

Integración de un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico, estudio de caso

Integration of an energy storage system in a wind farm, case study

Jorge David Araya Rodríguez¹, Juan J. Rojas²,
Gustavo Richmond-Navarro³

Araya Rodríguez, J.D; Rojas, J.J; Richmond-Navarro, G.
Integración de un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico, estudio de caso. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 58-66.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6333>

- 1 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: arayarod123@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0001-5507-5083>
- 2 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: juan.rojas@tec.ac.cr
<https://orcid.org/0000-0002-3261-5005>
- 3 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: grichmond@tec.ac.cr
<https://orcid.org/0000-0001-5147-5952>

Palabras clave

Almacenamiento de energía; parque eólico; red de distribución; Ion-Litio; Flujo Redox Vanadio.

Resumen

La energía contenida en el viento es un recurso que debe transformarse de manera instantánea, no permite almacenamiento directo como la energía hidroeléctrica. En un parque eólico es posible aprovechar los excedentes de energía generada durante la noche, cuando hay menor demanda, mediante un sistema de almacenamiento energético con baterías. En este trabajo se establece el tipo de tecnología que cumple con las características idóneas, el dimensionamiento en potencia y energía, así como la viabilidad financiera de instalar un banco de baterías en un parque eólico, considerando la curva máxima de la red de distribución y el tiempo de descarga. Se obtiene que se requiere un sistema de 2.5 MW de potencia nominal, que opere durante 2.5 horas lo cual representa una energía total de 6.25 MWh. Se seleccionan las tecnologías de Ion-Litio y Flujo Redox Vanadio como las tecnologías que presentan mejores resultados para este sistema. Esta selección se realizó considerando los antecedentes del sistema de distribución eléctrica, la profundidad de descarga, la degradación anual, la configuración de instalación y la densidad energética. Se proponen además dos modalidades de instalación: completa y aplazada. La segunda permite adecuar cada sistema según la red y el desgaste del banco de baterías. Se obtiene que la inversión ronda los 8 millones de dólares y se concluye que a pesar de ser el banco de baterías una solución técnica al aprovechamiento de excedentes, en las condiciones analizadas no es justificable la inversión. Se recomienda valorar en un futuro realizar la inversión cuando disminuyan los costos de las tecnologías de almacenamiento.

Keywords

Energy storage; wind farm; distribution grid; Lithium-Ion; Vanadium Redox Flow.

Abstract

Wind energy must be transformed instantaneously; it does not allow direct storage like hydroelectric energy. In a wind farm, it is possible to take advantage of the surplus energy generated during the night, when there is less demand, through an energy storage system with batteries. This work establishes the type of technology that meets the ideal characteristics, the power and energy dimensioning, as well as the financial viability of installing a battery bank in a wind farm, considering the maximum curve of the distribution network and the discharge time. It is found that a system of 2.5 MW of nominal power is required, which operates for 2.5 hours, which represents a total energy of 6.25 MWh. Lithium-Ion and Vanadium Redox Flux technologies are selected as the technologies that present the best results for this system. This selection was made considering the history of the electrical distribution system, discharge depth, annual degradation, installation configuration and energy density. Two types of installation are proposed: complete and postponed. The second allows to adapt each system according to the network and the degradation of the battery bank. It is found that the investment is around \$ 8 million and it is concluded that despite being a feasible solution to the use of surpluses, under the conditions analyzed the investment is not justifiable. It is recommended to assess the investment in the future when the costs of storage technologies decrease.

