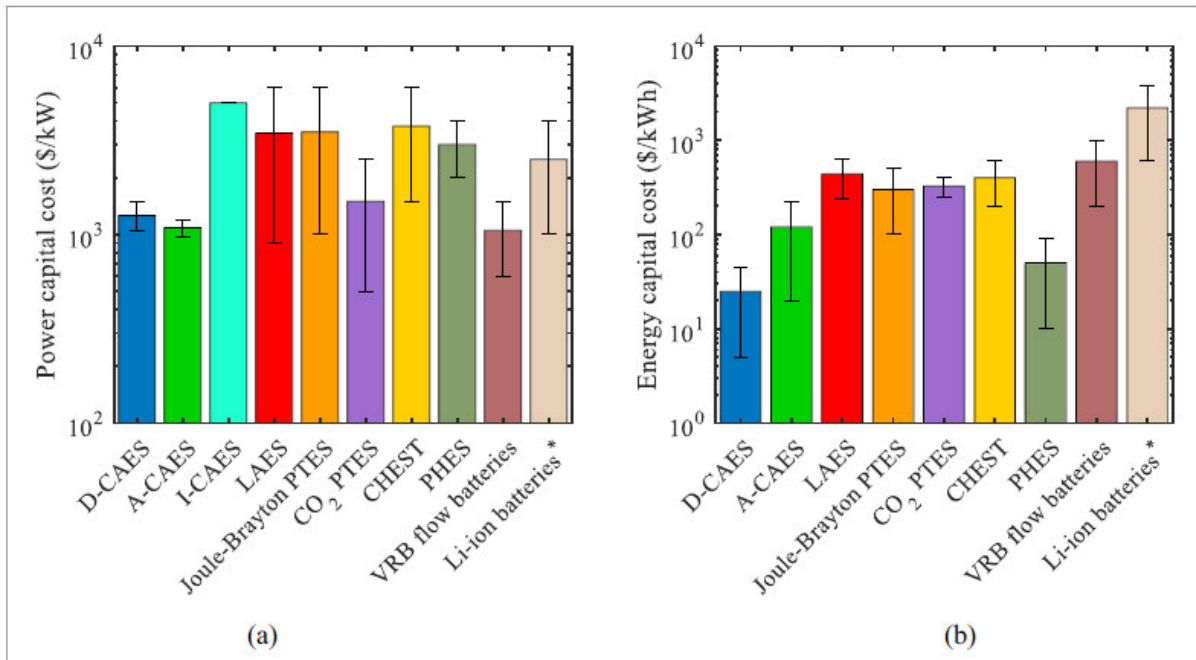


Fig. 10 Comparativa de costos de inversión de distintas tecnologías de acumulación en función de la potencia nominal (USD/KW), (a) y capacidad de acumulación (USD/KWh), (b). Eje de las ordenadas está en escala logarítmica. Las barras de error indican los valores máximo y mínimo reportados en la literatura. Extraído de [7]. Nota: en este gráfico la sigla PHES se refiere a la tecnología de bombeo hidráulico, mientras que las de bombeo térmico se indican como PTES (Pumped Thermal Energy Storage)

6.1 Resultados

Para focalizar el análisis de las simulaciones horarias en períodos del año interesantes se realizó primero un análisis de la evolución de los costos a lo largo del año para las distintas alternativas simuladas, lo cual se muestra en la Fig. 11. De esta manera se pudo comprobar que, en torno a las semanas 26 y 27 (fines de junio y principio de julio) se presentan las mayores diferencias de costos entre la alternativa sin tecnología de almacenamiento y las diferentes alternativas con dicha tecnología. Esto último se ve con mayor claridad en la Fig. 12 en que se representan los mismos costos pero en *por unidad* de los costos de la opción base, sin tecnología de almacenamiento.

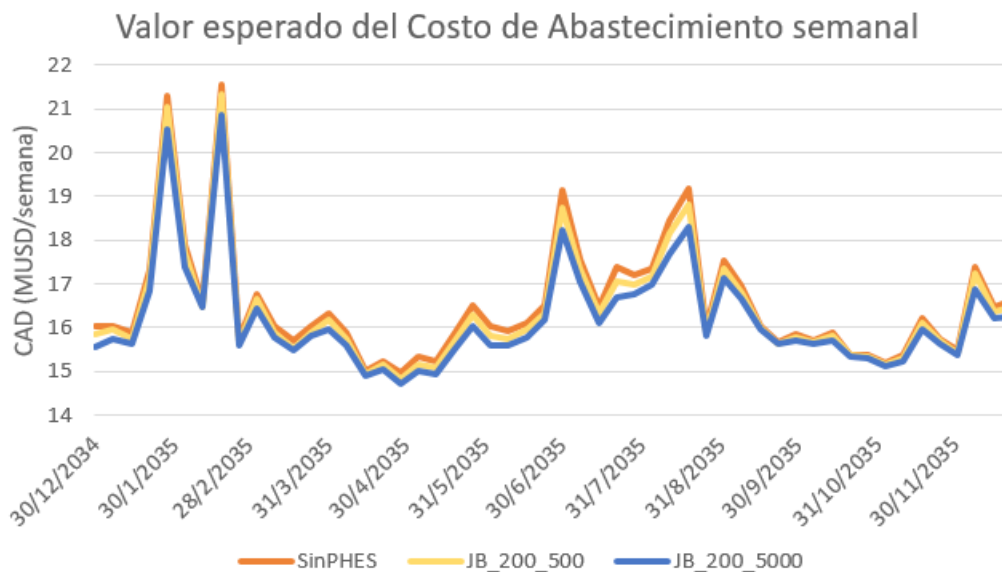


Fig. 11 Costo de abastecimiento semanal, en valor esperado, para tres de los escenarios simulados.

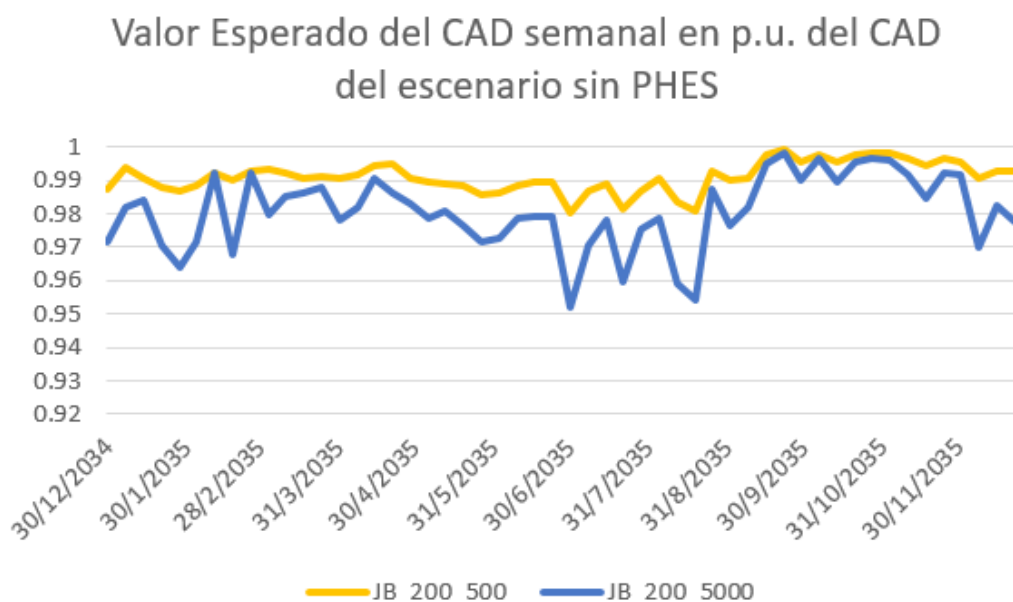


Fig. 12 Costo de abastecimiento semanal, en valor esperado, para dos de los escenarios simulados en por unidad de costo de abastecimiento del escenario Sin PHES.