Introducción

La transformación de energía a partir de fuentes renovables es cada vez más común, en los últimos años la energía eólica tuvo mucho éxito y esta continua con la tendencia al crecimiento en todo el mundo. En 2018 la capacidad total instalada de aerogeneración a nivel mundial alcanzaba los 597 GW [1]. Los entes y empresas encargados de la generación eléctrica a nivel mundial apuestan cada vez más al desarrollo e investigación en esta área lo cual ha convertido el mercado más competitivo, gracias a la reducción de riesgos, la alta eficiencia de los mercados de gran volumen y la innovación tecnológica, todo esto contribuye a la reducción de costos [2]. No obstante, debido a la naturaleza intermitente de la energía eólica, la integración de esta en los sistemas de energía trae consigo una variabilidad e incertidumbre inherentes [3]. El impacto de la integración de la energía eólica en la estabilidad y fiabilidad del sistema depende del grado de penetración de esta [2].

La variación de la generación eólica también puede degradar la estabilidad del voltaje de la red debido al exceso o la escasez de energía [4]. Además, los excedentes energéticos en periodos de bajo consumo y el no aprovechamiento del 100% de la generación disponible durante ciertas horas del día es otra situación que afecta el rendimiento económico del parque eólico por lo que la búsqueda de soluciones a estos problemas es un tema de interés para las compañías generadoras. Debido a esto es que se desarrollan investigaciones y proyectos que contribuyan a mejorar la posibilidad de aprovechar la energía en los momentos del día que se desee y no solamente en los periodos en que esta se esté generando, lo cual contribuye a mejorar la disponibilidad de las energías renovables para no solo hacer un manejo óptimo de la electricidad disponible sino también garantizar que el uso de esta se puede hacer en los momentos en que económicamente hay un beneficio mayor [5].

Considerando que la energía puede ser almacenada de diferentes formas: mecánica, electroquímica, química, electromagnética, térmica, entre otras [6] y para hacer frente a la imprevisibilidad de la demanda de energía y la intermitencia de la producción de energía renovable, el almacenamiento de energía se considera una de las soluciones más eficientes [7]. Esto además ayudaría a seguir promoviendo la generación por medio de fuentes intermitentes, contribuyendo a la disminución de generación eléctrica con combustibles fósiles y dándole un aporte importante a la matriz energética [8]. El almacenamiento puede ofrecer servicios desde segundos, minutos u horas como servicios de reserva y respuesta, soporte de redes de transmisión y distribución y administración de energía [9].

Países como Japón, Alemania, Australia, e incluso más recientemente El Salvador, han optado por implementar tecnologías de almacenamiento. Por ejemplo, en Lenox, New York la empresa GE en conjunto con una empresa de paneles fotovoltaicos pretende terminar para este año un parque solar junto con un sistema de almacenamiento de energía [4].

En la isla japonesa de Izu Oshima, Hitachi Chemical Company desarrolló uno de los 48 proyectos existentes en tecnologías electro-químicas en el país asiático, este consiste en un sistema de baterías ion-litio, combinado con generación eólica y solar, con potencia de 1500 kW [2].

Además, un caso reciente es el proyecto Capella Solar de la empresa Neoen desarrollado en el país centroamericano de El Salvador, el sistema de almacenamiento en baterías de iones de litio con capacidad de 3.3 MW / 2.23 MWh, se convierte en el sistema de almacenamiento energético más grande de Centroamérica, este complementa y dará estabilidad a las plantas solares Albireo I y Albireo II las cuales juntas suman una potencia total instalada de 140 MW. La empresa encargada del proyecto, la francesa Neoen, ha capitalizado su experiencia en esta tecnología a escala internacional. El año anterior anunció, la expansión del 50% de su reserva de energía en Hornsdale Power Reserve (Australia), que ya contaba con el récord mundial por capacidad (100 MW / 129 MWh), en baterías ion-litio desarrolladas por la empresa Tesla [10].

De acuerdo con [11], la empresa Tesla expresó en un comunicado oficial que “La finalización de la batería de iones de litio más grande del mundo en un tiempo récord muestra que es posible una solución energética sostenible y efectiva”. Esto tras la puesta en marcha de un sistema de almacenamiento ubicado al sur de Australia. Proyectos como los mencionados anteriormente son evidencia de que el desarrollo y los avances recientes en cuanto a sistemas de almacenamiento energético son una solución viable, particularmente para los sistemas modernos de generación [12].

En el caso de estudio presentado en esta investigación, se pretende evaluar la viabilidad de integrar un sistema de almacenamiento energético a un parque eólico con una capacidad de generación de 12.75 MW, el cual genera para una red en la que sus picos de consumo alcanzan los 24 MW aproximadamente. Debido a esto, dicho parque eólico no puede suplir toda la demanda, por lo que el administrador de la red compra la energía faltante a un proveedor externo, esto representa un costo económico. Mientras tanto, por la noche el parque eólico genera excedentes, es decir el consumo es mucho menor que la generación. Esta situación crea “un exceso de capacidad ociosa de generación, cuyos costos crecientes deben pagarse por medio de la facturación eléctrica” [13]. Por tanto, se plantea la posibilidad de almacenar excedentes nocturnos para utilizarlos durante el día y comprar menos energía.

Con este panorama, los objetivos de la investigación son determinar la potencia necesaria del sistema de almacenamiento, el tiempo de descarga y por tanto la energía total requerida. Además, considerando las baterías tipo Flujo Redox Vanadio e Ion-litio, las cuales presentan una larga vida útil y de acuerdo a [14] también ofrecen una alta densidad energética, en el caso de Ion-Litio; y un bajo impacto ambiental en el caso la tecnología de Flujo Redox Vanadio; se plantea calcular los costos del sistema y su puesta en marcha y determinar la viabilidad económica de la integración de un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico.

Metodología

Para evaluar la viabilidad de integrar un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico, se siguen los siguientes seis pasos, los cuales son de autoría propia de los autores.

El paso uno es el estudio de los perfiles de demanda de la red eléctrica en estudio. Para esto se analiza un periodo de dos años y medio y con esto se determina una tendencia de los momentos de mayor y menor consumo del día y se obtiene una gráfica del promedio de consumo mensual, en donde se identifican los periodos punta de demanda de potencia.

El paso dos es determinar, a partir de los perfiles de demanda, la potencia nominal del sistema (P, en kW), esto se realiza identificando cuál es la diferencia en potencia entre el primer y segundo punto de mayor demanda en el día, es decir, el pico de potencia de la mañana. Esto debido a que si se inyecta mucha potencia durante la noche el pico de potencia máxima pasa a ser durante la mañana y el traslado de periodos punta no es deseable.

Como tercer paso, se debe identificar, a partir del análisis de demanda histórico, el tiempo (t, en horas) en que el sistema se debe descargar, en este caso de estudio el periodo punta de la noche es el que se debe considerar como el tiempo de descarga del sistema.

El paso cuatro consiste en usar la ecuación 1 para calcular la energía (E, en kWh) a partir de la potencia nominal y del tiempo calculados en los pasos anteriores.

$$E = P * t \quad (1)$$

Con la ecuación 1 se obtiene la dimensión energética del sistema en condiciones ideales de eficiencia, sin embargo, como paso quinto se debe considerar las pérdidas involucradas y la eficiencia del sistema y sus componentes, la dimensión del sistema requerido es considerablemente mayor, por lo que se obtiene una energía corregida, debido a que se toman en cuenta los siguientes aspectos [15]:

- Demanda diaria de energía.
- Reserva para compensar la degradación de las baterías.
- Energía almacenada por profundidad de descarga (DOD) que en este caso se considerará un valor del 95%.
- Pérdida de energía propia de las baterías.
- Degradación acumulada durante la vida útil.

Como sexto paso, a partir del cálculo de la energía corregida del sistema se cotiza el costo total del mismo y se calcula el beneficio que este genera a partir de almacenar excedentes para utilizarlos cuando sea más conveniente. Al calcular el ahorro y los costos se calcula el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) utilizando Microsoft Excel. Estos son los indicadores económicos que determinan si es económicamente viable un proyecto de este tipo [16].