Analizando complementariamente ambas figuras (Fig. 11 y Fig. 12) puede observarse que, durante los meses de otoño y primavera en los cuales el consumo eléctrico es menor, los costos son consecuentemente menores, sin embargo, durante el otoño igual se observan beneficios obtenidos gracias a la instalación de los sistemas de acumulación. Es en la primavera, cuando, en valor esperado, se tiene la mayor disponibilidad de recursos hídricos, cuando los beneficios de poseer sistemas de acumulación son mucho menos apreciables.

En base a este análisis previo se optó por presentar los resultados de las simulaciones horarias para el período comprendido entre el 23/6/2025 y el 14/7/2025 siendo todos los resultados que se muestran a continuación, comprendidos dentro de ese período.

Previo al abordaje de los resultados de las simulaciones de paso horario que permitirán el análisis de la dinámica con que se utilizan las distintas configuraciones de sistemas de acumulación analizadas, se presenta en la Fig. 13 una comparación de los histogramas de costos de las cuatro opciones mencionadas y el caso base (sin tecnología de acumulación), para el período seleccionado.

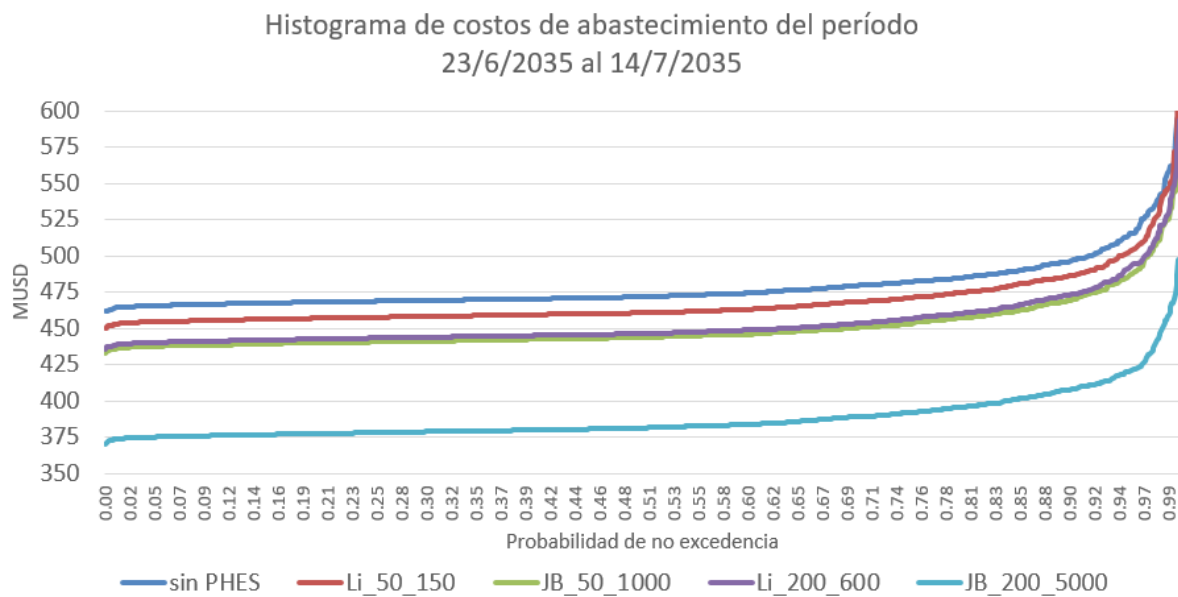


Fig. 13 Probabilidad de no excedencia de los costos de abastecimiento semanales para cada una de las opciones a analizar

En la Fig. 13 se puede observar que, desde el punto de vista de los costos de abastecimiento del sistema, las opciones JB_50_1000 (tecnología Joule-Brayton con 50 MW de potencia y 1000 MWh de capacidad, curva verde) y Li_200_600 (tecnología Joule-Brayton con 200 MW de potencia y 600 MWh de capacidad, curva violeta) son prácticamente equivalentes. Esto no implica su equivalencia desde el punto de vista de los beneficios netos obtenidos por el sistema ya que, si se observan los costos de Fig. 10, se puede ver que la JB 50-1000 debería ser más barata que la Li 200-600.

Por otro lado, se puede concluir que, la opción que considera la instalación de 5000 MWh de capacidad logra reducir significativamente los costos del período en montos cercanos a los 100 MUSD (cercanos al 20% del costo total).

6.1.1 Costos Marginales del Sistema

Al comparar los costos marginales dentro del período seleccionado se puede observar claramente el comportamiento esperado al disponer de capacidad de almacenamiento, de reducción de los costos en los horarios pico e incremento de éstos en los horarios valle.

Costos marginales horarios en valor esperado
27/6/2035 al 7/7/2035

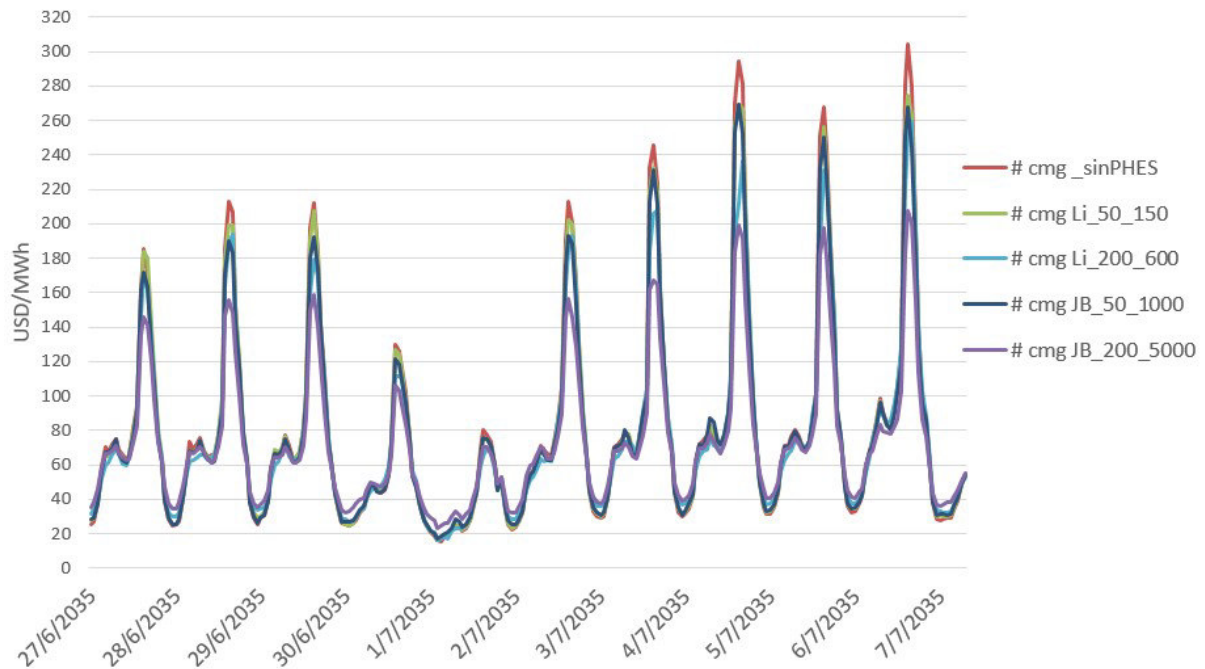


Fig. 14 Comparativa de costos marginales horarios para un período de 10 días dentro del período seleccionado

En la Fig. 14 se puede observar la importancia de la potencia disponible para lograr reducir en mayor grado el pico máximo del costo marginal ya que se puede ver que la diferencia alcanzada entre las opciones de 50 MW de potencia son pequeñas, a pesar de tener la opción JB_50_1000 casi 7 veces la capacidad de almacenamiento de la opción Li_50_150. Si se observa el promedio de los valores esperados horarios para el período seleccionado (23/6/2035 al 14/7/2035) se puede ver que la opción Li_200_600 logra menores costos marginales en promedio que la opción JB_50_1000, siendo que esta última tiene mayor capacidad, pero menor potencia de carga y descarga.