Resultados y discusión

Al aplicar el primer paso de la metodología y promediar la demanda para cada hora del día durante un mes, se obtienen las curvas de demanda promedio mensual mostradas en la figura 1. En la cual se muestran curvas de diferentes colores para cada mes del año. Se ha omitido voluntariamente la correspondencia de los colores con los meses específicos pues esa información no es relevante como se discute a continuación.

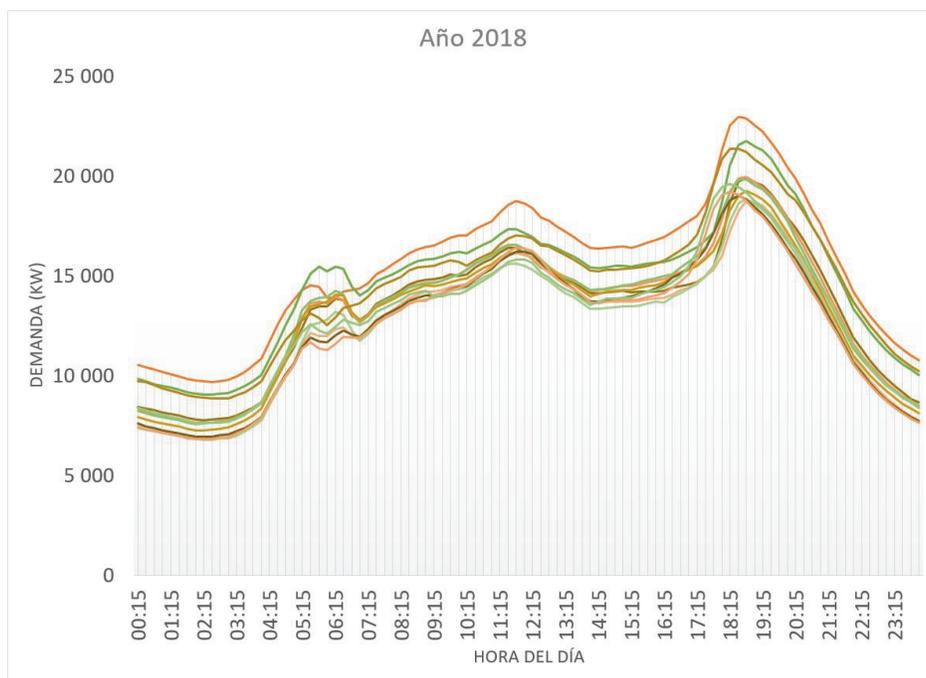


Figura 1. Perfiles mensuales de demanda promedio del año 2018.

En la figura 1 los perfiles de demanda promedio de la red muestran que, aunque los valores de potencia cambian, la tendencia es similar todos los meses y no hay cambios significativos en el comportamiento, por lo cual se pueden identificar los picos de demanda de interés. Se observa que la tendencia en todos los meses del año 2018 fue similar, lo mismo resultó en el análisis realizado para el año 2019 y parte del 2020. Las imágenes correspondientes a 2019 y 2020 se omiten debido a que no se encuentra diferencia respecto a lo reportado para el año 2018, es decir, se encuentran diferentes valores de potencia, pero un mismo patrón y una diferencia constante entre el pico potencia de la mañana y el de la tarde.

Al realizar los pasos del segundo al cuarto y analizar los datos de demanda de los últimos dos años y medio, se determinó que la potencia ideal del sistema de almacenamiento sin generar desperdicio energético es de 2500 kW y que estos deben ser inyectados de manera continua al sistema durante dos horas y media que es el momento de mayor consumo del sistema eléctrico, Por tanto, son necesarios 6250 kWh disponibles al momento de la descarga para que el sistema abastezca la energía necesaria.