Tabla 7 Promedio del valor esperado de los costos marginales horarios para el período seleccionado

Costos Marginales Promedio para el período 23/6/2035 al 14/7/2035 (USD/MWh)	
# cmg_sinPHES	78.9
# cmg Li_50_150	77.9
# cmg Li_200_600	75.8
# cmg JB_50_1000	76.2
# cmg JB_200_5000	71.5

6.1.2 Dinámica de carga y descarga

En la Fig. 15 se observa la evolución horaria (en valor esperado de 1000 crónicas simuladas) de la potencia de descarga de la central de acumulación, es decir, cuando la central se encuentra generando y entregando potencia al sistema.

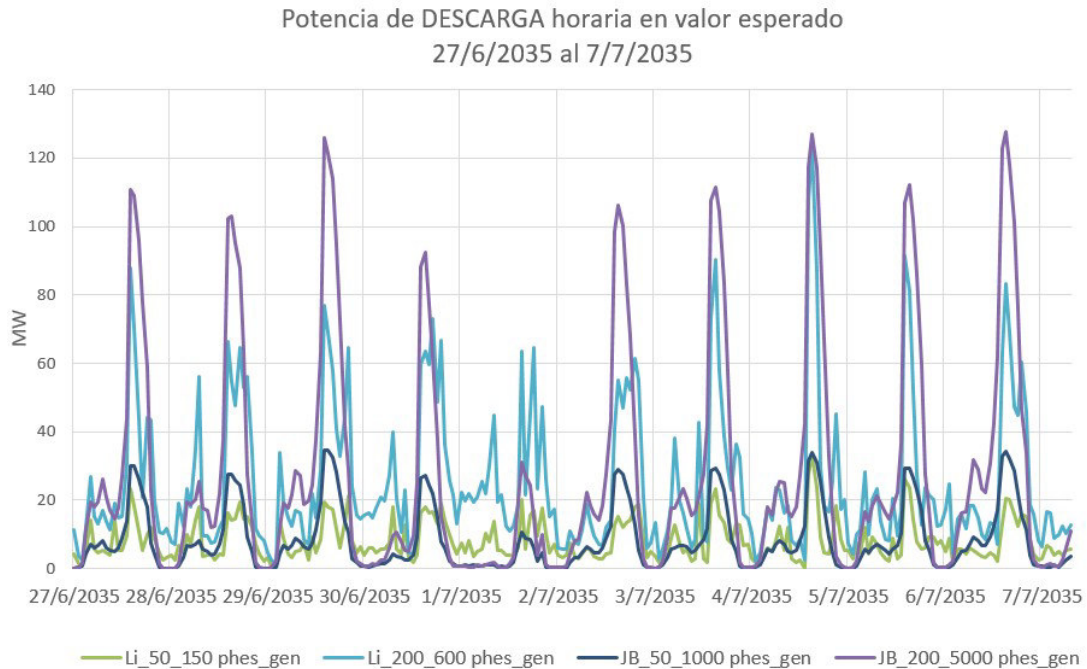


Fig. 15 Valor esperado de la generación horaria de la central de acumulación, en MW, para el período seleccionado.

Como se puede apreciar, los casos de tecnología Joule Brayton, dada su holgada relación Potencia/Capacidad presentan un comportamiento promedio más estable a lo largo del día, reflejando el seguimiento del comportamiento de la demanda, sin verse afectado en forma apreciable por otras aleatoriedades del sistema, como pueden ser la variabilidad de las renovables. Lo mismo ocurre en el gráfico de la energía consumida por la central de acumulación, como se observa en la Fig. 16.

Independientemente de la mencionada diferencia entre tecnologías, se puede percibir en todos los casos un ciclado diario, en las madrugadas se almacena energía y es volcada a la red en los picos de la noche y el mediodía.

Potencia de CARGA horaria en valor esperado
27/6/2035 al 7/7/2035

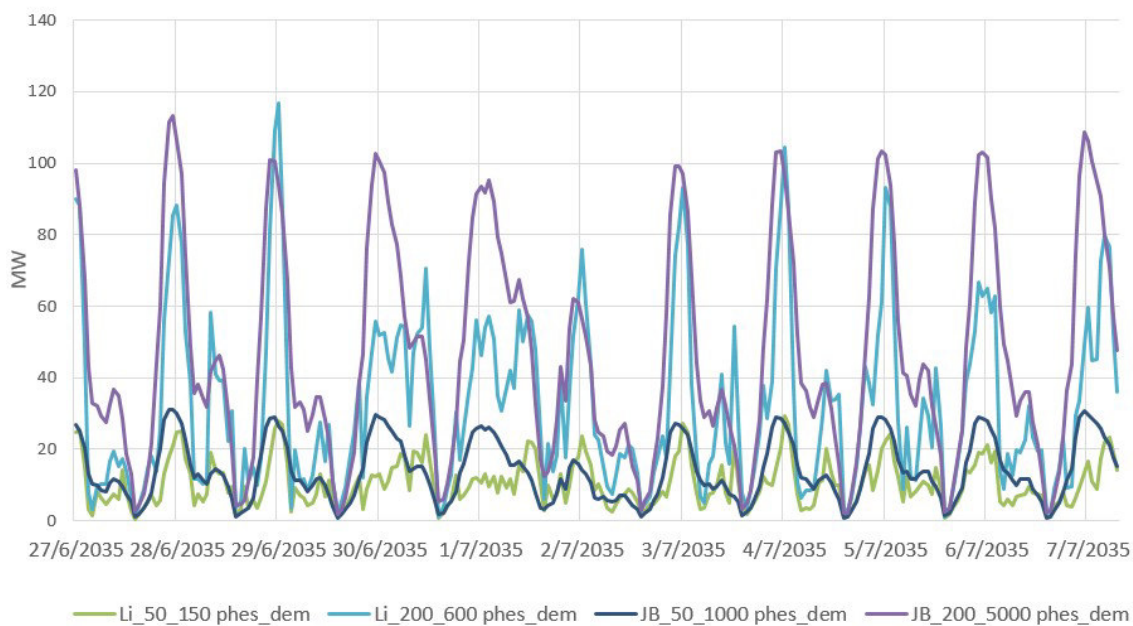


Fig. 16 Valor esperado de la demanda horaria de la central de acumulación, en MW, para el período seleccionado.

6.1.3 Falla

En la jerga del sistema eléctrico se denomina “falla” a la potencia demandada que no logra ser suministrada. En el modelado para la optimización del despacho se definen “escalones de falla” con costos que aumentan significativamente al aumentar la profundidad del escalón, es decir, la demanda no suministrada o potencia de falla.