En la figura 2, la curva azul representa el comportamiento normal de demanda del sistema eléctrico en estudio, mientras que la curva naranja representa el comportamiento de la demanda en el caso de que se aplicara una descarga del sistema de baterías durante dos horas y media, tiempo correspondiente al periodo punta nocturno. Durante el tiempo que no hay inyección de potencia al sistema, el comportamiento es el mismo con o sin almacenamiento, lo que genera la superposición de ambas curvas y solo se aprecia la naranja. La descarga inicia alrededor de las 5:30 pm y se extiende hasta las 8:00 pm; en este lapso la curva de demanda es afectada, ya que la red recibe una inyección de potencia que disminuye la energía demandada a los sistemas de generación. Los resultados para los meses restantes del año se omiten en este artículo debido a que siguen la misma tendencia que enero.

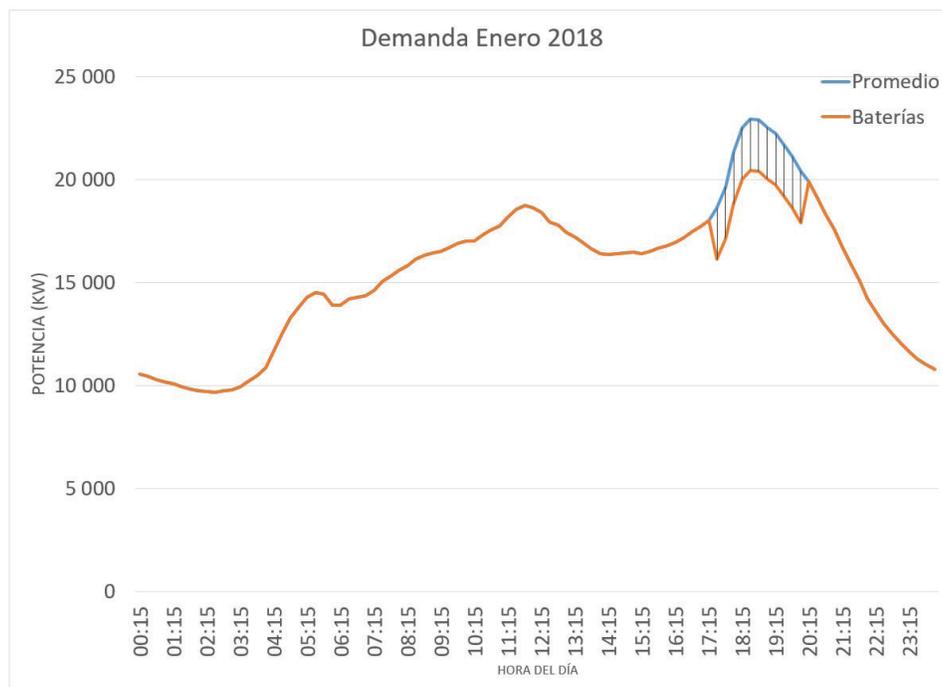


Figura 2. Curva de demanda promedio en enero 2018.

Al desarrollar lo descrito en la metodología como quinto paso, se considera la eficiencia total del sistema y se obtiene que para que al final del año 10 de operación este pueda entregar los 6250 kWh se debe considerar un banco de baterías con al menos las siguientes capacidades: 12 051 kWh para el sistema de baterías de Ion-Litio y debido a que el sistema de Flujo Redox Vanadio tiene una degradación anual mucho más baja que la de la tecnología de Ion-Litio, esta requiere de una capacidad de 8457 kWh.

Como sexto y último paso, el cálculo de la inversión inicial para el caso de la tecnología de baterías de Ion-Litio y Flujo Redox Vanadio da como resultado los valores de ahorro que el sistema generaría en 10 años de vida útil, todo esto traído a valor actual, como se muestra en el cuadro 1. Donde también figuran el VAN y TIR, indicadores económicos que determinan si es recomendable invertir en un proyecto de este tipo.