Se calculó la potencia de falla media horaria para el período seleccionado. La comparación de los cuatro escenarios con el caso base, sin sistema de acumulación, se muestra en la Fig. 17.

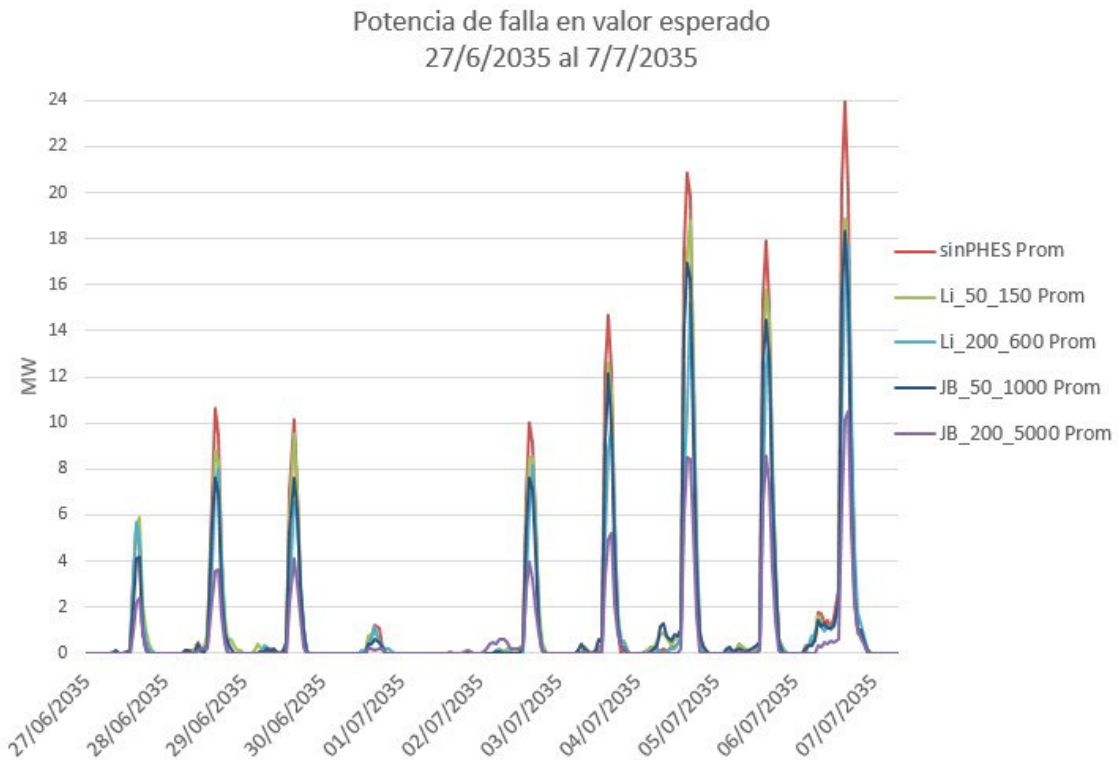


Fig. 17 Potencia de falla en valor esperado para el período seleccionado

Nuevamente, desde el punto de vista de esta variable al igual que se observó para el costo marginal, entre los casos JB_50_1000 y Li_200_600 los mejores resultados se obtienen con la opción de batería de Litio debido a su potencia de descarga significativamente mayor. Por su parte, la opción Joule Brayton, con los mismos 200 MW de potencia pero una capacidad de almacenamiento de 5000 MWh, logra reducir drásticamente la probabilidad de falla. En números concretos, se puede ver en la Tabla 8 que la potencia de falla media del período se reduce 6 veces respecto del caso base y 3 veces respecto del siguiente mejor caso (Li_200_600).

Tabla 8 Corte con probabilidad de excedencia del 5% de la potencia de falla para el período seleccionado

Falla con Probabilidad de excedencia del 5% para el período 23/6/2035 al 14/7/2035 (MW)	
# falla_sinPHES	10.8
# falla Li_50_150	8.8
# falla Li_200_600	5.5
# falla JB_50_1000	7.5
# falla JB_200_5000	1.8

6.1.4 Excedentes

Consistentemente con lo observado para las otras variables descriptivas del comportamiento del sistema ya mencionadas, la potencia excedentaria se reduce significativamente para el caso de mayor capacidad de almacenamiento instalada (JB_200_5000) mientras que para los casos Li_200_600 y JB_50_1000 las reducciones son similares con alguna ventaja hacia el primero, es decir, entre esas dos combinaciones analizadas, se valoriza más la potencia que la capacidad. Cabe recordar que estas conclusiones son específicas para el período analizado que corresponde a tres semanas centrales del invierno.

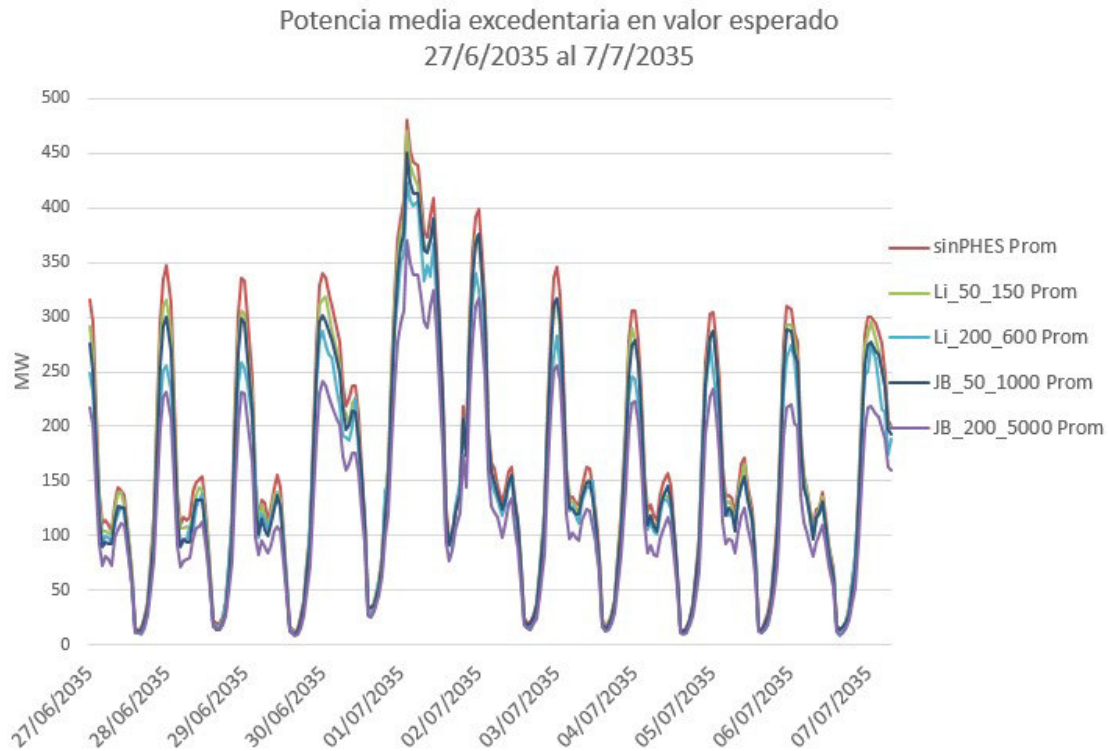


Fig. 18 Potencia excedentaria en valor esperado para el período seleccionado.