Cuadro 1. Indicadores económicos para tecnología Ion-Litio.

Indicador	Tipo de baterías	
	Ion-Litio	Flujo Redox Vanadio
Inversión inicial* (millones de dólares)	7.8	8.7
Valor actual flujo neto (millones de dólares)	1.46	1.72
VAN (millones de dólares)	-6.33	-7.01
TIR	-15.50%	-14.8%

* Costos tomados de [15].

A pesar de que el ahorro es mayor en las baterías de flujo Redox Vanadio, estas tienen un costo más elevado lo cual genera que el VAN sea menor que para el caso de las de Ion-Litio.

Al analizar los costos y la viabilidad económica de instalar un sistema de este tipo, el precio total en el caso de Ion-Litio es cercano a los 7.8 millones de dólares, mientras que para la tecnología de Flujo Redox Vanadio es un poco más costosa, cercano a los 8.7 millones de dólares, a pesar de que el sistema que se necesita es de una dimensión menor que el de Ion-Litio. De acuerdo a los indicadores económicos mostrados anteriormente y a pesar de que el almacenamiento es una solución técnica para el aprovechamiento de excedentes, bajo las condiciones analizadas en esta investigación, estos dos sistemas de baterías no son una solución económicamente viable.

Bajo los supuestos analizados, el costo del proyecto debe ser de máximo 1.25 millones de dólares, para que sí sea factible. Esto es, que su valor se reduzca un 84%. A pesar de la gran diferencia de costos, se debe tener en cuenta que la tendencia de la inversión en este tipo de sistemas siempre es a la baja. A manera de referencia, las plantas de energía termosolar de concentración redujeron su costo un 26% entre 2012 y 2016 [17].

Finalmente, se considera importante mencionar que, se realizó una proyección económica de una forma diferente de instalación (de manera aplazada) con el objetivo de determinar si existía alguna ventaja en invertir de manera paulatina, sin embargo, al no encontrar cambios significativos, los resultados se omiten y no se muestran en el presente documento.

Conclusiones

A partir de la información analizada para una red con las características de este caso de estudio se puede concluir respecto a la integración de un sistema de almacenamiento en un parque eólico lo siguiente:

1. Que en el caso de estudio de esta investigación el valor de potencia de descarga debe ser de 2500 kW, además el tiempo de descarga debe ser de 2.5 horas y que considerando una vida útil de 10 años en cada sistema, se debe tener una energía disponible a final del año diez de 12 051 kWh para el caso de Ion Litio y en el caso de Flujo Redox Vanadio de 8 457 kWh.
2. Que debido a que la tecnología de Ion-Litio presenta un VAN de -6.33 millones de dólares y un TIR de -15.50%, este tipo de almacenamiento no es viable en el caso en estudio.
3. Que las baterías de Flujo Redox Vanadio presentan un VAN de -7.01 millones de dólares y un TIR de -14.80% por lo que se entiende que el proyecto no es viable debido a que no hay un retorno a la inversión durante la operación.
4. Que el almacenamiento de energía en baterías en ambas tecnologías proporciona una solución técnicamente viable al problema del desaprovechamiento de excedentes producto de la intermitencia en la transformación de energía en un parque eólico, pero con las condiciones de este estudio de caso, no es económicamente favorable.

Se recomienda volver a valorar en el futuro la posibilidad de instalar un banco de baterías debido a que se espera que dichos sistemas de almacenamiento reduzcan su costo y aumenten su eficiencia, tal como ha ocurrido en otras industrias como los es la automovilística, la computación y las telecomunicaciones.