Tabla 9 Promedio del valor esperado de la potencia excedentaria horaria para el período seleccionado

Promedio del Valor Esperado de la Potencia Excedentaria horaria para el período 23/6/2035 al 14/7/2035 (MW)	
# excedentes _sinPHES	174
# excedentes Li_50_150	165
# excedentes Li_200_600	151
# excedentes JB_50_1000	158
# excedentes JB_200_5000	127

6.1.5 Manejo de los lagos

A continuación, se presentan los resultados de las cotas horarias de los lagos para cada una de las opciones simuladas. Como se podrá ver, las diferencias de cotas halladas en el período evaluado son bajas y no se registra en ningún caso un cambio cualitativo apreciable en la política de manejo de éstas. Las apreciaciones que se realizan son simples interpretaciones de posibles lógicas seguidas por el optimizador para llegar a los resultados encontrados. Esto es coherente con el hecho de que las plantas de acumulación aquí evaluadas son de una capacidad muy pequeña en comparación con las de los embalses.

Para reducir la dependencia de las simulaciones respecto del valores iniciales de cotas de los lagos, las simulaciones se realizaron utilizando la opción de “iniciar cota encadenando” para la inicialización de las cotas de los lagos. Esto hace que cada realización tome como cota inicial la cota final de la realización anterior.

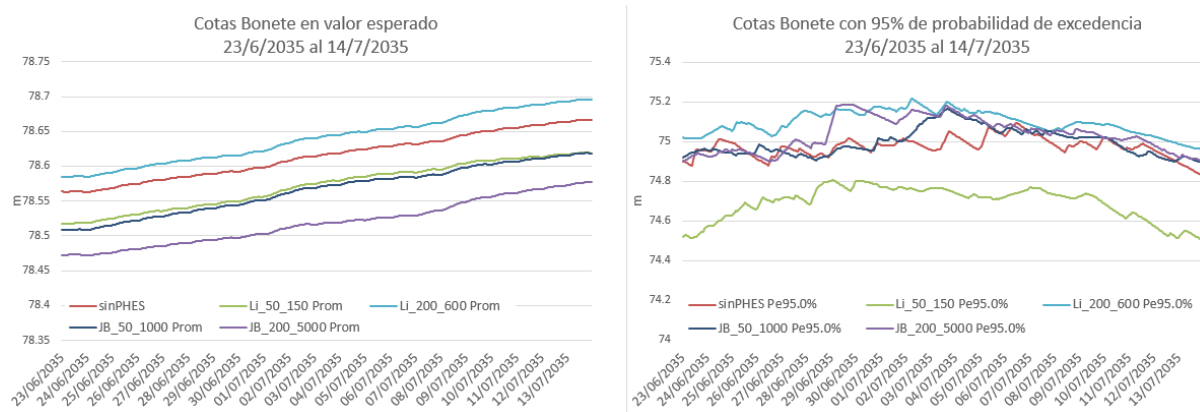


Fig. 19 Cota media horaria de Bonete en valor esperado (izq.) y corte de 95% de probabilidad de excedencia (der.)

En la Fig. 19, a la izquierda, se observa que, en valor esperado para el período analizado, el manejo del lago de Bonete para los dos casos con 50 MW de potencia es indistinto a pesar de poseer capacidades de acumulación muy diferentes. En ambos casos la cota media del lago se reduce levemente. En el gráfico de la derecha por el contrario se ve claramente que en el corte de probabilidad que excluye solo el 5% de los peores casos (cotas con 95% de probabilidad de excedencia) el caso que sólo tiene 150 MWh de acumulación (Li_50_150) maneja este lago en niveles de cota bastante más bajos que el resto de los casos, es decir, arriesga primero lo embalsado en el lago de Bonete respaldándose en el sistema agregado de 150 MWh.

Por otro lado, se observa que para los casos de 200 MW de potencia instalada, el caso Li_200_600 tiende a mantener la cota media de Bonete en un valor levemente más alto que el caso base, mientras que el caso JB_200_5000 la reduce casi 0.1 metros en promedio.

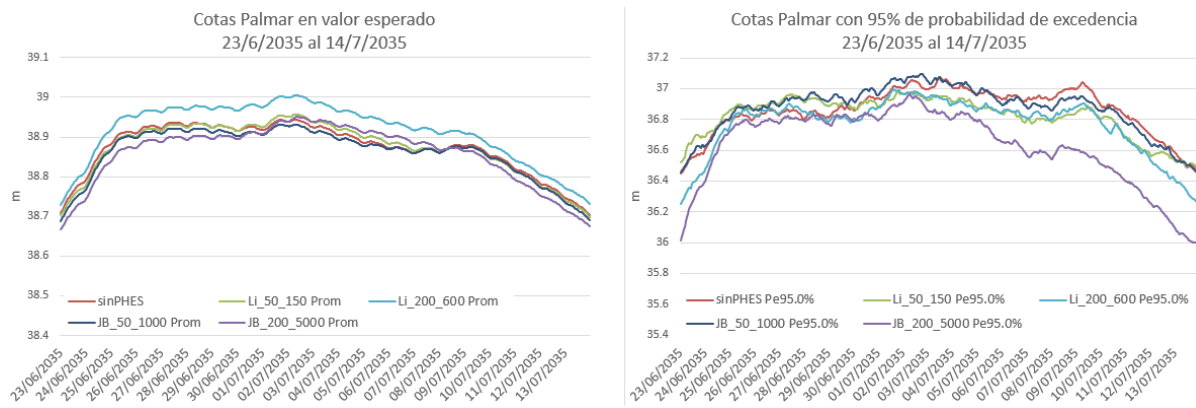


Fig. 20 Cota media horaria de Palmar en valor esperado (izq.) y corte de 95% de probabilidad de excedencia (der.)

Para el caso de la cota de Palmar se vuelve a observar que en valor esperado el caso Li_200_600 es el que mantiene la cota levemente por encima del resto de los casos, mientras que estos últimos muestran muy poca diferencia respecto del caso base. Por su parte para el corte de probabilidad límite con el 5% de peores casos se puede ver que la cota del caso JB_200_5000 es significativamente menor que la del resto de los casos (aproximadamente 30 cm en promedio). Esto significa que al contar con una reserva como la de dicho caso el lago de Palmar deja de ser necesario como respaldo para situaciones extremas pudiendo ser aprovechado en situaciones no tan complicadas, abaratando los costos de abastecimiento.

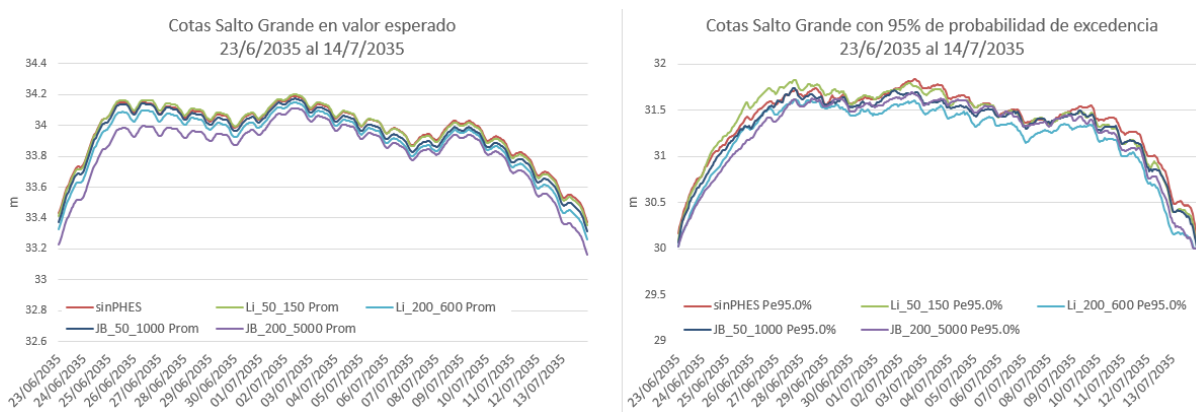


Fig. 21 Cota media horaria de Salto Grande en valor esperado (izq.) y corte de 95% de probabilidad de excedencia (der.)

En cuanto a la cota de Salto Grande se observa que el caso de mayor potencia y capacidad instaladas (JB_200_5000) es el que mantiene dicha cota en un valor esperado más bajo, 12 cm por debajo del caso base en promedio lo que podría interpretarse como un uso más intensivo de la central en detrimento de su utilización como respaldo.

6.1.6 Traslado de potencia

En la actualidad, el análisis de la necesidad o conveniencia de instalación de sistemas de almacenamiento de potencia en el sistema eléctrico uruguayo suele enfocarse casi exclusivamente desde el punto de vista de la uniformización de la curva diaria de la demanda y la regulación de variabilidades de corto plazo de la generación renovable. Sin embargo, del análisis de los resultados económicos obtenidos en el presente trabajo surge que, además del uso intra-diario para el cual no se requieren grandes capacidades de almacenamiento, cuando se instalan capacidades de

almacenamiento mayores el sistema logra importantes reducciones de costos a partir del trasvase de potencia en períodos mayores al día.

Para mostrar esto, se analizó la dinámica de uso de la capacidad de almacenamiento, calculando la máxima cantidad ininterrumpida de horas que dicha capacidad se mantuvo cargada a más de un 60% de su capacidad, en cada una de las 1000 realizaciones simuladas. De esta manera se cuantificó cual es la probabilidad de que esta cantidad de energía (60% de la capacidad máxima) sea almacenada y trasladada por un período dado de horas, para cada una de las tecnologías representadas.

Este indicador definido no pretende cuantificar de forma precisa la duración máxima de los traslados de carga en general ni su probabilidad ocurrencia, sino más bien detectar la ocurrencia de al menos algunos períodos en que se registren traslados de potencia de esta magnitud, y su duración.

Como se puede observar en la Fig. 22, con 60% de probabilidad, la cantidad máxima de horas que podrá eventualmente mantenerse una carga superior al 60% para las opciones de almacenamiento en baterías de Litio (50MW/150MWh y 200MW/600MWh) será de aproximadamente 50 horas. Asimismo, se observa que, para esta tecnología, la probabilidad de que en el período simulado se alcance un traslado de energía de al menos el 60% de la capacidad instalada por un período de al menos una semana (168 horas) es nula.

Por su parte, para los casos que representan tecnología PHES – Joule Brayton (50MW/1000MWh y 200MW/5000MWh), esta probabilidad es de 36% para el caso simulado de menor potencia y capacidad instaladas y 50% para el otro caso.

Mientras tanto, para esta última tecnología, la probabilidad de que en el período simulado se alcance un traslado de energía de al menos el 60% de la capacidad instalada por un período de al menos dos semanas (336 horas) es 4% para el caso 50MW/1000MWh y 14% para el caso 200MW/5000MWh.

Máxima cantidad de horas ininterrumpidas con carga mayor al 60%
23 de junio al 13 de julio de 2035

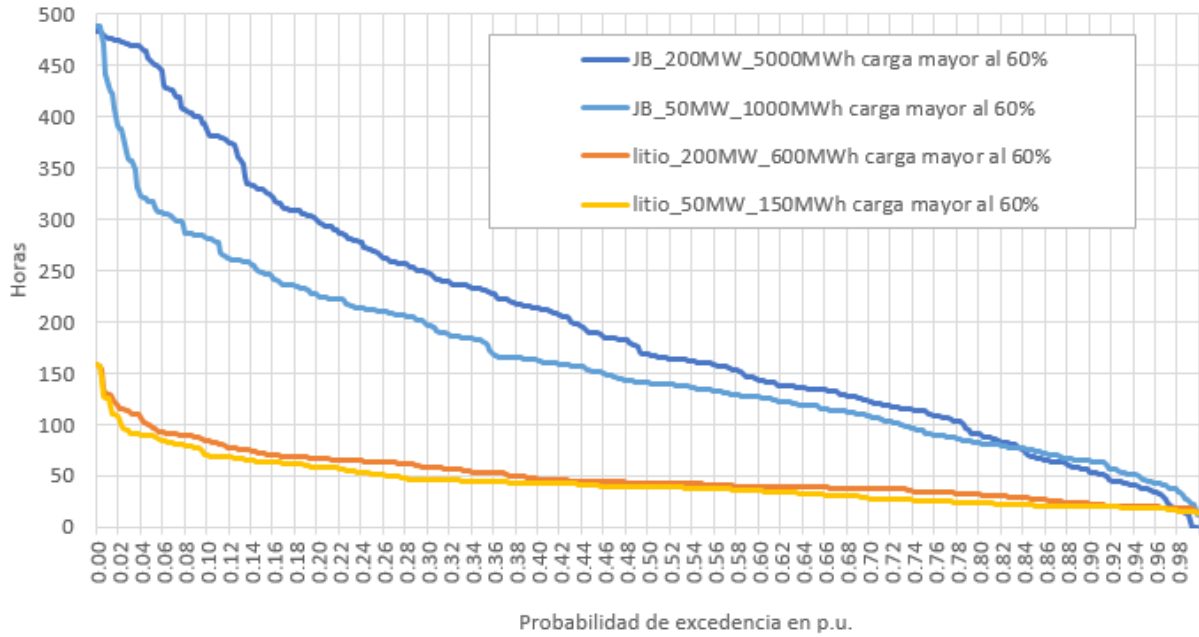


Fig. 22 Probabilidad de excedencia de la máxima cantidad de horas ininterrumpidas durante las que se mantiene la carga de los sistemas de acumulación en más del 60% de su capacidad. Período de 21 días en los meses de junio y julio.

El mismo análisis se realizó para otro período seleccionado en el mes de febrero. Los resultados se observan en la Fig. 23.

Máxima cantidad de horas ininterrumpidas con carga mayor al 60%
1 al 20 de febrero de 2035