Referencias

- [1] K. Torres-Castro, C. Torres-Quirós & G. Richmond-Navarro, "Microgeneración de energía eólica en un entorno boscoso en Costa Rica: estudio de caso," *Tecnología En Marcha*, vol. 34, no. 3, p. 61-69, 2021. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5063>
- [2] P. Wang, Z. Gao & L. Bertling, "Operational Adequacy Studies of Power Systems With Wind Farms and Energy Storages," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2377-2384, 2012. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2201181>
- [3] L. Silva de Sequeira & W. Peng, "Control strategy to smooth wind power output using battery energy storage system: A review," *Journal of Energy Storage*, vol. 35, p. 102252, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102252>
- [4] J. S. Hill. (2019). *GE Renewable Energy Announces New Solar + Storage Hybrid Project In New York* [En línea]. Disponible <https://cleantechnica.com/2019/04/17/ge-renewable-energy-announces-new-solar-storage-hybrid-project-in-new-york/>
- [5] E. Ruiz, "Estudio de factibilidad técnica y viabilidad económica para el almacenamiento de energía en el Proyecto hidroeléctrico Casa de Piedra en la Zona de Los Santos," Tesis de maestría, Instituto Tecnológico de Costa Rica, 2019.
- [6] S. N. Backhaus, M. Chertkov, & K. Dvijotham, "Operations-based planning for placement and sizing of energy storage in a grid with a high penetration of renewables," (No. LA-UR-11-03619; LA-UR-11-3619). Los Alamos National Lab. (LANL), Los Alamos, NM (United States). 2011.
- [7] A. Berrada, A. Emrani & A. Ameer, "Life-cycle assessment of gravity energy storage systems for large-scale application," *Journal of Energy Storage*, vol. 40, p. 102825, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102825>
- [8] G.A. Gómez-Ramírez, C. Meza & S. Morales-Hernández, "Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas," *Tecnología en Marcha*, vol. 34, no. 3, p. 70-82, 2021. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5352>
- [9] A. Ramos, M. Tuovinen, M & Ala-Juusela, "Battery Energy Storage System (BESS) as a service in Finland: Business model and regulatory challenges," *Journal of Energy Storage*, vol. 40, p. 102720, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102720>
- [10] Forbes Staff. (2019). *El salvador: avance del proyecto fotovoltaico Capella Solar supera el 90 %* [En línea]. Disponible: <https://forbescentroamerica.com/2019/12/23/el-salvador-avance-del-proyecto-fotovoltaico-capella-solar-supera-el-90/>

- [11] T. Ong. (2017). *Elon Musk's giant battery is now delivering power to South Australia* [En línea]. Disponible <https://www.theverge.com/2017/12/1/16723186/elon-musk-battery-launched-south-australia>
- [12] J. Kondoh, I. Ishii, H. Yamaguchi, A. Murata, K. Otani, K. Sakuta, N. Higuchi, S. Sekine, & M. Kamimoto, "Electrical energy storage systems for energy networks," *Energy Conversion and Management*, vol. 41, no. 17, pp. 1863-1874, 2000. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00028-5](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00028-5)
- [13] R. Dobles. (2014). *Sobrecapacidad en generación eléctrica* [En línea]. Disponible https://www.larepublica.net/noticia/sobrecapacidad_en_generacion_electrica
- [14] L. da Silva Lima, M. Quartier, A. Buchmayr, D. Sanjuan-Delmás, H. Laget, D. Corbisier, J. Mertens & J. Dewulf, "Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 46, p. 101286, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101286>
- [15] A. Calderón & E. Ruiz, "Revisión de dimensionamiento de capacidad y balance de energía," Reporte técnico, DEICO, Costa Rica, 2020.
- [16] J. G. Altuve, "El uso del valor actual neto y la tasa interna de retorno para la valoración de las decisiones de inversión," *Actualidad contable FACES*, vol. 7, no. 9, pp. 7-17, 2004. <https://www.redalyc.org/pdf/257/25700902.pdf>
- [17] M. Chaanaoui, S. Vaudreuil, & T. Bounahmidi, "Benchmark of concentrating solar power plants: Historical, current and future technical and economic development," *Procedia Computer Science*, vol. 83, pp 782-789, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2016.04.167>