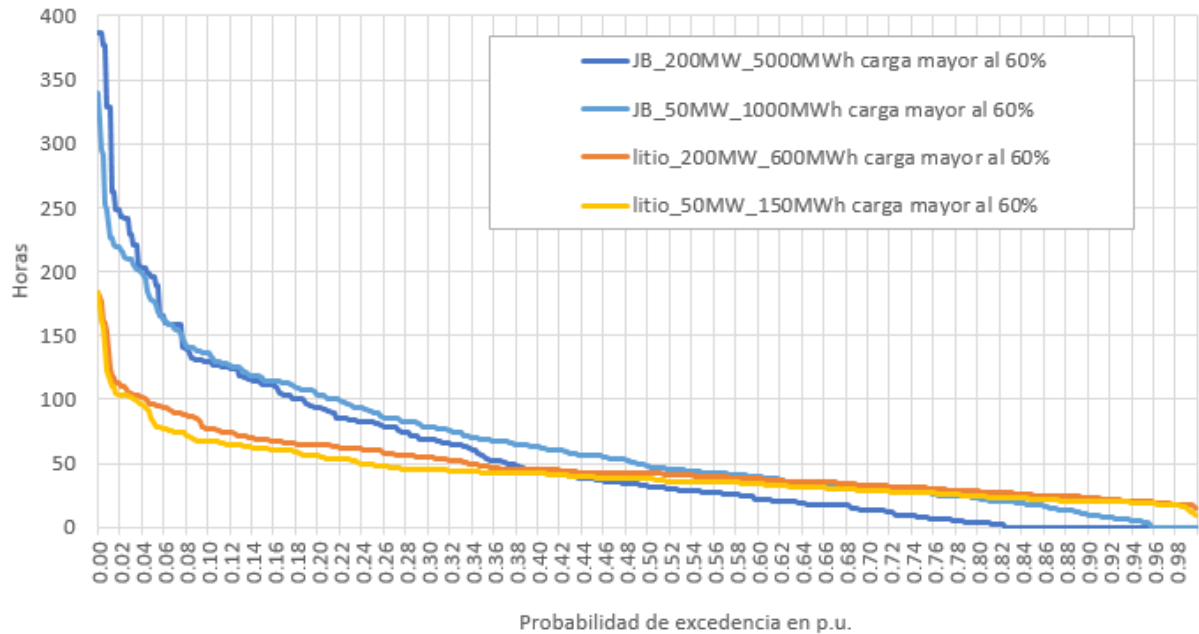


Fig. 23 Probabilidad de excedencia de la máxima cantidad de horas ininterrumpidas durante las que se mantiene la carga de los sistemas de acumulación en más del 60% de su capacidad. Período de 20 días en el mes de febrero.

En este segundo caso se puede observar que los escenarios que representan combinaciones de carga y capacidad asociados a baterías de Litio (50MW/150MWh y 200MW/600MWh) presentan un comportamiento muy similar al presentado en el período de análisis anterior, sin embargo, los casos asociados a la tecnología PHES muestran un aprovechamiento sensiblemente menor de la capacidad de acumulación.

Se tiene que para este período, con una probabilidad del 50%, la cantidad máxima de horas que podrá eventualmente mantenerse una carga superior al 60% será, independientemente de la tecnología considerada, de aproximadamente 50 horas o inferior.

Dado que para los casos de tecnología Joule Brayton los períodos de mantenimiento de carga encontrados en algunos casos son de un orden similar al período simulado, se decide realizar para estos dos escenarios una simulación que comprenda todo el año para conocer el histograma de probabilidades de la duración máxima y promedio de los períodos en que se mantienen cargas superiores al 60% de la capacidad de acumulación instalada.

En la Fig. 24 se puede observar la distribución de probabilidad del promedio de la cantidad de horas ininterrumpidas con carga mayor al 60% de la capacidad de almacenamiento correspondiente. En concreto se puede ver que, para el caso JB_50_1000, con probabilidad de excedencia 50% la duración promedio de los períodos es de 42 horas. Para el caso JB_200_5000 esta duración es de 78 horas.

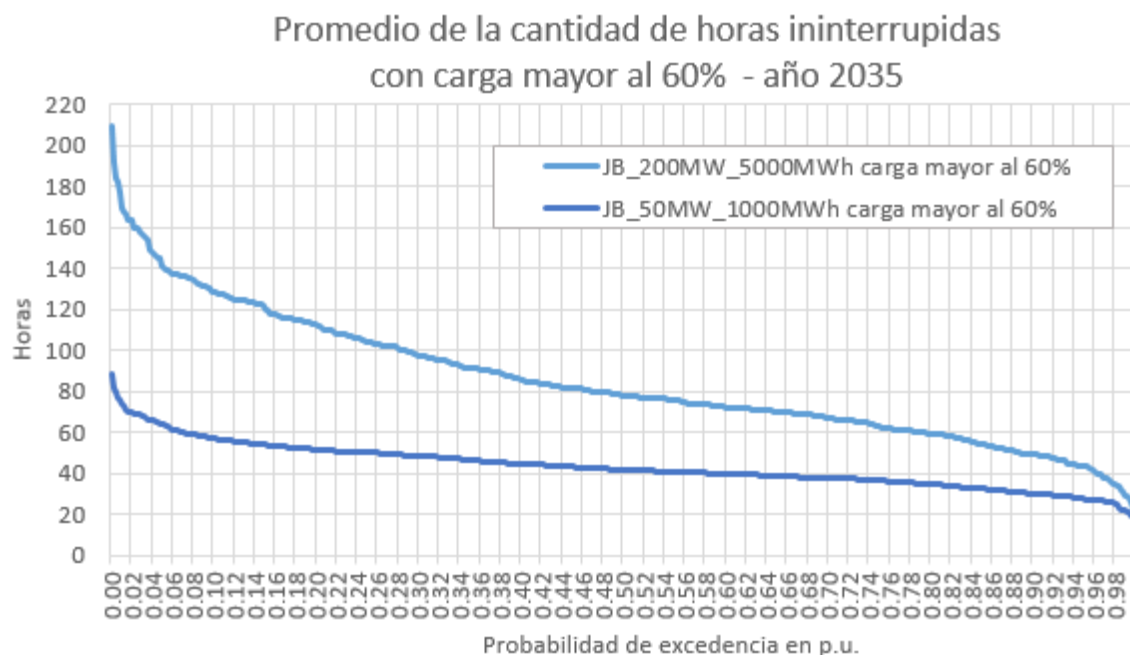


Fig. 24 Probabilidad de excedencia del promedio de la cantidad de horas ininterrumpidas durante las que se mantiene la carga de los sistemas de acumulación en más del 60% de su capacidad. Año 2035

En cuanto a la duración máxima de los traslados de potencia (de al menos el 60% de la capacidad de almacenamiento como se viene manejando en todo este apartado) se puede observar que para el caso JB_50_1000, con probabilidad de excedencia 50% la duración máxima de los períodos es de 476 horas (aproximadamente 20 días). Para el caso JB_200_5000 esta duración es de 873 horas (aproximadamente 5 semanas).

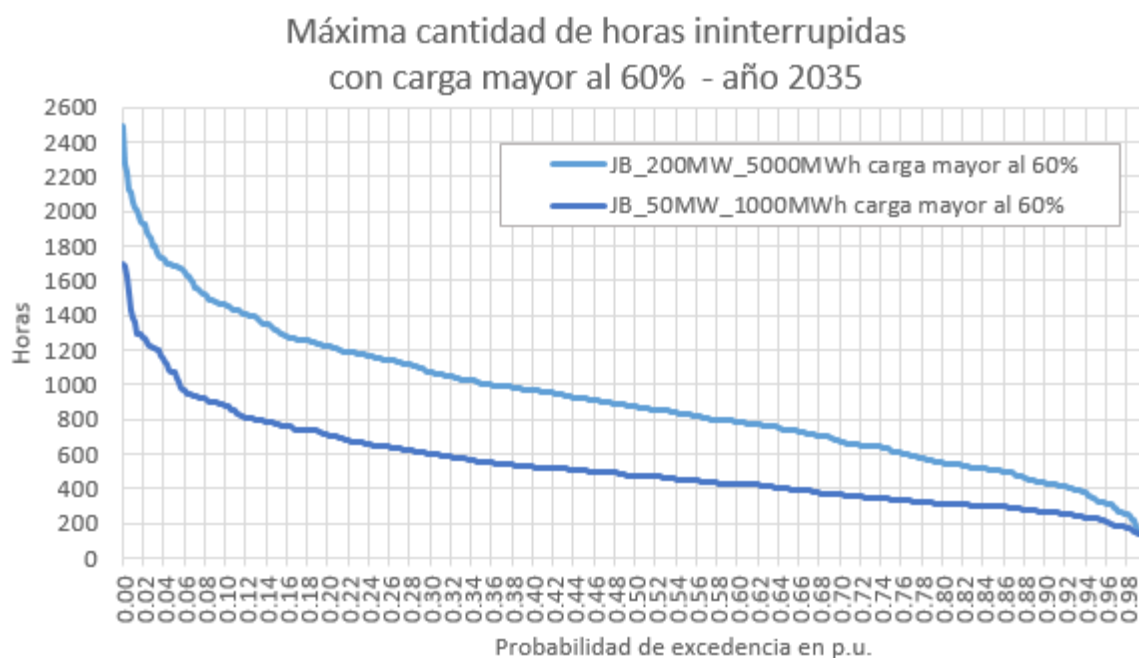


Fig. 25 Probabilidad de excedencia de la máxima cantidad de horas ininterrumpidas durante las que se mantiene la carga de los sistemas de acumulación en más del 60% de su capacidad. Año 2035

Como conclusión de este análisis se puede decir que, de darse la posibilidad al sistema de utilizar capacidades de almacenamiento mayores, se registran traslados de potencia en períodos mayores al diario, y esto genera beneficios significativos para el sistema.

7 Conclusiones

Considerando las hipótesis descritas en el documento se realizaron simulaciones para analizar la viabilidad económica de la instalación de sistemas de acumulación PHES en el sistema eléctrico uruguayo, en tres escenarios posibles representados por las proyecciones del sistema eléctrico para los años 2025, 2035 y 2045.

Los resultados obtenidos muestran que, para las condiciones representadas con el sistema del año 2025 no se viabiliza la instalación de sistemas de acumulación del tipo analizado. Sin embargo, la rentabilidad alcanzada es buena para el escenario del año 2035 y muy buena para el año 2045.

La combinación óptima de potencia de carga/descarga y capacidad de almacenamiento de energía de acuerdo al período de retorno de la inversión hallada corresponde a una potencia de 50 MW y una capacidad de 1000 MWh. Asimismo, la combinación de 200 MW y 5000 MWh de potencia representa una opción con excelentes resultados para el escenario 2045 y resultados aceptables para el escenario 2035.

En cuanto a la viabilidad de las inversiones para los escenarios 2035 y 2045, según cada uno de los niveles de potencia analizados, se concluye que:

- los beneficios alcanzables con la instalación de solo 10 MW de almacenamiento son muy bajos, obteniéndose el menor período de retorno con capacidad de carga asociada de 20 horas (200 MW).

- los beneficios de instalar 50 MW muestran un máximo con una capacidad asociada de 20 horas (1000 MWh) tanto para el escenario 2035 (7 años de retorno) como para el 2045 (4 años de retorno). El segundo lugar en rentabilidad para esta potencia corresponde a la capacidad asociada de 10 horas (500 MWh) con períodos de retorno de 8 y 5 años para los escenarios 2035 y 2045 respectivamente.
- la instalación de 100 MW encuentra el óptimo para una capacidad asociada de 5 horas (500 MWh). Sin embargo, el período de retorno de dicha inversión es levemente mayor, tanto en el 2035 como en el 2045, que la de la opción de 50 MW con 1000 MWh.

Los beneficios de instalar 200 MW en 2035 permiten alcanzar períodos de retorno de 9 o 10 años dependiendo de si se le asocian 5 o 25 horas de acumulación, mientras que para 2045 los períodos de retorno se igualan para ambas opciones de capacidad de acumulación y se aproximan a los 5 años. Este resultado es particularmente auspicioso, dado que se trata de una central de importante envergadura para el sistema uruguayo y una extensa vida útil que hace que incluso la rentabilidad esperada para el escenario 2035 sea considerable.

En cuanto a la estacionalidad de los beneficios obtenibles gracias a la instalación de sistemas de acumulación se observa que los más notorios se registran durante las semanas más frías del invierno. Los beneficios menos apreciables se registran en la primavera, cuando, además de registrarse valores de demanda bajos, se tiene la mayor disponibilidad de recursos hídricos en valor esperado.

Desde el punto de vista de los costos de abastecimiento del sistema, las opciones JB_50_1000 (tecnología Joule-Brayton con 50 MW de potencia y 1000 MWh de capacidad) y Li_200_600 (tecnología Joule-Brayton con 200 MW de potencia y 600 MWh de capacidad) son prácticamente equivalentes. Esto no implica su equivalencia desde el punto de vista de los beneficios netos obtenidos por el sistema ya que los costos de instalación de ambas tecnologías pueden diferir en gran medida.

Para el análisis realizado centrado en las tres semanas de mayor demanda del invierno, se puede concluir que, la opción que considera la instalación de 5000 MWh de capacidad logra reducir significativamente los costos del período de 20 días analizado en montos cercanos a los 100 MUSD (mayores al 20% del costo total).

Finalmente se observó también que, de darse la posibilidad al sistema de utilizar capacidades de almacenamiento mayores, como son los casos analizados de tecnología Joule-Brayton, se registran traslados de potencia en períodos mayores al diario, y esto genera beneficios significativos para el sistema. Es decir que, además de los consabidos beneficios resultantes del “peak shaving”, la capacidad de almacenar y trasladar energía en períodos de 2 a 3 días (y también mayores), redundan en importantes beneficios para el sistema, reduciendo costos e incrementando la seguridad del suministro (reducción de probabilidad y profundidad de falla). Este aspecto es importante desde el punto de vista del diseño de los sistemas PHES, ya que hace relevante prestar especial atención a la minimización de pérdidas con el tiempo.

Referencias

- [1] R. Chaer (2015). Fundamentos del modelado CEGH de procesos aleatorios. DOI: 10.13140/RG.2.1.4637.8081.
- [2] McTigue, J. (2016). Analysis and optimisation of thermal energy storage (Doctoral thesis). <https://doi.org/10.17863/CAM.7084>
- [3] D. Salomone-Gonzalez, P. Curto-Risso, A. Calvo Hernandez, A. Medina, J. Roco, J. Gonzalez-Ayala, (2020). Pumped heat energy storage with liquid media: Thermodynamic assessment by a Brayton-like model. *J. Energy Storage* 56 (2020) 105966, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105966>.
- [4] Halty, V. (2020). Análisis de la acumulación de energía y su aplicación en Uruguay [en línea]. Tesis de maestría. Montevideo : Udelar. FI., 2020.
- [5] Chaer, R., Gurin, M., Cornalino, E., Draper, M., Terra, R., Abal, G., and Alonso, R. (2014). Complementariedad de las energías renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad [en línea]. Montevideo : Udelar. FI, 2014
- [6] Cornalino, E. and Chaer, R. (2018). Plan óptimo de inversiones en generación Uruguay 2019-2046. [en línea]. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. https://simsee.org/simsee/biblioteca/Complementariedad_HidEolSol2014/PI20192046/PLanExp_20192046_DNE_IIE.pdf
- [7] Olympios, A. V. et al (2021). Progress and prospects of thermo-mechanical energy storage—a critical review. *Prog. Energy* 3 022001. DOI 10.1088/2516-1083/abdbba
- [8] Halty, V., Vignolo, M. y Chaer, R. (2020) A technical, economical and regulatory analysis of storage systems incorporation in the Uruguayan electricity market [en línea] EN: IEEE T&D LA 2020, Montevideo, Uruguay, 29 sep-1 oct. Piscataway, NJ : IEEE, 2020. 6 p.
- [9] Aguado Molina, R., Casteleiro Roca, J.L., Jove Pérez, E., Zayas Gato, F., Quintián Pardo, H., Calvo Rolle, J.L. (2021). Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica. A Coruña. Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións. ISBN: 978-84-9749-798-5. DOI: <https://doi.org/10.17979/spudc.9788497497985>